

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

En el caso de

**9REN HOLDING S.À.R.L.,**

Demandante

c.

**REINO DE ESPAÑA,**

Demandado

**(Caso CIADI No. ARB/15/15)**

---

**LAUDO**

---

***Miembros del Tribunal***

El Honorable Ian Binnie C.C., Q.C., Presidente

Sr. David R. Haigh, Q.C., Árbitro

Sr. V.V. Veeder, Q.C., Árbitro

***Secretaria del Tribunal***

Sra. Catherine Kettlewell, CIADI

Fecha de envío a las Partes: **31 de mayo de 2019**

## REPRESENTACIÓN DE LAS PARTES

### *En representación de la Demandante:*

Sr. Kenneth R. Fleuriel  
Sra. Amy Roebuck Frey  
Sra. Heloise Herve  
Sra. Isabel San Martin  
King & Spalding LLP  
12, cours Albert Ier  
75008 París  
Francia

Sr. Reginald R. Smith  
Sr. Kevin D. Mohr  
King & Spalding LLP  
1100 Louisiana Street, Suite 4000  
Houston, Texas 77002  
EE.UU.

Sr. Enrique Molina  
King & Spalding LLP  
1185 Avenue of the Americas  
Nueva York, NY 10036  
EE.UU.

Sr. Christopher Smith  
King & Spalding LLP  
1180 Peachtree St NE  
Atlanta, GA 30309  
EE.UU.

Sra. Verónica Romaní Sancho  
Sr. Gonzalo Ardila Bermejo  
Sr. Luis Gil Bueno  
Sra. Inés Vázquez García  
Sra. Beatriz Fernández-Miranda de León  
Sra. Cristina Matia Garay  
King & Spalding LLP  
Castellana, 216  
28046 Madrid  
España

### *En representación del Demandado:*

Sr. José Manuel Gutiérrez Delgado  
Sr. Francisco Javier Torres Gella  
Sr. Javier Castro López  
Sra. Amaia Rivas Kortázar  
Sr. Antolín Fernández Antuña  
Sra. María José Ruiz Sánchez  
Sr. Roberto Fernández Castilla  
Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás  
Sra. Elena Oñoro Sainz  
Abogacía General del Estado  
Ministerio de Justicia del  
Gobierno de España  
Calle Ayala 5  
28001 Madrid  
España

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

|          |   |    |
|----------|---|----|
| PARTE 1. | DESCRIPCIÓN GENERAL Y LAS PARTES .....  | 1  |
| A.       | La inversión .....  | 1  |
| B.       | Iniciativas de España sobre energías renovables .....   | 2  |
| C.       | La respuesta general de España es que la Demandante realizó su inversión en el marco de un sistema regulatorio “dinámico” y flexible que en todo momento pertinente limitaba a los inversionistas del sector de energía eléctrica a una “rentabilidad razonable” sobre el capital invertido ..... | 4  |
| D.       | ¿España incumplió una obligación exigible?.....   | 5  |
| E.       | La Conclusión del Tribunal .....  | 6  |
| PARTE 2. | ANTECEDENTES PROCESALES .....   | 8  |
| PARTE 3. | ASPECTOS ESENCIALES DE LA DIFERENCIA .....  | 16 |
| A.       | El Marco Regulatorio.....   | 17 |
| B.       | Los Reguladores.....  | 18 |
| C.       | Introducción de las Tarifas Reguladas Primadas .....  | 18 |
| D.       | El desarrollo de la política de la Comunidad Europea.....   | 19 |
| E.       | Una nueva legislación integral regulatoria de la transmisión y distribución de la energía eléctrica .....   | 19 |
| PARTE 4. | LAS CUATRO ETAPAS DE LOS PROGRAMAS DE INCENTIVOS ESPAÑOLES  | 20 |
| A.       | Primera etapa: La etapa pre-inversión .....   | 21 |
| B.       | Segunda etapa: El entorno regulatorio al momento de la inversión de la Demandante   | 23 |
| (a)      | Los Nuevos Incentivos para Potenciales Inversores .....   | 23 |
| (b)      | El Proceso de Inscripción de Instalaciones Nuevas de Energía Renovable.....   | 26 |
| (c)      | Impacto de los Incentivos de 2007.....  | 27 |
| (d)      | La Importancia del Financiamiento Bancario en el Cumplimiento de los Objetivos de Energía Renovable de España .....   | 28 |
| (e)      | El Régimen Modificado (RD 1578/2008).....   | 29 |
| (f)      | Comparación de las Disposiciones de “Estabilidad” del RD 661/2007 y del RD 1578/2008.....   | 30 |
| (g)      | La Inversión de la Demandante en Proyectos FV.....  | 30 |
| C.       | Tercera etapa: España Reduce los Beneficios Otorgados por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 .....  | 31 |
| (a)      | Reducir el Período de Retribución de Tarifa Completa.....   | 32 |

|          |  |    |
|----------|--|----|
| (b)      | Limitar la Cantidad de Horas Operativas Remuneradas.....   | 32 |
| (c)      | Imposición de un Peaje de Acceso.....  | 33 |
| (d)      | Hacia fines de 2012, España Impuso un “Impuesto a la Energía” de 7% .....  | 33 |
| (e)      | En 2013, España Eliminó la Indexación “Objetiva” al IPC.....   | 33 |
| D.       | Cuarta etapa: En 2013-2014, España Adoptó un Nuevo Régimen Regulatorio y Derogó los Incentivos Regulatorios Anteriores .....   | 34 |
| PARTE 5. | JURISDICCIÓN .....   | 35 |
| A.       | ¿La Demandante era “Inversor de otra Parte Contratante”?.....  | 36 |
| B.       | La Demandante Realizó una Inversión en los Términos del TCE en España .....  | 39 |
| C.       | La Controversia Debe Versar sobre una “Inversión” Cubierta.....  | 40 |
| D.       | Ambas Partes Prestaron su Consentimiento para la Jurisdicción del CIADI .....  | 40 |
| E.       | La Controversia se Refiere a una Diferencia de Naturaleza Jurídica que Surge Directamente de una Inversión y Guarda Relación con una Supuesta Violación de la Parte III del TCE.....   | 41 |
| F.       | Se Intentó Resolver esta Controversia de Manera Amistosa .....   | 42 |
| PARTE 6. | OBJECIONES ADICIONALES A LA JURISDICCIÓN DE ESPAÑA .....   | 43 |
| A.       | El Derecho de la UE y Argumentos Sobre la Membresía .....  | 45 |
| (a)      | El Argumento de España en Materia de “Derecho Aplicable”.....  | 46 |
| (b)      | La Decisión del Tribunal Sobre el Argumento en Materia de “Derecho Aplicable” .....  | 48 |
| (c)      | El Argumento Institucional de España .....   | 48 |
| (d)      | La Respuesta de la Demandante .....  | 49 |
| (e)      | La Decisión del Tribunal sobre el Argumento Institucional de la UE de España<br>49   |    |
| (f)      | El Argumento de España respecto de la “Aplicación del Derecho de la UE” .....  | 52 |
| (g)      | La Respuesta de la Demandante .....  | 53 |
| (h)      | La Decisión del Tribunal .....   | 56 |
| B.       | La Excepción de “Denegación de Beneficios” de España (Artículo 17).....  | 58 |
| (a)      | Excepción de España .....  | 59 |
| (b)      | La Respuesta de la Demandante .....  | 60 |
| (c)      | La Decisión del Tribunal sobre la Denegación de Beneficios.....  | 62 |
| C.       | La Excepción de la Pirámide Corporativa – España Sostiene que, si se han Sufrido Pérdidas, Han Sido las Sociedades Controladas Españolas que Eran Propietarias y Operaban las Instalaciones quienes las Han Sufrido, no la Demandante que es un Simple Accionista 62 |    |
| (a)      | Excepción de España .....  | 62 |

|  |  |     |
|--|--|-----|
| (b)  | La Respuesta de la Demandante .....  | 63  |
| (c)  | La Decisión del Tribunal sobre la Cuestión de la Pirámide Corporativa .....  | 63  |
| D.   | El Tribunal Carece de Jurisdicción para Conocer de una Supuesta Vulneración del Artículo 10(1) del TCE Respecto del Impuesto IVPEE .....   | 64  |
| (a)  | Excepción de España .....  | 65  |
| (b)  | La Respuesta de la Demandante .....  | 65  |
| (c)  | La Decisión del Tribunal sobre la Cuestión del Impuesto IVPEE.....   | 68  |
| PARTE 7. RESPONSABILIDAD POR INCUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES SURGIDAS DEL TCE ..... |  | 73  |
| PARTE 7(1). VIOLACIÓN DEL ESTÁNDAR DE TRATO JUSTO Y EQUITATIVO.....                    |  | 75  |
| A.   | El Argumento de la Demandante sobre los Hechos.....  | 77  |
| B.   | Los Argumentos Legales de la Demandante .....  | 83  |
| C.   | El Argumento del Demandado en Oposición a la Existencia de Cualquier “Expectativa Legítima” .....  | 87  |
| (a)  | España arguye que la Demandante no podría tener expectativas legítimas de irrevocabilidad a la luz de la jurisprudencia clara y consistente del Tribunal Supremo Español.....  | 88  |
| (b)  | La decisión del Tribunal sobre la relevancia de la jurisprudencia del Tribunal Supremo de España.....  | 91  |
| (c)  | España alega que no solo tenía derecho sino que también estaba obligada a regular su sector energético por razones de interés público .....  | 92  |
| (d)  | La decisión del Tribunal sobre la invocación por parte de España de un deber soberano de modificar las normas con base en el interés público .....   | 96  |
| (e)  | España alega que la Demandante interpreta de manera errónea los términos del RD 661/2007 al ignorar las palabras “definidos en este Real Decreto” o “a las que se refiere este apartado” .....   | 98  |
| (f)  | La decisión del Tribunal sobre la interpretación finalista y textual del RD 661/2007 por parte de España.....  | 99  |
| (g)  | La decisión del Tribunal sobre la dependencia de la Demandante en la “garantía” del RD 661/2007 .....  | 101 |
| (h)  | En cualquier caso, España sostiene que la inversión de la Demandante se realizó en etapas y que las expectativas legítimas se analizan a la fecha del último paso. Por lo tanto, las inversiones de la Demandante se realizaron con arreglo al RD 1578/2008, no al RD 661/2007, y el RD 1578/2008 no protegía las “instalaciones existentes” ..... | 102 |
| (i)  | El Tribunal decide que la inversión de la Demandante se realizó en abril de 2008 en función del RD 661/2007 .....  | 106 |

|   |     |
|---|-----|
| D. El Tribunal Concluye que la Demandante se Basó de Manera Razonable en una Expectativa Legítima de que los Beneficios de las Tarifas Reguladas del RD 661/2007 Continuarían Durante Toda la Vida Útil de Siete de sus Ocho Instalaciones..... | 107 |
| PARTE 7(2). ¿SE VIERON FRUSTRADAS LAS EXPECTATIVAS LEGÍTIMAS DE LA DEMANDANTE EN VIRTUD DEL RD 661/2007?.....   | 109 |
| A. El Nuevo Régimen Regulatorio (10 de junio de 2014).....  | 111 |
| B. El Argumento del Demandado.....  | 111 |
| C. El Tribunal Decide que se Vieron Frustradas las Expectativas Legítimas de la Demandante .....  | 112 |
| D. El Tribunal Decide que la Frustración de la Expectativa Legítima de la Demandante Vulneró el Estándar de Trato Justo y Equitativo .....  | 113 |
| PARTE 7(3). ¿ESPAÑA VIOLÓ EL ESTÁNDAR DE TJE AL NO TRATAR LAS INVERSIONES DE LA DEMANDANTE CON TRANSPARENCIA Y SIN AFECTARLAS CON MEDIDAS POCO RAZONABLES O DISCRIMINATORIAS?.....  | 114 |
| A. El Argumento de la Demandante .....  | 114 |
| B. La Posición del Demandado .....  | 116 |
| C. La Decisión del Tribunal sobre Transparencia y Discriminación .....  | 117 |
| PARTE 7(4). LA CLÁUSULA PARAGUAS .....  | 118 |
| A. El Argumento de la Demandante .....  | 118 |
| B. El Argumento del Demandado.....  | 122 |
| C. La Decisión del Tribunal sobre la Cláusula Paraguas .....  | 124 |
| PARTE 7(5). EXPROPIACIÓN.....   | 126 |
| A. El Argumento de la Demandante .....  | 126 |
| B. La Posición del Demandado .....  | 130 |
| C. La Decisión del Tribunal sobre la Expropiación .....   | 133 |
| PARTE 8. CUANTIFICACIÓN DE DAÑOS .....  | 134 |
| A. Cuantificación de la Indemnización.....  | 136 |
| B. La Fecha de Valuación.....   | 137 |
| C. Posiciones de las Partes .....   | 137 |
| (a) El Enfoque de la Demandante a la Cuantificación de Daños .....  | 137 |
| (b) La Metodología del Demandado.....   | 140 |
| (c) La Respuesta de FTI .....   | 141 |
| D. La Decisión del Tribunal Sobre la Cuantificación de la Indemnización .....   | 153 |
| E. Intereses Compuestos Anteriores y Posteriores al Laudo .....   | 161 |

|           |   |     |
|-----------|---|-----|
| (a)       | El Argumento de la Demandante sobre los Intereses Compuestos..... | 163 |
| (b)       | El Argumento del Demandado.....                                   | 165 |
| (c)       | La Decisión del Tribunal Sobre los Intereses Compuestos .....     | 165 |
| F.        | Tasa de Interés .....   | 166 |
| (a)       | La Posición de la Demandante.....                                 | 166 |
| (b)       | La Posición del Demandado .....                                   | 167 |
| (c)       | La Decisión del Tribunal .....                                    | 168 |
| PARTE 9.  | Costos.....   | 168 |
| A.        | Las posiciones de las partes .....                                | 168 |
| B.        | Decisión del Tribunal sobre los Costos .....                      | 169 |
| C.        | Decisión del Tribunal sobre los Costos del Arbitraje .....        | 172 |
| PARTE 10. | LA PARTE OPERATIVA (DISPOSITIVA).....                             | 172 |

## LISTA DE TÉRMINOS DEFINIDOS Y ABREVIATURAS

|                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| 9REN España                           | 9Ren España S.L.   |
| APPA                                  | Asociación de Productores de Energías Renovables   |
| Audiencia                             | Audiencia sobre Jurisdicción y el Fondo celebrada del 4 al 8 de diciembre de 2017  |
| C-[#]                                 | Anexos de la Demandante  |
| CCPP                                  | Costo de Capital Promedio Ponderado  |
| CIADI o el Centro                     | Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones   |
| CIJ                                   | Corte Internacional de Justicia  |
| CL-[#]                                | Autoridad Legal de la Demandante   |
| CNE                                   | Comisión Nacional de Energía   |
| CNUDMI                                | Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional  |
| Comunicado de prensa del RD 1578/2008 | Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Comunicado de Prensa, Nuevo Régimen Económico para Instalaciones de Tecnología Solar Fotovoltaica, 26 de septiembre de 2008 |
| Convenio del CIADI                    | Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de fecha 18 de marzo de 1965                                   |
| DCF                                   | Flujo de Efectivo Descontado   |
| Decisión <i>Pac Rim</i>               | <i>Pac Rim Cayman LLC c. El Salvador</i> , Caso CIADI No. ARB/09/12, Decisión sobre las Excepciones Jurisdiccionales del Demandado (1 de junio de 2012)                  |
| Demandado, España, o el Gobierno      | El Reino de España   |

|   |  |
|---|--|
| Demandante o 9REN                                 | 9REN Holding S.À.R.L.  |
| Dúplica de la Demandante                          | Dúplica sobre Jurisdicción de la Demandante de fecha 9 de septiembre de 2017   |
| Dúplica del Demandado                             | Memorial de Dúplica sobre Méritos y Réplica sobre Jurisdicción del Demandado de fecha 2 de agosto de 2017  |
| Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandante | Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandante de fecha 26 de marzo de 2018   |
| Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado    | Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado de fecha 26 de marzo de 2018  |
| FIT   | Tarifas Reguladas  |
| FR Solar JVCo                                     | FR Solar Luxco JVCo S.à.r.l.   |
| FV  | Células solares fotovoltaicas  |
| Gamesa Solar                                      | Gamesa Solar, S.A.   |
| IDAE  | Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía   |
| IMF   | Fondo Monetario Internacional ( <i>International Monetary Fund</i> )   |
| Segundo Informe de Margarit                       | Informe Complementario del Sr. Jaume Margarit sobre Determinados Aspectos del Marco Regulatorio de Fomento de las Energías Renovables en España, de fecha 15 de mayo de 2017 |
| IPC   | Índice de precios al consumo   |
| IVPEE   | Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica  |
| Laudo <i>Bear Creek</i>                           | <i>Bear Creek Mining Corporation c. República del Perú</i> , Caso CIADI No. ARB/14/2, Laudo (30 de noviembre de 2017)  |

|   |   |
|---|---|
| Laudo <i>Foresight</i>                  | <i>Foresight Luxembourg Solar 1 Sarl, Greentech Energy Systems A/S and others c. Reino de España, SCC Arb V 2015/150, Laudo del 14 de noviembre de 2018</i>   |
| Ley 2/2011                              | Ley 2/2011, del 4 de marzo de 2011, sobre Economía Sostenible, publicada en el Boletín Oficial No. 55 de 5 de marzo de 2011.  |
| Ley 24/2013                             | Ley 24/2013 del 26 de diciembre de 2013, sobre el sector eléctrico.   |
| Ley de Electricidad 2013                | Ley del Sector Eléctrico de 2013  |
| Ley del Sector de Hidrocarburos         | Ley 34/1998, del 7 de octubre de 1998, sobre el Sector de Hidrocarburos.  |
| Ley del Sector Eléctrico                | Ley de Energía Eléctrica de 1997  |
| Memorial de Contestación del Demandado  | Memorial de Contestación sobre Méritos y Memorial sobre Jurisdicción del Demandado de fecha 7 de diciembre de 2016  |
| Memorial de la Demandante               | Memorial sobre el Fondo de la Demandante de fecha 22 de julio de 2016   |
| Ministerio                              | Ministerio de Industria, Energía y Turismo  |
| OM 1045                                 | Orden Ministerial IET/1045/2014, del 16 de junio de 2014, que aprueba los parámetros de remuneración de las instalaciones estándar aplicables a ciertas instalaciones de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, publicadas en el Boletín Oficial (BOE) No. 150. del 20 de junio de 2014 |
| PEN 1991                                | Plan Energético Nacional de España de 1991  |
| PER                                     | Plan Energía Renovable  |
| Presentación de Costas de la Demandante | Presentación de Costas de la Demandante de fecha 25 de enero de 2019  |

|  |   |
|--|---|
| Presentación de Costas del Demandado                     | Presentación de Costas del Demandado de fecha 25 de enero de 2019   |
| Primer Dictamen de Aragón                                | Primer Dictamen del Dr. Manuel Aragón Reyes acerca de las Sucesivas Reformas del Régimen Jurídico Aplicable a las Energía Renovables, de fecha 7 de julio de 2016               |
| Primer Informe de Margarit                               | Primer Informe del Sr. Jaume Margarit sobre el Marco Regulatorio de Fomento de las Energías Renovables anterior al RDL 9/2013 y sus Condicionantes, de fecha 7 de julio de 2016 |
| Primer Informe Pericial de Econ One                      | Dictamen del Profesor Marcos Vaquer Caballería y el Profesor Pablo Pérez Tremps sobre el Marco Regulatorio, de fecha 25 de julio de 2016  |
| Primer Informe Pericial sobre Cuantificación de Econ One | Informe Pericial de Econ One Research Inc. (Dr. Daniel Flores) sobre Cuantificación, de fecha 7 de noviembre de 2016  |
| Primer Informe sobre Cuantificación de FTI               | Primer Informe Pericial de FTI Consulting (Richard Edwards) sobre Cuantificación, de fecha 22 de julio de 2016  |
| Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI                | Primer Informe Pericial de FTI Consulting (Dr. Boaz Moselle y Dra. Dora Grunwald) sobre el Marco Regulatorio en España, de fecha 22 de julio de 2016                            |
| Primera Declaración Testimonial de Giuliani              | Primera Declaración Testimonial del Sr. Francesco Giuliani, de fecha 18 de julio de 2016  |
| Primera Declaración Testimonial de Montoya               | Primera Declaración del Sr. Carlos Montoya, de fecha 4 de noviembre de 2016   |
| R-[#]  | Anexos del Demandado  |
| RAIPRE   | Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial  |
| RD   | Real Decreto  |

|                     |   |
|---------------------|---|
| RD 2818/1998        | Real Decreto 2818/1998, del 23 de diciembre de 1998, sobre la generación de electricidad mediante instalaciones suministradas por recursos de energía renovable, residuos y cogeneración, publicado en el Boletín Oficial No. 312 del 30 de diciembre de 1998.  |
| RD 1578/2008        | Real Decreto 1578/2008, del 26 de septiembre de 2008, sobre la remuneración de la generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica para instalaciones después de la fecha límite para el mantenimiento de la remuneración estipulada en el Real Decreto 661/2007, para dicha tecnología, publicado en el Boletín Oficial (BOE) No. 234 del 27 de septiembre de 2008 |
| RDL                 | Ley de Real Decreto   |
| RDL 14/2010         | RDL 14/2010, Anexo C-102. Al mismo tiempo, España también promulgó el Real Decreto 14/2010, del 7 de diciembre de 2010, que regula y modifica ciertos aspectos relativos a la actividad de generación de electricidad a partir de tecnologías de energía solar térmica y eólica, publicados en el Boletín Oficial (BOE) No. 298 el 8 de diciembre de 2010                 |
| RDL 2/2013          | Real Decreto-ley 2/2013, del 1 de febrero de 2013, sobre medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.  |
| RDL 413/2014        | Real Decreto 413/2014, del 6 de junio de 2014, que regula la actividad de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos publicada en el Boletín Oficial (BOE) No. 140 del 10 de junio de 2014.   |
| RDL 9/2013          | Real Decreto-ley 9/2013, del 12 de julio de 2013, que establece medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, publicado en el Boletín Oficial (BOE) No. 167 del 13 de julio de 2013.  |
| RE                  | Régimen Especial  |
| Reglas de Arbitraje | Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI del año 2006   |

|  |   |
|--|---|
| Réplica al Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandante | Réplica al Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandante de fecha 23 de abril de 2018   |
| Réplica al Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado    | Réplica al Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado de fecha 23 de abril de 2018  |
| Réplica de la Demandante                                     | Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción de la Demandante de fecha 19 de mayo de 2017   |
| Reporte APPA 2003  | Asociación de Productores de Energía Renovable (APPA), Informe Introducción a los Esquemas de Remuneración de Energía Renovable en la UE. La Visión de los Productores, febrero de 2003.  |
| RL-[#]   | Autoridad Legal del Demandado   |
| SEE  | Sistema Eléctrico Español   |
| Segunda Declaración Testimonial de Giuliani                  | Segunda Declaración Testimonial del Sr. Francesco Giuliani, de fecha 19 de mayo de 2017   |
| Segunda Declaración Testimonial de Montoya                   | Segunda Declaración del Sr. Carlos Montoya, de fecha 18 de julio de 2017  |
| Segundo Dictamen de Aragón                                   | Segundo Dictamen del Dr. Manuel Aragón Reyes en Materia Constitucional, de fecha 5 de mayo de 2017  |
| Segundo Informe Pericial de Econ One                         | Dictamen Complementario del Profesor Marcos Vaquer Caballería y el Profesor Pablo Pérez Tremps sobre la Conformidad al Derecho Español de los Cambios Regulatorios en la Retribución de las Energías Renovables, de fecha 19 de junio de 2017 |
| Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One             | Informe Pericial de Econ One Research Inc. (Dr. Daniel Flores) sobre Cuantificación, de fecha 28 de julio de 2017   |
| Segundo Informe Pericial sobre el Marco Regulatorio de FTI   | Segundo Informe Pericial de FTI Consulting (Dr. Boaz Moselle y Dra. Dora Grunwald) sobre el Marco Regulatorio en España, de fecha 19 de mayo de 2017  |

|   |  |
|---|--|
| Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI       | Segundo Informe Pericial de FTI Consulting (Richard Edwards) sobre Cuantificación, de fecha 19 de mayo de 2017 |
| Solaica   | Solaica Power S.L.U.   |
| Solicitud   | Solicitud de Arbitraje de fecha 30 de marzo de 2015  |
| Sun European                                      | Sun European S.À.R.L.  |
| TCE o Tratado                                     | <i>Tratado sobre la Carta de la Energía</i>  |
| TFUE  | Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea  |
| TJUE  | Tribunal de Justicia de la Unión Europea   |
| TUE   | Tratado de la Unión Europea  |
| Toler   | Toler Inversiones 2007 S.L.U.  |
| Tr. Día [#] [(Interviniente)]<br>[página:renglón] | Transcripciones de la Audiencia  |
| Tribunal  | Tribunal de Arbitraje constituido el 8 de febrero de 2016  |
| UE  | Unión Europea  |
| VPA   | Valor Presente Ajustado  |

## **PARTE 1. DESCRIPCIÓN GENERAL Y LAS PARTES**

1. El presente caso versa sobre una diferencia presentada ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“**CIADI**” o el “**Centro**”) bajo el *Tratado sobre la Carta de la Energía* y que entró en vigor el 16 de abril de 1998 con respecto a Luxemburgo y España (el “**TCE**” o “**Tratado**”), y el *Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados* que entró en vigor el 14 de octubre de 1966 (el “**Convenio del CIADI**”).

2. La diferencia surge respecto de medidas implementadas por el Demandado, el Reino de España, (el “**Demandado**” o “**España**” o el “**Gobierno**”) que modificaron, en perjuicio de la Demandante y otros productores, el marco regulatorio y económico aplicable a los proyectos de energías renovables y, en particular, a la generación de energía eléctrica a través de celdas solares fotovoltaicas (“**FV**”).

3. La Demandante, 9REN Holding S.À.R.L. (la “**Demandante**” o “**9REN**”), es una compañía de energías renovables con sede en Luxemburgo. Pide una indemnización conforme al TCE en virtud de su inversión en instalaciones FV en España; que según aduce fue inducida por la garantía que España formulara respecto de Tarifas Reguladas (“**FIT**”) y beneficios relacionados e irrevocables por parte de España durante la vida útil de las instalaciones. La Demandante arguye que dicha promesa dio origen a expectativas razonables y legítimas (y a otras obligaciones exigibles conforme al TCE) respecto de que España cumpliría su palabra, lo cual, según la Demandante, España no hizo.

4. Además de la disposición en materia de “trato justo y equitativo” del TCE, la Demandante también invoca la cláusula de “perjuicio” del TCE, la cláusula “paraguas” y la prohibición en contra de expropiación ilegal.

### **A. La inversión**

5. La Demandante comenzó a invertir en España en el año 2008 cuando adquirió la compañía española, Gamesa Solar, S.A. (“**Gamesa Solar**”), la cual se encontraba desarrollando instalaciones y proyectos de energías renovables que estaban en distintas etapas de terminación, así como

negocios vinculados de ingeniería, suministro y construcción, entre otras inversiones relacionadas<sup>1</sup>.

6. España cuestiona la jurisdicción de este Tribunal con base en múltiples argumentos y alega que, en cualquier caso, y como gobierno elegido y responsable, adoptó las medidas impugnadas en aras del ejercicio proporcionado y racional de su poder soberano. El mercado de energía eléctrica en España es una industria regulada. El derecho de los inversionistas en el sector de energías renovables *siempre* estuvo limitado bajo el derecho español a una “rentabilidad razonable” sobre el capital invertido, y nada más. Antes, durante y después de la adopción de las “medidas impugnadas”, la Demandante percibió, *al menos*, una rentabilidad razonable sobre su inversión.

## **B. Iniciativas de España sobre energías renovables**

7. Las inversiones de la Demandante tuvieron lugar en el marco de un programa ambicioso de España para atraer inversiones importantes para desarrollar la capacidad de energías renovables durante la primera mitad de la década de 2000. Según España, el programa fue adoptado para satisfacer una directiva de la Unión Europea (“UE”) en materia de energías renovables con el propósito de aumentar rápidamente la generación de energía proveniente de fuentes renovables incluso los proyectos relativos a energía FV<sup>2</sup>, instalaciones solares, así como también proyectos de energía eólica y “mini-hidro”. Las inversiones principales de la Demandante fueron en instalaciones FV.

8. Según la Demandante, luego de varias iniciativas relativamente infructuosas para atraer inversiones extranjeras, España mejoró sustancialmente su propuesta en el año 2007. En opinión de la Demandante, el Real Decreto (“RD”) 661/2007 ofrecía a los posibles inversionistas tasas primadas garantizadas durante la vida útil de sus instalaciones de energías renovables (ajustadas por el índice de inflación en el transcurso de los primeros 25 años y luego a una tasa del 80% de las tarifas primadas durante el resto de la vida útil de las instalaciones de generación). Luego, el

---

<sup>1</sup> Véase Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párrs. 16 y 23-25.

<sup>2</sup> Las instalaciones fotovoltaicas son reconocidas como un método de generación de energía eléctrica por medio del uso de celdas solares que convierten la energía del sol en flujo de electrones. Un sistema fotovoltaico típico emplea paneles solares, y cada uno de ellos una cierta cantidad de celdas solares.

RD 1578/2008 dispuso beneficios FIT menos generosos, pero igualmente irrevocables. Para el caso de grandes plantas FV (de más de 100 kW), España aumentó las cuantías de las tarifas, aproximadamente, a un 82% en las modificaciones del año 2007<sup>3</sup>.

9. Según la Demandante, las garantías “prometidas” en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 eran importantes para permitir a los inversionistas obtener financiamiento a largo plazo para sus proyectos. Los mayores costos de capital de los generadores de energías renovables se comprometen primordialmente al inicio del proyecto, y luego, quedan “inmovilizados” hasta el retiro. Si, a diferencia de lo que realmente ocurrió, España hubiera aclarado a los posibles inversionistas que retenía la facultad de modificar de forma unilateral las características fundamentales de su programa FIT para las instalaciones FV *existentes* en perjuicio de los inversionistas (incluyendo la modificación de las cuantías de tarifas, la duración del período de incentivos, las horas operativas y el acceso a la red), solamente unos pocos inversionistas (y pocos bancos) habrían considerado atractiva la propuesta de España.

10. En efecto, según la Demandante, el RD 661/2007 y después el RD 1578/2008 funcionaron como el equivalente a una representación u oferta de carácter regulatorio abierta a posibles inversionistas. Las tarifas fijas (o primas de mercado) fueron explicadas con detalle, y la aceptación estaba abierta a todos los inversionistas cuyas instalaciones cumplieran con el criterio de elegibilidad de España y estuvieran registradas antes del plazo regulatorio que España parte había determinado. El acuerdo quedaba perfeccionado cuando el inversionista destinaba el capital a una instalación que cumpliera con el criterio de elegibilidad en el plazo correspondiente y se obtenía el registro conforme al proceso administrativo denominado “Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial” (**RAIPRE**). El registro español de una instalación de energía renovable confirmaba que el proyecto cumplía con a los términos de la oferta regulatoria. La Demandante señala que, en ese momento, España contraía la obligación dispuesta en el TCE de no reducir los beneficios contemplados en el RD 661/2007 y (más tarde) en el RD 1578/2008. Es probable que el posterior empobrecimiento del programa FIT hubiera sido válido como cuestión de derecho local español, pero, sin embargo y según alega la Demandante, constituyó una violación de las obligaciones que España tenía en virtud del tratado internacional

---

<sup>3</sup> Véase Informe Pericial de Jaume Margarit de fecha 7 de julio de 2016 (“**Primer Informe de Margarit**”), pág. 25; véase asimismo Anexo C-099.

conforme al TCE y dicho incumplimiento da el derecho a la Demandante a reclamar la indemnización correspondiente.

**C. La respuesta general de España es que la Demandante realizó su inversión en el marco de un sistema regulatorio “dinámico” y flexible que en todo momento pertinente limitaba a los inversionistas del sector de energía eléctrica a una “rentabilidad razonable” sobre el capital invertido**

11. Además de su objeción a la jurisdicción de este Tribunal, España alega que la Demandante realizó su inversión con conocimiento de la característica “dinámica” del marco regulatorio (que incluía el **Régimen Especial (“RE”)** aplicable a las energías renovables) el cual estaba en evolución permanente en el siguiente marco regulatorio:

- (a) los subsidios al Régimen Especial constituían un costo para el Sistema Eléctrico Español (“**SEE**”) cuya sustentabilidad técnica y económica era una política pública fundamental;
- (b) la retribución del Régimen Especial siempre estuvo estructurada y fundada en instalaciones “**tipo**”, recompensadas por el precio de mercado de la energía eléctrica más un subsidio, con el propósito de permitir que las instalaciones de energía renovable percibieran como máximo una **rentabilidad razonable** en línea con el retorno de capital que ofrecen otras inversiones de bajo riesgo;
- (c) el principio de rentabilidad razonable exige que los reguladores ajusten las tarifas a medida que cambian las circunstancias y dicho cambio era conocido (o debería haber sido conocido) por la Demandante al momento de realizar su inversión si hubiera llevado a cabo el *due diligence*;
- (d) los diversos cambios regulatorios en los beneficios FIT durante el período comprendido entre los años 2010 y 2014 fueron introducidos para (i) corregir situaciones de sobre-retribución a los inversionistas, o (ii) responder al deterioro de las circunstancias económicas de España<sup>4</sup>, incluyendo la recesión financiera

---

<sup>4</sup> En el año 2010, cuando España adoptó la primera de las medidas impugnadas, y en el año 2012, antes de la adopción del resto de las medidas impugnadas, los beneficios extraordinarios eran evidentes y el déficit tarifario acumulado y en aumento era insostenible. España sufría una profunda crisis económica. El índice de desempleo ascendía a casi el

inesperada e impredecible de los años 2008 y 2009 y la consecuente contracción del empleo y la actividad económica que derivaron en la disminución de la demanda de energía eléctrica y en un “déficit tarifario” eléctrico que obligó a España, en su calidad de regulador responsable, a hacer ajustes a los programas FIT. Sin embargo, las modificaciones resultantes ofrecieron a los inversionistas una “tasa de rentabilidad razonable” (que se distingue de la sobre-retribución);

- (e) la validez del sistema regulatorio flexible y en evolución permanente de España fue ratificado en diversas ocasiones por el Tribunal Supremo español tanto con anterioridad como con posterioridad a la fecha de la inversión de la Demandante; y
- (f) en síntesis, la Demandante obtuvo exactamente aquello que esperaba percibir.

#### **D. ¿España incumplió una obligación exigible?**

12. La Demandante expresa el aspecto central de su reclamación en los siguientes términos:

Por lo tanto, a comienzos de 2013 el patrón ya estaba claro: arañando aquí y allá, España estaba erosionando de forma constante el valor de [los incentivos] que había prometido a los inversores en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 solo poco años después de haber recogido los frutos políticos de la potencia de energía renovable recientemente añadida y una vez que los inversores estaban efectivamente encadenados a la propiedad de activos con una importante inversión inicial de capital<sup>5</sup>.

13. Más específicamente, la Demandante señala que como resultado de una serie de medidas regulatorias que entraron en vigor entre el año 2010 y junio de 2014, el sistema FIT dispuesto en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 fue desmantelado y sustituido por un nuevo marco legislativo y regulatorio que exigía a las instalaciones FV y otras instalaciones de energías renovables a vender energía eléctrica en el mercado mayorista. Los ingresos de dichas ventas eran complementados por nuevos “incentivos” para acortar la diferencia de costos de la generación de energías renovables respecto de fuentes convencionales, pero la Demandante alega que estos “nuevos incentivos” eran mucho menos valiosos que los incentivos anteriores que España (según la

---

20% en el año 2010, y escaló aproximadamente al 25% en el año 2012. Ello tuvo un efecto negativo en la demanda de energía eléctrica, la cual descendió a niveles inferiores a su evolución esperada: Primer Informe Pericial de Econ One, pág. 133, figura 38 (Demanda de Energía Eléctrica en España en 2000-2012).

<sup>5</sup> Memorial de la Demandante, párr. 267.

Demandante) había “garantizado” bajo el RD 661/2007 y RD 1578/2008. El nuevo marco regulatorio quedó explícitamente sujeto a cambios permanentes y unilaterales.

## **E. La Conclusión del Tribunal**

14. A pesar de los argumentos oportunos y extensos de España, el Tribunal ha concluido de manera unánime, por las razones expuestas a continuación, lo siguiente:

- (a) el Tribunal goza de competencia para oír y decidir sobre las reclamaciones de la Demandante en contra de España en virtud del Artículo 25 del Convenio del CIADI y del Artículo 26 del TCE;
- (b) el argumento de España fundado en la proposición de que la reducción de los beneficios era válida conforme al derecho español no ofrece ninguna defensa para el incumplimiento de sus obligaciones *internacionales*;
- (c) en virtud del RD 661/2007 (pero no del RD 1578/2008), España generó expectativas legítimas en virtud del estándar TJE en el Artículo 10(1) del TCE en lo que se refiere a las obligaciones *internacionales* respecto de garantizar la no revocación de los beneficios para las instalaciones de energías renovables existentes y registradas. Dichas expectativas fueron inducidas de manera clara y específica por la representación contenida en el Artículo 44(3) del RD 661/2007 como sigue:

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. (énfasis agregado)

El RD 1578/2008 carecía de la cláusula explícita de derechos adquiridos que el RD 661/2007 incluía y, de hecho, tal como se verá, contemplaba de forma explícita una revisión permanente y la posibilidad de modificaciones;

- (d) la generación de estas expectativas por parte de España fue realizada en el marco de la intención concertada de atraer inversiones extranjeras y de otra índole que no

fueron atraídas por los sistemas españoles anteriores que carecían de beneficios equivalentes incluso la garantía de “estabilidad”;

- (e) analizando el texto del RD 661/2007 en el marco de las declaraciones de España que redoblaban sus esfuerzos para atraer inversionistas extranjeros reacios, España generó una expectativa razonable y legítima, en la que de manera razonable se amparó la Demandante, fundada en las promesas de España de que los beneficios del RD 661/2007 eran irrevocables para las instalaciones registradas dentro del plazo establecido unilateralmente por España del 29 de septiembre de 2008;
- (f) la interpretación del texto del RD 661/2007 de la Demandante fue confirmada en el momento en que se realizó por comunicados contemporáneos realizados por el gabinete de España;
- (g) el retroceder legislativo de España violó las obligaciones de trato justo y equitativo bajo el TCE con arreglo al estándar TJE contenido en el Artículo 10(1);
- (h) la Demandante no logró probar que hubo una expropiación ilegal de sus intereses en plantas de energía renovable en violación del Artículo 13 del TCE;
- (i) la Demandante ha probado su derecho a percibir indemnización conforme al estándar TJE en el Artículo 10(1) del TCE.

15. El Tribunal ha concluido por mayoría que la cuantía de esta indemnización en €41.76 millones al 30 de junio de 2014.

16. La indemnización de €41.76 millones conlleva intereses compuestos anualmente a una tasa equivalente al rendimiento de los bonos a 5 años del Gobierno español a partir del 30 de junio de 2014 a la fecha de pago.

17. La Demandante tiene derecho a los costos determinados en US\$4,814,570 y €62,458.

18. Adicionalmente, el Tribunal estimó los costos legales y del arbitraje del CIADI a pagar por el Demandado en US\$299.908,16.

## PARTE 2. ANTECEDENTES PROCESALES

19. El 31 de marzo de 2015, el CIADI recibió la Solicitud de Arbitraje de fecha 30 de marzo de 2015 presentada por 9REN en contra de España (la “**Solicitud**”).

20. El 21 de abril de 2015, la Secretaria General del CIADI registró la Solicitud con arreglo al Artículo 36(3) del Convenio del CIADI y notificó a las Partes del acto de registro de la solicitud. En la Notificación del Acto de Registro, la Secretaria General invitó a las Partes a proceder a constituir un Tribunal de Arbitraje lo antes posible conforme a la Regla 7(d) de las *Reglas Procesales Aplicables a la Iniciación de los Procedimientos de Conciliación y Arbitraje* del CIADI.

21. Las Partes acordaron la constitución del Tribunal conforme al Artículo 37(2)(a) del Convenio del CIADI del siguiente modo: el Tribunal se compondría de tres árbitros, uno a ser designado por cada Parte y el tercer árbitro y Presidente del Tribunal a ser designado por acuerdo de las Partes.

22. El Tribunal está conformado por el Honorable Ian Binnie, C.C., Q.C., nacional de Canadá, Presidente, nombrado por acuerdo de las Partes; el Sr. David R. Haigh, Q.C., nacional de Canadá, nombrado por la Demandante; y el Sr. V.V. Veeder, Q.C., nacional del Reino Unido, designado por el Demandado.

23. El 8 de febrero de 2016, de conformidad con la Regla 6(1) de las *Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje* del CIADI (“**Reglas de Arbitraje**”), la Secretaria General notificó a las Partes que los tres árbitros habían aceptado sus nombramientos y que, por consiguiente, se consideraba que el Tribunal se había constituido en dicha fecha. El Sr. Francisco Grob, Consejero Jurídico del CIADI, fue designado para actuar como Secretario del Tribunal.

24. En virtud de la Regla 13(1) de las Reglas de Arbitraje del CIADI, el Tribunal celebró una primera sesión con las Partes el 4 de abril de 2016 por conferencia telefónica.

25. Luego de la primera sesión, el 14 de abril de 2016, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 1 en la que registró el acuerdo de las Partes sobre cuestiones procesales y la decisión del Tribunal sobre las cuestiones controvertidas. La Resolución Procesal No. 1 dispone, *inter alia*,

que las *Reglas de Arbitraje* aplicables serán aquellas en vigor a partir del 10 de abril de 2006, que los idiomas del procedimiento serán el español e inglés, y que el lugar del procedimiento será Washington, D.C. Asimismo, la Resolución Procesal No. 1 establece el calendario procesal del procedimiento.

26. El 22 de julio de 2016, la Demandante presentó el Memorial sobre el Fondo (“**Memorial de la Demandante**”) junto con los Anexos Documentales C-001 a C-215 y las Autoridades Legales CL-001 a CL-094; la Declaración Testimonial del Sr. Francesco Giuliani, y los Informes Periciales del Sr. Richard Edwards (FTI Consulting) con los Anexos RE-01 a RE-89, del Dr. Boaz Moselle y la Dra. Dora Grunwald (FTI Consulting) con los Anexos Documentales BMDG-1 a BMDG-88, y del Dr. Manuel Aragón Reyes y el Sr. Jaume Margarit. La Demandante presentó las traducciones correspondientes el 15 de agosto de 2016.

27. El 7 de noviembre de 2016, el Demandado presentó el Memorial de Contestación sobre Méritos y Memorial sobre Jurisdicción (“**Memorial de Contestación del Demandado**”) junto con los Anexos Documentales R-001 a R-233, las Autoridades Legales RL-001 a RL-075, la Declaración Testimonial del Sr. Carlos Montoya, y los Informes Periciales de Econ One con los Anexos EO-1 a EO-124, y del Profesor Pablo Pérez Tremps y el Profesor Marcos Vaquer Caballería. El Demandado presentó las traducciones correspondientes el 29 de noviembre de 2016.

28. El 17 de noviembre de 2016, las Partes comunicaron al Tribunal su acuerdo para prorrogar ciertos plazos de la etapa de exhibición de documentos. El 18 de noviembre de 2016, el Tribunal tomó nota del acuerdo de las Partes para prorrogar los plazos.

29. El 16 de enero de 2017, las Partes acordaron, además, que presentarían la Tabla Redfern únicamente en idioma inglés. En la misma fecha, cada una de las Partes presentó una solicitud a fin de que el Tribunal se pronunciara respecto de la exhibición de documentos.

30. El 2 de febrero de 2017, las Partes acordaron eliminar el requisito de proporcionar a la contraparte copias impresas de los anexos documentales al momento de la presentación de sus respectivos escritos, modificando la sección 13.3.2 de la Resolución Procesal No. 1. El 9 de febrero de 2017, el Tribunal confirmó por carta el acuerdo de las Partes.

31. El 3 de febrero de 2017, luego de haber escuchado a ambas Partes, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 2 sobre exhibición de documentos.

32. El 19 de mayo de 2017, la Demandante presentó la Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción (“**Réplica de la Demandante**”) junto con los Anexos Documentales C-216 a C-251 y las Autoridades Legales CL-095 a CL-159; la Segunda Declaración Testimonial del Sr. Francesco Giuliani, y el Segundo Informe Pericial del Sr. Richard Edwards (FTI Consulting) con los Anexos RE-90 a RE-113, del Dr. Boaz Moselle y la Dra. Dora Grunwald (FTI Consulting) con los Anexos BMDG-89 a BMDG-118, y del Dr. Manuel Aragón Reyes y el Sr. Jaume Margarit. El 20 de junio de 2017, la Demandante presentó las traducciones correspondientes.

33. El 22 de julio de 2017, las Partes comunicaron al Tribunal su acuerdo de prorrogar el plazo para la presentación del Memorial de Dúplica sobre Méritos y Réplica sobre Jurisdicción del Demandado del 28 de julio de 2017 al 2 de agosto de 2017. El 24 de julio de 2017, el Tribunal tomó nota del acuerdo de las Partes para prorrogar el plazo.

34. El 2 de agosto de 2017, el Demandado presentó el Memorial de Dúplica sobre Méritos y Réplica sobre Jurisdicción (“**Dúplica del Demandado**”) junto con los Anexos Documentales R-234 a R-333, las Autoridades Legales RL-076 a RL-095, la Segunda Declaración Testimonial del Sr. Carlos Montoya, y el Informe Pericial de Refutación de Econ One con los Anexos EO-125 a EO-152, y el Dictamen Complementario del Profesor Pablo Pérez Tremps y el Profesor Marcos Vaquer Caballería. El Demandado presentó las traducciones correspondientes el 23 de agosto de 2017.

35. Mediante carta de fecha 25 de agosto de 2017, el Centro informó al Tribunal y a las Partes que la Sra. Catherine Kettlewell, Consejera del CIADI, había sido nombrada Secretaria del Tribunal en reemplazo del Sr. Francisco Grob.

36. El 29 de septiembre de 2017, la Demandante presentó la Dúplica sobre Jurisdicción (“**Dúplica de la Demandante**”) junto con los Anexos Documentales C-252 a C-270 y las Autoridades Legales CL-160 a CL-176.

37. El 30 de octubre de 2017, el Tribunal celebró una reunión previa a la audiencia con las Partes mediante conferencia telefónica a los efectos de la organización de las normas procesales para la Audiencia.

38. El 3 de noviembre de 2017, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 3 que contiene los acuerdos de las Partes y las decisiones del Tribunal sobre las cuestiones controvertidas en virtud de la organización de la Audiencia.

39. El 22 de noviembre de 2017, conforme a la Sección 17.5 de la Resolución Procesal No. 1, el Demandado solicitó al Tribunal la introducción de documentación nueva y relevante. El 27 de noviembre de 2017, la Demandante formuló comentarios a la solicitud del Demandado.

40. El 23 de noviembre de 2017, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 4 en la que se establecía la agenda y otras cuestiones procesales relativas a la Audiencia.

41. El 24 de noviembre de 2017, la Demandante solicitó la incorporación de documentos específicos al expediente conforme a las Secciones 16.3 y 17.5 de la Resolución Procesal No. 1 y la Sección 30 de la Resolución Procesal No. 3. El Demandado presentó sus comentarios a la solicitud de la Demandante el 28 de noviembre de 2017.

42. El 28 de noviembre de 2017, el Tribunal autorizó la incorporación al expediente de las nuevas pruebas de ambas Partes conforme a la Sección 17.5 de la Resolución Procesal No. 1 y la Sección 30 de la Resolución Procesal No. 3.

43. Se celebró la audiencia de jurisdicción y fondo del 4 al 8 de diciembre de 2017 en la sede del Banco Mundial en París (la “**Audiencia**”). En la audiencia estuvieron presentes las siguientes personas:

*Tribunal*

|                                    |            |
|------------------------------------|------------|
| El Honorable Ian Binnie C.C., Q.C. | Presidente |
| Sr. David R. Haigh, Q.C.           | Árbitro    |
| Sr. V.V. Veeder, Q.C.              | Árbitro    |

*Secretariado del CIADI:*

|                           |                         |
|---------------------------|-------------------------|
| Sra. Catherine Kettlewell | Secretaria del Tribunal |
|---------------------------|-------------------------|

*En representación de la Demandante:*

|  |   |
|--|---|
| Sr. Kenneth R. Fleuriel                | King & Spalding   |
| Sr. Reginald R. Smith                  | King & Spalding   |
| Sr. Kevin D. Mohr                      | King & Spalding   |
| Sra. Amy Frey                          | King & Spalding   |
| Sr. Enrique J. Molina                  | King & Spalding   |
| Sr. Luis Antonio Gil Bueno             | Gómez-Acebo & Pombo   |
| Sra. Inés Vázquez García               | Gómez-Acebo & Pombo   |
| Sra. Beatriz Fernández-Miranda de León | Gómez-Acebo & Pombo   |
| Sr. Francesco Giuliani                 | First Reserve Corp. (Director General)                              |
| Sr. Jaume Margarit                     | Consultor independiente, ex Director de Energías Renovables en IDAE |
| Dr. Manuel Aragón Reyes                | Universidad Autónoma de Madrid (Profesor de Derecho Constitucional) |
| Dr. Boaz Moselle                       | Cornerstone Research  |
| Dra. Dora Grunwald                     | FTI Consulting  |
| Sr. Richard Edwards                    | FTI Consulting  |
| Sr. Joel Franks                        | FTI Consulting  |
| Sr. Song-ee Kim                        | FTI Consulting  |
| Sr. José Alzate                        | FTI Consulting  |

*En representación del Demandado:*

|                                      |                             |
|--------------------------------------|-----------------------------|
| Sr. Javier Castro López              | Abogacía General del Estado |
| Sr. Javier Torres Gella              | Abogacía General del Estado |
| Sr. Antolín Fernández Antuña         | Abogacía General del Estado |
| Sra. Amaia Rivas Kortazar            | Abogacía General del Estado |
| Sra. Elena Oñoro Sainz               | Abogacía General del Estado |
| Sr. Francisco Javier Bartolomé Zofio | Abogacía General del Estado |
| Sra. Raquel Vázquez Meco             | IDAE                        |
| Sr. Carlos Montoya Rasero            |                             |
| Dr. Daniel Flores                    | Perito Econ One             |
| Sr. Jordan Heim                      | Perito Econ One             |
| Sra. Amalia Martínez                 | Perito Econ One             |
| Prof. Marcos Vaquer Caballería       |                             |
| Prof. Pablo Pérez Tremps             |                             |

*Estenógrafos:*

|                    |             |
|--------------------|-------------|
| Sr. Trevor McGowan | Estenógrafo |
| Sr. Leandro Lezzi  | DR-ESTENO   |
| Sra. Luciana Sosa  | DR-ESTENO   |

*Intérpretes:*

|                              |                             |
|------------------------------|-----------------------------|
| Sr. Juan María Burdiel Pérez | Intérprete inglés - español |
| Sr. Jesus Getan Bornn        | Intérprete inglés - español |
| Sra. Amalia Thaler-de Klemm  | Intérprete inglés - español |

44. Durante la audiencia, se interrogó a las siguientes personas:

*Por la Demandante:*

Testigo de hecho

Sr. Francesco Giuliani

First Reserve Corp. (Director General)

Peritos

Sr. Jaume Margarit

Consultor independiente, ex Director de Energías Renovables en IDAE

Dr. Manuel Aragón Reyes

Universidad Autónoma de Madrid (Profesor de Derecho Constitucional)

Dr. Boaz Moselle

Cornerstone Research

Dra. Dora Grunwald

FTI Consulting

Sr. Richard Edwards

FTI Consulting

*Por el Demandado:*

Testigo de hecho

Sr. Carlos Montoya Rasero

Peritos

Dr. Daniel Flores

Perito Econ One

Prof. Marcos Vaquer Caballería

Prof. Pablo Pérez Tremps

45. Durante la Audiencia, la Demandante presentó los Anexos Documentales C-271 a C-277, y el Demandado presentó los Anexos Documentales R-334 a R-342. Asimismo, el Demandado presentó la traducción al inglés del Anexo R-105.

46. El 11 de diciembre de 2017, la Secretaria del Tribunal informó a las Partes que las grabaciones de audio y transcripciones se encontraban disponibles para las Partes en la plataforma.

47. EL 8 de enero de 2018, el Demandado solicitó la introducción al expediente de dos nuevas autoridades legales, *Pac Rim Cayman LLC c. El Salvador*, Caso CIADI No. ARB/09/12, Decisión sobre las Excepciones Jurisdiccionales del Demandado (1 de junio de 2012) (“**Decisión Pac Rim**”), y *Bear Creek Mining Corporation c. República del Perú*, Caso CIADI No. ARB/14/2, Laudo (30 de noviembre de 2017) (“**Laudo Bear Creek**”). El 9 de enero de 2018, el Tribunal decidió lo siguiente:

A la luz de que ambos casos ya fueron analizados en cierta medida en las presentaciones orales del Demandado en el Día 5 de la audiencia sin ninguna objeción por parte de la Demandante, el Tribunal considera apropiado que se presente el texto de las decisiones en *Pac Rim* y *Bear Creek*. En consecuencia, el Demandado puede incorporar ambas decisiones a sus anexos. [Traducción del Tribunal]

48. La Decisión en *Pac Rim* se incorporó como Autoridad Legal RL-97 y el Laudo en *Bear Creek* se incorporó en el expediente como Autoridad Legal RL-98.

49. El 18 de enero de 2018, las Partes presentaron sus correcciones consensuadas a la transcripción de la Audiencia en idioma inglés.

50. El 19 de enero de 2018, el Tribunal decidió un calendario procesal para que las Partes realizaran sus presentaciones simultáneas de los escritos posteriores a la audiencia, la notificación de la réplica y la réplica. En su carta, el Tribunal también invitó a las Partes a analizar ciertas cuestiones y responder preguntas. El 2 de febrero de 2018, el Tribunal modificó el calendario procesal para los escritos posteriores a la audiencia. El 6 de febrero de 2018, las Partes comunicaron al Tribunal que habían acordado que el escrito posterior a la audiencia y la réplica fueran presentadas solamente en idioma inglés, y propusieron la prórroga de los plazos establecidos por el Tribunal. El 7 de febrero de 2018, el Tribunal confirmó la prórroga acordada de los plazos. El 23 de marzo de 2018, las Partes informaron una nueva prórroga de los plazos que fue confirmada por el Tribunal ese mismo día.

51. Las Partes presentaron escritos posteriores a la audiencia simultáneos el 26 de marzo de 2018. En la misma fecha, el Demandado solicitó permiso para introducir diversas autoridades legales en el expediente. El 28 de marzo de 2018, el Tribunal autorizó la introducción de las autoridades legales RL-99 a RL-116.

52. El 19 de abril de 2018, el Demandado notificó al Tribunal que presentaría la Réplica al escrito posterior de la audiencia de la Demandante conforme al calendario procesal modificado. El 20 de abril de 2018, la Demandante presentó su notificación a los mismos efectos. El 23 de abril de 2018, el Demandado objetó la notificación tardía de la Demandante y, en la misma fecha, la Demandante respondió dicha objeción. Luego de varios intercambios, el Tribunal decidió que no

se había causado ningún perjuicio al Demandado y rechazó la solicitud del Demandado de excluir el escrito de Réplica posterior de la audiencia de la Demandante del expediente.

53. Las Partes presentaron simultáneamente escritos de réplica posteriores a la audiencia el 23 de abril de 2018.

54. El 5 de junio de 2018, la Demandante solicitó permiso al Tribunal para agregar el laudo de *Masdar c. España* respecto del cual las partes presentaron sus comentarios respectivos el 29 de junio de 2018.

55. El 18 de junio de 2018, el Tribunal introdujo en el expediente el Laudo de *Masdar c. España* como anexo CL-192 e invitó a las Partes a presentar simultáneamente comentarios sobre el mismo.

56. El 29 de junio de 2018, las Partes presentaron sus respectivos comentarios sobre el Laudo de *Masdar c. España*. Los comentarios del Demandado fueron acompañados por los Anexos RL-117 a RL-121.

57. El 31 de octubre de 2018, el Centro recibió una Solicitud de Permiso para Intervenir como Parte no Contendiente en este procedimiento de la Comisión Europea de fecha 24 de octubre de 2018 (la “**Solicitud de la CE**”). El 1 de noviembre de 2018, el Tribunal invitó a las Partes a presentar sus observaciones sobre la Solicitud de la CE. El 8 de noviembre de 2018, cada Parte presentó sus respectivas observaciones a la Solicitud de la CE. Los comentarios de la Demandante fueron acompañados por los Anexos CL-193 a CL-201 y las observaciones del Demandado fueron acompañadas por el Anexo RL-122. El 26 de noviembre de 2018, el Tribunal emitió la Orden Procesal No. 5 rechazando la Solicitud de la CE.

58. El 23 de noviembre de 2018, la Demandante solicitó que el Tribunal tomara nota del laudo de *Foresight Luxembourg Solar 1 Sarl, Greentech Energy Systems A/S and others c. España*, SCC Arb V 2015/150, de fecha 14 de noviembre de 2018 (“**Laudo Foresight**”), específicamente sobre la decisión con respecto al “trato justo y equitativo”. El 26 de noviembre de 2018, el Demandado comentó sobre la comunicación de la Demandante sobre el Laudo *Foresight*. El 27 de noviembre de 2018, el Tribunal decidió que no requería ninguna autoridad legal o presentación adicional en ese momento del procedimiento.

59. El 21 de diciembre de 2018, el Tribunal cerró el procedimiento de conformidad con la Regla 38(1) de Arbitraje e invitó a las Partes a enviar presentaciones de costas las cuales fueron presentadas simultáneamente el 25 de enero de 2019.

60. El 25 de enero de 2019, el Demandado solicitó el permiso del Tribunal para reabrir el procedimiento conforme a la Regla 38 de las Reglas de Arbitraje del CIADI con el fin de introducir una nueva autoridad legal y permitir que las Partes realicen comentarios. El 26 de enero de 2019, el Tribunal invitó a la Demandante a comentar sobre la solicitud del Demandado. El 21 de febrero de 2019, el Tribunal decidió que la solicitud del Demandado no cumplía con los requisitos de la Regla 38(2) de las Reglas de Arbitraje del CIADI y, por lo tanto, la solicitud fue rechazada.

61. El 30 de enero de 2019, el Demandado presentó comentarios a la Presentación de Costas de la Demandante. El 31 de enero de 2019, el Tribunal invitó al Demandado a identificar la disposición de la Orden Procesal No. 1 en la cual se basó para presentar sus comentarios sobre la Presentación de Costas del Demandante. El Demandado presentó una aclaración el 1 de febrero de 2019. El Tribunal invitó a la Demandante a presentar comentarios sobre la Presentación de Costas del Demandado. La Demandante presentó sus comentarios el 8 de febrero de 2019.

62. El 8 de abril de 2019, el Tribunal le comunicó a las Partes su decisión de extender el periodo de 120 días después del cierre del procedimiento para formular y firmar el laudo por 60 días más de conformidad con la Regla 46 de las Reglas de Arbitraje del CIADI.

### **PARTE 3. ASPECTOS ESENCIALES DE LA DIFERENCIA**

63. La diferencia esencial entre las partes radica en la insistencia de la Demandante en enfocarse en los incentivos dispuestos por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 y los pronunciamientos de la materia relacionados por parte de las autoridades del Gobierno de España, y la misma insistencia en sentido opuesto del Demandado de que dichas medidas y pronunciamientos deben analizarse en un contexto histórico y regulatorio más amplio en el cual la Demandante únicamente tenía derecho a una “tasa de rentabilidad razonable” sobre su inversión. Aquello que constituiría una “tasa de rentabilidad razonable” debía ser evaluado por España con base en el “coste del dinero en el mercado de capitales” ajustado periódicamente.

64. Por lo tanto, se requiere que el Tribunal considere la “evolución” en España de los subsidios a las instalaciones de energías renovables y determine si el derecho de la Demandante era fijo (como ella reclama) bajo el RD 661/2007 y del RD 1578/2008 o evolutivo y sujeto a disminución (como España alega) en las sucesivas modificaciones regulatorias entre los años 2010 y 2014.

#### A. El Marco Regulatorio

65. Es indiscutible que el Estado receptor tiene un amplio derecho para regular los sectores de su economía. En general, cuando un inversionista ingresa a una industria regulada no puede excluir el riesgo de cambios legales o regulatorios. Tal como expresara el tribunal en *EDF c. Rumania*:

La idea de que las expectativas legítimas y, por consiguiente, el TJE, implican la estabilidad del marco jurídico y comercial, puede no ser correcta si se expresa en una formulación demasiado amplia e irrestricta. **El TJE podría entonces significar prácticamente el congelamiento de la regulación legal de las actividades económicas, en contraposición con el poder regulatorio normal del Estado y el carácter evolutivo de la vida económica.** Salvo en los casos en que se realicen promesas o declaraciones específicas por parte del Estado al inversor, este último no podrá depender de un tratado bilateral de inversión como si fuera una especie de póliza de seguro contra el riesgo de que se realicen cambios en el marco económico y jurídico del Estado receptor. Dichas expectativas no serían legítimas ni razonables. (énfasis agregado). [Traducción del Tribunal]

66. España establece la política energética mediante una diversidad de leyes y regulaciones, incluyendo las siguientes:

- *Leyes ordinarias* que aprueba el poder legislativo;
- *Real Decreto-Ley* que aprueba el gobierno los cuales gozan de rango de ley (sólo pueden aprobarse en casos de necesidad extraordinaria y urgente, y el poder legislativo debe convalidarlos en un plazo de 30 días); y
- *Reglamentos* que aprueba el Consejo de Ministros, los cuales no pueden contravenir ninguna ley. Los reglamentos pueden revestir la forma de *Reales Decretos* emitidos por el Consejo de Ministros o de *Órdenes Ministeriales* que emanan de cada ministerio.

## B. Los Reguladores

67. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (el “**Ministerio**”) tiene la responsabilidad fundamental de la regulación en materia energética. Dentro del Ministerio, la *Secretaría de Estado de Energía* ejerce la responsabilidad específica sobre la política energética<sup>6</sup>. El Ministerio también alberga al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (“**IDAE**”) que hace las veces de “perito”, asesorando a los responsables de política sobre cuestiones técnicas y económicas, así como la redacción de la legislación, entre otras actividades. Asimismo, el IDAE también funciona como canal de comunicación entre gobierno y la industria, con la función (entre otras responsabilidades) de promover la inversión en el sector de energías renovables<sup>7</sup>.

68. Al mismo tiempo, el Ministerio de Economía y Competitividad albergaba a la *Comisión Nacional de Energía* (“**CNE**”) <sup>8</sup>, una agencia consultiva en funciones desde el año 1998 hasta el 2013, con supervisión sobre la competencia del mercado, la liquidación de los costos regulados del sistema eléctrico (incluyendo los costos de las instalaciones de energías renovables), y el monitoreo sobre el cumplimiento técnico tanto de las instalaciones convencionales como las de energías renovables<sup>9</sup>.

69. Además, los gobiernos regionales en cada Comunidad Autónoma tenían competencia para autorizar instalaciones con generación de energía inferior a 50MW en su propio territorio<sup>10</sup>.

## C. Introducción de las Tarifas Reguladas Primadas

70. En el año 1991, el Plan Energético Nacional de España para la siguiente década (“**PEN 1991**”) estableció disposiciones expresas para el desarrollo de energías renovables<sup>11</sup>. El objetivo era aumentar significativamente la proporción de consumo total de energía primaria procedente de

---

<sup>6</sup> Véase Primer Informe de Margarit, págs. 2-3; véase asimismo Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Fragmento del sitio web – Organigrama, tal como se accediera el 4 de marzo de 2016, Anexo C-022.

<sup>7</sup> Véase Primer Informe de Margarit, págs. 3-6; véase asimismo Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), *Informe anual – 2007, 2008*, págs. 5-6; Anexo C-088.

<sup>8</sup> Véase Ley 34/1998, 7 de octubre de 1998, sobre el sector de hidrocarburos (“**Ley del Sector de Hidrocarburos**”), disposición adicional undécima, tal como fuera publicada el 8 de octubre de 1998 en el Boletín Oficial del Estado, disposición adicional undécima, Anexo C-023.

<sup>9</sup> *Ibíd.*; véase asimismo Primer Informe de Margarit, págs. 5-6.

<sup>10</sup> Véase Ley 54/1997, 27 de noviembre de 1997, Artículo 27 y *ss.*; Anexo C-066A. A partir de 2014, Ley 24/2013, Artículo 3, Anexo C-180. Véase asimismo Primer Informe de Margarit, págs. 7-8.

<sup>11</sup> Véase Plan Energético Nacional (“**PEN 1991**”), 1991, págs. 26-27; Anexo C-044.

fuentes renovables no hidráulicas y - conforme a dicho objetivo - España aprobó el **RD 2366/1994**, que creaba el denominado “**Régimen Especial**” para la energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables. Las modificaciones del año 1994 introducían una **FIT**<sup>12</sup> la cual compensa al productor con una cuantía de tarifa fija por la energía eléctrica que el productor “alimenta” a la red eléctrica.

71. Sin embargo, el RD 2366/1994 no incluía ninguna garantía en contra de ajustes que disminuyeran la tarifa regulada. Las tarifas estaban sujetas a ajustes discrecionales mediante orden ministerial<sup>13</sup>. La oferta resultó insuficiente para atraer el nivel de inversiones esperado.

#### **D. El desarrollo de la política de la Comunidad Europea**

72. En el año 1994, la *Declaración de Madrid* estableció los principios incorporados en la *Carta Europea de la Energía*, y convocó a la Unión Europea a establecer el objetivo de que las energías renovables cubrieran el 15% de las necesidades energéticas de la UE para el año 2010<sup>14</sup>.

73. En el año 1998, España acordó objetivos ambiciosos y luego quedó sujeta a las directivas de la Unión Europea para aumentar su proporción de energía producida a partir de fuentes de energías renovables.

#### **E. Una nueva legislación integral regulatoria de la transmisión y distribución de la energía eléctrica**

74. En el año 1997, España aprobó la *Ley del Sector Eléctrico* (“*Ley de Energía Eléctrica de 1997*”) que regulaba las actividades de la industria eléctrica y respecto de la cual el gobierno establecía los precios y la compensación por los servicios. Al mismo tiempo, la *Ley de Energía Eléctrica de 1997* liberalizó la generación de energía eléctrica y el suministro, sujeto a un amplio requisito de que los incentivos del gobierno a los productores brindarían una “**tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en los mercados de capitales**”<sup>15</sup>. El

---

<sup>12</sup> Real Decreto 2366/1994, de fecha 9 de diciembre de 1994, Artículo 7, Anexo C-045.

<sup>13</sup> *Ibíd.*, Artículo 12, Anexo C-045.

<sup>14</sup> Véase Comisión Europea, Base de datos de comunicados de prensa, *Renewable energy action plan to be examined at Madrid conference*, 16 de marzo de 1994, y Declaración de Abel Matutes, marzo de 1994, Anexo C-050; véase asimismo Comisión Europea, comunicados de prensa, *Action plan on renewable energy sources in Europe: Conference proceedings*, 15 de abril de 1994, Anexo C-049.

<sup>15</sup> Véase *Ibíd.*, Artículo 30.4, segundo párrafo, Anexo C-066.

**Real Decreto 2818/1998** contenía detalles más específicos para la aplicación de la *Ley de Energía Eléctrica de 1997* al Régimen Especial<sup>16</sup>.

75. Sin embargo, y una vez más, las mejoras de 1997/1998 no atrajeron el nivel esperado de inversiones. Según la Demandante, la vaga garantía de una tasa de rentabilidad “razonable” resultaba deficiente ya que exponía a los inversionistas a la incertidumbre de cuál sería la rentabilidad “razonable” desde el punto de vista de los reguladores. Además, no había ninguna garantía respecto de que las reducciones futuras de las tasas no fueran aplicables de forma retroactiva a las instalaciones ya terminadas y registradas<sup>17</sup>.

#### **PARTE 4. LAS CUATRO ETAPAS DE LOS PROGRAMAS DE INCENTIVOS ESPAÑOLES**

76. Los eventos que se sucedieron posteriormente se pueden describir, convenientemente, en cuatro etapas:

- (a) los incentivos regulatorios con anterioridad a la inversión de la Demandante;
- (b) los incentivos regulatorios al momento de la inversión de la Demandante;
- (c) la etapa de reforma normativa (2010 a 2014);
- (d) el Nuevo Régimen Regulatorio (2014).

77. El perito de la Demandante, FTI Consulting, presentó la siguiente tabla para mostrar la evolución cronológica del régimen regulatorio:

---

<sup>16</sup> Véase Real Decreto 2818/1998 de fecha 23 de diciembre de 1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, publicado en el Boletín Oficial del Estado No. 312 de fecha 30 de diciembre de 1998 (“**RD 2818/1998**”), Anexo C-067.

<sup>17</sup> Los inversionistas (y sus financistas) solamente podían invocar la cláusula genérica contenida en el Preámbulo del RD 2818/1998, que dice lo siguiente: “[p]ara las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre”, Anexo C-067.



(Informe de FTI Consulting sobre el Marco Regulatorio, párr. 6.4 – Figura 6.1)

#### A. Primera etapa: La etapa pre-inversión

78. Ya en el año 1997, era evidente que las estrategias de España para atraer inversión en proyectos de energías renovables eran inadecuadas. Los participantes del sector de energías renovables fueron claros en sus requerimientos. En el año 2003, una asociación que representaba más de 500 empresas de energías renovables, la Asociación de Productores de Energías Renovables (o “**APPA**”), publicó un informe que, entre otras cosas, expresaba lo que la Demandante considera que fue la opinión del sector de que una vaga garantía de una “tasa de rendimiento razonable” *con las tasas concretas sujetas a una revisión con carácter retroactivo tras la finalización de las inversiones*, no ofrecía una seguridad suficiente para atraer a los inversores<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Véase Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), *Introducción a los sistemas de retribución de las energías renovables en la Unión Europea. La visión de los productores*, febrero de 2003 (“**Informe APPA 2003**”), Anexo C-070.

79. El 1 de abril de 2003, la **CNE** propuso reformar los incentivos del Régimen Especial<sup>19</sup> para que fueran **previsibles a lo largo de la vida útil de las instalaciones**. Cualquier mecanismo de ajuste debía ser transparente e indexado a variables objetivas (por ejemplo, el Índice de Precios al Consumo). Además, la CNE concluyó que cualquier revisión o modificación del plan de incentivos debía afectar solamente a las nuevas instalaciones<sup>20</sup>. Las instalaciones existentes estarían protegidas. España señala que el rol de la CNE fue meramente consultivo. La CNE no dictó las normas.

80. En marzo de 2004, España reemplazó el RD 2818/1998 por otro nuevo marco normativo para energía renovable, el **RD 436/2004**, que, entre otras cosas, especificó que cualquier revisión tarifaria sólo afectaría a las instalaciones nuevas, “sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores”<sup>21</sup>.

81. No obstante, a pesar de contar con incentivos más atractivos, el rezago de las inversiones continuaba. Incluso en el año 2006, la potencia instalada de las instalaciones fotovoltaicas representaba solamente 84 MW, que era menos de un cuarto del objetivo de España de 371 MW para 2010<sup>22</sup>. Según el Secretario General de Energía de España, Ignasi Nieto Magaldí, era fundamental aumentar las primas de incentivo para las energías renovables. Nieto afirmó que:

...[H]ay que corregir las primas al alza para que cumplan sus objetivos y yo pienso que vamos a cumplir ese 30 por ciento de energías renovables en electricidad en el año 2010<sup>23</sup>.

82. En febrero de 2007, la CNE publicó otro informe consultivo en el que afirmaba los siguientes principios claves que gobernarían el nuevo régimen regulatorio:

---

<sup>19</sup> Véase Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Gonzalo Sáenz de Miera, “La regulación de las energías renovables”, Tratado de Regulación del Sector Eléctrico (Vol. 2), Coord. Fernando Becker, Javier López García de la Serrana, Julián Martínez-Simancas, Jose Manuel Sala Arquer, Aranzadi, (2009), págs. 557-558, Anexo C-063.

<sup>20</sup> *Ibid.*, pág. 560; véase asimismo Memorial de la Demandante, párr. 124.

<sup>21</sup> Véase RD 436/2004 de fecha 12 de marzo de 2004, Artículo 40.3, Anexo C-075.

<sup>22</sup> Véase, por ejemplo, Informe de progresos 2006, págs. 12 y 17, Anexo C-080.

<sup>23</sup> Véase Ignasi Nieto Magaldí (Secretario General de Energía), Comparecencia ante el Congreso de los Diputados, 8 noviembre de 2006, Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados, 2006, VIII Legislatura, Núm. 264, Comisión de Industria, Turismo y Comercio, Sesión 42 del 8 de noviembre de 2006, pág. 6, Anexo C-085.

- Los incentivos económicos deben tenerse como un instrumento regulatorio esencial para alcanzar los objetivos de energía renovable fijados por el gobierno.
- La regulación debe ofrecer las garantías necesarias de precios de energía transparentes, estables y previsibles **durante toda la vida útil de la instalación.**
- Cualquier modificación del régimen económico debe ser aplicable **exclusivamente a nuevas instalaciones.**
- Las nuevas disposiciones solamente podrán aplicarse con carácter retroactivo en aquellos casos en que haya disposiciones transitorias que aseguren compensaciones adecuadas para los inversores en vista de las expectativas generadas por regulaciones anteriores.
- El próximo programa debería incluir mayores esfuerzos para fomentar las tecnologías menos desarrolladas contempladas en los objetivos del gobierno (como la energía solar). Con el fin de proporcionar incentivos para el desarrollo de esas tecnologías inmaduras, como la energía solar, **las tarifas reguladas deben proporcionar un rendimiento superior al que, de lo contrario, se habría considerado razonable<sup>24</sup>.**

83. La Demandante sostiene que estas recomendaciones de la CNE anunciaron el RD 661/2007 y ofrecen un importante antecedente para su interpretación.

## **B. Segunda etapa: El entorno regulatorio al momento de la inversión de la Demandante**

### *(a) Los Nuevos Incentivos para Potenciales Inversores*

84. El 25 de mayo de 2007, España otorgó nuevos incentivos a través del **RD 661/2007**. La mejora fue importante, en especial en las instalaciones FV de más de 100 kW, ya que se establecieron tarifas reguladas para instalaciones FV 82% mayores que las tarifas ofrecidas

---

<sup>24</sup> Véase Comisión Nacional de Energía (“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, págs. 16, 18, 20 y 54, Anexo C-061.

anteriormente en el RD 436/2004<sup>25</sup>. De modo igualmente similar, según la Demandante, los incentivos se encontraban protegidos (o “estables”) durante toda la vida útil de las instalaciones<sup>26</sup>.

85. La oferta mejorada fue suficiente para atraer a la Demandante, 9REN, filial de First Reserve, sociedad con sede en los EE. UU. fundada en el año 1983 para invertir en el sector energético<sup>27</sup>. Según la opinión de First Reserve en ese momento, la rentabilidad mínima que requeriría el capital de riesgo para invertir en proyectos de energías renovables en España estaba en un rango del 11-12%<sup>28</sup>.

86. El RD 661/2007 creó límites superior e inferior para la compensación total de productores elegibles según el programa FIT (es decir, el precio de mercado más la prima), recibida en concepto de pago por electricidad<sup>29</sup>.

87. La Demandante se funda, en especial, en lo que interpreta como una garantía de “estabilidad” o no revocación con respecto a las instalaciones existentes, en virtud del Artículo 44(3) del RD 661/2007 (mencionado *supra*) que (en aras de facilitar la referencia) establece lo siguiente:

**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.

---

<sup>25</sup> Véase Nota de Prensa para el RD 661/2007, Anexo C-099.

<sup>26</sup> Como se explica a continuación, el RD 661/2007 fijó una tarifa base que se garantizaba por un período inicial (por ejemplo, veinticinco años para instalaciones fotovoltaicas) con un porcentaje de la tarifa base (por ejemplo, el 80% para instalaciones fotovoltaicas) que se pagaría durante los años restantes de la vida útil de la instalación.

<sup>27</sup> Véase la sección *About* [Acerca de la empresa] del sitio web oficial de First Reserve ([www.firstreserve.com](http://www.firstreserve.com)), último acceso: 20 de julio de 2016, Anexo C-193; Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 5.

<sup>28</sup> Véase Presentación sobre el Proyecto Gasol de First Reserve, 17 de diciembre de 2007, pág. 8, Anexo C-015.

<sup>29</sup> Véase RD 661/2007, párr. 8 del Preámbulo y Artículo 36, Anexo C-098.

**Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior [en el caso de la opción de prima] 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<sup>30</sup>. (énfasis agregado)**

88. La Demandante sostiene que el RD 661/2007 contemplaba una “protección” de beneficios para instalaciones registradas (conocida como acta de puesta en servicio) antes de realizarse cualquier “revisión” autorizada. Las instalaciones no “protegidas” mediante esa norma estarían sujetas a las revisiones periódicas especificadas que tenían por objeto reflejar una tasa de rentabilidad “razonable”. España aduce que las palabras subrayadas “a las que se refiere este apartado” limitan el alcance de irrevocabilidad a las revisiones listadas.

89. Algunos comentaristas consideraron el RD 661/2007 como un nuevo paradigma:

[Con el RD 661/2007,] se garantiza la predictibilidad y seguridad jurídica de los incentivos económicos. Se declara el derecho a la percepción de unos incentivos económicos (tarifas y primas) **durante toda la vida de la instalación**, con actualizaciones anuales ligadas a la variación del IPC, y con modificaciones cada cuatro años **que sólo afectan a las instalaciones nuevas**. Por este motivo, este Real Decreto posee un valor de gran importancia, cual es la estabilidad regulatoria<sup>31</sup>. (énfasis agregado)

90. El Artículo 36 del RD 661/2007 establece los valores fijos y la duración de la tarifa regulada:

| Subgrupo | Potencia           | Plazo                | Tarifa regulada<br>c€/kWh | Prima de referencia<br>c€/kWh | Límite Superior<br>c€/kWh | Límite Inferior<br>c€/kWh |
|----------|--------------------|----------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| b.1.1    | P ≤ 100 kW         | primeros 25 años     | 44,0381                   |                               |                           |                           |
|          |                    | a partir de entonces | 35,2305                   |                               |                           |                           |
|          | 100 kW < P ≤ 10 MW | primeros 25 años     | 41,7500                   |                               |                           |                           |
|          |                    | a partir de entonces | 33,4000                   |                               |                           |                           |
|          | 10 < P ≤ 50 MW     | primeros 25 años     | 22,9764                   |                               |                           |                           |
|          |                    | a partir de entonces | 18,3811                   |                               |                           |                           |

<sup>30</sup> Véase RD 661/2007, Artículo 44, Anexo C-098.

<sup>31</sup> Véase Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Gonzalo Sáenz de Miera, “La regulación de las energías renovables”, Tratado de Regulación del Sector Eléctrico (Vol. 2), Coord. Fernando Becker, Javier López García de la Serrana, Julián Martínez-Simancas, José Manuel Sala Arquer, Aranzadi, págs. 539-564 (2009) y pág. 560, Anexo C-063.

(Véase RD 661/2007, Art. 36, C-98)

91. El Artículo 36 del RD 661/2007, alega la Demandante, lo que el Demandado niega, confirmó una **duración fija para los incentivos fijos** otorgados a cada tipo de planta de energía renovable<sup>32</sup>. Según la Demandante, con respecto a las instalaciones FV se garantizó que la tarifa base (ajustada a la inflación) seguiría en vigor durante veinticinco años, y después de ese plazo bajaría al 80% de la tarifa base (ajustada a la inflación) durante el resto de vida de los proyectos<sup>33</sup>. La Demandante afirma que la vida productiva de las instalaciones FV sería, en promedio, de 35 años.

*(b) El Proceso de Inscripción de Instalaciones Nuevas de Energía Renovable*

92. Conforme lo establecido en el Artículo 17 del RD 661/2007, la inscripción en el RAIPRE es condición suspensiva del derecho:

El 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... [es decir, el RAIPRE]<sup>34</sup>. (énfasis agregado)

93. Con algunas excepciones, la autoridad para autorizar la construcción de instalaciones elegibles conforme al Régimen Especial y, luego, habilitarlas en el Régimen Especial se encontraba dentro de la jurisdicción del gobierno regional en la que estaban ubicadas las instalaciones<sup>35</sup>.

---

<sup>32</sup> Además, la Nota de Prensa para el RD 661/2007 señaló que “La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo”, Anexo C-099.

<sup>33</sup> Véase RD 661/2007, Artículo 36, Anexo C-098.

<sup>34</sup> *Ibid.*, Artículo 17.

<sup>35</sup> **El procedimiento para inclusión en el Régimen Especial** se estableció en el RD 661/2007 y comprendía varios pasos, a saber:

- Presentar una solicitud ante la autoridad competente mediante la cual se debía acreditar que las características técnicas y de funcionamiento de las instalaciones previstas cumplían los requisitos de una de las categorías (o subcategorías) elegibles conforme al RD 661/2007 (por ejemplo, una planta FV con una capacidad de 100 kW).
- Obtener un permiso del operador de la red de transmisión o distribución para conectarse a la red.
- Presentar un aval bancario por una cuantía equivalente a €500/kW (para la mayoría de los proyectos) que garantizara el cumplimiento, el cual se cancelaría con la obtención del acta de puesta en servicio de las instalaciones.

94. El derecho de una planta a estar incluida en el Régimen Especial se adquiriría el primer día del mes siguiente a la fecha de emisión del **Certificado del Acta de Puesta en Servicio** después de la inscripción definitiva en el RAIPRE<sup>36</sup>. La Demandante alega que la inscripción era una fuente adicional de obligaciones de España. España responde que la inscripción simplemente consistía en una cuestión de administración del programa.

(c) *Impacto de los Incentivos de 2007*

95. La capacidad instalada de los proyectos FV alcanzó el 85% del objetivo en tan solo cuatro meses<sup>37</sup>. Entre 2006 y 2007, la capacidad FV se incrementó casi un 600%; de 2007 a 2008, esa cifra ascendió a aproximadamente un 3.000%<sup>38</sup>. Los medios informaron que España contaba con la mitad de la energía solar instalada en todo el mundo en 2008<sup>39</sup>.

- 
- Obtener una “Autorización administrativa” y “Aprobación del proyecto para ejecución de las obras”, que autorizara el inicio de la construcción.
  - Al finalizar la construcción, obtener un “acta de puesta en servicio provisional” no obligatoria que autorizara la realización de las pruebas de funcionamiento y rendimiento necesarias para obtener la puesta en servicio definitiva de las instalaciones. Al obtener el acta de puesta en servicio provisional, las instalaciones podían solicitar la inscripción provisional en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (el “RAIPRE”).
  - Una vez realizadas satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento y rendimiento, y presentado un certificado de finalización de las obras que confirmara que las instalaciones habían cumplido con el Proyecto de Ejecución de las Obras aprobado y normas aplicables, las instalaciones obtendrían un “acta de puesta en servicio definitiva”, junto con la inscripción definitiva en el RAIPRE. El cumplimiento de todos esos pasos era un requisito previo para la emisión del certificado de inscripción definitiva en el RAIPRE. Véase RD 661/2007, Artículos 6-13, Anexo C-098.

<sup>36</sup> Véase RD 661/2007, Artículo 14, Anexo C-098.

<sup>37</sup> Según la CNE, al 31 de agosto de 2007 se había alcanzado el 91% del objetivo. Tal como se mencionó, por ejemplo, en la Resolución de fecha 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se estableció el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, conforme al Artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de fecha 25 de mayo, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) Núm. 234 del 29 de septiembre de 2007, Anexo C-151.

<sup>38</sup> Memorial de la Demandante, párr. 184, nota al pie 316. (“En 2001, antes de que España hubiese establecido un programa de incentivos significativo, el sector fotovoltaico español tenía una potencia total instalada de menos de 5 MW. No obstante, la potencia instalada en 2006 superaba ligeramente los 100 MW y, a finales de 2007, alcanzó los 690 MW. En 2008, la potencia instalada fotovoltaica aumentó y superó con creces los 3.000 MW”) citando IDAE, Informe estadístico: Energías renovables (Evolución de la Potencia Eléctrica Instalada anualmente), actualizado en diciembre de 2015, Anexo C-137; véase asimismo Informe de progresos 2006, 19, Anexo C-080, e Informe de progresos 2009-2010, pág. 3, Anexo C-132.

<sup>39</sup> Véase, por ejemplo, Elisabeth Rosenthal, artículo de prensa, “*Solar Industry Learns Lessons in Spanish Sun*”, The New York Times, 3 de agosto de 2010, Anexo C-141; véase asimismo *Invest in Spain* e Informe del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, La inversión extranjera directa en España, 2009 (en el cual se explica que el 10% de los proyectos que recibían inversiones extranjeras estaban relacionados con energías renovables, con un aumento total de 88,5% de proyectos nuevos sobre energías renovables respecto de 2007), págs. 26-28, Anexo C-135.

(d) *La Importancia del Financiamiento Bancario en el Cumplimiento de los Objetivos de Energía Renovable de España*

96. En el **PER 2005**, el Gobierno español previó que la financiación de la deuda proporcionaría casi el 80% de la inversión de capital total necesaria para cumplir los objetivos de España<sup>40</sup>. En consecuencia, la capacidad para atraer financiación bancaria era un objetivo importante si a España le interesaba captar el nivel deseado de inversión.

97. Tras la aprobación del RD 661/2007, algunos bancos ofrecieron financiamiento sin derecho a reclamación por falta de pago (es decir, sin garantías personales de inversores en acciones). Según la Demandante, la disposición de los bancos a proceder de esta forma presuponía que los bancos (quienes son prestamistas sofisticados) esperaban que los ingresos provenientes de los proyectos fueran no solo suficientes para repagar los préstamos bancarios, sino que también fueran estables, fijos y predecibles<sup>41</sup>. **El PER 2005 previó que las relaciones de capitalización entre el financiamiento de proyectos y el capital podrían llegar a ser 80:20**<sup>42</sup>. Según la Demandante, la “aceptación” de los bancos y otras entidades financieras astutas demuestra que la sofisticada comunidad financiera internacional interpretó que el RD 661/2007 otorgaba la sólida garantía de estabilidad como lo alega la Demandante en este procedimiento.

98. 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 más tarde<sup>43</sup>, es decir, las nuevas instalaciones FV

---

<sup>40</sup> Véase Resumen PER 2005, págs. 55-58 (pág. 55: “En lo que respecta a las fuentes de financiación ajena, no se trata en este apartado de enumerar las diferentes modalidades y posibilidades de adecuación a tipologías de proyectos según su grado de implantación, sino tan sólo apuntar que **el mercado financiero sigue respondiendo... al factor de rentabilidad económica en un marco normativo estable**. De aquí, una vez más, la importancia de la iniciativa [de las autoridades] pública[s] para facilitar e impulsar el cumplimiento de los objetivos establecidos”; pág. 58: “La financiación ajena para acometer las inversiones del período 2005 – 2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1 % de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan **atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria**”), Anexo C-084; véase asimismo IDAE, Presentación, El sol puede ser tuyo. Respuestas a todas las preguntas clave sobre energía solar fotovoltaica, noviembre de 2007, diapositiva 17, Anexo C-177.

<sup>41</sup> Primer Informe de Margarit, pág. 31; Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párrs. 6.24 y 6.37.

<sup>42</sup> Primer Informe de Margarit, pág. 34 (con cita de diapositiva de presentación de IDAE: “Inversión/Pago inicial del titular (20%); Préstamo bancario (80%)...”).

<sup>43</sup> Véase Resolución de fecha 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se estableció el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, conforme al Artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de fecha 25 de mayo, publicada en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 234 del 29 de septiembre de 2007, Anexo C-151.

tendrían que obtener la inscripción definitiva en el RAIPRE antes del **29 de septiembre de 2008**<sup>44</sup> para poder acogerse a la protección del RD 661/2007.

(e) *El Régimen Modificado (RD 1578/2008)*

99. España promulgó el **RD 1578/2008** el 26 de septiembre de 2008, pocos días antes de la fecha de cierre de nuevos proyectos FV bajo el RD 661/2007. El nuevo Real Decreto ampliaba el programa FIT pero en ciertos aspectos importantes modificaba el RD 661/2007<sup>45</sup>. Si bien las primas se redujeron, siguieron siendo significativas para atraer nuevas instalaciones fotovoltaicas que no cumplieron con la fecha límite de inscripción del 29 de septiembre de 2008<sup>46</sup>. En cuanto a nuevas inversiones<sup>47</sup>, (i) estableció cupos anuales de potencia que serían elegibles para la tarifa regulada, lo cual permitió a España tener un mejor control sobre la cantidad de instalaciones que se beneficiarían con el nuevo régimen<sup>48</sup>; (ii) ofreció una tarifa regulada más baja; y (iii) otorgó a España una mayor flexibilidad para ajustar las tarifas para nuevos proyectos<sup>49</sup>.

100. Los costos de la tecnología FV bajaban rápidamente en ese momento<sup>50</sup>. El sistema de licitación de pre-asignación conforme al RD 1578/2008 permitió a España modificar las tarifas para nuevos proyectos de manera trimestral, para responder a las fluctuaciones del mercado<sup>51</sup>. El RD 1578/2008 estableció que las tarifas que se fijaran cada trimestre se mantendrían durante un plazo “**máximo** [es decir, no mínimo] de veinticinco años”<sup>52</sup>.

---

<sup>44</sup> *Ibíd.*

<sup>45</sup> Real Decreto 1578/2008, de fecha 26 de septiembre de 2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 para dicha tecnología, publicado en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 234 del 27 de septiembre de 2008 (“**RD 1578/2008**”), Anexo C-046.

<sup>46</sup> *Ibíd.*, Artículo 2, según el cual el régimen tarifario del RD 1578/2008 se aplica a “las instalaciones del grupo b.1.1 del Artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo de 2008, [es decir, a aquellas] instalaciones de tecnología fotovoltaica, que obtengan su inscripción definitiva [...] con posterioridad al 29 de septiembre de 2008...”, Anexo C-046; véase asimismo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Nota de Prensa, *Nuevo régimen económico para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica*, 26 de septiembre de 2008 (“**Nota de prensa sobre el RD 1578/2008**”), Anexo C-138.

<sup>47</sup> Véase RD 1578/2008, Artículo 1, Anexo C-046.

<sup>48</sup> Para 2009, el cupo de potencia era de 400 MW: 267 MW en instalaciones construidas en edificios y 133 MW para instalaciones montadas en la tierra. Véase RD 1578/2008, Artículo 5, Anexo C-046. En la disposición transitoria del RD 1578/2008, se preveía agregar 100 MW adicionales de potencia al cupo para instalaciones del tipo II en 2009.

<sup>49</sup> Véase Primer Dictamen de Aragón, pág. 28 (donde se explica que el preámbulo y el artículo 1 del RD 1578/2008 reiteran la promesa de España de no retroactividad a las plantas que se benefician con el régimen de retribución).

<sup>50</sup> Véase Nota de prensa para el RD 1578/2008, Anexo C-138.

<sup>51</sup> *Ibíd.*

<sup>52</sup> Véase RD 1578/2008, Artículo 11(5), Anexo C-046.

(f) Comparación de las Disposiciones de “Estabilidad” del RD 661/2007 y del RD 1578/2008

101.

| RD 661/2007, Artículo 44(3)  | RD 1578/2008 (Disposición adicional quinta)  |
|--|--|
| Las revisiones <b>a las que se refiere este apartado</b> de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior <b>no afectarán a las instalaciones</b> 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. (énfasis agregado) | Durante el año 2012, a la vista de la evolución tecnológica del sector y del mercado, y del funcionamiento del régimen retributivo, <b>se podrá modificar</b> la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. (énfasis agregado) |

102. Es evidente que el texto crítico que da lugar a la “garantía de estabilidad” en el RD 661/2007 no se replica en el RD 1578/2008.

(g) *La Inversión de la Demandante en Proyectos FV*

103. Tal como se mencionara anteriormente, la fecha límite para la inscripción conforme al RD 661/2007 fue el 29 de septiembre de 2008. Las pruebas demuestran que la Demandante y sus filiales españolas, Solaica Power S.L.U (“**Solaica**”) y 9REN España, construyeron, pusieron en funcionamiento e inscribieron en el RAIPRE siete proyectos FV antes de esa fecha<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> Estos siete proyectos eran:

- Proyecto **El Soldado**, que comprende ocho plantas FV de 100 kW ubicadas en Córdoba. Estas plantas obtuvieron su inscripción definitiva en el RAIPRE el 25 de junio de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – El Soldado, 25 de junio de 2008, Anexo C-209).
- Proyecto **El Paso**, que comprende siete plantas FV de 100 kW ubicadas en Tenerife. Estas plantas obtuvieron su inscripción definitiva en el RAIPRE el 4 de septiembre de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – El Paso, 25 de junio de 2008, Anexo C-208).
- Proyecto **La Gineta II**, que comprende veinticuatro plantas FV de 100 kW, ubicadas en Albacete. Estas plantas obtuvieron su inscripción definitiva en el RAIPRE el 25 de agosto de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – La Gineta II, 3 de junio de 2008, Anexo C-210).
- Proyecto **Siruela**, que comprende veinticuatro plantas FV de 100 kW ubicadas en Badajoz. Estas plantas obtuvieron su inscripción definitiva en el RAIPRE el 9 de septiembre de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – Siruela, 6 de agosto de 2008, Anexo C-211).
- Proyecto **Alcaudete**, que comprende una planta de 7.2 MW ubicada en Jaén. Esta planta obtuvo su inscripción definitiva en el RAIPRE el 1 de julio de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – Alcaudete, 1 de julio de 2008, Anexo C-212).
- Proyecto **Gibraleón**, que comprende una planta FV de 100 kW ubicada en Andalucía. Esta planta obtuvo su inscripción definitiva en el RAIPRE el 17 de julio de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – Gibraleón, 18 de agosto de 2008, Anexo C-213).

104. La Demandante refinanció parte de estos proyectos en 2009, con algo de reestructuración societaria, pero en definitiva las inversiones eran de titularidad directa o indirecta de la Demandante a la fecha de inscripción en el RAIPRE y del Acta de Puesta en Servicio, así como también a la fecha de las supuestas violaciones de España del TCE entre 2010 y 2014<sup>54</sup>.

105. En 2011, 9REN España finalizó la construcción de su octava planta propia, Formiñena, y la inscribió en el RAIPRE el 23 de marzo de 2011<sup>55</sup>. La Demandante reconoce que, debido a la inscripción tardía, la planta Formiñena tenía derecho al pago de la tarifa establecida en el RD 1578/2008<sup>56</sup>, y **no a la del RD 661/2007**.

**C. Tercera etapa: España Reduce los Beneficios Otorgados por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008**

106. Según la Demandante, España promulgó las medidas que supuestamente violaron las obligaciones establecidas en el TCE a partir de noviembre de 2010.

- 
- Proyecto **Yecla**, que comprende una planta FV de 100 kW ubicada en Murcia. Esta planta obtuvo su inscripción definitiva en el RAIPRE el 3 de julio de 2008 (Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – Yecla, 3 julio de 2008, Anexo C-214).

<sup>54</sup> La Demandante indicó que obtuvo financiamiento bancario en 2009 para las cinco plantas grandes que había terminado de construir e inscribir bajo el RD 661/2007 (El Soldado, El Paso, La Gineta II, Siruela y Alcaudete). Luego transfirió esas cinco plantas a Solaica Power S.L.U. (“**Solaica**”), una sociedad española que actualmente pertenece a Solaica Power S.à.r.l., empresa con sede en Luxemburgo que, a su vez, es propiedad de 9REN en su 100%. Solaica luego suscribió un acuerdo de préstamo de €9,5 millones, sin derecho a reclamación por falta de pago, con un consorcio de bancos formado por Natixis, Barclays, Lloyds y Santander. Tr. Día 1 (Sr. Fleuriet), págs. 102:22-103:3.

<sup>55</sup> Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE – Inscripción de Formiñena en el RAIPRE de fecha 14 de abril de 2011, Anexo C-215.

<sup>56</sup> *Ibid.* Véase asimismo Memorial de la Demandante, párr. 237.

(a) *Reducir el Período de Retribución de Tarifa Completa*

107. En noviembre de 2010, España promulgó el **RD 1565/2010**, que revocó el derecho de las instalaciones FV a percibir una tarifa garantizada después del vigesimoquinto año de funcionamiento<sup>57</sup> (que después se elevó a 30 años).<sup>58</sup>

(b) *Limitar la Cantidad de Horas Operativas Remuneradas*

108. Pocas semanas después, el 23 de diciembre de 2010, España promulgó el **RDL 14/2010**<sup>59</sup> que limitó las horas de funcionamiento anuales por las que las instalaciones FV podían recibir tarifas reguladas<sup>60</sup>. El efecto de “limitar las horas de funcionamiento” fue una reducción en la cantidad de electricidad que los inversores podían percibir las tarifas bajo RD 661/2007 y el RD 1578/2008<sup>61</sup>. El excedente de producción simplemente se vendería al mercado mayorista de la electricidad a precios inferiores.

---

<sup>57</sup> Véase Memorial de la Demandante, párr. 246, con cita del RD 1565/2010:

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones: ... En la tabla 3 del Artículo 36, se suprimen los valores de las tarifas reguladas indicadas para las instalaciones de tipo b.1.1, **a partir del año vigésimo sexto.** (énfasis agregado)

Véase RD 1565/2010, Artículo 1, Diez (“En la tabla 3 del artículo 36 [del RD 661/2007] se suprimen los valores de las tarifas reguladas indicadas para las instalaciones de tipo b.1.1, a partir del año vigésimo sexto”), Anexo C-129. **Posteriormente, España extendió el período durante el cual los proyectos fotovoltaicos podían recibir la tarifa completa**— primero, de 25 a 28 años y, finalmente, a 30 años. La duración de la tarifa perdió relevancia cuando España derogó los regímenes del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 en 2013.

<sup>58</sup> Ley 2/2011, del 4 de marzo de 2011, sobre Economía Sostenible, publicada en el Boletín Oficial no. 55 del 5 de marzo de 2011 (“**Ley 2/2011**”), Disposición Final 44<sup>a</sup> (que modifica la Disposición Final Primera de RDL 14/2010 y extiende la tasa de remuneración bajo RD 661/2007 al año 30), Anexo C-95.

<sup>59</sup> Véase RDL 14/2010, Anexo C-102. A la vez, el 7 de diciembre de 2010, España promulgó el Real Decreto 14/2010, el cual regulaba y modificaba ciertos aspectos relacionados con la actividad de producción de energía eléctrica mediante el uso de tecnología termosolar y eólica, publicado en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 298 el 8 de diciembre de 2010 (“**RDL 14/2010**”), que contenía disposiciones similares para instalaciones solares termoelectricas y eolicas. Véase asimismo Anexo C-75.

<sup>60</sup> RDL 14/2010, Primera disposición adicional, Anexo C-102.

<sup>61</sup> Primer Informe Margarit, el párr. 6.44 dice que para una instalación fija de 1 MW, registrada en virtud del RD 661/2007, el productor percibiría la tarifa regulada garantizada en el RD 661/2007 para los primeros 1250 MWh de electricidad producida, con independencia de la producción real de la planta en un año determinado. Por consiguiente, si dicha planta tenía 1500 horas efectivas de funcionamiento (es decir, producía 1500 MWh de electricidad en un año), la instalación percibiría la tarifa prevista en el RD 661/2007 solo para los primeros 1250 MWh y recibiría un precio al por mayor mucho menor por los 250 MWh de producción de electricidad adicionales. Los precios al por mayor en el período 2011-2013 eran una fracción muy pequeña de la tarifa regulada garantizada. El impacto de la limitación por horas efectivas fue mayor para las instalaciones FV más productivas.

(c) *Imposición de un Peaje de Acceso*

109. El **RDL 14/2010** también creó un nuevo “peaje de acceso” de €0,5/MWh aplicable a toda la electricidad que los productores incorporaran a la red<sup>62</sup>. La Demandante alega que el RD 661/2007 “garantizaba” a los productores el derecho a incorporar al sistema la totalidad de la energía eléctrica producida, y recibir las tarifas y otras remuneraciones establecidas por esa ley, sin tener que pagar dicho peaje<sup>63</sup>. Por lo tanto, ese peaje redujo efectivamente la remuneración que se garantizaba, según la Demandante, en el marco regulatorio original y, de esa forma, violó el artículo 44(3) del RD 661/2007.

(d) *Hacia fines de 2012, España Impuso un “Impuesto a la Energía” de 7%*

110. El 27 de diciembre de 2011, mediante la **Ley 15/2012**, España impuso un nuevo “impuesto” de 7% (el “**IVPEE**”) sobre todos los *ingresos* provenientes de la generación de energía eléctrica. La Demandante asevera que, por el diseño y el modo de aplicación, el “impuesto a la energía” de 7% no fue un impuesto propiamente dicho. El IVPEE constituyó una clara reducción de 7% en las tarifas establecidas en el RD 661/2007 y en el RD 1578/2008<sup>64</sup>.

(e) *En 2013, España Eliminó la Indexación “Objetiva” al IPC*

111. Las tarifas base del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 se definieron en centavos de euro por kWh, y se indexaron al índice de precios al consumo general (“**IPC**”). Mediante el **RD 2/2013**, se introdujo un “IPC reformado” que excluía del cálculo de la inflación los cambios en los precios de alimentos, productos energéticos y ciertos efectos impositivos<sup>65</sup>. La Demandante alega que el efecto de este cambio fue reducir el ajuste inflacionario unos tres puntos porcentuales (de +2,98% a -0,03%)<sup>66</sup>.

---

<sup>62</sup> RDL 14/2010, Primera disposición transitoria, Anexo C-102.

<sup>63</sup> RD 661/2007, Artículo 17(b) y (c), Anexo C-098.

<sup>64</sup> Solicitud de Arbitraje, párr. 30.

<sup>65</sup> Véase Real Decreto-Ley 2/2013, de fecha 1 de febrero de 2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero (“**RDL 2/2013**”), Artículo 1, Anexo C-083.

<sup>66</sup> Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párr. 6.48.

**D. Cuarta etapa: En 2013-2014, España Adoptó un Nuevo Régimen Regulatorio y Derogó los Incentivos Regulatorios Anteriores**

112. El 14 de julio de 2013, España aprobó el **RDL 9/2013**, mediante el cual derogó el RE de las energías renovables que había regido el sector desde 1994, incluyendo los regímenes de las tarifas reguladas establecidos en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008<sup>67</sup>. En su lugar, un **Nuevo Régimen Regulatorio** para las instalaciones de energía renovable las obligaba a vender la electricidad en el mercado al por mayor. España complementó esos ingresos con una “remuneración específica” con base en la inversión y en los costes de explotación de lo que consideró una instalación “tipo” de energía renovable, más una tasa de rendimiento ligada a la rentabilidad histórica media de los bonos a 10 años del Gobierno español más 300 puntos básicos. Los detalles concretos de este nuevo régimen no se dieron a conocer en ese momento.

113. En diciembre de 2013, España promulgó la *Ley del Sector Eléctrico de 2013* (“*Ley de Electricidad 2013*”) para gestionar el creciente “**déficit tarifario**” eléctrico<sup>68</sup> entre los costes y los ingresos del sistema eléctrico regulado. La nueva ley le permitió a España diferir el pago de “remuneraciones específicas” a las instalaciones de energía renovable con el fin de equilibrar los costes e ingresos anuales del sistema.

114. En junio de 2014, España aprobó el **RD 413/2014** (por el cual estableció el nuevo régimen) y la **Orden Ministerial IET/1045/2014** (por la cual estableció detalles de las nuevas fórmulas de remuneración)<sup>69</sup>. El Nuevo Régimen Regulatorio contemplaba un monto de “remuneración específica” (adicionalmente al precio de mercado) para ofrecer a los inversores una “**rentabilidad razonable**”, según calculara el regulador para una “instalación tipo”. La “remuneración específica” comprendía dos elementos: (1) un “incentivo a la inversión” calculado por MW de capacidad

---

<sup>67</sup> Véase Real Decreto Ley 9/2013, de fecha 12 de julio de 2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, publicado en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 167 el 13 de julio de 2013 (“**RDL 9/2013**”), Preámbulo II, págs. 6-9 y disposición derogatoria 2, Anexo C-091.

<sup>68</sup> Ley 24/2013, de fecha 26 de diciembre de 2013, del Sector Eléctrico (“**Ley 24/2013**”), Anexo C-180.

<sup>69</sup> Véase Real Decreto 413/2014, de fecha 6 de junio de 2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, publicado en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 140 el 10 de junio de 2014 (“**RD 413/2014**”), Preámbulo, págs. 1-7, Anexo C-090; y Orden Ministerial IET/1045/2014, de fecha 16 de junio de 2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, publicada en el Boletín Oficial (BOE) Núm. 150 el 20 de junio de 2014 (“**OM 1045**”), Anexo C-179.

instalada para compensar a los inversores por el coste de capital invertido; y (2) un “incentivo a la operación”<sup>70</sup> cuyo objetivo era compensar a las instalaciones por la diferencia entre los costes de explotación de una instalación de energía renovable y el precio de venta al por mayor de la electricidad. **El Nuevo Régimen Regulatorio estableció la tasa de rendimiento objetivo inicial (7,398%) con base en la rentabilidad histórica media de los bonos a 10 años del Gobierno español.** Se realizaría una revisión periódica del objetivo de rentabilidad sobre la base de la rentabilidad histórica media de tales bonos a dos años<sup>71</sup>. Mientras tanto, España modificó la compensación para reflejar el monto de lo que España consideraba un sobrepago en el período anterior (referido como **el clawback**)<sup>72</sup>.

115. La Demandante señala que sufrió pérdidas, daños y gastos con respecto a toda su inversión española en energías renovables como resultado de las medidas anteriores, entre ellas:

- (a) ocho plantas de Solaica PV;
- (b) tres plantas de 9REN España PV.

## **PARTE 5. JURISDICCIÓN**

116. En un principio, resulta conveniente proceder a analizar los requisitos básicos de jurisdicción del TCE. Requisitos similares surgen de manera separada bajo el Artículo 25 del Convenio del CIADI. Sin embargo, el Tribunal considera que, si la Demandante puede establecer la jurisdicción en el presente caso con arreglo al Artículo 26 del TCE, se deduciría que la Demandante ha cumplido también los requisitos del Artículo 25 del Convenio del CIADI. Por lo

---

<sup>70</sup> RDL 9/2013, Preámbulo y Artículo 1.2, Anexo C-091, y RD 413/2014, Artículo 11, Anexo C-090.

<sup>71</sup> Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párr. 6.59.

<sup>72</sup> Véase testimonio del Dr. Moselle, Tr, Corregido Día 4, 1254:20-1255:13 (énfasis agregado):

...cuando yo decía clawback, esa recuperación, nos referíamos a que en vez de tener un sistema que diga: “Empezamos aquí a partir de 2013 garantizando una rentabilidad del 7,398 por ciento”. En vez de eso el régimen dice: “Estamos en 2013, nos vamos a asegurar que a lo largo de toda la vida operativa se reciba un 7,398 por ciento y como en nuestra opinión en el pasado ustedes recibieron una cifra mayor que esa, tendremos que ofrecerle menos que eso para compensar.

En ese sentido es una compensación porque **el gobierno está pagando ahora menos de ese objetivo de rentabilidad razonable para compensar el hecho de que consideran que antes de las medidas en litigio se les pagaba demasiado.**

tanto, esto último no requiere un examen específico posterior por parte del Tribunal a los fines del presente Laudo.

117. El Artículo 26 del Tratado sobre la Carta de la Energía establece las siguientes condiciones suspensivas que deben cumplirse para poder recurrir al arbitraje del TCE, a saber:

[En el caso de no poder resolverse] amigablemente[,] las controversias entre una Parte Contratante y un inversor de otra Parte Contratante respecto al supuesto incumplimiento por parte de aquélla de una obligación derivada de la Parte III relativa a una inversión de éste en el territorio de la primera [podrán someterse, entre otras opciones, a arbitraje ante el] Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones.

#### **A. ¿La Demandante era “Inversor de otra Parte Contratante”?**

118. El Artículo 1(7) del TCE establece que se entenderá por “inversor” “la empresa u otra organización constituida con arreglo a la legislación aplicable en la Parte Contratante”. Las leyes nacionales de cada Estado Contratante determinan la nacionalidad<sup>73</sup>.

119. El Demandado reconoce que España es uno de los Estados Contratantes del TCE<sup>74</sup> y un Estado Contratante del Convenio del CIADI<sup>75</sup>.

120. El 27 de febrero de 2008, antes de la constitución de la Demandante, FR Solar Luxco S.à.r.l., sociedad controlada por First Reserve (la ya mencionada empresa estadounidense de capital de riesgo), adquirió la empresa española Toler Inversiones 2007 S.L. (“**Toler**”) para

---

<sup>73</sup> El Artículo 1(7) del Tratado sobre la Carta de la Energía (“**TCE**”) define “Inversor” de la siguiente manera (Anexo C-001):

- a) con respecto a una Parte Contratante,
  - i) la persona física que posea la ciudadanía o nacionalidad de dicha Parte Contratante o resida permanentemente en ésta, con arreglo a la legislación nacional aplicable;
  - ii) la empresa u otra organización constituida con arreglo a la legislación aplicable en la Parte Contratante.

<sup>74</sup> Véase *Energy Charter: Members and Observers – Spain* [Carta de la Energía: Miembros y Observadores - España], Anexo C-004. España firmó el TCE el 17 de diciembre de 1994 y lo ratificó el 11 de diciembre de 1997. España depositó su instrumento de ratificación el 16 de diciembre de 1997. El TCE entró en vigor el 16 de abril de 1998.

<sup>75</sup> CIADI: Lista de Estados Contratantes y Signatarios del Convenio, Anexo C-005. España firmó el Convenio del CIADI el 21 de marzo de 1994 y depositó su ratificación del Convenio el 18 de agosto de 1994. El Convenio del CIADI entró en vigor en España el 17 de septiembre de 1994.

utilizarla como medio de adquisición en España de proyectos de energía renovable que eran desarrolladas por otra empresa española, Gamesa Solar<sup>76</sup>.

121. España admite<sup>77</sup> la autenticidad del contrato de compraventa de fecha 28 de febrero de 2008 de las acciones de Gamesa Solar por parte de Toler pero advierte, a la vez, la prominente participación de personal estadounidense en el proceso de adquisición.

122. Las acciones en Toler luego se transfirieron a FR Solar Luxco JVCo S.à.r.l. (“**FR Solar JVCo**”), sociedad controlante de 9REN con sede en Luxemburgo. El 26 de marzo de 2008, la Demandante se constituyó como otra sociedad controlada del grupo First Reserve en Luxemburgo. En diciembre de 2008, FR Solar JVCo transfirió a la Demandante, 9REN, la inversión en proyectos españoles de energía renovable.

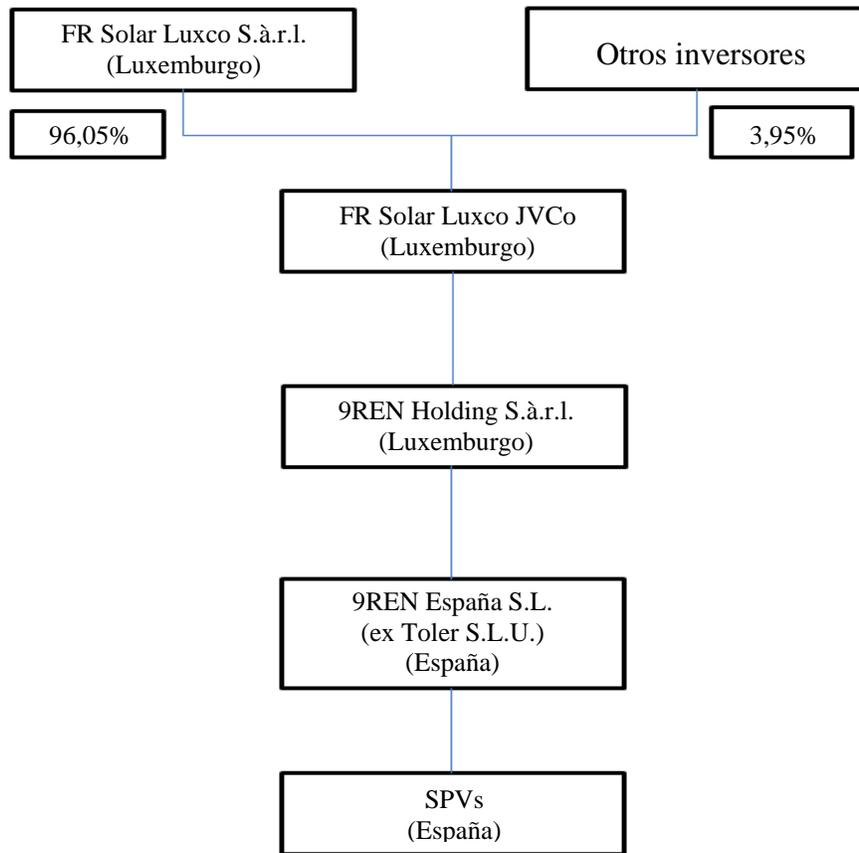
123. En octubre de 2008, se fusionaron las dos empresas españolas, Gamesa Solar y Toler. Finalmente, el 2 de diciembre de 2008, las sociedades matrices de 9REN transfirieron a 9REN las acciones en la empresa española, cuyo nombre se cambió a 9REN España. El resultado de este proceso fue que el 2 de diciembre de 2008, 9REN pasó a ser propietaria—directa o indirectamente—del 96,5% de los proyectos españoles relacionados con este arbitraje. (Más tarde, su participación en 9REN España se redujo a 51% cuando el préstamo del vendedor otorgado al momento de la venta por parte de Gamesa se convirtió en capital).

124. Al concluir las transacciones accionarias, la estructura societaria era la siguiente:

---

<sup>76</sup> Véase Contrato de compraventa de acciones suscrito entre FR Solar Luxco S.à.r.l. (Comprador) y Rino Gestion S.L. (Vendedor) de Toler Inversiones 2007, S.L., de fecha 27 de febrero de 2008, Anexo C-201.

<sup>77</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 141.



(Fuente: Informe de FTI Consulting)

125. España asevera que 9REN es una empresa *letterbox* en Luxemburgo que no desarrolla ninguna actividad comercial importante en Luxemburgo. El verdadero inversor, según alega España, es el grupo estadounidense First Reserve, que no es la Demandante ni reúne los requisitos para iniciar un arbitraje en virtud del TCE. El Demandante nominal, 9REN, carece de sustancia y, por consiguiente, no es el verdadero inversor.

126. Por los motivos analizados a continuación en relación con la objeción al Artículo 17 (“denegación de beneficios”), el Tribunal considera que la Demandante *desempeña* importantes actividades comerciales en Luxemburgo que la califican como “inversor de otra Parte Contratante”.

## **B. La Demandante Realizó una Inversión en los Términos del TCE en España**

127. Según la Demandante, el 23 de abril de 2008 ya había concluido su inversión de EUR 211 millones en proyectos españoles de energía renovable, tal como explicara uno de sus directores (y funcionario de First Reserve), el Sr. Francisco Giuliani:

P: Creo que se ha hablado mucho, cierta confusión incluso, sobre -me atrevería a decir sobre cuándo se realizó la inversión. ¿Nos lo puede aclarar?

R: Sí. Yo puedo entender de dónde viene esta confusión, pero **la inversión se realizó en abril de 2008. No hubo más dinero, ni un solo céntimo invertido, después de abril de 2008.**

Es importante distinguir las distintas capas aquí. **La Demandante, la empresa a la que yo represento aquí hoy, y en cuya -- y en cuyo consejo de dirección participo yo, realizó una inversión por un monto de 211 millones de euros. Y luego la empresa que se adquirió realizó por su parte inversiones. Cuando se habla de esa -- es decir, Gamesa Solar.**

Y Gamesa Solar efectivamente se dedicó a otras operaciones, **pero la inversión de la Demandante como tal se realizó con una única transacción de abril de 2008**<sup>78</sup>. (énfasis agregado)

128. El Tribunal acepta el testimonio del Sr. Giuliani al respecto. En consecuencia, el Tribunal está convencido de que, en los momentos relevantes, la Demandante tenía el carácter de “inversor de otra Parte Contratante”.

---

<sup>78</sup> Tr. Día 2, Giuliani, págs. 457:14-458:11. En la Solicitud de Arbitraje, se indica que el precio de adquisición total era de €211 millones, compuesto por un pago en efectivo de €16 millones, un préstamo de €60 millones otorgado al vendedor por Gamesa Energía S.A. (con vencimiento a 4 años) y un depósito de €35 millones en una cuenta de depósito en custodia. Una vez completada la adquisición, First Reserve reestructuró y llevó a cabo la transferencia de acciones que resultó en que 9REN obtuviera la titularidad total sobre la sociedad denominada previamente Gamesa Solar a través de la sociedad matriz de 9REN, 9REN España S.L. (“**9REN España**”). En octubre de 2008, Gamesa Solar se fusionó con Toler. Por último, el 2 de diciembre de 2008, las sociedades matrices de 9REN entregaron a 9REN la compañía resultante, cuyo nombre se cambió a 9REN España.

### C. La Controversia Debe Versar sobre una “Inversión” Cubierta

129. La definición de inversión del Artículo 1(6) del TCE es muy amplia<sup>79</sup>. La Demandante enumera diversas “inversiones” en el sector de la energía de España<sup>80</sup>. De igual modo, la definición en el Artículo 1(6) del Tratado comprende “cualquier tipo de activo, poseído o controlado directa o indirectamente por un inversor” y abarca “bienes tangibles e intangibles, muebles e inmuebles, propiedades y cualesquiera derechos de propiedad” como también “cualquier derecho conferido por ley o contrato, o en virtud de cualesquiera licencias o permisos”<sup>81</sup>.

130. El Tribunal está convencido de que la controversia versa sobre una “inversión protegida”.

### D. Ambas Partes Prestaron su Consentimiento para la Jurisdicción del CIADI

131. 9REN aceptó someterse al arbitraje del CIADI mediante la presentación de una Solicitud de Arbitraje de fecha 30 de marzo de 2015, con arreglo a lo establecido en el Artículo 26(4) del TCE, que establece:

En el caso de que un inversor opte por someter la controversia para su solución [a arbitraje internacional], **dicho inversor deberá asimismo presentar su consentimiento** por escrito de que la controversia se someta:

(a) (i) al Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones... en caso de que tanto la Parte Contratante del Inversor como

---

<sup>79</sup> El Artículo 1(6) del TCE define “inversión” de la siguiente manera (Anexo C-001):

6) “Inversión”, cualquier tipo de activo, poseído o controlado directa o indirectamente por un inversor, y que abarque:

- a) bienes tangibles e intangibles, muebles e inmuebles, propiedades y cualesquiera derechos de propiedad tales como arrendamientos, hipotecas, gravámenes y prendas;
- b) una empresa o sociedad mercantil, o bien acciones, títulos u otras formas de participación en una empresa o sociedad mercantil, o bonos y otros títulos de deuda de una empresa o sociedad mercantil;
- c) créditos pecuniarios y derechos a prestaciones contractuales que tengan un valor económico y estén relacionadas con una inversión;
- d) propiedad intelectual;
- e) rendimientos;
- f) cualquier derecho conferido por ley o contrato, o en virtud de cualesquiera licencias o permisos otorgados conforme a las leyes para emprender cualquier actividad económica en el sector de la energía.

<sup>80</sup> Las inversiones de 9REN comprenden: (i) la titularidad de la Demandante de bienes tangibles e intangibles y derechos de propiedad; (ii) la propiedad de la Demandante de acciones y participaciones en el capital de empresas y sociedades mercantiles españolas, así como obligaciones de deuda; (iii) el derecho de la Demandante a rendimientos, créditos pecuniarios y derechos a prestaciones contractuales con valor económico y relacionadas con las inversiones; (iv) derechos conferidos por ley, incluidos, entre otros, los derechos a tarifas fijas reguladas conferidos en virtud del RD 661/2007 y el RD 1578/2008; y (v) derechos conferidos por licencias y permisos.

<sup>81</sup> Véase TCE, Artículo 1(6), (Anexo C-001).

la Parte Contratante en litigio sean Parte en el Convenio CIADI... (énfasis agregado)

132. En su Solicitud de Arbitraje, 9REN expresó por escrito su consentimiento para la jurisdicción del CIADI<sup>82</sup>.

133. La Demandante alega que España prestó su “consentimiento incondicional” para someter esta disputa al arbitraje del CIADI en el Artículo 26(3)(a) del TCE, que dice:

Salvo lo establecido en las letras b) y c), las Partes Contratantes consienten incondicionalmente en someter sus controversias a arbitraje o conciliación internacional de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo.<sup>83</sup>

134. La excepción no aplica al presente caso y el Tribunal está convencido de que ambas partes prestaron su consentimiento para este arbitraje (sujeto a resolución de las objeciones “adicionales” a la jurisdicción que planteó España, según se comentara a continuación).

**E. La Controversia se Refiere a una Diferencia de Naturaleza Jurídica que Surge Directamente de una Inversión y Guarda Relación con una Supuesta Violación de la Parte III del TCE**

135. La Demandante alega que España incumplió compromisos firmes que asumió frente a 9REN con respecto a las inversiones de la Demandante en plantas FV en España en violación del Artículo 10(1)<sup>84</sup> del TCE, que establece lo siguiente: 1) un requisito de que España trate las

---

<sup>82</sup> Solicitud de Arbitraje, párr. 59.

<sup>83</sup> TCE, Artículo 26(3)(a), (Anexo C-001). Si bien dicha disposición contiene algunas limitaciones al consentimiento, ninguna de esas limitaciones son aplicables en el presente caso.

<sup>84</sup> TCE, Artículo 10, (Anexo C-001): Promoción, protección y trato de las inversiones:

1) 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.

2) Cada una de las Partes Contratantes procurará conceder a los inversores de otras Partes Contratantes el trato descrito en el apartado 3) en cuanto haga referencia a la realización de inversiones en su territorio.

inversiones de la Demandante de manera justa y equitativa; 2) una prohibición contra medidas exorbitantes o discriminatorias que perjudiquen la gestión, mantenimiento, uso, goce o liquidación de las inversiones; y 3) un requisito de cumplir las obligaciones que España haya contraído con cualquier inversión o inversor. El Artículo 13 del TCE<sup>85</sup> protege las inversiones de la Demandante frente a la expropiación ilícita y otras medidas con efectos equivalentes. Por lo tanto, el Tribunal decide que la controversia surge de una inversión protegida en relación con supuestas violaciones del TCE.

136. La Demandante asevera, y España niega, que España violó cada una de esas protecciones.

## **F. Se Intentó Resolver esta Controversia de Manera Amistosa**

137. Antes de someter una controversia a arbitraje, el Artículo 26 del TCE establece que las partes en litigio intentarán resolver sus diferencias de manera amigable<sup>86</sup>. La Demandante alega

---

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

4) ...

<sup>85</sup> El Artículo 13 del TCE establece lo siguiente (Anexo C-001):

Expropiación:

1) Las inversiones de los inversores de una Parte Contratante en el territorio de otra Parte Contratante no serán objeto de nacionalización, expropiación o medida o medidas de efecto equivalente a la nacionalización o a la expropiación (a las cuales se aludirá en lo sucesivo como “expropiación”), excepto si dicha expropiación se lleva a cabo:

- a) por un motivo de interés público;
- b) de manera no discriminatoria;
- c) con arreglo al debido procedimiento legal; y
- d) mediante el pago de una indemnización rápida, adecuada y efectiva.

El importe de la indemnización equivaldrá al justo valor de mercado de la inversión expropiada inmediatamente antes de que el anuncio de la expropiación o de la intención de llevar a cabo la expropiación hubiese afectado al valor de la inversión (en lo sucesivo denominado “fecha de valoración”).

Este justo valor de mercado se expresará, a elección del inversor, en una divisa libremente convertible, basándose en el tipo de cambio existente en el mercado para esta divisa en la fecha de valoración. La indemnización incluirá intereses según un tipo comercial fijado con arreglo a criterios de mercado, desde la fecha de la expropiación hasta la del pago.

(2) ...

<sup>86</sup> TCE, Artículo 26 (Anexo C-001). Según la Demandante, la visión mayoritaria de tribunales comentaristas es que tales disposiciones son de naturaleza procesal y, por tanto, pueden ser objeto de renuncia o dispensa en circunstancias adecuadas. Véase, por ejemplo, *Wena Hotels c. Egipto*, Caso CIADI No. ARB/98/4, Resumen de las actas de la sesión del Tribunal, 25 de mayo de 1999, Anexo CL-003 (el tribunal indicó que las objeciones jurisdiccionales del demandado con base en el supuesto incumplimiento de la demandante de un periodo de espera de tres meses impuesto por el tratado bilateral de inversiones Egipto-Reino Unido no hubieran servido a ningún fin útil porque “incluso de concederse estas objeciones procesales, podrían haberse rectificado fácilmente y apenas hubieran impreso efecto práctico alguno más allá de retrasar el procedimiento”); Campbell McLachlan *et al.*, *International Investment Arbitration: Substantive Principles* [Arbitraje internacional de inversiones: principios sustantivos], párr. 3.18 (2008),

que el cumplimiento de esta disposición no constituye un prerequisite jurisdiccional del arbitraje. Sin embargo, el 14 de octubre de 2014, la Demandante envió una carta a España para notificarle esta controversia y ofrecerle una solución amigable<sup>87</sup>. España no respondió la carta de la Demandante. El 30 de marzo de 2015, más de cinco meses después, la Demandante presentó su Solicitud de Arbitraje ante el CIADI.

## **PARTE 6. OBJECIONES ADICIONALES A LA JURISDICCIÓN DE ESPAÑA**

138. España reclama que la interpretación del TCE por parte de la Demandante favorece injustamente a los inversores y excluye todo interés legítimo del estado receptor<sup>88</sup>:

1052. Sin embargo, la demandante expone las vulneraciones del 10(1) TCE desde una única perspectiva, exclusivamente favorable al inversor. Es decir, después de aludir al objetivo y finalidad del TCE, reclama la protección al Inversor como un valor absoluto, por encima de las necesidades de interés general de los Estados. Sin embargo, esta teoría no es admisible y no ha sido admitida por ningún Precedente que haya aplicado el TCE.

139. En este sentido, España invoca el laudo final del caso *Electrabel*<sup>89</sup>:

El Estado receptor no está obligado a colocar incondicionalmente los intereses del inversor extranjero por encima de todas las demás consideraciones en cada circunstancia... aun suponiendo que Electrabel tuviera la expectativa de que se le otorgaría la máxima remuneración..., una vez sopesada con el derecho legítimo de Hungría a regular en función del interés general, dicha expectativa no parece ser razonable o legítima<sup>90</sup>.  
[Traducción del Tribunal]

140. España se basa en una idea similar presentada en el laudo de *Charanne c. España*:

[E]n ausencia de un compromiso específico de estabilidad, un inversor no puede tener la expectativa legítima de que un marco regulatorio

---

Anexo CL-004 (donde se explica que “la mayoría de los tribunales no penalizan a los demandantes por no respetar estos periodos de espera”). Sin embargo, tal como se demostrara anteriormente, esta distinción es irrelevante en este caso porque la Demandante satisfizo el requisito.

<sup>87</sup> Notificación de controversia de naturaleza jurídica en virtud del Tratado sobre la Carta de la Energía y propuesta de resolución amistosa, Anexo C-007.

<sup>88</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1052.

<sup>89</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1070.

<sup>90</sup> *Electrabel S.A. c. Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, párrs. 165-166, Anexo RL-0048.

como el que se discute en este arbitraje no sea en ningún momento modificado para adaptarlo a las necesidades del mercado y el interés público<sup>91</sup>.

141. Es así que España plantea varias excepciones jurisdiccionales más allá de los prerequisites básicos de jurisdicción bajo el TCE:

- (a) Los tribunales del TCE no tienen jurisdicción sobre disputas en materia de inversiones en aquellos casos en los que ambas partes contratantes del TCE son miembros de la UE<sup>92</sup> [la cuestión “*Achmea*”]. Luxemburgo, el país “ostensible” de la Demandante, y el Reino de España son Estados Miembros de la UE. El Artículo 26 del TCE no rige para controversias *intra*-UE. Por lo tanto, la Demandante no reviste el carácter de inversor protegido en los términos del Artículo 26 del TCE.
- (b) El Tribunal carece de jurisdicción *rationae voluntatis*. En el Memorial de Contestación, España ejerció su derecho a denegar los beneficios de la Demandante de la Parte III del TCE [la cuestión de la “denegación de beneficios”]. Por ende, se cumplieron las condiciones suspensivas del Artículo 17 del TCE y el Tribunal no tiene autoridad para proceder.
- (c) El Tribunal carece de jurisdicción porque todo reclamo de indemnización respecto de las plantas fotovoltaicas pertenece exclusivamente a las empresas operativas que son titulares directas de las plantas y la Demandante, como sociedad controlante de todas, no entra en esa categoría [la cuestión del “pago societario”]. Una sociedad controlante no puede reclamar indemnización por pérdidas de bienes de las sociedades que controla; a lo sumo, podría reclamar por reducción del valor de su participación, pero la Demandante no presentó ningún argumento sobre disminución del valor de su participación.
- (d) El Tribunal carece de jurisdicción para tratar un supuesto incumplimiento del Artículo 10(1) del TCE en relación con el Impuesto sobre el valor de la producción

---

<sup>91</sup> *Charanne B.V. y Construction Investments S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CCE Núm. 062/2012, Laudo Final, 21 de enero de 2016, y voto particular, párrs. 493 y 510, Anexo RL-0049.

<sup>92</sup> Sentencia del TJUE, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-2084/16, Decisión, 6 de marzo de 2018, Anexo RL-0100.

de energía eléctrica de 7% (“IVPEE”) mediante la Ley 15/2012 de fecha 27 de diciembre de 2011 [la cuestión del “IVPEE”]. El Artículo 10 del TCE niega todo recurso respecto de medidas tributarias de las Partes Contratantes.

#### **A. El Derecho de la UE y Argumentos Sobre la Membresía**

142. España invoca una decisión reciente del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (“TJUE”) en el caso *República Eslovaca c. Achmea BV*<sup>93</sup>, que surgió de un tratado bilateral celebrado entre dos Estados miembros de la UE. España admite que la decisión en el caso *Achmea* no se refirió a un tratado internacional como el TCE del que son partes tanto Estados no miembros de la UE como la propia UE. Sin embargo, España sostiene que el razonamiento del caso *Achmea* es perfectamente aplicable ya que el efecto de la cláusula de arbitraje del TCE, conforme a la interpretación de la Demandante, es excluir esta controversia entre un inversor de la UE y un Estado Miembro de la UE de la jurisdicción de sus respectivos tribunales nacionales y, en consecuencia, evita que esas controversias se resuelvan de manera tal que se garantice la plena eficacia del derecho de la UE<sup>94</sup>.

143. Tanto Luxemburgo como España son miembros de la UE. España señala que la inversión de la Demandante se realizó (en lo que respecta a España) de conformidad con el marco del Mercado Eléctrico Interno de la UE. Dentro de este marco, sostiene España, el sistema de la UE confiere particular protección al inversor nacional de la UE, excluyendo, afirma España, los mecanismos de resolución de controversias ajenos a la UE.

144. La afirmación de España de que un tribunal TCE no goza de competencia para decidir la presente controversia debido al vínculo con la UE se enmarca en general en tres esferas de debate:

- (a) *el argumento del derecho aplicable*: España sostiene que el derecho de la UE rige la determinación por parte del Tribunal de su propia competencia bajo el Artículo 26(6) del TCE y del Artículo 42(1) del Convenio del CIADI;
- (b) *el argumento institucional*: el derecho de la UE no permite la existencia de ningún mecanismo institucional de resolución de controversias (incluido un tribunal TCE)

---

<sup>93</sup> *Ibíd.*

<sup>94</sup> Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párr. 81.

que no sea una institución establecida por los tratados de la UE para la resolución de sus controversias en materia de inversiones;

- (c) *el argumento de aplicación del derecho de la UE*: el Tribunal no goza de competencia en virtud del TBI o del TCE para aplicar el derecho de la UE para determinar los derechos de inversores intracomunitarios, incluyendo de supuestas vulneraciones del TCE resultantes de la participación de España en el Mercado Interno de Energía Eléctrica de la UE que incluye normas que regulan las Ayudas Estatales. Hacerlo infringiría inevitablemente la competencia *exclusiva* del sistema judicial de la UE para interpretar el derecho de la UE.

(a) *El Argumento de España en Materia de “Derecho Aplicable”*

145. España sostiene que el Artículo 26 del TCE requiere que el Tribunal determine su competencia en el presente caso sobre la base del derecho de la UE<sup>95</sup>.

146. Desde el punto de vista de España, la referencia en el Artículo 26(6) a “las normas del Derecho Internacional aplicables” incluye al derecho de la UE, y en efecto, le da prioridad al derecho de la UE sobre otros principios más generales del derecho internacional. Sin embargo, tal como señalara el tribunal en *Vattenfall y otros c. Alemania*<sup>96</sup>, el Artículo 26(6) se refiere tanto a las reglas sobre las “cuestiones objeto de controversia” [Traducción del Tribunal], no a la

---

<sup>95</sup> TCE, Artículo 26, (Anexo C-001):

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

(2) ...

(3) ...

(4) En el caso de que un inversor opte por someter **la controversia** para su solución con arreglo a la letra c) del apartado 2), dicho inversor deberá asimismo presentar su consentimiento por escrito de que la controversia se someta:

(a)(i) al Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones, creado en virtud del Convenio sobre el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones...

(5) ...

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

<sup>96</sup> *Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, Anexo CL-196.

competencia, y a la Parte III (“Promoción y Protección de las Inversiones”), no a la Parte V (“Solución de Controversias”)<sup>97</sup>. De igual manera, el Artículo 42(1) del Convenio del CIADI<sup>98</sup> se refiere a la decisión de una “diferencia” que, en contexto, se refiere a la diferencia sustantiva entre las partes, no a una excepción jurisdiccional<sup>99</sup>. Aunque el derecho de la UE, conformado por tratados celebrados entre Estados Miembros de la UE y resultante de estos, se caracterice correctamente como derecho internacional<sup>100</sup>, no reemplaza la regla general de interpretación en el Artículo 31(1) de la CVDT, esto es, que “[u]n tratado deberá interpretarse de buena fe conforme al sentido corriente que haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de estos y teniendo en cuenta su objeto y fin”. En la medida que el derecho de la UE pueda “tenerse en cuenta juntamente con el contexto” en virtud del Artículo 31(3)(c), no reemplaza la lectura literal del Artículo 26 del TCE porque de otro modo “las mismas palabras en la misma disposición del tratado [podrían] tener un sentido diferente dependiendo de las obligaciones jurídicas independientes contraídas por un Estado u otro, y dependiendo de las partes de una controversia particular. Una disputa del TCE entre un demandante australiano y España, por ejemplo, estaría sujeta a diferentes reglas que una disputa del TCE entre un demandante alemán y España. La necesidad de coherencia, y de una única interpretación unificada de cada una de las disposiciones del tratado, se refleja en

---

<sup>97</sup> *Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, párr. 116, Anexo CL-196.

<sup>98</sup> Convenio del CIADI, Artículo 3:

Facultades y funciones del Tribunal

Artículo 41

(1) El Tribunal resolverá sobre su propia competencia.

(2) Toda alegación de una parte que la diferencia cae fuera de los límites de la jurisdicción del Centro, o que por otras razones el Tribunal no es competente para oírla, se considerará por el Tribunal, el que determinará si ha de resolverla como cuestión previa o conjuntamente con el fondo de la cuestión.

<sup>99</sup> *Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, párr. 119, Anexo CL-196.

<sup>100</sup> *Electrabel S.A. c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, párr. 4.120. Véase asimismo Sentencia del TJUE, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-2084/16, Decisión, 6 de marzo de 2018, párr. 41 (“debe considerarse que [el derecho de la UE]... se deriva de un tratado internacional celebrado entre los Estados miembros”)(, Anexo RL-0100.

la prioridad atribuida al texto del propio tratado sobre los elementos contextuales en virtud del Artículo 31 de la CVDT”<sup>101</sup>. [Traducción del Tribunal]

(b) *La Decisión del Tribunal Sobre el Argumento en Materia de “Derecho Aplicable”*

147. La exclusión de las controversias intracomunitarias del ámbito del TCE no sería coherente con el lenguaje literal del TCE o del Convenio del CIADI<sup>102</sup>. La excepción de España a este respecto es rechazada.

(c) *El Argumento Institucional de España*

148. El punto de partida del argumento institucional de España radica en que una decisión de un tribunal TCE es firme (Artículo 53 del Convenio del CIADI), sujeta únicamente a la posibilidad de anulación por parte de un comité *ad hoc*. Dicho comité no pertenece al sistema judicial de la UE<sup>103</sup>. En consecuencia, la sentencia del TJUE en el caso *Achmea* impide la aceptación del ejercicio de la competencia por parte de un tribunal TCE el cual es una institución ajena a la UE y esa aceptación del ejercicio de la competencia impediría que el TJUE ejerza su función de “garantizar la plena aplicación del derecho de la UE en todos los Estados miembros y de garantizar protección judicial a los derechos de los particulares en virtud de ese derecho” mediante la disposición de una referencia a un fallo con carácter prejudicial establecido en el **Artículo 267 del Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea (“TFUE”)**<sup>104</sup>. [Traducción del Tribunal]

---

<sup>101</sup> *Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, párr. 156, Anexo CL-196.

<sup>102</sup> Tal como lo observara el tribunal de *Vattenfall* en el párr. 187:

Habría sido una cuestión simple redactar el TCE de modo tal que el Artículo 26 no fuere aplicable a las controversias entre un Inversor de un Estado Miembro de la UE y otro Estado Miembro de la UE en calidad de demandado. Eso no ocurrió; y el Tribunal no ha hallado indicación alguna en el lenguaje del TCE de que se concibiera esa exclusión. [Traducción del Tribunal]

*Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, párr. 187, Anexo CL-196

<sup>103</sup> Convenio del CIADI, Artículo 53; Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párr. 82.

<sup>104</sup> Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párrs. 37 y 82.2.

(d) *La Respuesta de la Demandante*

149. La decisión del TJUE en el caso *Achmea* carece de relevancia a efectos de la presente controversia por cuatro motivos principales. **Primero** (y principal), la competencia del tribunal se basa exclusivamente en las disposiciones jurisdiccionales *expresas* del TCE. Si una demandante cumple con esas disposiciones expresas, ese es el “fin” de la cuestión. **Segundo**, hasta la fecha, dieciocho (18) tribunales de tratados de inversión han rechazado la excepción “*intracomunitaria*” – ni un solo tribunal constituido en virtud de un tratado la ha aceptado – y el razonamiento de esos 18 tribunales al rechazar la excepción es tan aplicable y persuasivo en la actualidad como lo fuera con anterioridad al caso *Achmea*. **Tercero**, aun en el supuesto de que el caso *Achmea* fuese relevante para determinadas controversias con arreglo a un TBI – lo que continúa siendo un interrogante – *Achmea* decididamente es irrelevante en el marco de esta controversia con arreglo al TCE, del que es parte la UE. En efecto, tal vez con el TCE en mente, el TJUE claramente diferenció la situación del “TBI intracomunitario” en cuestión en el caso *Achmea* de una situación que involucra un tratado del que es parte la UE. **Cuarto**, y último, el supuesto impacto futuro del caso *Achmea* (si lo tuviere) en la facultad de una demandante de *ejecutar* un laudo en determinadas jurisdicciones de la UE simplemente no constituye un asunto relevante para el presente Tribunal.

(e) *La Decisión del Tribunal sobre el Argumento Institucional de la UE de España*

150. El Tribunal ha intentado comprender, con asistencia de las Partes, el razonamiento trunco en la decisión del TJUE en el marco del caso *Achmea*. Hay mucho por comprender. Sin embargo, en el presente caso, la perspectiva de este Tribunal en su carácter de tribunal internacional que aplica el derecho internacional, conjuntamente con los términos y membresía del TCE, hacen posible abordar los argumentos de España dentro de un ámbito relativamente limitado.

151. Sin embargo, aunque el Tribunal haya logrado un consenso al rechazar la excepción adicional a la jurisdicción que opusiera España, no debiera asumirse que sus tres miembros comparten la misma perspectiva o adjudican igual importancia a las cuestiones planteadas por la excepción.

152. La propia decisión del TJUE en el caso *Achmea* centró la atención en la diferencia institucional entre un tratado bilateral de inversión entre dos Estados miembros de la UE y un

tratado internacional multilateral (como el TCE) del que es parte la propia UE, así como también Estados de la UE y Estados ajenos a la UE. Al adherirse al TCE, la propia Unión Europea (en ese momento las “Comunidades Europeas”) accedió someterse a las jurisdicciones de los tribunales de arbitraje en virtud de la Parte V (“Solución de Controversias”)<sup>105</sup>. En *Achmea*, el TJUE ratificó la potestad de la UE para celebrar tratados que incluyan un mecanismo de resolución de controversias *fuera* del marco de los tribunales de UE. El TJUE afirmó en el caso *Achmea* que:

Es cierto que, conforme a reiterada jurisprudencia del Tribunal de Justicia, un acuerdo internacional que prevé la creación de un órgano jurisdiccional encargado de la interpretación de sus disposiciones y cuyas resoluciones vinculan a las instituciones, incluido el Tribunal de Justicia, no es, en principio, incompatible con el Derecho de la Unión. **En efecto, la competencia de la Unión en materia de relaciones internacionales y su capacidad para celebrar acuerdos internacionales implican, necesariamente, la facultad de someterse a las resoluciones de un órgano jurisdiccional creado o designado en virtud de tales acuerdos, por lo que a la interpretación y a la aplicación de sus disposiciones se refiere, siempre que se respete la autonomía de la Unión...**<sup>106</sup> (énfasis agregado)

España observa que, en este pasaje (en idioma inglés) el TJUE hace alusión a un “*órgano jurisdiccional* creado o designado en virtud de tales acuerdos”. No hace alusión a “un tribunal”, es decir, un tribunal de arbitraje. Es correcto que en el idioma del caso (alemán), la sentencia del TJUE parece hacer referencia a un órgano jurisdiccional (*Gericht*). Sin embargo, en la opinión del Tribunal, se trata de una distinción sin diferencias. El principio aplicable es el mismo.

153. Por lo tanto, el propio TJUE reconoció en el caso *Achmea* que la UE no goza de inmunidad respecto de los mecanismos de resolución de controversias en virtud de los tratados internacionales de los cuales la propia UE se ha convertido en parte, y, en consecuencia, podría ser demandada en un caso con arreglo al TCE. La afirmación del TJUE respecto del alcance de la potestad de celebración de tratados de la UE en *Achmea* conlleva la refutación de la posición de España de que el derecho de la UE existe en una burbuja sujeta a la interpretación y consideración de las cortes (y tribunales) de la UE únicamente.

---

<sup>105</sup> Véase también Declaración de las Comunidades Europeas en virtud del Artículo 26(3)(b)(ii) del TCE en su carácter de Parte Contratante del TCE.

<sup>106</sup> Sentencia del TJUE, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-2084/16, Decisión, 6 de marzo de 2018, párr. 57, Anexo RL-100.

154. Desde luego, la membresía del TCE incluye países distantes de la UE, con inclusión, por ejemplo, de Australia. La idea de España de que dentro de las disposiciones sobre los recursos del TCE existen distintas categorías de miembros con distinto acceso a distintos recursos, y de que debiera considerarse que los miembros de la UE constituyen un subconjunto de países con derechos y recursos disponibles para sus inversores distintos a los derechos y recursos generalmente disponibles para las partes de un arbitraje con arreglo al TCE, carece de fundamento en el texto del propio TCE o en la decisión de *Achmea*. El argumento de España en este sentido ha sido abordado en otros laudos que anteceden al caso *Achmea*<sup>107</sup> en términos que aún son aplicables con posterioridad a *Achmea*, y en decisiones ulteriores a *Achmea*, tales como, *Masdar c. España* y *Vattenfall c. Alemania*<sup>108</sup>.

155. Las controversias con arreglo a un TBI entre Estados miembros de la UE (de los que la UE **no** es parte) se encuentran sujetas a un análisis diferente, tal como lo observara el TJUE:

No obstante, en el presente asunto [*Achmea*], además de que los litigios comprendidos en el ámbito de competencias del tribunal arbitral previsto en el artículo 8 del TBI pueden tener por objeto la interpretación tanto de

---

<sup>107</sup> Véase, por ejemplo, *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/30, Decisión sobre Jurisdicción, 6 de junio de 2016, párrs. 74-75, Anexo CL-101:

[E]ste Tribunal se ha constituido mediante un tratado específico, el TCE, que obliga a la UE y a sus Estados Miembros, por un lado, y a los Estados ajenos a la UE, por el otro. En cuanto a los últimos, el derecho de la UE es *res inter alios acta* y no se puede sostener que, al ratificar el TCE, dichos Estados ajenos a la UE aceptaron el derecho de la UE como predominante por encima del TCE. El TCE es la ‘constitución’ del Tribunal y, en los términos del tribunal de la CNUDMI en *Inversores en energías fotovoltaicas c. España*, [suprimido]. Esto es lo que acordaron las Partes del TCE entre ellas y el Tribunal carece de competencia para alterarlo.

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

<sup>108</sup> *Masdar Solar y Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018, Anexo RL-117, párrs. 678-683; *Vattenfall AB, Vattenfall GmbH, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG y Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG c. República Federal de Alemania*, Caso CIADI No. ARB/12/12, Decisión sobre la Cuestión de *Achmea*, 31 de agosto de 2018, párrs. 177-184, Anexo CL-192.

dicho tratado como del Derecho de la Unión, **que no ha sido celebrado por la Unión**, sino por ciertos Estados Miembros<sup>109</sup>.

156. Los Estados miembros de la UE son tan partes del TCE como la propia UE y tienen el derecho a invocar las disposiciones en materia de resolución de controversias del TCE. Tal como señalara el tribunal de *Eiser*:

[A]unque la UE sea Miembro del TCE, los Estados que la componen no han dejado de serlo también. Tanto la UE como [sus] Estados Miembros pueden tener legitimación procesal como demandados en una acción basada en el TCE<sup>110</sup>.

157. No existe nada en la decisión de *Achmea* que sugiera que el TJUE contemplara las reclamaciones al amparo del TCE contra la propia UE mientras que a la vez (tal como alega España) inmuniza de dichas reclamaciones a los Estados miembros de la UE. España se encuentra tan firmemente obligada por el mecanismo de resolución de controversias del TCE como la propia UE.

158. Por estos motivos, se rechaza la excepción **institucional** a la competencia de un tribunal de arbitraje TCE en cualquier controversia que involucre a Estados miembros de la UE.

(f) *El Argumento de España respecto de la “Aplicación del Derecho de la UE”*

159. El TJUE en el caso *Achmea* sostuvo que debe respetarse “la autonomía de la Unión y de su ordenamiento jurídico”.<sup>111</sup>

160. España sostiene que un tribunal TCE, aun cuando gozara de competencia, no puede ser intérprete del derecho de la UE, que es la competencia exclusiva de los tribunales de la UE. España invoca el Artículo 26(6) que, afirma, demandaría que un tribunal TCE aplique el derecho de la UE como componente del “derecho internacional”:

---

<sup>109</sup> Sentencia del TJUE, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-2084/16, Decisión, 6 de marzo de 2018, párr. 58, Anexo RL-100.

<sup>110</sup> *Eiser Infrastructure Ltd. y Energia Solar Luxembourg S.à.r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, párr. 194, citando *Charanne c. España*, Anexo CL-158.

<sup>111</sup> Sentencia del TJUE, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-2084/16, Decisión, 6 de marzo de 2018, párr. 58, Anexo RL-100.

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

161. España sostiene que la presente controversia concierne principalmente al derecho de la UE. La referencia al “derecho internacional” incluye al derecho de la UE<sup>112</sup>. España introdujo su esquema de respaldo a las energías renovables de conformidad con el derecho de la UE no solo con respecto a los objetivos establecidos por las Directivas de la UE, sino también sujeto a los límites previstos por las **Directrices de la UE sobre Ayudas Estatales**. Por lo tanto, la excepción de España a la jurisdicción invoca principios fundamentales de la UE de “libertad de establecimiento, libertad de prestar servicios, libre circulación de capitales y libre circulación de trabajadores del derecho de la UE” [Traducción del Tribunal].<sup>113</sup> Inevitablemente, si acepta el ejercicio de su competencia, el presente Tribunal deberá interpretar y aplicar el derecho de la UE respecto del importante marco regulatorio de la UE que rige las Ayudas Estatales de conformidad con el Artículo 107 del **TFUE**.

162. España observa que la opinión del Abogado General de la UE, aunque superada en algunos aspectos por la decisión del TJUE en *Achmea*, reconoció, sin embargo, que “ni *Achmea* ni la República Eslovaca fundaron sus reclamaciones y defensa en las disposiciones del derecho de la UE” [Traducción del Tribunal]. En el presente caso, la defensa de España se relaciona *directamente* con los subsidios a las instalaciones de energía renovable que constituyen Ayudas Estatales bajo el derecho de la UE.<sup>114</sup>

(g) *La Respuesta de la Demandante*

163. España se equivoca en su intento de eludir la lógica de la decisión del TJUE en el marco del caso *Achmea* introduciendo el derecho de la UE mediante una aplicación “por la puerta trasera”

---

<sup>112</sup> El Artículo 40 del Informe de los Directores Ejecutivos del CIADI establece lo siguiente:

...el término “derecho internacional”, cuando se usa en este contexto, se entenderá en el sentido que le atribuye el Artículo 38(1) del Estatuto de la Corte Internacional de Justicia, si bien teniendo en cuenta que el expresado Artículo 38 está destinado a aplicarse a diferencias entre Estados.

La definición del Estatuto incluye:

...las convenciones internacionales, sean generales o particulares, que establecen reglas expresamente reconocidas por los Estados litigantes.

<sup>113</sup> Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párr. 38.

<sup>114</sup> *Ibíd.*, párr. 104.

de la disposición en materia de “derecho aplicable” del TCE en su Artículo 26(6). El intento de España es desatinado. Varios tribunales han sostenido que la referencia al “presente Tratado y a las normas del Derecho Internacional aplicables” en el Artículo 26(6) alude al derecho internacional público, no a un derecho regional, como lo es el derecho de la UE (tal como lo interpreta el TJUE).

164. Esto es necesariamente así porque el TCE es un instrumento multilateral del que son Partes Contratantes muchos Estados no Miembros de la UE. Los redactores no pudieron haber concebido que la frase “normas del derecho internacional aplicables” varíe de una parte a la otra. Este sería el resultado si se interpretara que el Artículo 26(6) se encuentra subordinado al derecho de la UE, y, por consiguiente, se hace una diferencia entre Estados Miembros de la UE y Estados no Miembros de la UE bajo la misma disposición del TCE. El resultado sería la creación de diferentes clases de miembros del que no se encuentra fundamento textual alguno en el TCE. Si las partes hubiesen concebido un resultado tan diferenciado y de categorías múltiples, así lo habrían especificado en términos sumamente claros. Pero, tal como observara el tribunal de *Novenergia*<sup>115</sup>, las partes del TCE no lo hicieron.

165. La Demandante afirma que debe notar que dieciocho (18) tribunales bajo tratados de inversión han rechazado la excepción “intracomunitaria” – afirma que ni un solo tribunal constituido con arreglo a un tratado la ha aceptado. Por el contrario, varios tribunales de tratados de inversión han sostenido que *no* les incumbe la tarea de decidir controversias sobre la base del derecho de la UE<sup>116</sup>.

---

<sup>115</sup> *Novenergia II – Energy & Environment (SCA), SICAR c. Reino de España*, Arbitraje CCE 2015/063, Laudo Final, 15 de febrero de 2018, Anexo CL-177.

<sup>116</sup> Véanse *Eastern Sugar B.V. c. República Checa*, Caso CCE No. 088/2004, Laudo Parcial, 27 de marzo de 2007, Anexo CL-105; *Binder c. República Checa*, CNUDMI, Laudo sobre Jurisdicción, 6 de junio de 2007, Anexo CL-104; *Jan Oostergetel y Theodora Laurentius c. República Eslovaca*, CNUDMI, Decisión sobre Jurisdicción, 30 de abril de 2010, Anexo CL-160; *Achmea B.V. (anteriormente Eureko) c. República Eslovaca*, Caso CPA No. 2008-13, Laudo sobre Jurisdicción, Arbitrabilidad y Suspensión, 26 de octubre de 2010, Anexo CL-103; *European American Investment Bank AG (UERAM) c. República Eslovaca*, CNUDMI, Laudo sobre Jurisdicción, 22 de octubre de 2012, Anexo CL-161; *Ioan Micula y otros c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, Anexo CL-020; *Los Inversores en Energías Fotovoltaicas c. Reino de España*, Caso CPA No. 2012-14 (Decisión sobre Jurisdicción no pública), Anexo CL-181; *Electrabel S.A. c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, Anexo CL-095; *EDF International S.A. c. República de Hungría*, CNUDMI (Laudo no público), Anexo CL-102; *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à.r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/30, Decisión sobre Jurisdicción, 6 de junio de 2016, Anexo CL-

166. En cualquier caso, no es necesario que en el presente caso este Tribunal aborde el derecho de la UE en materia de Ayudas Estatales en tanto ni la UE ni España consideraron el régimen del RD 661/2007 como Ayudas Estatales. España no notificó a la UE de los programas del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 como habría sido necesario si España entendiera que estas medidas habrían constituido “Ayudas Estatales”<sup>117</sup>. En la opinión del Tribunal, España estuvo acertada en *no* considerar que los incentivos constituyeran Ayudas Estatales, tal como lo confirmara un informe de la propia UE del mes de enero de 2008. La UE era perfectamente consciente de los incentivos españoles y, de hecho, en el año 2010, funcionarios de la UE no aclamaron, sino que criticaron a España por su manera de reducir los esquemas previstos por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008, posición que se opone cabalmente a la posición de España de que las reducciones de los beneficios de la FIT se realizaron para satisfacer a la UE. Los funcionarios de la UE escribieron lo siguiente:

[E]l carácter retroactivo del [RDL 14/2010] ha suscitado grave preocupación. Nos gustaría informarle de ello y expresarle nuestras reservas en relación con estas medidas. Esto no lo sorprenderá si considera lo indicado al respecto por la Comisión en ocasiones anteriores.

No discutimos que los ajustes de las tarifas o las reducciones de costes por la evolución técnica puedan justificarse o resultar necesarios. No obstante, estamos convencidos de que esos ajustes deben hacerse pensando en el futuro y, por lo tanto, de manera previsible, en vez de tener un efecto retroactivo. **No hay que olvidar que las consecuencias negativas para la confianza de los inversores de los cambios retroactivos de las condiciones económicas de un tipo de instalación renovable pueden extenderse y producir efectos similares en otros tipos de instalación y**

---

101; *Charanne B.V. & Construction Investments S.À.R.L. c. Reino de España*, Arbitraje CCE No. 062/2012, Laudo, 21 de enero de 2016, Anexo CL-109; *Isolux Infrastructure Netherlands B.V. c. Reino de España*, CCE V2013/153, 17 de julio de 2016, Anexo CL-110; *Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. República Italiana*, Caso CIADI No. ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016, Anexo CL-162; *WNC Factoring Ltd. c. República Checa*, Caso CNUDMI, CPA No. 2014-34, Laudo, 22 de febrero de 2017, Anexo CL-108; *I.P. Busta & J.P. Busta c. República Checa*, Caso CCE V 2015/014, Laudo Final, 10 de marzo de 2017, Anexo CL-107; *Anglia Auto Accessories Ltd. c. República Checa*, Caso CCE V 2014/181, Laudo Final, 10 de marzo de 2017, Anexo CL-106; *Eiser Infrastructure Ltd. y Energia Solar Luxembourg S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, Anexo CL-158; *Novenergia II – Energy & Environment (SCA), SICAR c. Reino de España*, Arbitraje CCE 2015/063, Laudo Final, 15 de febrero de 2018, Anexo CL-177.

<sup>117</sup> Véase extracto del sitio web de la CE presentado por la Demandante en su Alegato de Cierre en la Diapositiva 50:

El control de las Ayudas Estatales exige la notificación previa de todas las medidas de ayudas nuevas a la Comisión. Los Estados Miembros deben aguardar la decisión de la Comisión antes de implementar la medida. Existen pocas excepciones a la notificación obligatoria...” [Traducción del Tribunal]

La Demandante observa en su Diapositiva 50 que España nunca notificó el esquema de incentivos del RD 661 ni del RD 1578 a la CE para su análisis de ayudas estatales. En lo que se refiere a ¿“por qué no”? la Demandante afirma que España no considera que esos esquemas constituyan “Ayudas Estatales”.

**en otros países, lo que hará perder la confianza** en la normativa nacional y europea en materia de energía procedente de fuentes renovables<sup>118</sup>.  
(énfasis agregado)

167. En consecuencia, conforme alega la Demandante, el argumento de España con base en el derecho de la UE carece de mérito<sup>119</sup>.

*(h) La Decisión del Tribunal*

168. El caso de la Demandante no se funda en el derecho de la UE. El Tribunal no está obligado a interpretar ni aplicar el derecho de la UE. Las reclamaciones de la Demandante giran en torno al TCE y a la jurisprudencia de los tribunales TCE y decisiones de la Corte Internacional de Justicia (“CIJ”) respecto de derechos y obligaciones en virtud del derecho internacional. España, por el contrario, invoca el derecho de la UE. España pide al Tribunal que analice las disposiciones regulatorias de la UE en materia de Ayudas Estatales tanto para justificar la reducción por parte de España de los beneficios de la FIT desde el año 2010 y con posterioridad a esa fecha en sustento de su afirmación de que la Demandante tenía conocimiento o debería haber tenido conocimiento (si hubiera aplicado la diligencia debida), de que los subsidios de España formaban parte del esquema de energías renovables de la UE y, por lo tanto, se encontraban sujetos a modificación.

169. España afirma que “no existe derecho alguno a las Ayudas Estatales en virtud del derecho de la UE”<sup>120</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, la Demandante no sostiene que tiene un derecho a las Ayudas Estatales en virtud del derecho de la UE<sup>121</sup>. El Tribunal tampoco decide sobre este derecho en el contexto del presente Laudo. La Demandante pide un derecho a

---

<sup>118</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 56; Carta del Sr. Gunter H. Oettinger y de la Sra. Connie Hedegaard al Sr. Miguel Sebastián, Ministro de Industria, Turismo y Comercio español, de fecha 22 de febrero de 2011, Anexo C-092.

<sup>119</sup> Véase Anexo BMDG-36: *El respaldo de la energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables*, CE, 23 de enero de 2008:

España continúa alcanzando los niveles más altos de crecimiento en términos del indicador de efectividad y a la vez ofrece una rentabilidad adecuada. La rentabilidad prevista es más elevada que en la mayoría de los otros países con tarifas reguladas en el análisis. Esto no se debe a un elevado nivel de respaldo sino a costes relativamente bajos de producción de energía eléctrica debido a las buenas condiciones de los recursos por una parte y a los costes de inversión relativamente bajos por la otra. [Traducción del Tribunal]

<sup>120</sup> Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párr. 109.

<sup>121</sup> Artículo 27 de la Convención de Viena (Anexo CL-008):

Una parte no podrá invocar las disposiciones de su derecho interno como justificación del incumplimiento de un tratado.

indemnización por violación de los Artículos 10 y 13 del TCE no como consecuencia a la conducta de la UE sino a la conducta del Estado español. El estado de cumplimiento de la ley de la UE por parte de España es, en lo que respecta a la Demandante, *res inter alios acta*.

170. En materia de derecho internacional, es malentendida la noción de que el derecho de la UE sólo puede ser visto por jueces de la UE. En el presente caso, al aplicar el derecho internacional, el Tribunal puede tener en cuenta en ciertas ocasiones el derecho nacional (por ejemplo, con respecto a la personalidad jurídica de la Demandante) así como el derecho de la UE (por ejemplo, la justificación de España de sus medidas regulatorias). Con frecuencia se les exige a las cortes y tribunales internacionales que consideren la legislación de las jurisdicciones nacionales o regionales. Sus conclusiones, desde luego, no son vinculantes para las cortes o tribunales de la jurisdicción de origen (en el presente caso, la UE y el TJUE). No obstante, la consideración del derecho “extranjero” puede ser esencial para el análisis del derecho *internacional* cuando una parte (en este caso España) insiste en su relevancia. El laudo de un tribunal TCE no representa en modo alguno una amenaza o desafío a la autonomía o autoridad de la jurisdicción (o cortes) en la que se originaron los derechos “extranjeros”, en el caso que nos ocupa la UE y el TJUE.

171. Por momentos, España caracteriza el presente caso como un ataque al sistema regulatorio español cuando en realidad, la reclamación solo existe debido a la forma en la cual se ejerció (aparentemente) *en forma válida* el sistema regulatorio español en perjuicio de la Demandante<sup>122</sup>. En la etapa de excepciones a la jurisdicción, el Tribunal se encuentra preparado para aceptar, *arguendo*, que las modificaciones a los beneficios de las FIT que introdujera España en el año 2010 y en los años siguientes estaban permitidas tanto en virtud del derecho de la UE como de la

---

<sup>122</sup> España centra la atención del Tribunal en la decisión del Tribunal Supremo Español de fecha 3 de diciembre de 2009 que rechaza una impugnación a la Disposición Transitoria del RD 661/2007, y que confirma su jurisprudencia anterior:

carece de fundamento la imputación que se formula a la Disposición transitoria primera, apartado 4 del Real Decreto impugnado, de vulnerar el principio de confianza legítima, puesto que las entidades mercantiles recurrentes, en cuanto empresas que operan en la actividad de generación de energía eléctrica (...) no tienen un derecho a que se mantenga inalterado el régimen retributivo del sector de la energía eléctrica. [...] como sostuvimos en la Sentencia de esta Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo de 15 de diciembre de 2005, “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*”.

Memorial de Contestación del Demandado, párr. 554.

legislación española. La Demandante no pretende revertir las modificaciones de los beneficios de las FIT. Por el contrario, los cambios tarifarios y las modificaciones a los beneficios de la FIT bajo la legislación nacional española constituyen su fundamento jurídico para su reclamación con arreglo al TCE. Si las modificaciones a las regulaciones no fueran válidas, sería más apropiado que la Demandante recurriera a un tribunal español procurando su anulación.

172. Por lo tanto, el Tribunal concluye que, al haber aceptado debidamente el ejercicio de su competencia para resolver la presente controversia se encuentra dentro de esa competencia el considerar el derecho de la UE en la medida que resulte necesario para la resolución de la controversia en virtud del derecho *internacional*. A los fines de su decisión sobre jurisdicción, el Tribunal no considera que el derecho de la UE sea significativamente incompatible con el derecho internacional aplicable, con inclusión de los tratados de la UE y el Artículo 26 del TCE en lo que se refiere al arbitraje entre inversores y Estados en virtud del Convenio del CIADI.

173. En síntesis, (i) la sentencia del TJUE en el caso *Achmea* no se extiende al TCE, un tratado multilateral del que tanto los Estados Miembros de la UE como la UE son partes signatarias, incluyendo (en especial) del Artículo 26 del TCE; (ii) no existió ni existe conflicto sustancial alguno entre el TCE y el derecho de la UE (incluyendo de los tratados de la UE, en particular el Tratado de la Unión Europea (“TUE”) y el TFUE); (iii) el derecho de la UE no modifica las obligaciones de España con arreglo al TCE, con inclusión del Artículo 26 del TCE; (iv) la competencia de este Tribunal y su ejercicio en el presente caso se sustancian en el TCE (con el derecho internacional como derecho aplicable) y no en el derecho de la UE; y (v) el caso que nos ocupa se trata de un arbitraje del CIADI con arreglo al Convenio del CIADI sin una sede o lugar del arbitraje en jurisdicción nacional alguna, menos aún en la de un Estado Miembro de la UE.

## **B. La Excepción de “Denegación de Beneficios” de España (Artículo 17)**

174. España objeta la jurisdicción *rationae voluntatis* en virtud del Artículo 17 del TCE. España sostiene que la Demandante es una sociedad fantasma – poco más que un buzón de correos en Luxemburgo, y, por lo tanto, no está facultada para iniciar la presente reclamación<sup>123</sup> en virtud del TCE.

---

<sup>123</sup> TCE, Artículo 17, (Anexo C-001) dispone lo siguiente:

175. El Artículo 17 del TCE establece, en su parte relevante:

Cada Parte Contratante se reserva el derecho de denegar los beneficios de [la Parte III del TCE, en lo que se refiere a la Promoción y Protección de las Inversiones] a:

(1) cualquier entidad jurídica cuando ciudadanos o nacionales de un tercer país posean o controlen dicha entidad **y cuando ésta no lleve a cabo actividades empresariales importantes** en el territorio de la Parte Contratante en la que esté establecida.<sup>124</sup> (énfasis agregado)

(a) *Excepción de España*

176. La excepción de España plantea dos diferentes interrogantes:

- (a) ¿Cuándo puede invocar este derecho España?
- (b) ¿9REN llevaba a cabo “actividades empresariales importantes” en Luxemburgo en los momentos pertinentes?

177. España reconoce que no “denegó” beneficios hasta la presentación de su Memorial de Contestación. Sin embargo, alega que la oportunidad tardía de su excepción no representa un problema. 9REN es una entidad jurídica que se encuentra bajo el control o la posesión de ciudadanos o nacionales de un tercer país (los Estados Unidos)<sup>125</sup>. Luxemburgo es simplemente

---

...“No aplicación de la Parte III en determinadas circunstancias” que establece que:

“Cada Parte Contratante se reserva el derecho de denegar los beneficios de la presente Parte a:

1. cualquier entidad jurídica cuando ciudadanos o nacionales de un tercer país posean o controlen dicha entidad **y cuando ésta no lleve a cabo actividades empresariales importantes en el territorio de la Parte Contratante en la que esté establecida;** o

2. a una inversión, cuando la Parte Contratante que decida dicha denegación establezca que se trata de la inversión de un inversor de un tercer Estado con el cual, la Parte Contratante que decide la denegación:

(a) no mantenga relaciones diplomáticas, o

(b) adopte o mantenga disposiciones que:

(i) prohíban las transacciones con los inversores de dicho Estado, o

(ii) puedan resultar infringidas o soslayadas de concederse las ventajas de la presente Parte a los inversores de dicho Estado o a sus inversiones. (énfasis agregado)

<sup>124</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 69, que cita el TCE, Artículo 17, Anexo C-001.

<sup>125</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 136. España señala que la Demandante es 100% de propiedad de la sociedad luxemburguesa FR Solar Luxco JVCo S.C.A., que a su vez pertenece en un 99,4% a la sociedad luxemburguesa FR Solar Luxco S.à.r.l., que es 100% de propiedad de la entidad en las Islas Caimán FR XI Offshore AIV L.P. que es una de las Socias Comanditarias de la Sociedad en Comandita en la que está constituida First Reserve, una empresa de capital de riesgo estadounidense. Otra sociedad vinculada de First Reserve es la Socia Comanditada, que es la responsable de la toma de decisiones.

una bandera nacional de conveniencia. La Demandante “no llev[a] a cabo actividades empresariales importantes en el territorio de la Parte Contratante en la que est[á] establecida”.<sup>126</sup>

(b) *La Respuesta de la Demandante*

178. La Demandante afirma que una vez (como en el caso que nos ocupa) que surge una controversia, España no puede retirar en forma retroactiva su consentimiento *nunc pro tunc*, e invoca la jurisprudencia del TCE que decide cuestiones de presentaciones en tiempo, con inclusión del laudo del tribunal de *Isolux*. La Demandante afirma que:

[L]a solución es tan evidente... la activación de la cláusula de denegación de beneficios nunca puede funcionar de manera retroactiva. Tal como resaltara el Tribunal de Arbitraje en el caso de [*Stati*] *c. Kazajstán* para activar la denegación de beneficios en virtud del Artículo 17 del TCE, **la notificación de dicha denegación debe ser anterior al comienzo de la controversia**. En el caso que nos ocupa, no se controvierte que el Reino de España no activó la cláusula de denegación de beneficios con anterioridad a su Contestación de la Demanda, durante el curso del procedimiento de arbitraje... En consecuencia, el Tribunal rechaza la excepción jurisdiccional del Demandado...<sup>127</sup>. [Traducción del Tribunal] (énfasis agregado)

179. De manera similar, en *Liman Caspian Oil c. Kazajstán*, el tribunal del CIADI observó que “la opción de una notificación retroactiva no sería compatible con el objeto y fin del TCE”<sup>128</sup>. [Traducción del Tribunal]

---

<sup>126</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 127, citando TCE, Artículo 17, (Anexo C-001).

<sup>127</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 70, que cita *Isolux Infrastructure Netherlands B.V. c. Reino de España*, Arbitraje CCE V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, párrs. 715-716, Anexo CL-110. Véase asimismo *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Decisión sobre Jurisdicción, 8 de febrero de 2005, párr. 165, Anexo CL-099; *Yukos Universal Limited c. La Federación Rusa*, Caso CPA No. AA 227, Laudo Provisional sobre Jurisdicción y Admisibilidad, 30 de noviembre de 2009, párr. 458, Anexo CL-112; *Khan Resources Inc., Khan Resources B.V. y CAUC Holding Company Ltd. c. El Gobierno de Mongolia*, Caso CPA No. 2011-09, Decisión sobre Jurisdicción, 25 de julio de 2012, párr. 429, Anexo CL-113; *Liman Caspian Oil B.V. y NCL Dutch Investment B.V. c. República de Kazajstán*, Caso CIADI No. ARB/07/14, Extractos del Laudo, 22 de junio de 2010, párr. 745, Anexo CL-006.

<sup>128</sup> *Liman Caspian Oil B.V. y NCL Dutch Investment B.V. c. República de Kazajstán*, Caso CIADI No. ARB/07/14, Extracto del Laudo, 22 de junio de 2010, párr. 225, CL-114:

“Aceptar la opción de una notificación retroactiva no sería compatible con el objeto y fin del TCE, que el Tribunal debe tener en cuenta según el Artículo 31(1) de la CVDT, y que el TCE, en su Artículo 2, expresamente identifica como “fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía”. Esta cooperación a largo plazo exige, y también se desprende del principio de seguridad jurídica, que un inversor debe poder basarse en los beneficios en virtud del TCE, siempre que el Estado receptor no haya invocado

180. En este caso, no es necesario que el Tribunal aborde la cuestión de pertinencia temporal. Las pruebas son claras en cuanto a que 9REN llevaba a cabo “actividades empresariales importantes” en Luxemburgo. El Sr. Giuliani declaró lo siguiente:

9Ren Holding lleva desarrollando una actividad mercantil ordinaria en Luxemburgo desde su fundación. 9Ren Holding cuenta con espacios de oficinas arrendados y ha mantenido, como mínimo, a un empleado en Luxemburgo desde julio de 2009. 9Ren Holding ha mantenido también cuentas bancarias abiertas desde su constitución en ING Luxemburgo. Según tengo entendido, como respuesta parcial a esta alegación se han presentado a España extractos bancarios de 9Ren Holding. Además, 9Ren Holding paga impuestos en Luxemburgo.

Además de sus actividades mercantiles ordinarias, 9Ren Holding y sus sociedades matrices luxemburguesas celebran periódicamente reuniones del consejo de administración en Luxemburgo. Todas las decisiones importantes sobre las inversiones de las compañías y sus operaciones se toman allí. 9Ren Holding cuenta actualmente con seis administradores en el consejo de administración, tres de los cuales residen de manera permanente en Luxemburgo, dos en Londres y uno de ellos en Italia. A lo largo de los años, dieciocho administradores diferentes han desempeñado un cargo en el consejo de administración de 9Ren Holding, incluyendo nueve administradores con residencia en Luxemburgo y otros seis en el resto de Europa (incluyendo Londres, España e Italia). A lo largo de su historia solamente tres de los administradores de 9Ren Holding han residido en Estados Unidos<sup>129</sup>.

181. La Demandante alega que estas actividades empresariales en Luxemburgo no son formalistas ni carentes de importancia, citando en sustento *Limited Liability Company Amtó c. Ucrania*:

El TCE no contiene una definición del término “importante” ni tampoco lo hace el Acta Final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía que serviría como guía para su interpretación. Tal como se estableciera *supra*, el objeto del Artículo 17(1) radica en excluir de la protección del TCE a los inversores que hayan adoptado una nacionalidad de conveniencia. En consecuencia, “importante” en este contexto significa “de esencia y no meramente de forma”. No significa “grande”, y **la**

---

explícitamente el derecho a denegar estos beneficios. Por lo tanto, el Tribunal determina que el Artículo 17(1) del TCE carece de efecto retroactivo”. [Traducción del Tribunal]

Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 74.

<sup>129</sup> Segunda Declaración Testimonial de Giuliani, párrs. 3-4. Véase asimismo Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 78

**tangibilidad y no la magnitud de la actividad empresarial es la cuestión decisiva**<sup>130</sup>. [Traducción del Tribunal] (énfasis agregado)

(c) *La Decisión del Tribunal sobre la Denegación de Beneficios*

182. La prueba de las actividades empresariales importantes debe tomar sentido con base en la naturaleza de la empresa. Los ladrillos y el cemento no son esenciales para una empresa matriz, que, por lo general, se preocupa por cuestiones burocráticas, reuniones de la junta, cuentas bancarias y chequeras. En consecuencia, independientemente de la cuestión de la presentación en tiempo, España no ha podido establecer que 9REN carezca de actividades empresariales importantes en Luxemburgo. El Artículo 17 del TCE no es aplicable a los hechos del presente caso y se rechaza la excepción de “denegación de beneficios”.

**C. La Excepción de la Pirámide Corporativa – España Sostiene que, si se han Sufrido Pérdidas, Han Sido las Sociedades Controladas Españolas que Eran Propietarias y Operaban las Instalaciones quienes las Han Sufrido, no la Demandante que es un Simple Accionista**

(a) *Excepción de España*

183. España alega que, en virtud del derecho societario ortodoxo, una sociedad (en este caso, la Demandante) no detenta una participación pasible de compensación en los activos de una sociedad controlada (en el presente caso, activos de titularidad de 9REN España y sus sociedades controladas operativas)<sup>131</sup>. A lo sumo, 9REN puede reclamar respecto de una supuesta pérdida de

---

<sup>130</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 76, citando *Limited Liability Company Amtc c. Ucrania*, Arbitraje No. 080/2005, Laudo Final, 26 de marzo de 2008, párr. 69, Anexo CL-048.

<sup>131</sup> Tal como se estableciera en el Memorial de Contestación del Demandado:

De conformidad con todo lo anterior, en el caso que nos ocupa debe concluirse que la Demandante en este arbitraje carece de legitimación para reclamar por presuntos daños a los activos (plantas fotovoltaicas) de las sociedades titulares de las plantas y en cuyo capital la Demandante participa. (Memorial de Contestación del Demandado, párr. 187)

\* \* \* \* \*

La Demandante... se atribuye como propios unos supuestos derechos a percibir ingresos que no le corresponden. Son unos ingresos que las plantas fotovoltaicas percibirían, en virtud del principio de rentabilidad razonable. Los accionistas de las sociedades titulares de las plantas fotovoltaicas recibirían, en su caso, un rendimiento a su inversión a través de la distribución de beneficios si las sociedades están correctamente gestionadas. Así, la Demandante recibiría los beneficios que como socio, en su caso, le correspondan. (Memorial de Contestación del Demandado, párr. 195)

\* \* \* \* \*

...la Demandante no ostenta legitimación para reclamar supuestos daños a las plantas fotovoltaicas objeto de este arbitraje dado que la legitimación para su reclamación corresponde exclusivamente a las sociedades

valor de su capital, pero se trata de una reclamación diferente a la reclamación presentada ante este Tribunal.

*(b) La Respuesta de la Demandante*

184. La pérdida de la Demandante es en una función directa de la pérdida sufrida por las sociedades operativas y ha sido debidamente descontada para reflejar el porcentaje de su participación.

185. El perito de la Demandante, Sr. Edwards de la firma FTI Consultants, explícitamente tomó en consideración el carácter indirecto de la pérdida de la Demandante:

Se me ha requerido que evalúe las pérdidas de 9REN como resultado de la pérdida **de valor de sus inversiones** en las Plantas de Solaica y en las Plantas de 9REN España debido a las Reformas Normativas en la fecha en la que se dieron a conocer los pormenores del nuevo sistema o en una fecha cercana posterior<sup>132</sup>. (énfasis agregado)

Tal como lo hiciera el perito de España, Dr. Flores:

Este arbitraje involucra los **intereses accionariales** de 9REN Holding S.à.r.l. en una serie de plantas solares fotovoltaicas ubicadas en el Reino de España. (énfasis agregado)<sup>133</sup>

*(c) La Decisión del Tribunal sobre la Cuestión de la Pirámide Corporativa*

186. En los momentos relevantes, la Demandante formaba parte de un grupo de sociedades extranjeras, y era accionista inmediata y propietaria beneficiaria directa o indirecta de un grupo de compañías de energías renovables en España, con inclusión de aquellas a nivel operativo de generación eléctrica. El intento de España de denegar la jurisdicción sobre la base de una clase común (si no, prácticamente universal) de estructura societaria, donde una pérdida financiera real a las sociedades controladas operativas necesariamente ocasiona una pérdida de valor accionario

---

titulares de dichas plantas, no demandantes en este arbitraje. Por ello, con el debido respeto, el Tribunal Arbitral carece de jurisdicción para conocer de la controversia. (Memorial de Contestación del Demandado, párr. 204)

<sup>132</sup> Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, , párr. 1.18.

<sup>133</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, 7 de noviembre de 2016, pág. 1, párr. 1.

a la propietaria (en este caso la Demandante) ha sido rechazado de manera sistemática por los tribunales inversor-Estado.

187. España, naturalmente, alega que la cuantificación de la pérdida respecto del valor accionario reducido no es necesariamente la misma que la pérdida directa a las sociedades operativas<sup>134</sup>, aunque el Tribunal observa que ninguno de los peritos de valuación de ambas partes, contratados para evaluar la pérdida *de la Demandante*, consideró que la pirámide corporativa les impidiera su evaluación de la cuantificación de daños. En el presente caso, los peritos se enfrentaban a una subsidiaria 100% o (mayoritariamente) de titularidad de la compañía matriz e integrada económicamente a ésta. Los peritos procedieron colectivamente sobre la base de que la pérdida circuló a través de las sociedades operativas a 9REN. Los peritos (con inclusión del perito de España, Dr. Flores) recibieron instrucciones de los abogados de calcular la pérdida (si existiere) que sufrió la Demandante no las pérdidas de las sociedades operativas derivadas, sin embargo, todos los peritos procedieron sobre la base común de que la pérdida para las sociedades operativas era equivalente (de manera proporcional) a la pérdida de valor de la participación accionaria de la Demandante.

188. La excepción de la “pirámide corporativa” interpuesta por el Demandado es errónea y es, en consecuencia, rechazada por el Tribunal.

**D. El Tribunal Carece de Jurisdicción para Conocer de una Supuesta Vulneración del Artículo 10(1) del TCE Respecto del Impuesto IVPEE**

189. España impugna la jurisdicción del Tribunal en lo que se refiere a las reclamaciones de la Demandante surgidas del impuesto IVPEE de 7% (**Ley 15/2012**) sobre la producción de energía eléctrica, en vigor desde el 1 de enero de 2013. En ocasiones se hace alusión al impuesto de 7% como “gravamen”.

---

<sup>134</sup> España afirma en su Memorial de Contestación, en el párr. 205:

La jurisdicción del Tribunal Arbitral debe quedar limitada a conocer controversias relativas a supuestos daños causados a la Demandante en sus acciones o participaciones en el capital de las sociedades tenedoras de las plantas fotovoltaicas.

(a) *Excepción de España*

190. España sostiene que el Artículo 21 del TCE contiene una exclusión general de las medidas impositivas del ámbito de aplicación del TCE (la “exclusión” impositiva) que solo permite la jurisdicción de los tribunales TCE en las circunstancias excepcionales estipuladas expresamente en el Artículo 21<sup>135</sup>, ninguna de las cuales es relevante para el caso presentado por la Demandante<sup>136</sup>. Los tribunales españoles han ratificado la validez del impuesto IVPEE como medida legislativa debidamente caracterizada como impuesto.

191. España reconoce que la excepción del IVPEE es aplicable únicamente a una reclamación de TJE en virtud del Artículo 10(1), no a la reclamación de expropiación ilegal bajo el Artículo 13. Sin embargo, en la opinión de España, la “expropiación” es irrelevante en tanto existen suficientes excesos en los subsidios de España a las energías renovables que permiten a los inversores pagar el IVPEE y aún obtener una rentabilidad razonable. Además, España afirma, que las regulaciones tratan al IVPEE como gasto reembolsable por parte de España:

El impacto del IVPEE en los productores de energías renovables como los que nos ocupan ha sido neutralizado, dado que el IVPEE es uno de los costes que se retribuyen a dichos productores mediante la retribución específica que éstos perciben... Es decir, la retribución específica que perciben los productores renovables permitía a éstos, además de obtener una rentabilidad razonable, recuperar ciertos costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, no pueden recuperar en el mercado. Entre dichos costes se encuentra precisamente el IVPEE<sup>137</sup>.

(b) *La Respuesta de la Demandante*

192. Los gravámenes impuestos por la Ley 15/2012 no corresponden a los criterios aceptados para que constituyan un “impuesto”. El IVPEE simplemente reduce las tarifas de incentivo bajo el

---

<sup>135</sup> TCE, Artículo 21, dispone lo siguiente (Anexo C-001):

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

2. etc.

<sup>136</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 228.

<sup>137</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 860.

programa FIT. Esto se refleja claramente del hecho de que el “impuesto” se aplica sobre los ingresos no las ganancias. El Artículo 21 del TCE no le otorga a España defensa alguna.

193. Es necesario que el Tribunal vea detrás de la etiqueta de “impositivo” para constatar que el real objeto y fin del IVPEE es su carácter confiscatorio y, según el testimonio pericial del Dr. Boaz Moselle, discriminatorio en su aplicación entre productores de energías renovables y productores convencionales<sup>138</sup>.

194. En su Memorial de Réplica, la Demandante enumera los motivos por los cuales, en su opinión, el IVPEE no cumple con los criterios esenciales de una “Medida Impositiva” dentro del significado del Artículo 21(1):

- (i) “España ha disfrazado las reducciones de las tarifas de incentivos concedidas a las plantas de 9REN como “impuestos”, algo que ahora España utiliza para intentar evadir su responsabilidad en virtud del TCE”<sup>139</sup>.
- (ii) “Aunque [el IVPEE] pretendía gravar el valor de la electricidad, en realidad redujo el valor de los incentivos que España había concedido a las plantas de 9REN con el fin de fomentar su desarrollo”<sup>140</sup>.
- (iii) “La Ley 15/2012, asimismo, disponía que los ingresos recaudados por [el IVPEE] no se transmitirían a la tesorería del Estado, como harían los impuestos normales, sino que por el contrario se transmitirían al sistema eléctrico para reducir el déficit

---

<sup>138</sup> El Dr. Moselle declaró lo siguiente:

“También se introdujo un gravamen del 7 por ciento sobre los ingresos por concepto de producción de electricidad que se aplicaba a todos tipos -- a todos los tipos de plantas, pero por motivos que vamos a explicar luego tuvo un impacto mayor sobre las fotovoltaicas solares que sobre las convencionales. O sea que, digamos, para sintetizar, digamos que las plantas convencionales podían repercutir este gravamen a los clientes, a los consumidores, mientras que aquí no, no se podía repercutir nada a nadie. Por lo tanto, era un gravamen que se les imponía y como la tarifa era muy alta, pues el 7 por ciento evidentemente también era un porcentaje o una cantidad superior que el 7 por ciento del precio del mercado para las demás”.

Tr. Día 4, (Moselle), pág. 1083:6-22.

<sup>139</sup> Réplica de la Demandante, párr. 114.

<sup>140</sup> *Ibíd.*, párr. 116.

tarifario. Por tanto, la Ley 15/2012 redujo los incentivos garantizados a las plantas de 9REN para que los consumidores pudieran pagar menos por la electricidad”<sup>141</sup>.

- (iv) “[A]unque la descripción local de una medida puede servir de ayuda para determinar su naturaleza, el derecho local no es determinativo”<sup>142</sup>.
- (v) “En virtud de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, la cantidad que obtiene España cada año por el TVPEE no recauda ingresos generales para el Estado, como admite la propia España. Según dicha Disposición, la Ley de Presupuestos Generales del Estado reserva un montante a la financiación de los costes del sistema eléctrico, equivalente a la suma de los ingresos anuales obtenidos mediante el TVPEE. Por consiguiente, el dinero que obtiene España a través del TVPEE se inyecta al sistema eléctrico”<sup>143</sup>.
- (vi) “[El IVPEE] no sirve a un fin público concreto sino que, por el contrario, reduce los costes de algunos consumidores españoles en operaciones comerciales de compra de electricidad”<sup>144</sup>.
- (vii) “Además, la Ley 15/2012 ni siquiera adelanta su fin declarado de armonizar el sistema fiscal [español] mediante un uso más eficiente, respetuoso y sostenible del medio ambiente con su supuesto objetivo de internacionalizar los costes medioambientales derivados de la producción de electricidad. La afirmación de España de que la Ley 15/2012 sirve para avanzar en estos objetivos puede calificarse de risible”<sup>145</sup>.
- (viii) “Las plantas renovables recibían unos ingresos arancelarios precisamente porque sus costes totales de producción eran superiores a los de las plantas convencionales. Al aplicar el “impuesto” a todos los ingresos, incluidas las tarifas de incentivos, y sin deducir su depreciación, las plantas renovables abonaban un “impuesto” mucho

---

<sup>141</sup> *Ibíd.*

<sup>142</sup> *Ibíd.*, párr. 117.

<sup>143</sup> *Ibíd.*, párr. 124.

<sup>144</sup> *Ibíd.*

<sup>145</sup> *Ibíd.*, párr. 127.

mayor por la misma cantidad de producción eléctrica que las instalaciones convencionales”<sup>146</sup>.

(ix) “Mediante el incremento del precio de mercado pueden recuperar un porcentaje considerable del 7 % que deben abonar anualmente, al repercutírsele directamente a los consumidores. Bajo el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 los productores de energías renovables no podían subir sus precios para recuperar el impuesto porque sus tarifas son fijas”<sup>147</sup>.

(x) “Tanto en términos de diseño como de efecto, estas medidas no son significativamente diferentes de una reducción directa de las tarifas que el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 ya garantizó para las plantas de la Demandante”<sup>148</sup>.

(c) *La Decisión del Tribunal sobre la Cuestión del Impuesto IVPEE*

195. España procede sobre la base de que el IVPEE es un impuesto. El argumento principal de la Demandante es que el IVPEE no es un impuesto. Punto. Aunque *Masdar* recientemente rechazó el ataque de un inversor al IVPEE como parte de una serie de medidas impuestas **de mala fe** que vulneran de manera individual y colectiva el TCE, la Demandante 9REN toma la interrogante anterior de si el IVPEE cumple con las **cuatro pruebas tradicionales de un “impuesto”**, es decir un gravamen establecido por ley, que impone obligaciones a una clase definida de personas, genera ingresos que van al Estado, y estos ingresos se utilizan para fines públicos. Si se demostraran, estos criterios caracterizarían al IVPEE como una ‘Medida Impositiva’ en virtud del Artículo 21(7) del TCE)<sup>149</sup> pero, la Demandante argumenta, los criterios no están demostrados.

196. La Demandante afirma que *Masdar* no consideró explícitamente los cuatro requisitos de un “impuesto”. Sin embargo, en la opinión del Tribunal, la realidad es que, si el impuesto IVPEE no hubiera resultado del ejercicio de la potestad impositiva del Estado, no habría habido motivos

---

<sup>146</sup> *Ibíd.*, párr. 129.

<sup>147</sup> *Ibíd.*, párr. 130.

<sup>148</sup> *Ibíd.*, párr. 131.

<sup>149</sup> *Eiser Infrastructure Limited y Energia Solar Luxembourg S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, párr. 266, Anexo CL-158.

para que los tribunales en *Masdar* o *Eiser* continuaran analizando si esta potestad impositiva habría sido abusada.

197. En su sobre *Masdar* de fecha 29 de junio de 2018, la Demandante nuevamente dejó en claro que no alegaba en contra de España mala fe o una intención de abusar de su potestad impositiva. Este aspecto del argumento impositivo de la Demandante es importante y vale la pena reproducirlo en su totalidad:

5. El tribunal de *Masdar* consideró también la excepción de España con base en el llamado “impuesto a la energía” de 7%. El tribunal determinó que no gozaba de competencia para decidir si el “gravamen” de 7% vulneraba el TCE, en tanto el tribunal no estaba dispuesto a coincidir con *Masdar* en que los motivos de España detrás de la medida fueran de mala fe. **Sin embargo, la posición de la Demandante en cuanto a por qué razón el presente Tribunal goza de competencia para pronunciarse sobre sus reclamaciones relacionadas con el denominado “impuesto a la energía” de 7% no gira en torno a las intenciones de España y no requiere de una determinación de mala fe. Por el contrario, simplemente requiere de una evaluación de si la medida reviste las características necesarias para encontrarse dentro del significado de “medidas impositivas” en el Artículo 21 del TCE.** Hasta el momento ningún tribunal ha evaluado el “gravamen” sobre la energía como medida impositiva según la prueba de tres elementos aceptada por una extensa lista de casos jurisprudenciales de tratados de inversión, tal como lo ha solicitado la Demandante. (énfasis agregado)

\* \* \* \* \*

*Masdar* se basa en las conclusiones en *Isolux* y *Eiser*, pero esos tribunales consideraron también los motivos presuntamente improcedentes y el propósito oscuro detrás de las medidas y no aplicaron la “prueba” de medida impositiva para determinar si las medidas constituyeron impuestos de buena fe en primer lugar<sup>150</sup>. [Traducción del Tribunal]

198. Sobre el primer elemento del *test*, no cabe duda de que el IVPEE fue establecido por ley. Así lo sostuvo el Tribunal Supremo español<sup>151</sup>. Aunque el Tribunal no se está obligado por la caracterización que hiciera un tribunal nacional del IVPEE como “medida impositiva”<sup>152</sup>, no

---

<sup>150</sup> Comentarios de la Demandante sobre *Masdar*, 29 de junio de 2018, párr. 5, nota al pie 11.

<sup>151</sup> Sentencia del Tribunal Supremo español 183/2014, 6 de noviembre de 2014, Anexo R-0018.

<sup>152</sup> Véase, por ejemplo, *Murphy Exploration & Production Company - International c. República del Ecuador*, Laudo Parcial Final, 6 de mayo de 2016, párr. 185, (que establece que “la caracterización local de una medida no es determinante en el derecho internacional”) [Traducción del Tribunal], Anexo CL-144.

existen motivos para dudar de la conclusión del Tribunal Supremo español de que el IVPEE cumplió con los requisitos constitucionales para la promulgación de legislación válida.

199. La recaudación de ingresos para fines públicos es una función importante de la soberanía de los Estados. (Naturalmente, tan importante, que el TCE, como una cuestión de política, excluyó las Medidas Impositivas de la jurisdicción arbitral del TCE).

200. Respecto del segundo elemento del *test*, el IVPEE se impone “a una clase definida de personas”, esto es, los productores que venden energía eléctrica al SEE. La potestad impositiva incluye la potestad de determinar *quién* debe pagar el impuesto y España se encontraba en ejercicio de su facultad soberana de someter a los productores al impuesto sobre la venta de energía eléctrica al Estado.

201. La Demandante objeta que el impuesto se imponga a los ingresos en lugar de a las ganancias. En la opinión del Tribunal, no existe nada cuestionable respecto de un impuesto sobre los ingresos en lugar de sobre las ganancias. Las sociedades multinacionales pueden estructurarse de manera tal de asignar sus ganancias a distintas jurisdicciones en aras de satisfacer sus objetos sociales, que pueden no estar alineados con el interés legítimo del país receptor. En efecto, en el presente caso, el Dr. Flores de la firma Econ One, perito en cuantificación de daños de España, declaró que el grupo societario al que pertenece la Demandante manipuló los costes operativos y de mantenimiento para transferir las ganancias dentro del grupo. Las controversias actuales de la UE respecto de los impuestos sufragados (o no sufragados) por multinacionales como Amazon y Google son prueba de esa preocupación. La Demandante tiene negocios en España y puede prever el pago de impuestos allí. El IVPEE no es menos impuesto porque se trate de un impuesto sobre los ingresos

202. En cuanto al tercer elemento del *test*, los ingresos del IVPEE van al Estado. Tal como explicara España en su Memorial de Contestación, un importe **equivalente** al impuesto recaudado en virtud de la Ley 17/2012, el cual incluye el IVPEE, es posteriormente asignado a los “Presupuestos Generales del Estado”<sup>153</sup> para financiar los costes del sistema eléctrico

---

<sup>153</sup> Véase Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 295-296:

específicamente relacionados con el fomento de las energías renovables. Por lo tanto, el Tribunal rechaza la afirmación de la Demandante de que “los ingresos recaudados por [el IVPEE] no se transmitirían a la tesorería del Estado, como harían los impuestos normales, sino que por el contrario se transmitirían al sistema eléctrico.”<sup>154</sup> El producto efectivamente se traslada a la tesorería del Estado y posteriormente (como queda expresado en la Ley 15/2012) un importe **equivalente** se asigna al presupuesto del Estado para un fin específico, que es la función normal de un presupuesto, y no existe nada inherentemente indebido o inusual en hacer una asignación presupuestaria en apoyo al sistema eléctrico. En cuanto a la sugerencia de la Demandante de que la relación del IVPEE con las energías renovables es “risible”, son claras las pruebas de que el coste del sistema eléctrico al que se le otorga la subvención aumentó de manera significativa a partir del compromiso de España con las energías renovables.

203. Naturalmente, es cierto que, desde el punto de vista del contribuyente, España da en el RD 661/2007 y en parte España quita, bajo la Ley 15/2012, y el efecto neto es un ingreso reducido para la Demandante en su calidad de contribuyente. Sin embargo, la Demandante no ha demostrado que (en ausencia de una alegación de mala fe) la reducción del déficit tarifario no sea un “fin público”. Un impuesto sobre el tabaco puede estar destinado a financiar los costes asociados con los problemas de salud de los fumadores. Un impuesto a los combustibles puede utilizarse para reparar autopistas. No es la función de un tribunal TCE la microgestión de la política fiscal de España.

---

Cabe añadir que la Disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, dispone que un importe **equivalente** a la estimación de la recaudación anual del Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, entre ellos el IVPEE, se destinará en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año a financiar los costes del sector eléctrico:

*“Disposición adicional segunda. Costes del sistema eléctrico.*

*En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes:*

*a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley.*

*b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros. (énfasis agregado)*

\* \* \* \* \*

...la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012 ... establece que un importe equivalente a la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, entre ellos el IVPEE, se destinará a financiar, de entre los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, específicamente los referidos al fomento de energías renovables...”

<sup>154</sup> Réplica de la Demandante, párr. 116.

204. No es persuasivo el argumento de que el IVPEE no es un impuesto ya que en la práctica puede recaer de manera diferente sobre contribuyentes que pueden repercutir el coste (en todo o en parte) a sus clientes, en tanto otros contribuyentes no pueden. Es sabido y se entiende normalmente que un impuesto en ocasiones puede ser absorbido (voluntariamente o de otro modo) por los contribuyentes a los que grava, en cuyo caso funciona como un impuesto directo, o trasladado a un tercero, en cuyo caso funciona como un impuesto indirecto. En ausencia de mala fe, la variación en la incidencia de un impuesto no significa que no se trate de un impuesto.

205. En efecto, la Demandante sostiene que se le garantizaron los beneficios del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 libres de impuestos, pero no existe fundamento para esa posición en el RD 661/2007 ni en el RD 1578/2008, y en lo que concierne al TCE, el Artículo 21 manifiesta una decisión de política deliberada de *no* restringir de esta manera la potestad impositiva del Estado.

206. Para tomar un ejemplo común, a los jubilados de edad avanzada se les puede otorgar un derecho reconocido a una suma fija de dinero, aunque, en ausencia de una exención legislativa, el importe por lo general estará sujeto a tributación. Las personas que se encuentren en una categoría impositiva elevada no podrán conservar mucho de la jubilación por edad avanzada que tienen derecho a percibir por ley (y que perciben), igual que las sociedades operativas de la Demandante tienen derecho a percibir y perciben ingresos provenientes de la venta de su energía eléctrica al SEE, pero esa percepción no está exenta de impuestos.

207. En síntesis, el IVPEE es un impuesto y, en ausencia de una alegación (mucho menos una demostración) de mala fe, el Artículo 21 excluye la cuestión del IVPEE de la consideración del Tribunal. Sobre este punto, el Tribunal coincide con la conclusión del tribunal en el caso *Eiser*<sup>155</sup> (en un pasaje adoptado también por el tribunal de *Masdar*) de la siguiente manera:

**270. El poder fiscal es un poder soberano fundamental que no debe ser cuestionado a la ligera.** La “exención” impositiva del Artículo 21(1) del TCE y las disposiciones correspondientes en muchos otros tratados bilaterales y multilaterales de inversión reflejan la determinación de los Estados de que las cuestiones fiscales no se conviertan en objeto de arbitraje entre inversor-Estado, salvo quizás en circunstancias cuidadosamente limitadas. (El Artículo 21(5)(a) del TCE permite, por lo tanto, que las reclamaciones de expropiación se efectúen mediante una

---

<sup>155</sup> *Eiser Infrastructure Limited y Energia Solar Luxembourg S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, párrs. 266 y 270-271, Anexo CL-158.

imposición, pero sujetas a procedimientos restrictivos que exigen que las autoridades fiscales nacionales analicen la reclamación). **En el presente caso, los hechos no llegan a configurar una situación en que se constate que las medidas de recaudación impositiva se han utilizado como parte de un patrón de conducta dirigido a destruir a los Demandantes** y, por ende, el Tribunal no se pronunciará sobre la disponibilidad de tal excepción, si se arribara a tal caso.

271. **El Tribunal no puede ignorar las cláusulas claras del TCE debido a la solidez del presente expediente, el cual está muy por debajo de demostrar cualquier uso abusivo o inadecuado del poder para imponer impuestos.** Consecuentemente, el Tribunal considera que no posee jurisdicción para entender en la reclamación de los Demandantes con respecto a la supuesta incompatibilidad del TVPEE con las obligaciones de España en virtud del Inciso (1) del Artículo 10 del TCE. (énfasis agregado)

El presente Tribunal coincide con *Eiser* y *Masdar*<sup>156</sup> en este sentido.

208. La cuestión que consiste en determinar si, adoptado con otras medidas, el impuesto IVPEE equivale a una expropiación o no, requiere de un análisis del IVPEE en el contexto de las demás medidas impugnadas por la Demandante. Este es un análisis que se llevará a cabo con mayor detalle en el contexto del análisis de la alegación de expropiación ilegal contraria al Artículo 13 del TCE.

## **PARTE 7. RESPONSABILIDAD POR INCUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES SURGIDAS DEL TCE**

209. En aras de facilitar la referencia, el Artículo 10(1) prevé lo siguiente:

### **Artículo 10: Promoción, Protección y Trato de las Inversiones**

(1) 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,

---

<sup>156</sup> Tal como lo estableciera el tribunal de *Masdar*:

Sin embargo, el Tribunal no considera que pueda afirmarse que las circunstancias de la introducción del Gravamen alcancen la vara elevada fijada por los casos en los que un tribunal haya concluido que la conducta de un Estado es tal que merece la pérdida del beneficio de “*exclusión*” del Artículo 21(1). [Traducción del Tribunal]

**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. (énfasis agregado)

210. Además, el artículo 13 del TCE dispone lo siguiente:

### **Artículo 13: Expropiación**

(1) Las inversiones de los Inversores de una Parte Contratante en el Área de cualquier otra Parte Contratante no se podrán nacionalizar, expropiar ni someter a una medida o medidas que tengan un efecto equivalente a la nacionalización o expropiación (en adelante, "Expropiación"), excepto cuando la Expropiación es:

- (a) para un propósito que sea de interés público;
- (b) no discriminatoria;
- (c) realizada en virtud del debido proceso legal; y
- (d) acompañado por el pago de una indemnización pronta, adecuada y efectiva.

Dicha compensación deberá ascender al valor justo de mercado de la Inversión expropiada en el momento inmediatamente anterior a la Expropiación o la Expropiación inminente se conoció de manera tal que afecte el valor de la Inversión (en adelante, la "Fecha de valoración").

(e) Dicho valor justo de mercado se expresará a solicitud del Inversionista en una Moneda Libremente Convertible en función del tipo de cambio de mercado existente para esa moneda en la Fecha de Valoración. La compensación también incluirá intereses a una tasa comercial establecida sobre una base de mercado desde la fecha de Expropiación hasta la fecha de pago.

(2) El Inversor afectado tendrá derecho a una pronta revisión, según la ley de la Parte Contratante que realiza la Expropiación, por una autoridad judicial u otra autoridad competente e independiente de esa Parte Contratante, de su caso, de la valoración de su Inversión y del pago de la indemnización, de conformidad con los principios establecidos en el párrafo (1).

(3) Para evitar dudas, la Expropiación deberá incluir situaciones en las que una Parte Contratante expropie los activos de una compañía o empresa en su Área en la que un Inversor de cualquier otra Parte Contratante tenga una Inversión, incluso a través de la propiedad de acciones.

211. La Demandante invoca la disposición de "trato justo y equitativo" del Artículo 10 del TCE; su cláusula de "impedimento"; su cláusula "paraguas"; y la prohibición del Artículo 10 del TCE contra la expropiación ilegal.

## PARTE 7(1). VIOLACIÓN DEL ESTÁNDAR DE TRATO JUSTO Y EQUITATIVO

212. La controversia fundamental entre las partes es si bajo el derecho internacional España tenía efectivamente, tal como afirma la Demandante, aunque España lo niega, una obligación irrevocable hacia la Demandante de pagar la tarifa regulada establecida por el RD 661/2007 durante 25 años y después el 80% de la tasa de referencia original durante la vida de la instalación.

213. La Demandante reclama asimismo beneficios irrevocables en virtud del RD 1578/2008 aunque, tal como se estableciera anteriormente, el RD 1578/2008 tiene una estructura diferente<sup>157</sup> y, tal como observaran los abogados de España, la Disposición Adicional Quinta del RD 1578/2008 advertía expresamente a los inversores de la posibilidad de que se modificaran las remuneraciones a las instalaciones FV existentes<sup>158</sup>. La Demandante señala (de manera algo débil) que el RD 1578/2008 no estableció en forma explícita que **no** protegería los beneficios a las instalaciones inscritas. Sin embargo, España no se encuentra obligada a cumplir con esta carga tan onerosa.

214. La cuestión fundamental consiste en determinar si los hechos del caso que nos ocupa son capaces de generar la expectativa legítima que alega la Demandante de que los beneficios

---

<sup>157</sup> Las partes más relevantes del RD 1578/2008 disponían lo siguiente (Anexo CL-046):

Artículo 2. El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones del grupo b.1.1 [instalaciones termosolares FV] del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, [esto es, a aquellas] instalaciones de tecnología fotovoltaica, que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.

Artículo 11(5). La tarifa regulada que le sea de aplicación a una instalación, de acuerdo con el presente real decreto, se mantendrá durante un plazo máximo de veinticinco años a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes: la fecha de puesta en marcha o la de inscripción de la instalación en el Registro de preasignación de retribución. Dicha retribución no podrá nunca serle de aplicación con anterioridad a la fecha de inscripción en el mismo.

Artículo 12: Los valores recogidos en el artículo 11 serán objeto de las actualizaciones previstas en el artículo 44.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [IPC], para las instalaciones del subgrupo b.1.1, a partir del día 1 de enero del segundo año posterior al de la convocatoria en que sean fijados.

<sup>158</sup> El RD 1578/2008 disponía en parte lo siguiente:

**Disposición adicional quinta.** Modificación de la retribución de la actividad de producción eléctrica 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 fotovoltaica.

establecidos en el RD 661/2007 eran irrevocables dentro del alcance del estándar TJE del TCE. España señala que:

...el TCE no es una especie de *póliza de seguro* a favor del inversor contra el riesgo de cambios en el marco regulatorio y, por lo tanto:

a) Es necesaria la existencia de compromisos específicos hechos a un inversor de que la regulación en vigor va a permanecer inmutable. Así lo ha declarado el caso *Plama* y ha sido ratificado por otros precedentes del TCE, como los Casos *AES Summit*, *EDF* y *Charanne*.

b) Las Expectativas del inversor han de ser razonables y justificadas en relación con cualesquiera cambios en las leyes del país anfitrión. Ello exige la valoración del “*background of information that the investor knew and should reasonably have known at the time of the investment and of the conduct of the host State*” ...<sup>159</sup>. [Traducción del Tribunal]

215. La opinión de España de que la legitimidad de la expectativa debe centrarse en un inversor particular, y en la necesidad de un compromiso específico hacia *ese* inversor, no es compartida por la CNUDMI que en el año 2012 informó lo siguiente:

Las decisiones arbitrales sugieren en este sentido que un inversor puede obtener expectativas legítimas ya sea de (a) compromisos específicos dirigidos a él personalmente, por ejemplo, en la forma de una cláusula de estabilización, o (b) normas que **no** están dirigidas específicamente a un inversor, sino que se introducen con un **objetivo específico de inducir las inversiones extranjeras y en las que se basó el inversor extranjero al realizar su inversión**<sup>160</sup>. [Traducción del Tribunal] (énfasis agregado)

216. La Demandante alega que “los claros compromisos de España en su marco legislativo y reglamentario”, los notorios fines y motivaciones de sus regímenes bajo el RD 661/2007 y el RD 1578/2008, la manera en que esos regímenes abordaron “específicamente las inquietudes de los inversores fotovoltaicos (en función de los importantes costes iniciales de las instalaciones fotovoltaicas)”, la necesidad de España para promover agresivamente las inversiones en energía fotovoltaica y otras renovables para cumplir con sus compromisos en el marco de la UE y sus objetivos de política interna, y las “claras y reiteradas afirmaciones y la conducta” de los funcionarios españoles en relación con la “plena seguridad jurídica” y otras características del RD 661/2007 y RD 1578/2008 dieron lugar en conjunto a unas legítimas expectativas por parte de la

---

<sup>159</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1108.

<sup>160</sup> CNUDMI, *Fair and Equitable Treatment* (2012), nota al pie 263, pág. 69, Anexo CL-148.

Demandante en cuanto al valor del apoyo económico del disfrutarían sus instalaciones fotovoltaicas durante los respectivos periodos de vigencia del RD 661/2007 y del RD 1578/2008.

### A. El Argumento de la Demandante Sobre los Hechos

217. La Demandante alega que una vez que España inscribía una planta fotovoltaica en los programas contemplados por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 los beneficios de las tarifas permanecían fijos bajo sus términos. No había disposición alguna que permitiera que España rechazara el pago total y garantizado del valor de dichas tarifas para la **totalidad** de la energía eléctrica que las plantas generaban.

218. En particular, la Demandante alega que:

- (a) los términos del RD 661/2007 eran claros respecto del ofrecimiento de un mecanismo de fijación de precios estable de la cuantía de las tarifas para toda la vida útil de las instalaciones (una tasa para los primeros veinticinco años de operación y una tasa reducida para los años subsiguientes)<sup>161</sup>;

<sup>161</sup> La Demandante alega que la garantía era explícita en el marco jurídico e invoca el siguiente gráfico respecto de instalaciones “b.1.1.” (instalaciones FV), que fuera incorporado a la Tabla 3 del Artículo 36 del RD 661/2007, Anexo C-098:

| Grupo | Subgrupo | Potencia           | Plazo                | Tarifa regulada c€/kWh |
|-------|----------|--------------------|----------------------|------------------------|
| b.1   | b.1.1    | P ≤ 100 kW         | primeros 25 años     | 44,0381                |
|       |          |                    | a partir de entonces | 35,2305                |
|       |          | 100 kW < P ≤ 10 MW | primeros 25 años     | 41,7500                |
|       |          |                    | a partir de entonces | 33,4000                |
|       |          | 10 < P ≤ 50 MW     | primeros 25 años     | 22,9764                |
|       |          |                    | a partir de entonces | 18,3811                |

La Demandante alega que el RD 1578/2008 era claro también respecto de que España confirmaba la tarifa específica que se aplicaría a la instalación durante veinticinco años al momento de la inscripción de la instalación en el registro de preasignación. En el caso de la planta Formiñena de 9REN, España confirmó que la tasa sería de 0,2908570 c€/kWh. Véase Certificado de inscripción definitiva en el RAIPRE para Formiñena, 14 de abril de 2011, en pág. 3, Anexo C-215; Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 3.14.

- (b) España necesitaba inversiones significativas en energías renovables para asegurar su cumplimiento con los objetivos obligatorios de la UE en materia de energías renovables, y para reducir su dependencia de fuentes de energía no renovables y extranjeras. El propósito fundamental y la lógica básica del RD 661/2007 y el RD 1578/2008 requerían el carácter estable y predecible de las tarifas prometidas;
- (c) en el sector FV, los costes iniciales de construcción de las instalaciones son significativos y, así, tanto los inversores como sus prestamistas necesitaban tener seguridad de que dichos costes serían recuperados (y que luego la instalación generaría ganancias). La Demandante arguye que España lo sabía muy bien, ya que sus funcionarios expresaron públicamente que los mejores marcos jurídicos para realizar inversiones “son [aquellos] más predecibles y estables y mejor se adaptan a las necesidades de unas inversiones, como son las de las energías renovables, muy intensivas en capital y a largo plazo”<sup>162</sup>;
- (d) en términos de confianza, el Sr. Giuliani, director de 9REN, y funcionario de First Reserve indicó en su declaración testimonial que la tarifa de estabilidad garantizada constituía una condición suspensiva respecto de la decisión de la Demandante para realizar su inversión<sup>163</sup>:

9REN Holding no habría realizado su inversión si hubiera tenido conocimiento de que España podría modificar de forma retroactiva las tarifas de los proyectos concluidos<sup>164</sup>.

El Sr. Giuliani se vio motivado porque los grandes bancos estaban dispuestos a suministrar financiación sin recurso con ratios del 80% o superiores, garantizados con los flujos de efectivo futuros de las plantas de energía solar fotovoltaica. Ello

---

<sup>162</sup> Véase Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Gonzalo Sáenz de Miera, “La regulación de las energías renovables”, en Tratado del Sector Eléctrico (Vol. 2), Coord. Fernando Becker, Javier López García de la Serrana, Julián Martínez-Simancas, Jose Manuel Sala Arquer, Aranzadi, 2009, pág. 41, Anexo C-63.

<sup>163</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 16.

<sup>164</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 23.

confirmaba su interpretación de las medidas regulatorias en virtud de que daban seguridad para las inversiones en el régimen de energías renovables español<sup>165</sup>;

- (e) España tenía pleno conocimiento de que la rentabilidad sobre la inversión conforme al RD 661/2007 era muy superior al 7,398% que ahora arguye que es razonable. El regulador CNE proyectaba rentabilidades entre el 9,1% para tecnología fija (tales como la de la Demandante) y el 9,8% para las instalaciones con seguimiento solar<sup>166</sup>;
- (f) la Demandante señala que en reiteradas ocasiones los funcionarios españoles hicieron promesas explícitas a los inversores respecto de que el apoyo que recibirían mediante los incentivos del RD 661/2007 y otros elementos del régimen regulatorio permanecerían constantes durante la vida operativa de las plantas FV. Si bien estas “promesas” se enmarcaban en términos de estabilidad jurídica en lugar de explícitamente en términos de irrevocabilidad, los funcionarios españoles efectivamente promovieron en diversas ocasiones la estabilidad y seguridad del régimen contemplado en el RD 661/2007 para inducir la inversión<sup>167</sup>;

---

<sup>165</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 20.

<sup>166</sup> Informe de la CNE 30/2008, Anexo C-111, que, en la pág. 17, indica lo siguiente:

Con estos datos, se ha procedido a realizar el cálculo de la rentabilidad, teniendo en cuenta la tarifa regulada actualmente vigente en el RD 661/2007 y la contenida en la propuesta de Real Decreto para el tipo II. Y asimismo, se ha determinado la tarifa regulada necesaria para alcanzar una rentabilidad del 7%, referencia que fue utilizada en los cálculos económicos del mencionado RD 661/2007.

Las rentabilidades obtenidas teniendo en cuenta los costes actuales (primer semestre de 2008) y la tarifa vigente en el Real Decreto 661/2007, oscilan entre el 9,1% para la tecnología fija y el 9,8% para las instalaciones con seguimiento solar.

<sup>167</sup> La Demandante invoca lo siguiente:

- Un representante de la CNE confirmó que “se garantiza la predictibilidad y seguridad jurídica de los incentivos económicos... este Real Decreto posee un valor de gran importancia; cual es la estabilidad regulatoria”. Véase Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Gonzalo Sáenz de Miera, “La regulación de las energías renovables”, en Tratado del Sector Eléctrico (Vol. 2), Coord. Fernando Becker, Javier López García de la Serrana, Julián Martínez-Simancas, Jose Manuel Sala Arquer, Aranzadi, págs. 539-564 (2009), pág. 560, Anexo C-63.

- Antes de su aprobación, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio señaló que el RD 661/2007 no iba a “provocar ninguna inseguridad jurídica para las energías renovables”. Véase El Economista, artículo periodístico, Clos subrayó que el Gobierno no iba “a provocar ninguna inseguridad jurídica para las renovables”, 21 de marzo de 2007, Anexo C-113;

- El Secretario de Energía expresó que el régimen garantizaba “total seguridad jurídica”. Véase Cinco Días, artículo periodístico “Nieto dice que la nueva regulación eólica ofrece ‘total seguridad jurídica’”, 10 de mayo de 2007, Anexo C-115;

(g) según la Demandante, la “simple lectura” del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 fue confirmada con anterioridad a la inversión de la Demandante como una medida de carácter excepcional para gestionar una situación de excepción relativa a diversas declaraciones de individuos con autoridad en el Gobierno de España. La Demandante señala que la CNE e *Invest in Spain* llevaron a cabo aquello que la Demandante denomina “actos públicos”<sup>168</sup> para los inversores a nivel internacional, incluyendo Alemania, Argelia, Austria, China, Colombia, Francia, Israel y, por supuesto, en España<sup>169</sup>. En estos actos públicos, los representantes de España

---

• El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio señaló que el RD 661/2007 aportaba “seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo”. Véase Nota de Prensa para el RD 661/2007 (que señala que la disposición legal en contra de revisiones de carácter retroactivo sobre el apoyo ofrecido conforme al RD 661/2007 “aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo. La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo”), Anexo C-99;

• Asimismo, confirmó que el régimen generó “estabilidad en el tiempo que permit[e] a los empresarios una programación a medio y largo plazo” y que ninguna regulación futura tendría “carácter retroactivo”. Véase Nota de Prensa para el RD 661/2007, Anexo C-99;

• Durante los meses subsiguientes, los funcionarios realizaron declaraciones del mismo tenor en diversas oportunidades. El Ministro de Industria afirmó que no había “inseguridad jurídica” conforme al régimen jurídico aplicable a la energía fotovoltaica. Véase Joan Clos i Matheu (Ministro de Industria, Turismo y Comercio), Comparecencia ante el Senado, 9 de octubre de 2007, Diario de Sesiones del Senado. VIII Legislatura. Comisiones. Núm. 515. Comisión de Industria, Turismo y Comercio. Presidencia del Excmo. Sr. D. Francisco Xabier Albistur Marín, 9 de octubre de 2007, pág. 24 (declaración reiterada en tres oportunidades), Anexo C-103; véase asimismo Europa Press, artículo periodístico, Clos rechaza que exista “inseguridad jurídica” en la actividad fotovoltaica - Industria prepara un plan estratégico 2008-2016, que se encuentra en fase de discusión pública, 9 de octubre de 2007 (declaraciones repetidas por la prensa), Anexo C-117; y

• Un representante de la CNE confirmó que “se garantiza la predictibilidad y seguridad jurídica de los incentivos económicos... este Real Decreto posee un valor de gran importancia; cual es la estabilidad regulatoria”. Véase Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Gonzalo Sáenz de Miera, “La regulación de las energías renovables”, en Tratado del Sector Eléctrico (Vol. 2), Coord. Fernando Becker, Javier López García de la Serrana, Julián Martínez-Simancas, Jose Manuel Sala Arquer, Aranzadi, (2009), pág. 560, Anexo C-63.

<sup>168</sup> Memorial de la Demandante, párr. 181.

<sup>169</sup> Véase INTERES Invest in Spain, Comunicado de Prensa, *Major Spanish Presence at CIFIT*, 9 de septiembre de 2007, Anexo C-124; véase asimismo INTERES Invest in Spain, Comunicado de Prensa, *INTERES Unveils the Opportunities Available in the Spanish Wind Power Sector for Foreign Investors at the Husumwind (Germany) International Trade Fair*, 18 de septiembre de 2007, Anexo C-125; Manuela García (Invest in Spain, Investor Service Manager), Presentación, *Opportunities in the Renewable Energy in Spain*, presentado en Graz (Austria), 15 de noviembre de 2007, diapositiva 2, Anexo C-126; Javier Peón Torre (Consejero de la CNE), Presentación, Aspectos Jurídicos en la Renovación de las Energías Renovables, presentado en la “V Edición del Curso ARIAE de Regulación Energética”, patrocinado por ARIAE, la CNE y la Agencia Española de Cooperación Internacional - Ministerio de Asuntos Exteriores, en Cartagena de Indias (Colombia), 19-23 de noviembre de 2007, Anexo C-107; Carlos Solé y José Miguel Unsión (Directores de la CNE), Presentación, Modelos para Determinación de los Precios de la Generación Renovable: la Experiencia Internacional, presentado en “Generación Renovable ARESEP” en San José de Costa Rica (Costa Rica), 22 de abril de 2008 (diapositiva 27 “Tarifas y primas vigentes en la puesta en marcha: durante toda la vida útil de la instalación”), Anexo C-127; Carlos Solé Martín (Director de Energía Eléctrica de la

hacían hincapié en dos características del régimen del RD 661/2007: rentabilidad y estabilidad<sup>170</sup>. Ello fue interpretado (y destinado a ser interpretado) por la comunidad de inversores como una promesa de irrevocabilidad;

- (h) la Demandante invoca, en particular, la **Nota de Prensa del Gabinete** relativa al RD 661/2007 y una “**Referencia**” contemporánea que señala que las disposiciones legales en contra de revisiones de carácter retroactivo sobre el apoyo ofrecido conforme al RD 661/2007 “aporta[n] seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo. *La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo.*” (énfasis agregado)<sup>171</sup>

219. La Demandante alega que se fundó, en particular, en la declaración explícita contenida en el **Artículo 44(3) del RD 661/2007** que establece que cualquier revisión futura de las remuneraciones no serían aplicadas de forma retroactiva. Se transcribe esta disposición - ya mencionada - una vez más aquí a los efectos facilitar la referencia:

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.

---

CNE), Presentación, *International Renewable Energy Regulation. The Spanish Case*, presentado en Eilat (Israel), diciembre de 2008, Anexo C-128.

<sup>170</sup> Véase, por ejemplo, Carlos Solé y José Miguel Unsión (Directores de la CNE), Presentación, Modelos para Determinación de los Precios de la Generación Renovable: la Experiencia Internacional, presentado en “Generación Renovable ARESEP” en San José de Costa Rica (Costa Rica). 22 de abril de 2008, diapositiva 27, Anexo C-127; véase Jaume Margarit, Energías Renovables (Director de IDAE), Presentación, Aspectos Económicos del Desarrollo de las Energías Renovables. Costes de inversión, Rentabilidad e Incentivos de la tecnología solar termoeléctrica (Madrid), en Jornada sobre Perspectiva Actual y Evolución de las Energías Renovables en España, organizada por la CNE en Madrid, 11 de diciembre de 2007, pág. 10, Anexo C-120.

<sup>171</sup> Anexo C-99.

**Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior [en el caso de la opción de la prima] 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**<sup>172</sup>. (énfasis agregado)

220. La Demandante arguye que su interpretación de estos términos fue confirmada por los funcionarios del Gobierno de España previamente mencionado y, asimismo y tal como fuera expresado, fue confirmada en términos inequívocos mediante los **comunicados de prensa emitidos por el Gabinete** de forma contemporánea con el RD 661/2007 y **la Referencia**, como se indica a continuación:

Cada 4 años se realizarán revisiones de las tarifas teniendo en cuenta el cumplimiento de los objetivos fijados. Esto permitirá el ajuste de las tarifas en función de los nuevos costes y del grado de cumplimiento de los objetivos. **Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha.** Esta garantía aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo<sup>173</sup>. (énfasis agregado)

\* \* \* \* \*

Será en 2010 cuando las tarifas y primas establecidas en la propuesta se revisarán de acuerdo con la consecución de los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, y conforme a los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente Plan de Energías Renovables para el período 2011-2020.

**Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha.** Esta **garantía** aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo<sup>174</sup>. (énfasis agregado)

221. El término “garantía” es claro y explícito. Así, las promesas y la promoción agresiva por parte de España del RD 661/2007 no sólo estaban diseñadas para generar expectativas en los inversores en acciones, sino que también tenían la intención de dar certidumbre a la sofisticada comunidad financiera de Europa quienes financiaban a la gran mayoría de los proyectos FV<sup>175</sup>.

---

<sup>172</sup> RD 661/2007, Artículo 44, Anexo C-98.

<sup>173</sup> Nota de Prensa para el RD 661/2007, Anexo C-99.

<sup>174</sup> *Ibid.*, y véase asimismo Referencia del Consejo de Ministros, Anexo C-274.

<sup>175</sup> Resumen del PER 2005; págs. 55-56, Anexo C-082. (“En lo que respecta a las fuentes de financiación ajena, no se trata en este apartado de enumerar las **diferentes modalidades** y posibilidades de adecuación a tipologías de proyectos

222. En síntesis, la alegación de la Demandante radica en que España creó una expectativa legítima entre los inversores (y sus prestamistas) respecto de que las tarifas y beneficios contemplados en el RD 661/2007 y el RD 1578/2008, una vez otorgados a una instalación en particular, serían honrados durante los plazos establecidos en los Reales Decretos.

## B. Los Argumentos Legales de la Demandante

223. El principio jurídico aplicable fue establecido en el Laudo en *Total S.A. c. Argentina* como se indica a continuación:

La expectativa del inversor es, sin duda, “legítima”, y por ello amparada por la protección del tratado en virtud de la cláusula de tratamiento justo y equitativo (...) cuando las autoridades públicas del país anfitrión han hecho creer al inversor privado que dicha obligación existía mediante la conducta o por una declaración. **Las autoridades también han anunciado oficialmente su intento de seguir una cierta conducta en el futuro, que el inversor, a la vez, ha invocado al momento de efectuar sus inversiones o incurrir en gastos**<sup>176</sup>. (énfasis agregado)

224. La jurisprudencia de arbitraje (en la forma de “*jurisprudence constante*”) reconoce que la conducta y los objetivos de política del Estado pueden crear expectativas para los inversores que los induzcan a invertir<sup>177</sup>. En este sentido, la Demandante invoca el análisis de expectativas legítimas que hiciera el tribunal en *Micula c. Rumania*. A fines de la década de 1990, Rumania enfrentaba “una profunda crisis económica y social” y “realizó grandes esfuerzos para atraer inversiones, tanto extranjeras como locales”<sup>178</sup>. [Traducción del Tribunal] Rumania aprobó una

---

según su grado de implantación, sino tan sólo apuntar que el mercado financiero sigue respondiendo con criterio normalmente decidido al factor de rentabilidad económica en un marco normativo **estable**. De aquí, una vez más, la importancia de la iniciativa [de las autoridades] públicas para facilitar **e impulsar el** cumplimiento de los objetivos establecidos”). La Demandante señala que muchas entidades financieras proporcionaron financiación a menudo en la modalidad sin responsabilidad personal, que no requería garantías adicionales de los inversores, como resultado de la claridad y la estabilidad de los marcos del RD 661/2007 y del RD 1578/2008. Véase Memorial de la Demandante, párr. 353, véase asimismo Primer Informe de Margarit, pág. 31; véase asimismo Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párrs. 6.24 y 6.37. Este fue el método mediante el cual la Demandante financió en gran medida su propia inversión.

<sup>176</sup> *Total S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/1, Decisión sobre Responsabilidad, 27 de diciembre de 2010, párrs. 117-118, Anexo CL-009.

<sup>177</sup> Véase *Ioan Micula et al. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, párr. 677, Anexo CL-020; véase asimismo *Total S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/01, Decisión sobre Responsabilidad, 27 de diciembre de 2010, párrs. 117-121, Anexo CL-009.

<sup>178</sup> *Ioan Micula et al. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, párrs. 137-138, Anexo CL-020.

serie de incentivos fiscales con el objetivo establecido de propiciar la inversión en algunas de las regiones menos desarrolladas de su país<sup>179</sup>. Las demandantes en *Micula* realizaron la inversión fundadas en dichos incentivos regulatorios y, en particular, con la expectativa de que serían mantenidos por un período de 10 años<sup>180</sup>. Luego, Rumania cambió de opinión.

225. El tribunal en *Micula* decidió que “la interacción del propósito detrás del régimen [de incentivos], las normas jurídicas, el [certificado administrativo que otorgaba los incentivos a inversores específicos] y la conducta de Rumania” dieron origen a la expectativa legítima de que los incentivos permanecerían sustancialmente inalterados en el transcurso de la vigencia establecida<sup>181</sup>. [Traducción del Tribunal]

226. De forma similar, el tribunal en *El Paso c. Argentina* señaló que “una reiteración del mismo tipo de compromiso en distintos tipos de declaraciones generales podría, según las circunstancias, constituir un comportamiento específico por parte del Estado, cuyo objeto y fin es el de otorgar al inversor una garantía en la que puede confiar justificadamente”<sup>182</sup>. El tribunal en *El Paso* observó también en el párrafo 375 en términos similares al Informe de la CNUDMI citado previamente que:

375. Una norma general razonable se puede considerar una violación del estándar de trato justo y equitativo si viola un compromiso específico frente al inversor. El Tribunal considera que un compromiso específico del Estado frente al inversor le otorga a este último una cierta protección contra cualquier cambio en la legislación, aunque es necesario discutir en mayor detalle el concepto de “compromisos específicos”. El Tribunal entiende que, **dado que no existe una definición general de lo que constituye un compromiso específico, todo depende de las circunstancias**. No obstante, parecería ser que existen dos tipos de compromisos que pueden considerarse “específicos”: los compromisos dirigidos a un destinatario específico o aquéllos **con un fin y objeto específicos**.<sup>183</sup> (énfasis agregado)

---

<sup>179</sup> *Ibíd.*, párrs. 138-139.

<sup>180</sup> *Ibíd.*, párrs. 131 y 201.

<sup>181</sup> *Ibíd.*, párr. 677.

<sup>182</sup> *El Paso Energy Int'l Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, párr. 377, Anexo CL-012.

<sup>183</sup> *Ibíd.*, párr. 375.

227. Las promesas o garantías por parte del Estado pueden ser explícitas o implícitas y aun así crear “expectativas legítimas”. Las promesas explícitas pueden formularse dentro del marco jurídico o regulatorio del Estado receptor al momento en el que el inversor realiza su inversión<sup>184</sup>. Este fue el caso del RD 661/2007 y el RD 1578/2008. Gran parte de la jurisprudencia que surge de la crisis económica de Argentina del año 1999 confirma dicha observación<sup>185</sup>. A modo de ejemplo, en los casos *Enron* y *LG&E*, los tribunales respectivos decidieron que las garantías establecidas en el derecho local constituían la promesa del Estado hacia los inversores extranjeros, y fueron consideradas suficientes como para crear expectativas legítimas<sup>186</sup>.

228. La Demandante arguye que “*Masdar* es el tercer laudo que contiene una jurisprudencia que se desarrolla rápidamente y que confirma que la derogación de las tarifas de incentivos contempladas en el RD 661/2007 por parte de España constituye una violación del TCE. Hasta la fecha, cuatro tribunales constituidos conforme al TCE han fallado en contra de España en casos que involucran prácticamente hechos idénticos. Estos casos son *Eiser*, *Novenergia*, *Masdar* y *Antin*”<sup>187</sup>. [Traducción del Tribunal]

---

<sup>184</sup> *Total S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/1, Decisión sobre Responsabilidad, 27 de diciembre de 2010, párr. 119, Anexo CL-009; véase asimismo *El Paso Energy Int’l Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, párr. 377 (en el que se señala que “una reiteración del mismo tipo de compromiso en distintos tipos de declaraciones generales podría, según las circunstancias, constituir un comportamiento específico por parte del Estado, cuyo objeto y fin es el de otorgar al inversor una garantía en la que puede confiar justificadamente”), Anexo CL-012.

<sup>185</sup> Todos estos casos se refieren a una ley argentina del año 1991 que indexaba el peso al dólar estadounidense al tiempo que proporcionaba la convertibilidad del primero respecto del segundo. Fundados en esta legislación, los inversores extranjeros invirtieron mucho dinero en el recientemente privatizado sector de gas. Durante un tiempo, los precios se calculaban en dólares estadounidenses y se ajustaban dos veces por año en función del índice de precios de la producción en Estados Unidos. Sin embargo, y como resultado de la crisis financiera, Argentina declaró el estado de emergencia y aprobó una serie de leyes nuevas a principios del año 2002, que abolían la indexación peso - dólar estadounidense, convertían todas las obligaciones expresadas en dólares estadounidenses a pesos y estipulaban que, de allí en más, todos los precios se calcularían en pesos, y no en dólares estadounidenses.

<sup>186</sup> *Enron Corp. y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, párrs. 260-266, Anexo CL-022; *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E Int’l, Inc. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/1, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006, párrs. 130-133, Anexo CL-023.

<sup>187</sup> *Eiser Infrastructure Limited Energia Solar Luxembourg S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, Anexo CL-158; *Novenergia II – Energy & Environment (SCA), SICAR c. Reino de España*, Arbitraje CCE 2015/063, Laudo Final, 15 de febrero de 2018, Anexo CL-177; *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018, Anexo CL-192; *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energia Termosolar B.V. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/31, 15 de junio de 2018, disponible en: <https://www.ecestaticos.com/file/71b98cd7ee3ef91528a353808fd58323/1529778081-documento-1.pdf>.

229. La Demandante argumenta que, en virtud del derecho internacional, el Estado no puede citar intereses de gobierno opuestos para justificar modificaciones legislativas o regulatorias que socaven las expectativas legítimas de los inversores. En particular, esto es cierto cuando las inversiones en cuestión exigen costes iniciales significativos que solamente pueden recuperarse en el transcurso de un largo período de tiempo<sup>188</sup>.

230. La jurisprudencia del Tribunal Supremo Español se refiere a la situación jurídica local conforme a la Constitución Española. No consideró, ni hubo necesidad de que lo hiciera, el impacto de los cambios en el sistema regulatorio español sobre las obligaciones de España conforme al derecho internacional.

231. La Demandante invoca el asesoramiento del estudio jurídico español Garrigues Abogados que fuera contratado para llevar a cabo la *due diligence* de la inversión propuesta<sup>189</sup>. En su informe, Garrigues resumió las disposiciones fundamentales del RD 661/2007, y confirmó, en su opinión lo siguiente:

- (a) que “[e]l valor de referencia establecido para la detracción del IPC a que se hace referencia en el presente real decreto para las actualizaciones de algunos valores establecidos será de veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces”;
- (b) que las cuantías de tarifas serían revisadas en el año 2010 “atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen

---

<sup>188</sup> Tal como explicara el tribunal de *Perenco Ecuador Ltd. c. República de Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/08/6, Decisión sobre las Cuestiones Pendientes Relativas a la Jurisdicción y sobre la Responsabilidad, 12 de septiembre de 2014, párr. 564, (Anexo CL-024):

En particular, luego de los cambios en el gobierno, el Estado debe procurar actuar en forma coherente con las relaciones comerciales de largo plazo con inversores extranjeros concluidas por sus predecesores; los gobiernos no pueden repudiarlas. Los nuevos gobiernos deben tener presente la razón por la que el Estado se involucró en dichas relaciones en primer lugar, pues la extracción de recursos y otras inversiones intensivas de capital con sustanciales costes “iniciales” generalmente requieren un plazo de operaciones entre mediano y largo a fin de lograr generar un retorno de inversión razonable. Dichas inversiones deben poder soportar desvíos en políticas de gobierno que podrían minar su marco contractual.

<sup>189</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 17; véase Informe de Debida Diligencia Administrativa y Ambiental de Garrigues, 22 de enero de 2008, Anexo C-197.

especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema”;

- (c) pero [citando al Artículo 44(3) del RD 661/2007] que “[l]as revisiones (...) de la tarifa regulada (...) 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”<sup>190</sup>. (énfasis agregado)

232. El perito de la Demandante, el Profesor Aragón, expresó en su declaración testimonial que el Artículo 44(3):

garantizó expresamente a las instalaciones que hubiesen satisfecho esos trámites [requeridos para obtener los beneficios del RD 661/2007] y, por ello a sus inversores, que **no se modificaría** ese modelo retributivo que les condujo a realizar **su inversión, blindándoles ese modelo frente a las revisiones de las tarifas, primas, complementos, duración y límites...**<sup>191</sup> (énfasis agregado)

### C. El Argumento del Demandado en Oposición a la Existencia de Cualquier “Expectativa Legítima”

233. España invoca su posición general relativa a su poder soberano de modificar las regulaciones dentro de los límites de la ley jerárquicamente superior, *Ley del Sector Eléctrico de 1997*, y en particular, lo siguiente:

- cualquier inversor que haya realizado la *due diligence* en el año 2008 tendría conocimiento de que, conforme al derecho español, el regulador no tiene facultad alguna de formular compromisos de carácter irrevocables en virtud de los beneficios FIT. Sabría que la tarifa FIT y otros beneficios podrían ser modificados mediante regulaciones subsiguientes autorizadas por la legislación subyacente. Ningún simple Real Decreto queda (o puede quedar) firme, más allá de modificación o revocación por subsiguientes igualmente autorizadas por la legislación subyacente, principalmente la *Ley del Sector Eléctrico de 1997*;

---

<sup>190</sup> Informe de Debida Diligencia Administrativa y Ambiental de Garrigues, 22 de enero de 2008, págs. 20-21, Anexo C-197.

<sup>191</sup> Primer Dictamen de Aragón, pág. 27.

- la Demandante podría haber comprendido también el poder soberano de España y su responsabilidad de regular el sector eléctrico, un servicio público esencial, en aras del interés *público*;
- la Demandante malinterpretó el Artículo 44(3) del RD 661/2007 cuando ignoró los términos: “que se refiere este apartado” o “definidos en este real decreto” [dependiendo de la traducción];
- en cualquier caso, la inversión de la Demandante se realizó en etapas. Las expectativas legítimas se evalúan a partir de la fecha de la última etapa - que la Demandante no inició hasta el año 2011. En tal calidad, todas las inversiones de la Demandante quedan comprendidas en el RD 1578/2008 no en el RD 661/2007, y el RD 1578/2008 no protegía a las “instalaciones existentes”.

(a) *España arguye que la Demandante no podría tener expectativas legítimas de irrevocabilidad a la luz de la jurisprudencia clara y consistente del Tribunal Supremo Español*

234. España rechaza la alegación de que el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 deberían considerarse como una excepción al marco regulatorio general. En términos de jerarquía de leyes, ninguna regulación puede impedir modificaciones futuras que cumplan con las disposiciones de la ley jerárquicamente superior. El Artículo 30.4 de la *Ley del Sector Eléctrico de 1997* permite que los inversores únicamente esperen “tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales” o una “retribución razonable para sus inversiones”. La facultad del gobierno español de modificar las primas que fomentan la producción de energía eléctrica ha sido confirmada consistentemente por el **Tribunal Supremo Español** antes, durante y después de la fecha de la inversión de la Demandante, y la Demandante no podría haber tenido ninguna expectativa legítima en contrario.

235. España rechaza la invocación de la Demandante del RD 661/2007 porque la Demandante sabía o debería haber sabido que el sistema regulatorio español solamente prometía una tasa de rentabilidad razonable. El **Fallo del Tribunal Supremo Español del 25 de octubre de 2006**<sup>192</sup>,

---

<sup>192</sup> Fallo del Tribunal Supremo Sala 3ª, 25 de octubre de 2006, (Recurso Ordinario 12/2005), Anexo R-0118.

emitido antes de que la Demandante formalizara cualquier inversión en España, establecía que el marco regulatorio español *permite* modificaciones en materia regulatoria que: (i) afecten la economía de las instalaciones **existentes** y; (ii) modifiquen las fórmulas utilizadas para la determinación de los subsidios a las instalaciones de energías renovables. El Tribunal expresó lo siguiente:

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 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**<sup>193</sup>.

\* \* \* \* \*

Las empresas que libremente deciden implantarse en un mercado como el de 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 excluye<sup>194</sup>. (énfasis agregado)

236. Por lo tanto, España argumenta que los inversores de esta actividad económica sabían - o deberían haber sabido - que su inversión estaría sujeta a un “*riesgo regulatorio*” en virtud de reducción de la tarifa<sup>195</sup>.

---

<sup>193</sup> *Ibíd.*, pág. 4.

<sup>194</sup> *Ibíd.*

<sup>195</sup> Resulta importante destacar que el Tribunal Supremo Español en este fallo hacía referencia a un decreto regulatorio anterior (RD 436/2004) que no contenía la redacción del RD 661/2007, el cual, según la Demandante, ofrece las garantías de estabilidad sobre las cuales se fundaba.

237. El Fallo del Tribunal Supremo Español del año 2006 prosiguió con la observación de que los inversores solo podían esperar recibir “tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales” o, expresado nuevamente con las palabras del preámbulo del Real Decreto 436/2004, una “retribución razonable para sus inversiones”<sup>196</sup>. El Tribunal Supremo manifestó que los límites a las facultades regulatorias no residen en las regulaciones que están sujetas a cambios discrecionales de gobierno sino en la legislación que rige la cuestión: *Ley del Sector Eléctrico de 1997*. España alega que cualquiera que invierte en España y realiza *due diligence* habría tenido conocimiento (o debería haber tenido conocimiento) acerca de los pronunciamientos del Tribunal Supremo a la fecha de la inversión<sup>197</sup>.

238. El Tribunal Supremo Español reiteró los principios de sus decisiones de los años 2005 y 2006 en el año 2009 cuando debió considerar reclamaciones adicionales sobre la inmutabilidad del régimen retributivo<sup>198</sup>.

239. Tan recientemente como en el año 2017, el Tribunal Supremo reiteró el mismo principio:

**... lo único que se garantiza a los titulares de las instalaciones es un derecho a una rentabilidad razonable de sus inversiones, pero no un derecho a que se mantenga inalterado el marco retributivo con arreglo al cual se realizó la inversión.** (énfasis agregado)

\* \* \* \* \*

. . . sin que el régimen retributivo analizado garantizara a los titulares de instalaciones en régimen especial «la intangibilidad de un determinado nivel de beneficios o ingresos por relación a los obtenidos en ejercicios

---

<sup>196</sup> Fallo del Tribunal Supremo Sala 3ª, 25 de octubre de 2006, (Recurso Ordinario 12/2005), pág. 4, Anexo R-0118.

<sup>197</sup> Escrito Posterior a la Audiencia del Demandado, párr. 185 que cita el Borrador de la CNE relativo al Real Decreto propuesto que regula la generación de energía eléctrica en el régimen especial y las instalaciones tecnológicas específicas equivalentes al régimen ordinario, 14 de febrero de 2007, págs. 21-22, (PDF págs. 153-154), Anexo R-0101. Así, la propia CNE, y poco antes de la inversión de la Demandante, el 23 de abril de 2008, recordó a todos que el Fallo del Tribunal Supremo Español del 25 de octubre de 2006 había ratificado que la modificación de "primas que fomentan la actividad de producción de energía eléctrica" no incumple el principio de seguridad jurídica o expectativas legítimas.

<sup>198</sup> Fallo del Tribunal Supremo Sala 3ª, 9 de diciembre de 2009, Fundamento de Derecho 6, pág. 4, Anexo R-0122:

(La Demandante) no presta la atención suficiente a la jurisprudencia de esta Sala específicamente recaída en relación con los principios de confianza legítima e irretroactividad aplicados a los sucesivos regímenes de incentivos a la generación de electricidad. Se trata de las consideraciones vertidas en nuestra sentencia de 25 de octubre de 2006 y reiteradas en la de 20 de marzo de 2007, entre otras, sobre la situación jurídica de los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, a quienes no es posible reconocer pro futuro un "derecho inmodificable" a que se mantenga inalterado el marco retributivo aprobado por el titular de la potestad reglamentaria, siempre que se respeten las prescripciones de la Ley del Sector Eléctrico en cuanto a la rentabilidad razonable de las inversiones.

pasados, ni la permanencia indefinida de las fórmulas utilizables para fijar las primas<sup>199</sup>.

240. Asimismo, los tribunales de arbitraje reconocen uniformemente el derecho soberano del Estado a regular su economía en aras del interés de sus ciudadanos. En *Parkerings c. Lituania*, el tribunal decidió lo siguiente:

El ejercicio de su poder legislativo soberano constituye un privilegio y derecho innegable de cada Estado. El Estado tiene el derecho de aprobar, modificar o anular una ley a su sola discreción<sup>200</sup>. [Traducción del Tribunal]

241. En *AES c. Hungría*, el tribunal decidió lo siguiente cuando consideró la aplicación del Artículo 10(1) del TCE a los cambios de precios de la energía eléctrica:

... cualquier persona de negocios o inversor razonablemente informado tiene conocimiento de que las leyes pueden evolucionar conforme a los preceptos políticos percibidos o las políticas vigentes en ese momento<sup>201</sup>. [Traducción del Tribunal]

(b) *La decisión del Tribunal sobre la relevancia de la jurisprudencia del Tribunal Supremo de España*

242. Si bien se debe respetar la jurisprudencia del Tribunal Supremo Español en relación al derecho interno de España, las sentencias que invoca el Demandado versan sobre una cuestión distinta a la que se plantea ante este Tribunal, al cual solo le interesan las obligaciones bajo *derecho internacional*.

243. No es sorprendente que el Tribunal Supremo Español puede afirmar que las medidas regulatorias establecidas en la legislación local española se pueden modificar en el ejercicio de la soberanía española. No obstante, la cuestión ante este Tribunal es si España puede realizar tales modificaciones **sin consecuencias financieras** conforme al TCE.

---

<sup>199</sup> Fallo del Tribunal Supremo Español, 18 de mayo de 2017 (Recurso Ordinario 4953/2016), pág. 13, Anexo R-0253.

<sup>200</sup> *Parkerings-Compagniet AS c. República de Lituania*, Caso CIADI No. ARB/05/8, Laudo, 11 de septiembre de 2007, párr. 332, Anexo CL-019.

<sup>201</sup> *AES Summit Generation Limited and AES-Tisza Erömü Kft c. la República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, párr. 9.3.34, Anexo RL-0039.

244. Las opiniones del Tribunal Supremo Español acerca de la certeza jurídica o las expectativas legítimas pueden descartar el tema de la responsabilidad del Gobierno en el derecho local, pero la Demandante no se funda en el derecho local español. Invoca el Artículo 26(6) del *Tratado de la Carta de la Energía* que le exige a este Tribunal, no al Tribunal Supremo, determinar si la Demandante tenía una expectativa legítima de irrevocabilidad y, en tal caso, si se violó esa expectativa legítima y, de ser así, las consecuencias legales en el plano internacional. Esto se refleja con claridad en el Artículo 27 de la Convención de Viena, que establece que una “parte no podrá invocar las disposiciones de su derecho interno como justificación del incumplimiento de un tratado”.

(c) *España alega que no solo tenía derecho sino que también estaba obligada a regular su sector energético por razones de interés público*

245. España sostiene que la mejor opinión que adoptaron algunos tribunales anteriores es que el Artículo 44(3) no es una cláusula de estabilidad<sup>202</sup> ni mucho menos una obstrucción a la responsabilidad regulatoria de España de evolucionar a medida que cambian las condiciones. España rechaza la postura de la Demandante, según explicara FTI, de que desde “el punto de vista económico y regulatorio, había mejores opciones a disposición del Gobierno español”. FTI se equivoca al afirmar que:

España no necesitaba trasladar parte de la carga de su déficit de tarifa hacia los inversores en energías renovables, y el hecho de que lo hiciera no fue una decisión política acertada. Las medidas introducidas por el Gobierno de España incrementaron la incertidumbre reguladora en España, aumentando el riesgo de las inversiones, no solo en el sector de renovables sino también en otros sectores que dependen de los pagos regulados. Tal y como se ha indicado en la Sección 5, la CE y otras autoridades advirtieron acerca de que los cambios retroactivos socavan la confianza del inversor, y deberían ser evitados. Es probable que los inversores exijan unas tasas de rentabilidad superiores, por sus inversiones, para compensar el aumento en los riesgos regulatorios, incrementando los costes de lograr los objetivos de generación de electricidad renovable en España<sup>203</sup>.

---

<sup>202</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 595 y ss.

<sup>203</sup> Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párr. 7.25.

246. Según España, el TCE claramente permite adoptar medidas razonables y proporcionadas para el control macroeconómico, en tanto respondan a motivos de interés público, tal como se explica en *Plama c. Bulgaria*:

[E]l Tribunal considera que el TCE no protege a los inversores ante cualquier cambio en las leyes del país receptor. Conforme al estándar de trato justo y equitativo, el inversor goza de protección solo si (al menos) se crearon expectativas razonables y justificables en tal sentido. Al parecer, Bulgaria no ofreció promesas o declaraciones a la Demandante o en absoluto acerca de congelar su legislación en materia de medio ambiente<sup>204</sup>. [Traducción del Tribunal]

247. Entre otros hechos relevantes, en este caso, España pone de relieve:

- (a) El interés público en la sostenibilidad económica del SEE.
- (b) El conocimiento por parte de los inversores en energía renovable sobre las facultades de *ius variandi* de España dentro de los límites legales de garantizar una tasa de rentabilidad razonable de las inversiones.
- (c) Muchas de las supuestas “declaraciones” del Gobierno español no tienen carácter oficial, como en el caso de la CNE, órgano consultivo cuyas declaraciones no pueden considerarse política gubernamental. El abogado de España señaló:

[H]emos de comprender cuál es el papel de la CNE dentro del marco regulatorio español. La CNE sobre todo es un órgano consultor. Los informes de la CNE no son vinculantes. Los consultores tienen una capacidad por supuesto de tener cierta influencia sobre los legisladores... es un órgano asesor, sus informes no son vinculantes y por supuesto [...] no tiene la menor autoridad por lo que se refiere a la toma de decisiones, de ningún modo y en ningún sentido<sup>205</sup>.

---

<sup>204</sup> *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, párr. 219, Anexo RL-0034.

<sup>205</sup> Tr. Día 1 (Castro), pág. 281:2-8 y 12-16.

Además, España alega que las presentaciones de PowerPoint de la CNE que invoca la Demandante pertenecen a “cursos” que ofreció personal de la CNE y no estaban dirigidos a promover la inversión extranjera<sup>206</sup>.

- (d) El agravamiento de la crisis internacional entre 2009 y 2012, dio por resultado una disminución *excepcional* de la demanda eléctrica. La prima de riesgo de España frente a Alemania alcanzó 575 puntos el 18 de junio de 2012 y 637 puntos el 24 de julio de 2012.
- (e) Los compromisos internacionales asumidos por el Reino de España en julio de 2012 por el rescate al sector financiero español.
- (f) La adopción de medidas de control macroeconómico para garantizar la sostenibilidad económica del SEE y evitar una carga excesiva sobre los consumidores<sup>207</sup>.

248. España se ampara en particular, en el Laudo de *Charanne B.V y Construction Investments S.A.R.L c. Reino de España*<sup>208</sup>, en el cual se decidió que:

En el presente caso, las Demandantes no podían tener la expectativa legítima de que el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 permaneciese inmutable durante toda la vida útil de sus plantas. **Admitir la existencia de semejante expectativa sería, en efecto, equivalente a congelar el marco regulatorio aplicable a las plantas elegibles, aunque las circunstancias puedan cambiar.** Cualquier cambio en el monto de la tarifa o cualquier limitación de la cantidad de horas elegibles vendría a constituir entonces una violación del derecho internacional. En la práctica la situación sería equivalente a la resultante de la firma por el Estado de un acuerdo de estabilización, o de la adopción de un compromiso de no modificar el marco regulatorio. **El Tribunal Arbitral no puede admitir semejante conclusión. Las mismas**

---

<sup>206</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 635-636.

635. Las presentaciones Powerpoint aportadas por la Demandante pertenecen a Cursos dados por el personal de la CNE, la mayoría en castellano. Estos cursos se hicieron en el ámbito de actuaciones de otras Autoridades reguladoras internacionales o de Universidades, no se dirigieron a inversores extranjeros.

636. Las dos presentaciones encontradas por la Demandante en inglés tampoco se dirigieron a inversores extranjeros, sino que se dieron en el marco de cursos o de encuentros entre Autoridades regulatorias. Se niega que se llevasen a cabo en el ámbito de una promoción internacional por la CNE de captación de inversores extranjeros.

<sup>207</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1197.

<sup>208</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 595; *Charanne B.V. y Construction Investments S.À.R.L. c. Reino de España*, (CCE V 062/2012), Laudo Final, 21 de enero de 2016, y voto particular, párrs. 503, Anexo RL-0049.

**Demandantes han planteado muy claramente que no sostienen haber tenido la expectativa legítima de que el marco regulatorio iba a permanecer inmutado.** (énfasis agregado)

\* \* \* \* \*

El Tribunal no comparte la posición de las Demandantes según la cual dichas decisiones [del Tribunal Supremo de España] serían irrelevantes o descontextualizadas. Aunque se refieran a reglas distintas, dichos fallos establecen claramente el principio según el cual el derecho interno permitía aportar, en el marco de la LSE, cambios a un régimen económico de fomento a la generación de energías renovables como el que se estableció con los RRDD 661/2007 y 1578/2008. **El Tribunal estima que las Demandantes hubiesen podido, en el momento en que realizaron su inversión en 2009, realizar un análisis del marco jurídico de su inversión en derecho español y entender que existía la posibilidad de que las regulaciones adoptadas en 2007 y 2008 pudiera ser objeto de modificaciones.** Al menos ese es el nivel de diligencia que se esperaría de un inversionista extranjero en un sector altamente regulado como el energético, donde un análisis previo y exhaustivo del marco jurídico aplicable al sector es indispensable para proceder a realizar la inversión<sup>209</sup>. (énfasis agregado)

(Nota: Las decisiones mencionadas en el Laudo son el Fallo del Tribunal Supremo de fecha 15 de diciembre de 2005 (Anexo R-117) y el Fallo del Tribunal Supremo de fecha 25 de octubre de 2006 (Anexo R-118).

249. España también destaca la observación del panel arbitral en *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. Reino de España* de que:

Sin exigir de un inversor razonable una investigación jurídica extensiva al momento de invertir, sí se puede presumir un conocimiento de decisiones importantes de la máxima autoridad judicial sobre el marco regulatorio de la inversión<sup>210</sup>.

250. Al igual que en el Laudo de *Charanne*, el tribunal de *Isolux* cita los fallos del Tribunal Supremo de los años 2005<sup>211</sup> y 2006<sup>212</sup> como decisiones de la máxima autoridad con respecto al marco regulatorio dinámico y flexible. Dicho conocimiento debe atribuirse a los inversores dadas sus obligaciones de *due diligence*.

---

<sup>209</sup> *Ibíd.*, párr. 507.

<sup>210</sup> *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. Reino de España* (Arbitraje CCE V2013/153), Laudo, 12 de julio de 2016, párrs. 793-794, Anexo RL-0024.

<sup>211</sup> *Ibíd.*, párr. 789.

<sup>212</sup> *Ibíd.*, párr. 790.

251. España alega asimismo que la Demandante no presentó ninguna prueba de haber conocido las presentaciones o declaraciones del Gobierno en las que ahora se funda y, en particular, la nota de prensa del Gabinete y la Referencia<sup>213</sup>.

252. En cualquier caso, el tribunal de *AES Summit c. Hungría* rechazó el argumento de que la existencia de una *cláusula de estabilidad* se puede deducir de un marco regulatorio general:

Las condiciones estables que menciona el TCE se relacionan con el marco en el que se desarrolla la inversión. Sin embargo, no es una cláusula de estabilidad. **Un marco jurídico, por definición, está sujeto a modificaciones a medida que cambian las circunstancias cotidianas y todo estado tiene el derecho soberano a ejercer sus facultades, incluidos los actos legislativos.**

Por lo tanto, determinar el alcance de las condiciones estables que el estado tiene que alentar y crear es una tarea compleja, ya que siempre dependerá de las **circunstancias específicas en torno a la decisión del inversor** de invertir y las medidas que adopte el estado en aras del interés público<sup>214</sup>. (énfasis agregado) [Traducción del Tribunal]

y *Charanne c. Reino de España*:

[U]n inversor no puede tener la expectativa legítima, en ausencia de **un compromiso específico**, de que la regulación existente no sea modificada<sup>215</sup>. (énfasis agregado)

(d) *La decisión del Tribunal sobre la invocación por parte de España de un deber soberano de modificar las normas con base en el interés público*

253. En la respetuosa opinión del Tribunal, por las razones ya expuestas, el tribunal de *Charanne* hizo demasiado hincapié en la jurisprudencia local del Tribunal Supremo Español. El presente Tribunal no duda de la potestad constitucional de España de adaptar su régimen regulatorio a circunstancias cambiantes. La cuestión consiste en determinar quiénes deben - con arreglo al TCE - soportar el coste de dichos cambios: los inversores atraídos por promesas

---

<sup>213</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1143-1144, con cita de *Charanne y ECE Projektmanagement International GmbH y Kommanditgesellschaft PANTA Achtundsechzigste Grundstücksgesellschaft mbH & Co c. República Checa*, Caso CPA No. 2010-5, Laudo, 19 de septiembre de 2013, párr. 4.771, Anexo RL-0045.

<sup>214</sup> *AES c. Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, párrs. 9.3.29 y 9.3.30, Anexo RL-0039.

<sup>215</sup> *Charanne BV & Construction Investment S.À.R.L. c. Reino de España*, Arbitraje No. 062/2012, Laudo Final, 21 de enero de 2016, párr. 499, Anexo RL-0049.

*concretas* de estabilidad del sector de energía renovable de España, los consumidores españoles o los contribuyentes en general.

254. Los tribunales han sido bastante consistentes en cuanto a la necesidad de equilibrar la autonomía normativa de un Estado con las obligaciones internacionales contraídas libremente. En *Saluka*, el tribunal decidió:

No es lógico para ningún inversor pensar que las circunstancias existentes al momento de realizar una inversión se mantendrán intactas. Para determinar si la frustración de las expectativas del inversor extranjero fue fundada y razonable, también debe tenerse en cuenta el derecho legítimo del Estado receptor a regular los asuntos locales con base en un interés público. Tal como resolviera el tribunal de *S.D. Myers*, la determinación de un incumplimiento del deber de ‘trato justo y equitativo’ por parte del Estado receptor “se debe realizar en vista del alto nivel de deferencia que el derecho internacional otorga al derecho de las autoridades nacionales a regular asuntos dentro de sus propias fronteras”<sup>216</sup>. [Traducción del Tribunal]

255. En *El Paso c. Argentina*, el tribunal decidió: “Nadie puede tener la expectativa legítima de que no se modifique el marco legal ante una crisis económica de extrema gravedad. Ningún inversor razonable puede tener una expectativa de este tipo **salvo que se hayan asumido compromisos muy específicos frente a éste o que la modificación del marco jurídico sea absoluta**”<sup>217</sup>. (énfasis agregado)

256. En *Glamis c. EE. UU.*, el tribunal decidió que, **salvo que exista algún compromiso específico** en contrario, “la demandante no puede tener una expectativa legítima de que el país receptor no aprobará leyes que la afecten”<sup>218</sup>. [Traducción del Tribunal]

257. En este caso, el Artículo 44.3 del RD 661/2007 fue un compromiso *específico* contemplado por la jurisprudencia. Una declaración no es menos “específica” si (como ocurre aquí) se refiere a una clase identificable de personas, es decir, posibles inversores a los que España solicitó dinero a través del programa de tarifas reguladas.

---

<sup>216</sup> *Saluka Investments BV (Los Países Bajos) c. La República Checa*, (CNUDMI), Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, párr. 305, Anexo CL-0014.

<sup>217</sup> *El Paso Energy Int’l Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, párr. 374, Anexo CL-0012.

<sup>218</sup> *Glamis Gold, Ltd. c. Los Estados Unidos de América*, (CNUDMI) 8 de junio de 2009, párr. 813, Anexo CL-0011.

258. El efecto de un laudo TCE a favor de la Demandante sencillamente implicaría devolver a España el coste de las modificaciones tarifarias sin cuestionar la validez de las medidas impugnadas en el derecho español.

259. Si bien los hechos imprevistos crearon graves dificultades para los entes reguladores españoles y la economía española, España asumió obligaciones internacionales a través del TCE y el Tribunal no debe reescribir la historia sino cumplir con la expresión de política gubernamental del RD 661/2007, puesto que el RD 661/2007 creó expectativas *legítimas* de estabilidad de acuerdo con sus disposiciones.

(e) *España alega que la Demandante interpreta de manera errónea los términos del RD 661/2007 al ignorar las palabras “definidos en este Real Decreto” o “a las que se refiere este apartado”*

260. España señala que la Demandante interpreta de manera errónea los términos del RD 661/2007 que (en líneas generales) solo versa sobre una revisión de “tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado **definidos en este real decreto**” [RD 661/2007] prevista para 2010 y solo esas revisiones no se aplicarían a instalaciones puestas en servicio con anterioridad. Las “medidas impugnadas” no figuran en la lista de protecciones al inversor.

261. El perito, Carlos Montoya, describió el RD 661/2007 como una medida diseñada para *limitar* la compensación, no para *ampliarla*. Con respecto al régimen anterior del RD 436/2004, el Sr. Montoya declaró:

La vinculación entre la TMR y las tarifas reguladas y primas no sólo producía una sobre-retribución en todas las tecnologías, además producía un efecto desfavorable en la sostenibilidad económica del SEE. Efecto sobre la sostenibilidad que se agudizaba si tenemos en cuenta los objetivos de implantación de renovables que se habían establecido en PER 2005-2010 y la potencia real instalada en algunas tecnologías.

El RD 661/2007 implanta un nuevo régimen retributivo que evita este efecto perverso, **que provocaba un incremento de la retribución**

**injustificado** por la simple entrada en funcionamiento de nuevas centrales<sup>219</sup>. (énfasis agregado)

262. En tal sentido, España alega que el argumento de la Demandante distorsiona la realidad:

La parte Demandante transmite una interpretación errónea sobre la razón que justificó la aprobación del RD 661/2007. De forma imprecisa sostiene que la única razón de la promulgación de [sic] fue mejorar los incentivos para alcanzar los objetivos exigidos por la UE. Dicha afirmación no se sustenta por ningún medio de prueba aportado por la Demandante.

Como ha quedado anteriormente expuesto, el RD 661/2007 vino motivado por la necesidad de garantizar la sostenibilidad económica del SEE, que podía verse afectada por un sistema de subsidios vinculados a la TMR<sup>220</sup>.

263. El texto del Artículo 44(3) del RD 661/2007 debe leerse a la luz de estas realidades y no de modo tal que se obligue a España a lidiar con una situación de sobre-retribución.

*(f) La decisión del Tribunal sobre la interpretación finalista y textual del RD 661/2007 por parte de España*

264. En términos llanos, el Artículo 44(3) específicamente expresaba a potenciales inversores que:

- (a) En el 2010, habría una revisión de tarifas, primas, complementos y límites superior e inferior definidos en este Real Decreto;
- (b) sin perjuicio de cualquier actualización con motivo de la revisión de 2010, siempre se garantizaría una tasa de rentabilidad razonable con referencia al coste de dinero en el mercado de capitales;
- (c) a partir de entonces, cada cuatro años se realizaría una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

---

<sup>219</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 516 y 519. Por consiguiente, el RD 7/2006 de fecha 23 de junio de 2006 advirtió la ineficacia del sistema de retribución entonces vigente y congeló los subsidios al sector de energía renovable hasta que se implementó un nuevo sistema de retribución por medio del RD 661/2007.

<sup>220</sup> *Ibíd.*, párrs. 525 y 541-542.

- (d) las revisiones de tarifas, etc. “definidas en el RD 661/2007” 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.

265. El Gabinete español ratificó, con claridad cristalina, la interpretación arriba mencionada del Artículo 44(3) del RD 661/2007 en la nota de prensa que acompañó a dicho decreto, con lo cual aseguró a los inversores la garantía de estabilidad:

Cada 4 años se realizarán revisiones de las tarifas teniendo en cuenta el cumplimiento de los objetivos fijados. Esto permitirá el ajuste de las tarifas en función de los nuevos costes y del grado de cumplimiento de los objetivos. **Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha. Esta garantía aporta seguridad jurídica para el productor,** proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo.<sup>221</sup> (énfasis agregado)

266. Los términos del Artículo 44 del RD 661/2007 deben ser leídos teniendo en cuenta no solo el texto sino también en el contexto más amplio en el que se redactó y su finalidad principal clara y obvia que era (en opinión del Tribunal) fomentar la inversión en el sector de energía renovable que los incentivos anteriores de España no habían conseguido atraer.

267. La existencia de las revisiones específicas contempladas para 2010 y las que se realizaran periódicamente en lo sucesivo demuestra que los términos financieros aplicables al programa FIT no estaban congelados en su totalidad. Sin embargo, aunque esas modestas revisiones no se aplicaran a las instalaciones existentes,<sup>222</sup> no se puede deducir que el texto del RD 661/2007 tuviera

<sup>221</sup> Nota de Prensa para el RD 661/2007, Anexo C-099.

<sup>222</sup> La Demandante alega, en subsidio, que las categorías de revisiones que se indican en esta sección son lo suficientemente amplias como para incluir las medidas impugnadas cuya aplicación a las instalaciones FV existentes se excluyó expresamente por ese motivo, de la manera siguiente:

| Consideraciones con respecto a las revisiones “planificadas” en el RD 661/2007, Artículo 44(3) | Justificación actual de España para los cambios regulatorios                               |
|--|--|
| “costes asociados a cada una de estas tecnologías”   | Se redujeron los costes de inversión y por ende aumentaron las ganancias de los inversores |
| “tasa de rentabilidad razonable”   | Las rentabilidades son excesivas   |
| “con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales”                                | Bajaron las tasas de interés   |
| “incidencia en la gestión técnica y económica del sistema”                                     | Sostenibilidad económica del sistema   |

(Presentación de Cierre de la Demandante, Diapositiva 13)

la finalidad de transmitir el mensaje de que las instalaciones existentes *estarían* sujetas a revisiones aún más generales o a derogaciones masivas de beneficios (tal como ocurrió a partir del año 2010).

268. Además, si el Gobierno español hubiese realmente querido realizar esa “oferta” limitada en el RD 661/2007, y lo hubiera comunicado claramente, las pruebas demuestran que el RD 661/2007 no habría logrado su finalidad legislativa. Ofertas anteriores fallaron en atraer la inversión necesaria en el sector de energías renovables. España se encontraba bajo la presión temporal de la UE para cumplir con sus metas en dicho sector. En 2007, España reconoció que debía mejorar mucho su oferta a posibles inversores y así fue que reaccionó (quizá, según la opinión actual del Gobierno, de manera exagerada) con el RD 661/2007.

269. El Tribunal no acepta como verosímil la interpretación del RD 661/2007 de España. La interpretación de la Demandante del RD 661/2007, en el contexto de su creación, es persuasiva.

(g) *La decisión del Tribunal sobre la dependencia de la Demandante en la “garantía” del RD 661/2007*

270. Aunque no existe prueba de que con anterioridad a su inversión la Demandante tuviera conocimiento de la Nota de Prensa del Gabinete y de la Referencia que establecía lo siguiente:

**Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha.** Esta **garantía** aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo.<sup>223</sup> (énfasis agregado)

No caben dudas de que la Demandante arribó en forma independiente a esta interpretación del RD 661/2007 con anterioridad a su inversión, y de que se basó en el compromiso claro del RD 661/2007 al decidir invertir 211 millones de euros en proyectos de energía renovable en España.

271. Tal como mencionara, el Sr. Giuliani, director de 9REN, y funcionario de First Reserve declaró que la tarifa de estabilidad garantizada constituyó una *condición suspensiva* de la decisión de inversión de la Demandante<sup>224</sup>:

---

<sup>223</sup> Nota de Prensa para el RD 661/2007, Anexo C-99; y véase también Referencia del Consejo de Ministros, Anexo C-274.

<sup>224</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 16.

9REN Holding no habría realizado esa inversión si hubiera sabido que España podía cambiar retroactivamente las tarifas para proyectos completados<sup>225</sup>.

272. La lectura que hace el Sr. Giuliani del texto claro del RD 661/2007 quedó confirmada por la opinión del *due diligence* realizada por Garrigues Abogados que daba cuenta de que en su opinión, “estas revisiones de la tarifa regulada... no afectarán a las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero del segundo año siguiente al año en que se haya realizado la revisión”<sup>226</sup>. [Traducción del Tribunal]

273. No existen pruebas persuasivas que socaven la evidencia de haberse basado en lo anterior, y resulta naturalmente lógico que los inversores exigirían (y en efecto exigieron) esa garantía antes de comprometer los costes iniciales sumamente elevados de los proyectos de energía renovable. La inversión de 211 millones de euros de la Demandante no se realizó sino de no ser porque y hasta que esta garantía quedó consagrada en una regulación.

(h) *En cualquier caso, España sostiene que la inversión de la Demandante se realizó en etapas y que las expectativas legítimas se analizan a la fecha del último paso. Por lo tanto, las inversiones de la Demandante se realizaron con arreglo al RD 1578/2008, no al RD 661/2007, y el RD 1578/2008 no protegía las “instalaciones existentes”*

274. El texto del RD 1578/2008 no contiene ninguna cláusula de protección expresa de instalaciones existentes de energía renovable. Por eso es muy importante identificar la fecha en la que efectivamente la Demandante realizó su inversión. La fecha límite de inscripción en el RAIPRE en virtud del RD 661/2007 fue el 29 de septiembre de 2008. Luego, el RD 1578/2008 contempla una compensación “durante un plazo “*máximo* [es decir, no mínimo] **de veinticinco años** a contar desde la fecha más tardía de las dos siguientes: la fecha de puesta en marcha o la de inscripción de la instalación” (énfasis agregado).

275. España afirma que la Demandante continuó con su inversión en etapas desde 2008 hasta 2011. Una vez que se demuestre que la Demandante estuvo tomando decisiones de inversión incluso en 2011, la fecha apropiada para determinar la legitimidad de la expectativa es cuándo se

---

<sup>225</sup> Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 23.

<sup>226</sup> Informe de Diligencia Debida Administrativa y Ambiental de Garrigues, 22 de enero de 2008, págs. 20-21, Anexo C-197.

completaron la totalidad de las inversiones, es decir, en 2011<sup>227</sup>, para cuya época el RD 1578/2008 ya había aclarado que los actuales beneficios de tarifas reguladas podían reducirse por modificación normativa.

276. La **Disposición adicional quinta** del RD 1578/2008 advertía explícitamente acerca de la posible modificación de las tarifas de la siguiente manera:

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 fotovoltaica<sup>228</sup>. (énfasis agregado)

277. España asevera que la posición actual de la Demandante de que su inversión había concluido en el mes de abril de 2008 se contradice con las propias palabras de la Demandante en su Memorial sobre el Fondo<sup>229</sup>. Las pruebas de que 9REN España siguió desarrollando sus proyectos, por lo menos hasta el 2011 son claras.

---

<sup>227</sup> En este sentido, el Demandado hace referencia a la Opinión del Profesor Schreuer de que:

A partir de esta jurisprudencia reiterada, se puede inferir que los tribunales, al analizar la existencia de una inversión a los fines de su jurisdicción, no han contemplado transacciones específicas sino toda la operación. Los tribunales se han rehusado a descomponer una inversión en los pasos del inversor, aunque estos pasos pudiesen ser identificados como transacciones jurídicas separadas. Lo importante para la identificación y protección de la inversión era toda la operación dirigida al objetivo económico general de la inversión. [Traducción del Tribunal]

C. Schreuer y U. Kriebaum, “*At What Time Must Legitimate Expectations Exist?*” en: J. Werner y A. Hyder Ali (editores), *A Liber Amicorum: Thomas Wälde* (2009), págs. 273-74, Anexo RL-0111.

<sup>228</sup> RD 1578/2008, pág. 6, Anexo R-0072.

<sup>229</sup> En su Memorial sobre el Fondo, la Demandante señala:

2. Tras la adquisición, 9REN España desarrolló y gestionó sus propias instalaciones **confiando en los RD 661/2007 y RD 1578/2008**.

231. Tras completarse la adquisición, 9REN **SIGUIÓ INVIRTIENDO en España** a través de su filial totalmente participada, 9REN España, y desarrolló ocho parques solares de la antigua “cartera” de proyectos de Gamesa Solar. Dichos proyectos contaban con una potencia nominal combinada de unos 15 MW.

232. 9REN España consiguió construir, poner en servicio e inscribir en el RAIPRE siete de sus proyectos propios antes del 29 de septiembre de 2008, fecha de cierre para la inscripción bajo el RD 661/2007...

233. Aunque la intención original de 9REN era vender las citadas instalaciones fotovoltaicas tras completarlas, las condiciones de mercado para las operaciones de fusiones y adquisiciones no eran las ideales en 2009 por causa de la crisis financiera global y la recesión resultante. Dado que no quería vender los proyectos con precios devaluados, 9REN optó por conservar los activos, al menos de momento.

En 2011, 9REN España puso en marcha y registró la octava de sus plantas en propiedad, Formiñena, situada en Aragón, ante el RAIPRE el 23 de marzo de 2011.453 La planta de Formiñena, de 1,0 MW, tenía derecho al pago de la tarifa regulada estipulada bajo el RD 1578/2008 durante 25 años a partir de la fecha de su puesta en servicio.

Memorial de la Demandante, párrs. 231 y 237.

278. Es indiscutible que, al menos, la Planta FV de Formiñena se registró en 2011, es decir, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008, aunque el documento de registro haga referencia al RD 661/2007, en vez del RD 1578/2008<sup>230</sup>.

279. La posición actual de la Demandante se contradice con lo que dijo a sus propios peritos de que sus inversiones se realizaron en tramos sucesivos en el período comprendido entre los años 2008 y 2011. En su informe del 2016, FTI Consulting declaró lo siguiente:

2.2 En 2007 y en 2008, España promulgó dos sistemas sucesivos de incentivos para las tecnologías renovables, incluida la FV solar (a través del RD 661/2007 y el RD 1578/2008, el Primer Marco Regulatorio). **Entre 2008 y 2011, el Demandante invirtió en el sector de generación FV español, con arreglo a esos sistemas.**<sup>231</sup> (énfasis agregado)

280. Al Profesor Aragón, experto legal de la Demandante, también se le informó que la inversión “tuvo lugar entre abril de 2008 y marzo de 2011”<sup>232</sup>.

281. El Profesor Aragón confirmó haber recibido la siguiente información de la Demandante:

En su segundo informe que dice que la inversión se realizó por los demandantes entre abril de 2008 y marzo de 2011. Mi pregunta es: ¿usted ha examinado este dato o le ha sido dado por su cliente?

R. Este dato *se me dio por quienes me solicitaron* el dictamen<sup>233</sup>.

282. La Certificación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial de la Planta Formiñena demuestra que la licencia para *construir* la planta recién se emitió el 6 de noviembre de 2008, mucho después de la fecha límite del RD 661/2007 (29 de septiembre de 2008)<sup>234</sup>. La Planta FV Formiñena no se completó sino hasta enero de 2011.

---

<sup>230</sup> Memorial de la Demandante, párr. 237.

<sup>231</sup> Primer Informe sobre el Marco Regulatorio de FTI, párr. 2.2.

<sup>232</sup> Segundo Dictamen de Aragón, pág. 8.

<sup>233</sup> Tr. Día 3, (Aragón), pág. 894:1-7.

<sup>234</sup> Anexo C-0215, versión original en español:

Resultando que con fecha 6 de noviembre de 2008 del Director del Servicio Provincial de Industria, Comercio y Turismo se autoriza la instalación de producción de energía “Fotovoltaica 1 MV “Formiñena” de Gamesa en Tardienta según lo establecido en la Orden de 25 de junio de 2004 del Departamento de Industria, Comercio y Turismo.

283. España alega que, una vez que se demuestre que, al menos, parte de la inversión de la Demandante quedó excluida del régimen del RD 661/2007 y sujeta al régimen del RD 1578/2008, no será posible considerar los derechos de la Demandante con arreglo al RD 1578/2008. Según explicaran los representantes de España en el escrito posterior a la audiencia:

...todas las Disposiciones adicionales [quinta] del RD 1578/2008 [advertencia sobre futuras modificaciones tarifarias] se aplicaban a reales decretos y órdenes ministeriales, con excepción del RD 1578/2008... la redacción literal de esta Disposición adicional [quinta] claramente incluye toda la “tecnología solar fotovoltaica” y no excluye las Plantas FV registradas. [Traducción del Tribunal]

284. España señala que la jurisprudencia arbitral estableció que el **momento** correcto para determinar las expectativas legítimas del inversor no es el momento histórico del *compromiso de capital inicial* del inversor con respecto a un *proyecto determinado*, sino su desembolso durante todo el curso de la inversión como un todo<sup>235</sup>.

285. En *Ulysseas c. Ecuador*, se decidió que las expectativas legítimas solo pueden aparecer al momento en que se realiza *efectivamente* la inversión:

Para que surja una “inversión” en este sentido, debe existir una transferencia efectiva de dinero u otro valor económico de un nacional (ya sea una persona física o jurídica) de un Estado extranjero al Estado receptor mediante la asunción de algún tipo de compromiso que garantice la eficacia del aporte y su duración durante un período de tiempo<sup>236</sup>.

---

<sup>235</sup> *AES Summit Generation Limited and AES-Tisza Erömü Kft. c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, párrs. 9.3.13 y 9.3.16, Anexo RL-0039. El Laudo analiza si las demandantes tenían expectativas legítimas no solo al momento de su primera inversión sino también al momento en que realizaron inversiones posteriores. Véase asimismo *Crystallex International Corporation c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/11/2, Laudo, 4 de abril de 2016, párr. 557, Anexo RL-0109:

En general se afirma que una expectativa legítima surge “al momento de realizar la inversión”. A los ojos del Tribunal, esto es lógico, puesto que es la confianza del inversor en una promesa lo que puede dar lugar o contribuir a su decisión de invertir y proceder con la inversión, y que a su vez torna a la expectativa digna del amparo legal. No obstante, en algunos casos, “**las inversiones se realizan en varios pasos, a lo largo de un período de tiempo**”. Tal como señalara el tribunal del caso *Frontier Petroleum c. República Checa*, en estas instancias las “**expectativas legítimas deben analizarse respecto de cada etapa en la que se tome un paso decisivo tendiente a la creación, la expansión, el desarrollo o la reorganización de la inversión**”. (énfasis agregado)

<sup>236</sup> *Ulysseas, Inc. c. Ecuador*, CNUDMI, Laudo Definitivo, 12 de junio de 2012, párr. 252, Anexo RL-0110.

286. España señala que la adquisición de la Demandante de las acciones de Gamesa Solar incluyó una “cartera” de ocho “proyectos” que aún no estaban desarrollados y, según España, esto “implicó” la necesidad de contar con *más* decisiones de invertir para completar la inversión después de la fecha límite del RD 661/2007. Esto quedó confirmado con los estados contables de 2011 de 9REN España<sup>237</sup>.

(i) *El Tribunal decide que la inversión de la Demandante se realizó en abril de 2008 en función del RD 661/2007*

287. El argumento de España confunde la fecha de la **inversión** de la Demandante (23 de abril de 2008) con las fechas de **inscripción** de varios proyectos (2008-2011). En tal sentido, España sostiene que:

...resulta totalmente contradictorio que la Demandante por un lado recurra a los RD 1565/2010 y RDL 14/2010 por considerar que el Reino de España violó en 2010 el TCE y por otro lado construyera una nueva Planta FV que entró en funcionamiento en abril de 2011. Esta contradicción es insalvable<sup>238</sup>.

288. Tal como se afirmara, parte de esta confusión surge de los propios escritos de la Demandante, contenidos en el Primer informe de FTI y las propias declaraciones testimoniales de los peritos de la Demandante.

289. La fecha crítica a los efectos de evaluar la razonabilidad y legitimidad de las expectativas de la Demandante es la fecha en que la Demandante *invirtió*, es decir, el 23 de abril de 2008, de conformidad con las pruebas presentadas.

290. El hecho de que la inversión se utilizara para financiar proyectos en etapas posteriores es irrelevante, ya que para esas fechas los fondos invertidos ya se habían remitido bajo la protección del TCE y (en parte) del RD 661/2007.

291. No obstante, el hecho de que la Planta Formiñena se encontrara cubierta por el RD 1578/2008 en lugar del RD 661/2007 sí es relevante a los fines de calcular los daños porque,

---

<sup>237</sup> Acuerdo de inversión entre Gamesa y 9REN, 29 de junio de 2012, págs. 76-77, que incluye los estados contables de 2011 de 9REN España, Anexo RE-0044.

<sup>238</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1130.

si bien la Planta Formiñena era parte de la inversión protegida de la Demandante, el derecho de un flujo continuo de ingresos provenientes de dicha planta no estaba protegido por la garantía de estabilidad del RD 661/2007.

**D. El Tribunal Concluye que la Demandante se Basó de Manera Razonable en una Expectativa Legítima de que los Beneficios de las Tarifas Reguladas del RD 661/2007 Continuarían Durante Toda la Vida Útil de Siete de sus Ocho Instalaciones**

292. Es cierto, tal como alega España, que en este caso la Demandante no puede indicar ningún comunicado específico dirigido *a ella* (en vez de *erga omnes*) de un funcionario autorizado para contraer obligaciones en nombre del Gobierno español, en el cual se afirme en el caso de la Demandante la irrevocabilidad de los derechos del RD 661/2007. Si bien, como ya se mencionó, hubo un comunicado específico del Gobierno al inversor con respecto a la Planta Formiñena de 9REN en cuanto a la tarifa de 0,2908570 c€/kWh<sup>239</sup>.

293. La falta relativa de comunicación directa entre gobierno e inversores es un factor importante aunque, tal como señala la Demandante, los comunicados específicos “en persona” en *Masdar*<sup>240</sup> y otros casos no hicieron más que repetir lo que ya había dejado en claro el RD 661/2007, y en cualquier caso, las fechas son posteriores y no anteriores a la inversión.

294. A la vez, el Tribunal considera correcta la observación de la CNUDMI (2012) de que las expectativas legítimas pueden surgir de “normas que *no* están dirigidas específicamente a un inversor, sino que se introducen con un objetivo específico de inducir las inversiones extranjeras y en las que se basó el inversor extranjero al realizar su inversión”<sup>241</sup> [Traducción del Tribunal]. De modo similar, el tribunal de *El Paso* trazó una distinción entre “**dos tipos de compromisos... los compromisos dirigidos a un destinatario específico o aquéllos con un fin y objeto específicos**”<sup>242</sup>. El Artículo 44(3) del RD 661/2007 entra en la segunda categoría. Es cierto que

---

<sup>239</sup> Véase Acta de inscripción definitiva en el RAIPRE de Formiñena, 14 de abril de 2011, pág. 3, Anexo C-215, Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 3.14.

<sup>240</sup> El Tribunal considera útil el análisis en *Masdar Solar & Wind Cooperatif U.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/14/18, 16 de mayo de 2018, en el cual se identifica un *espectro* de situaciones en que un demandante se basa en una simple medida regulatoria dirigida a todo el mundo, que representa el extremo más débil del espectro, hasta compromisos claros y específicos efectuados a un inversor determinado, generalmente exigibles en virtud del TJE. En opinión de España, la diferencia principal entre *Masdar* y el presente caso es la existencia en *Masdar* de garantías gubernamentales directas para el inversor.

<sup>241</sup> UNCTAD *Fair and Equitable Treatment*, (2012) n. 263, pág. 69.

<sup>242</sup> *El Paso Energy Int'l Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB 03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, párr. 375, Anexo CL-0012.

los proyectos de la Demandante se desarrollaron en etapas —la primera conforme al RD 661/2007 y la segunda [mucho más pequeña] conforme al RD 1578/2008—, pero la *inversión* se realizó (según el testimonio del Sr. Giuliani) el 23 de abril de 2008. La declaración del Sr. Giuliani no se impugnó satisfactoriamente en el contrainterrogatorio.

295. Es indiscutible que una “expectativa legítima” exigible requiere un compromiso claro y específico pero, en opinión de este Tribunal, en principio, no hay motivos por los que un compromiso de la claridad y especificidad requeridas no se pueda realizar en la propia norma en la cual, (como ocurre en el presente caso) se asume dicho compromiso con el propósito de inducir la inversión, que logró atraer la inversión del Demandante, y una vez realizada resultó en pérdidas para el Demandante.

296. En estas circunstancias, no hay motivo alguno basado en principios para negar que las expectativas del inversor de cumplimiento por parte del Estado sean legítimas.

297. A la fecha de la inversión de EUR 211 millones, el 23 de abril de 2008, la Demandante tenía una expectativa razonable y legítima de que si sus proyectos cumplían con los requisitos de las tarifas reguladas (incluso el registro oportuno en el RAIPRE)<sup>243</sup> durante toda la vida útil de la planta, recibiría los beneficios establecidos en el RD 661/2007.

298. En cuanto a la planta Formiñena inscrita en 2011, el RD 1578/2008 prometía una tarifa por un plazo máximo (no mínimo) de 25 años, y contemplaba explícitamente una modificación de la “retribución” “durante el año 2012”<sup>244</sup>. No había ninguna declaración clara y concreta de

---

<sup>243</sup> España tiene razón al cuestionar la posición de la Demandante de que el RAIPRE es una fuente independiente de obligaciones. Según señala España:

La inscripción en el RAIPRE no es, pues un compromiso del Estado para mantener indefinidamente una rentabilidad futura al sector FV, sino un Registro administrativo que permite controlar y conocer quienes están participando en el SEE. Esa ha sido la finalidad de la inscripción en dicho registro desde el año 1998. El conjunto de condiciones y requisitos para disfrutar del régimen especial no se limitaban a la simple inscripción en un registro administrativo. Los requisitos eran mucho mayores.

A la vez, España admite que la inscripción implica el cumplimiento:

Además la inscripción podía revocarse si la instalación dejaba de cumplir los requisitos exigidos para estar acogida al régimen especial.

Esto queda confirmado por España en su Memorial de Contestación, párrafo 617:

Cumpliendo los requisitos objetivos [cualquier persona] podía inscribirse. No hay ningún compromiso específico ni especial con ninguna instalación para mantenerla inscrita ni para mantener su régimen aplicable. De dejar de cumplir los requisitos, se revocaría la inscripción.

<sup>244</sup> Véase Disposición Adicional Quinta, RD 1578/2008, Anexo R-0072.

irrevocabilidad. Si bien la planta Formiñena formaba parte de la inversión protegida de la Demandante, no había expectativas legítimas de que la producción de la planta Formiñena se seguiría compensando al nivel de 2012 durante toda su vida útil activa.

299. El Tribunal destaca el útil análisis jurídico que se realizó en *Masdar*, que identifica un espectro de situaciones en que la demandante se basa en una simple medida regulatoria dirigida a todo el mundo, que representa el extremo más débil del espectro, hasta compromisos claros y específicos efectuados a un inversor determinado, que representa el extremo más fuerte<sup>245</sup>. En *Masdar*, la demandante tenía (a diferencia de la Demandante en este caso) cartas de compromiso específicas del Gobierno. Sin embargo, como ya se señaló, esas cartas confirmaban simplemente lo que ya se había establecido en el RD 661/2007 y se emitieron *después*, no antes, de que la demandante en ese caso realizara su inversión. En la opinión del Tribunal, la “garantía” clara y específica en el RD 661/2007 cumple con el grado necesario de “especificidad”.

**PARTE 7(2). ¿SE VIERON FRUSTRADAS LAS EXPECTATIVAS LEGÍTIMAS DE LA DEMANDANTE EN VIRTUD DEL RD 661/2007?**

300. Según la Demandante, la frustración de sus expectativas legítimas se divide en dos etapas:

(a) *las violaciones iniciales de 2010 a 2014:*

- (i) cancelación del derecho de los proyectos de la Demandante cubiertos por el RD 661/2007 para recibir las tarifas después del Año 25 de su vida útil (que luego España extendió hasta el Año 28 y, finalmente, hasta el Año 30), pese a la declaración en el RD 661/2007 de que las plantas tendrían derecho a percibir las tarifas específicas durante los primeros veinticinco años de funcionamiento y el 80% de esas tarifas durante el resto de su vida útil<sup>246</sup>;
- (ii) limitación de la cantidad de electricidad por la que pueden aplicarse tarifas reguladas mediante restricciones anuales en las horas de funcionamiento de todas las instalaciones FV, a pesar del hecho de que el RD 661/2007

---

<sup>245</sup> Véase *Masdar Solar and Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018, párrs. 503-504 y 511, Anexo RL-117.

<sup>246</sup> RD 661/2007, Artículo 36, Tabla 3, Anexo C-098.

garantizaba tarifas fijas reguladas para toda la producción eléctrica de las instalaciones calificadas de la Demandante <sup>247</sup>;

- (iii) reducción de todos los ingresos percibidos por las instalaciones de la Demandante a través de la producción de energía eléctrica, incluyendo los ingresos derivados de los propios incentivos del RD 661/2007, mediante un gravamen de 7% mal llamado “impuesto”; y
- (iv) alteración del método de actualización de la compensación en el RD 661/2007 al desvincular las tarifas del IPC y sustituir éste por un índice más bajo creado por España, a pesar de la letra clara del RD 661/2007 de que “[l]os importes de tarifas... definidos en este real decreto se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del [índice de precios al consumo (IPC)]”<sup>248</sup>.

La Demandante alega que cada una de esas medidas sirvió para reducir lo que se había otorgado a la Demandante como tarifas fijas garantizadas pagaderas durante la vida útil de sus plantas y, por esa razón, señala la Demandante, se violaron sus expectativas legítimas. Las “violaciones” se presentaron como un paquete. (FTI, perito en cuantificación de daños de la Demandante, no intentó cuantificar el impacto financiero de cada “medida” por separado)<sup>249</sup>.

---

<sup>247</sup> *Ibíd.*, Artículo 17 (el cual otorga a las instalaciones acogidas al régimen especial los derechos a “... (b) [t]ransferir al sistema... su producción neta de energía eléctrica o energía vendida [y] (c) [p]ercibir por la venta, total o parcial, de [la] energía eléctrica generada neta... la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto”). (énfasis agregado)

<sup>248</sup> *Ibíd.*, Artículo 44.1, Anexo C-098.

<sup>249</sup> Según declaró FTI (Richard Edwards):

En ninguna parte he puesto el impacto financiero separado de cada medida individualmente, pero vale la pena tener en cuenta que los impactos de algunas de estas medidas están interrelacionados. No es forzosamente racional el aislar el impacto de cada medida. Podría hacerlo, podría, podría procurar hacerlo si eso es lo que se me pide, pero no está en mis informes.

\* \* \*

He hecho ya mucho trabajo, un trabajo muy significativo ya, trabajo significativo no solo para hacer dos ejercicios de valoración sobre el lucro cesante, sino también lo hemos repetido en distintos momentos temporales. O sea que hemos preparado unos informes que son potencialmente cuatro veces más o cinco veces más lo que hemos presentado realmente.

Tr. Día 4, (Edwards), págs. 1297:17-1298:3 a 1299:21-1300:7.

301. La decisión de España de derogar el derecho de las instalaciones en virtud del RD 661/2007 a recibir el 80% de la tarifa completa del RD 661/2007 después del Año 25 (y, luego, del Año 30) de funcionamiento fue incongruente con el lenguaje claro del RD 661/2007 que otorgaba tarifas durante toda la vida útil de la planta.

#### **A. El Nuevo Régimen Regulatorio (10 de junio de 2014)**

302. El Nuevo Régimen Regulatorio que España impuso unilateralmente a la Demandante después de derogar el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 es muy distinto al marco que España había prometido y que indujo a la Demandante a invertir. Según el tribunal de *Frontier Petroleum*:

La transparencia implica que el marco legal para las operaciones del inversor sea claro y que cualquier decisión del estado receptor que afecte al inversor se base en dicho marco legal... **Toda reversión arbitraria de ese marco es una violación del trato justo y equitativo...**<sup>250</sup> (énfasis agregado). [Traducción del Tribunal]

303. El Nuevo Régimen Regulatorio frustra las expectativas legítimas de la Demandante en varios aspectos. En primer lugar, la Demandante no invirtió en España con la expectativa de recibir una “tasa de rentabilidad razonable”, según fuera definido unilateralmente por España periódicamente. Lo hizo, en cambio, con la expectativa legítima de que sus instalaciones recibirían las tarifas precisas establecidas en el RD 661/2007 y en el RD 1578/2008 por toda la electricidad generada en esas instalaciones, lo cual la Demandante concluyó, a su criterio, que ofrecería una tasa de rendimiento suficiente como para justificar los riesgos de la inversión.

#### **B. El argumento del Demandado**

304. España básicamente adopta el razonamiento del Tribunal Supremo Español para justificar los límites impuestos sobre la compensación del RD 661/2007. El razonamiento del Tribunal Supremo fue el siguiente:

Uno de esos condicionamientos implícitos es que las medidas de fomento (en este caso, la percepción de una muy favorable tarifa regulada) no pueden considerarse “perpetuas” o ilimitadas en el tiempo. No es razonable pensar que el Real Decreto 661/2007 garantizase la percepción

---

<sup>250</sup> *Frontier Petroleum Services Ltd. c. República Checa*, CNUDMI, Laudo Final, 12 de noviembre de 2010, párr. 285, Anexo CL-031; véase asimismo *Técnicas Medioambientales Tecmed S.A. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003, párr. 154, Anexo CL-015.

de la tarifa regulada durante un período infinito, esto es, sin límite temporal alguno. Por el contrario, aun cuando hablase -en su versión inicial- de un período “posterior” a los 25 años, bien puede entenderse que implícitamente marcaba como tope o término la fecha final de vida útil de las instalaciones fotovoltaicas, considerada en promedio, término que según la mayoría de las opiniones técnicas por entonces emitidas -de modo especial, según las estimaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía- no excedía de treinta años (incluyendo en este plazo las operaciones adecuadas de mantenimiento preventivo y correctivo). [...]

Aun cuando en algunos casos singulares aquel período de referencia pudiera, en el futuro, excederse más allá de los 30 años, los correspondientes cálculos económicos oficiales de retribución deben atender a la media del conjunto...<sup>251</sup>

305. No se privó a la Demandante de ninguno de los activos adquiridos a través de la inversión que decidió mantener. Siempre percibió, *al menos*, una “rentabilidad razonable” sobre los fondos invertidos que es todo lo que ofreció España.

306. La recuperación o “*clawback*” fue una respuesta legítima ante el exceso de ganancias que la Demandante obtuvo antes de 2014.

**C. El Tribunal Decide que se Vieron Frustradas las Expectativas Legítimas de la Demandante**

307. El Tribunal concluye que:

- (a) la declaración de no retroactividad de España en el Artículo 44(3) del RD 661/2007 fue clara y específica (excluyendo aquellos ajustes potenciales mencionados en el propio RD 661/2007);
- (b) la expectativa legítima de la Demandante en virtud del RD 1578/2008 respecto de la planta Formiñena no incluía la irrevocabilidad de la tarifa existente;
- (c) las expectativas de estabilidad de tarifas de la Demandante fueron razonables y legítimas dadas las circunstancias;

---

<sup>251</sup> Fallo de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, 12 de abril de 2001, rec. 40/2011, EDJ 2012/65328, Anexo R-0125.

- (d) la Demandante se basó razonablemente en la representación realizada por España al realizar la inversión; y
- (e) como resultado de lo anterior, la Demandante sufrió la pérdida reclamada.

308. Desde luego, además de decidir que un Estado receptor frustró sus expectativas legítimas, la parte demandante también debe demostrar que hubo una violación del estándar de TJE. Lo primero no necesariamente desencadena lo segundo. Las “expectativas legítimas” basadas en una declaración específica son simplemente “un factor relevante” para analizar si el Demandado violó o no el estándar de TJE contenido en el Artículo 10(1) del TCE<sup>252</sup>.

309. Habiendo rechazado la posición del Demandado de que el alcance de las expectativas legítimas de la Demandante se limitaba a una “tasa de rentabilidad razonable”, y habiendo aceptado la interpretación del RD 661/2007 por parte de la Demandante, las pruebas del Sr. Giuliani de la verdadera expectativa de la Demandante y la razonabilidad de la sustanciación de la Demandante en las circunstancias imperantes, el Tribunal concluye que el Demandado denegó a la Demandante el trato justo y equitativo. En este sentido, el Tribunal adopta, en esencia, la lista de violaciones que alegó la Demandante en los párrafos 299 a 301 *supra*.

310. Al mismo tiempo, el Tribunal advierte que la planta Formiñena de la Demandante no se registró sino hasta el 23 de marzo de 2011, después de la fecha de la revisión potencial (2010) contemplada en el RD 1578/2008. Por lo tanto, no hubo vulneración del trato justo y equitativo en relación con la planta Formiñena.

**D. El Tribunal Decide que la Frustración de la Expectativa Legítima de la Demandante Vulneró el Estándar de Trato Justo y Equitativo**

311. La vulnerabilidad financiera de los proyectos de energía renovable radica en los elevados costes de capital inicial. Una vez que el dinero se encuentra “invertido” en las instalaciones FV, los fondos del promotor (y sus banqueros) quedan bloqueados en los contratos FIT con sus inversiones (como ha dicho la Demandante) efectivamente secuestradas a largo plazo. Si aumentan los precios de la energía, los beneficios se devengan en favor de España y no de los operadores, quienes, en la opinión de España, recuperarán solo lo que España declare de manera unilateral

---

<sup>252</sup> *Glamis Gold, Ltd. c. Estados Unidos*, UNCITRAL (1976), 8 de junio de 2009, Anexo CL-0011.

como una rentabilidad razonable por referencia al mercado de bonos. Por otra parte, si bajan los precios de la energía, España reclama el derecho a eximirse de lo que el Tribunal ha concluido constituía una garantía regulatoria de estabilidad de precios. La posición de España es que solo ella debiera beneficiarse de los incrementos de precios, en tanto la carga de las caídas de precios ha de recaer en los inversores. Como una cuestión de derecho interno español este trato conferido a los inversores locales ha sido considerado constitucional, pero en la opinión del Tribunal, este trato asimétrico no es ni justo ni equitativo. En virtud del TCE, la Demandante, en su carácter de inversor extranjero, tenía derecho a un trato justo y equitativo y en este caso no lo recibió.

**PARTE 7(3). ¿ESPAÑA VIOLÓ EL ESTÁNDAR DE TJE AL NO TRATAR LAS INVERSIONES DE LA DEMANDANTE CON TRANSPARENCIA Y SIN AFECTARLAS CON MEDIDAS POCO RAZONABLES O DISCRIMINATORIAS?**

312. El deber de “transparencia” de un Estado requiere claridad en el marco jurídico que sería aplicable a las inversiones<sup>253</sup>. El Artículo 10(1) del TCE establece, en su parte pertinente, que:

1) 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. (énfasis agregado)

**A. El Argumento de la Demandante**

313. El Estado puede violar el estándar de “trato justo y equitativo” ya sea al frustrar las expectativas legítimas del inversor o por no tratar al inversor o su inversión con transparencia y sin afectarlos con medidas exorbitantes o discriminatorias. La Demandante, al citar *Metalclad*, argumenta que “todo requerimiento legal pertinente a efecto de iniciar, completar u operar exitosamente inversiones realizadas... deberían de ser de fácil conocimiento de todos los

---

<sup>253</sup> Véase Rudolf Dolzer y Christoph Schreuer, *Principles of International Investment Law*, págs. 149-151 (segunda edición 2012), Anexo CL-018.

inversionistas... No debería de haber lugar a duda o incertidumbre en tales asuntos”<sup>254</sup>. La Demandante menciona *Micula c. Rumania* como ejemplo de un caso en el que el tribunal decidió que el Estado puede violar el estándar de “trato justo y equitativo” dos veces: primero, al socavar las “expectativas legítimas” y, luego, al no actuar con transparencia y coherencia<sup>255</sup>. Por lo tanto, las “expectativas legítimas” y la “transparencia/coherencia” son reclamaciones “independientes” que plantea la Demandante y, según afirma, la violación de cualquiera de ellas acarrea responsabilidad en virtud del TCE y del derecho internacional.

314. España sustituyó las “fórmulas claras y transparentes de fijación de precios” en el RD 661/2007 y RD 1578/2008 por la retribución bajo el Nuevo Régimen Regulatorio basada en la noción general de una “tasa de rentabilidad razonable”, la cual ha de determinarse conforme a la **OM 1945** en relación con varias fórmulas (una de más de 578 instalaciones FV “tipo”), que España puede actualizar y aplicar a las instalaciones existentes de manera discrecional<sup>256</sup>.

315. De esa manera, España hizo que el entorno de inversiones se volviera totalmente incierto e irracional, y que la retribución futura fuera imposible de predecir. Esa incertidumbre llevó a que el precio de venta de las plantas Solaica de 9REN fuese poco satisfactorio, ya que fue sólo una fracción de lo que habrían valido sin las perjudiciales medidas de España.

316. En términos de discriminación, la Demandante sostiene no solo que el IVPEE no es un verdadero impuesto, sino que además discrimina entre productores de energía renovable y productores de energía convencional. El llamado “impuesto” era discriminatorio en contra de los productores de energía renovable como 9REN. Cuando se aplica un impuesto a los productores que venden su mercancía en un mercado competitivo, estos normalmente pueden trasladar una parte (a menudo, una parte importante) del impuesto a los consumidores. No obstante, las tarifas

---

<sup>254</sup> *Metalclad Corp. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB/96/3, Laudo, 30 de agosto de 2000, párr. 76, Anexo CL-029.

<sup>255</sup> *Ioan Micula et al. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, párr. 872, Anexo CL-020; véase asimismo *Franck Charles Arif c. República de Moldavia*, Caso CIADI No. ARB/11/23, Laudo, 8 de abril de 2013, párr. 557, Anexo CL-028.

<sup>256</sup> Además de las revisiones del tercer y sexto año establecidas en el Nuevo Régimen Regulatorio, conforme a la Ley 24/2013, las inversiones de la Demandante están sujetas también a posteriores reducciones en los pagos, según sea necesario para cubrir el prolongado déficit tarifario de España. Ley 24/2013, C-180. Esto permite a España decidir, de manera unilateral, si y cuándo quisiera reducir las tarifas en el futuro, lo cual pone aún más de manifiesto la falta de transparencia general del Nuevo Régimen Regulatorio.

se fijaron por ley, de modo que las plantas de 9REN no podían aumentar los precios para trasladar el “impuesto” a los consumidores”<sup>257</sup>.

317. La actividad regulatoria de España en el período comprendido entre los años 2010 y 2013 es exactamente lo opuesto al proceso de toma de decisiones lógico y equilibrado que el tribunal de *LG&E* exigió al Estado para cumplir con sus obligaciones en virtud de la cláusula de perjuicio.

## **B. La Posición del Demandado**

318. España advierte el hecho de que la Demandante admitiera que los regímenes del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 eran “claros y transparentes”. Conforme la opinión de España, el Nuevo Régimen Regulatorio no podría ser más específico y detallado. En síntesis, la OM 1045 es un documento de 1761 páginas que define parámetros para 1517 “instalaciones tipo” distintas, incluso 578 “instalaciones tipo” solo del sector FV<sup>258</sup>. En su informe sobre cuantificación de daños, el perito del Demandante, FTI, afirmó que:

[e]n el caso de las plantas FV, había un Código IT para **cada posible combinación** de los factores indicados anteriormente. Por ejemplo, el Código IT-00014 se asignaba a cualquier planta FV que: (i) hubiera obtenido la autorización de explotación definitiva en 2007; (ii) estuviera inscrita conforme al RD 661; (iii) utilizara seguidores a un eje; y (iv) tuviera una potencia instalada inferior o igual a 5 kW. Si una planta que reuniera todas estas características recibía la autorización de explotación definitiva un año después, en 2008, se le asignaría un Código IT diferente (IT-00015)<sup>259</sup>.

319. España alega que explicó en detalle las normas de retribución de las que se queja la Demandante. Además, por el motivo expuesto anteriormente, las medidas impugnadas no fueron ni discriminatorias ni arbitrarias, dado el “déficit tarifario” y la situación financiera general por la que atravesaba España.

---

<sup>257</sup> Memorial de la Demandante, párr. 263.

<sup>258</sup> Véase OM 1045, Preámbulo, Anexo C-179. Si bien la OM 1045 entró en vigor formalmente el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial, las disposiciones incluidas en ella entraron en vigor el 14 de julio de 2013, la fecha de entrada en vigor del RDL 9/2013. Los incentivos recibidos por las instalaciones desde el 14 de julio de 2013 hasta el 21 de junio de 2014 fueron en forma de pagos a cuenta, que debían regularizarse en las primeras nueve evaluaciones realizadas conforme al nuevo plan de incentivos.

<sup>259</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 3.35.

### C. La Decisión del Tribunal sobre Transparencia y Discriminación

320. El caso de la Demandante se basa en que el RD 661/2007 (y quizá el RD 1578/2008) son una representación clara, específica y vinculante. En consecuencia, son “transparentes”. El hecho de que ahora bajo el Nuevo Régimen Regulatorio las tarifas reguladas se pueden modificar de vez en cuando, con arreglo a los criterios establecidos en la OM 1045 no significa que el Nuevo Régimen Regulatorio carezca de transparencia. Distintos reguladores adoptan distintas metodologías. La complejidad no es necesariamente enemiga de la transparencia. La complejidad puede ser una mera función del contenido.

321. El hecho de que la OM 1045, emitida junto con el Nuevo Régimen Regulatorio, intente abordar, de manera explícita, las diversas variables utilizadas para obtener los niveles de retribución no es una violación del TCE. El hecho de que la Demandante no esté de acuerdo con partes de la metodología no priva a España de su autoridad regulatoria.

322. La crisis financiera de 2008/2009, conocida ahora como la Gran Recesión, creó importantes desafíos. Según la declaración del perito de la Demandante, en el contrainterrogatorio de la Sra. Rivas Kortazar:

Q: En ese párrafo 2.30, y leo en voz alta, ustedes dijeron que “claramente existen preocupaciones legítimas en materia de políticas que pueden inducir a un gobierno a mantener bajos los precios, sobre todo en relación con los consumidores más vulnerables y en relación con las empresas que compiten a nivel internacional”. ¿Está usted de acuerdo en que - - ustedes están de acuerdo en que son preocupaciones políticas legítimas para proteger a consumidores vulnerables y a estas empresas compitiendo en este entorno que ustedes dicen, verdad?

R: (Dr. Moselle) Sí, eso es exactamente lo que decimos<sup>260</sup>.

323. Una medida regulatoria racionalmente conectada a un objetivo legítimo del Estado, cuando los medios elegidos son proporcionales al cumplimiento del objetivo que, según España, fue evitar la insolvencia del SEE, no es ni exorbitante ni arbitraria. El Tribunal rechaza, asimismo, el argumento de 9REN de que el régimen regulatorio de 2010 a 2014 carecía de transparencia dentro

---

<sup>260</sup> Tr. Día 4, (Moselle) págs. 1265:9-1266:2.

de los límites permitidos por el TCE. El hecho de que las “medidas impugnadas” de España hayan violado *otras* disposiciones del Artículo 10(1) es claramente otra cuestión.

324. El argumento de la Demandante sobre discriminación se refiere al IVPEE que, tal como se explicara anteriormente, está fuera de la jurisdicción del Tribunal por aplicación del Artículo 21 del TCE y, en cualquier caso, no es convincente.

325. Por lo tanto, el Tribunal rechaza el argumento de la Demandante sobre transparencia y discriminación.

#### **PARTE 7(4). LA CLÁUSULA PARAGUAS**

326. En su parte pertinente, el Artículo 10(1) del TCE dispone lo siguiente:

Toda Parte Contratante cumplirá **las** obligaciones que haya contraído con los inversores o con las inversiones de los inversores de cualquier otra Parte Contratante. (énfasis agregado)

327. La expresión “las” obligaciones es muy amplia. La Demandante afirma y España niega que las obligaciones asumidas mediante la ley o el reglamento (y no solo las obligaciones contractuales) se encuentran dentro de su alcance<sup>261</sup>.

##### **A. El Argumento de la Demandante**

328. Los tribunales en virtud de tratados de inversión han adoptado interpretaciones amplias de cláusulas paraguas de redacción similar, determinando que comprenden no solo las obligaciones

---

<sup>261</sup> Ha quedado acreditado que las cláusulas paraguas comprenden las obligaciones contractuales. Véanse *Plama Consortium Limited c. Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, párr. 187, Anexo CL-042; *Bosh Int'l, Inc. y B&P Ltd. Foreign Investment Enterprise c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/08/1, Laudo, 25 de octubre de 2012, párrs. 246-247, Anexo CL-043; *Eureka B.V. c. República de Polonia*, CNUDMI, Laudo Parcial, 19 de agosto de 2005, párrs. 244 y 246 (“El sentido literal- el sentido ‘corriente’ – de una disposición que prescribe que un Estado ‘cumplirá las obligaciones que haya contraído’ con respecto a determinadas inversiones extranjeras no es oscuro. La frase ‘cumplirá’ es imperativa y categórica. ‘Las’ obligaciones es amplio; implica no solo las obligaciones de un tipo determinado, sino ‘las’ –es decir, todas las- obligaciones contraídas con respecto a las inversiones de inversores de la otra Parte Contratante” [Traducción del Tribunal]), Anexo CL-044; *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párr. 85 (“los incumplimientos de un contrato que el Estado ha celebrado pueden constituir una violación del derecho internacional *en virtud del incumplimiento de la cláusula paraguas*” [Traducción del Tribunal]), Anexo CL-045; *Siemens A.G. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/8, Laudo, 17 de enero de 2007, párr. 205, Anexo CL-046.

contractuales, sino también las obligaciones asumidas mediante la ley o el reglamento<sup>262</sup>. A modo de ejemplo, en *LG&E c. Argentina*, el tribunal consideró que las obligaciones asumidas por Argentina en virtud de su Ley del Gas y su régimen tarifario regulatorio “no fueron simples obligaciones legales de naturaleza general, [sino que] eran muy específicas con respecto a la inversión de LG&E en Argentina y derogarlas resultaba violatorio de la cláusula paraguas”<sup>263</sup>. Al igual que en el caso *LG&E*, las tarifas de incentivo de España no eran de naturaleza general; por el contrario, se **otorgaban individualmente** a plantas fotovoltaicas específicas que calificaban en los términos del marco jurídico, recibían un Acta de Puesta en Servicio Definitiva y se **inscribían individualmente** en el RAIPRE. En el caso de Formiñena, la tasa de la tarifa fija fue confirmada por España tras la inscripción de la instalación en el registro de pre-asignación. El otorgamiento de derechos específicos por parte de España se limitaba a inversores, tales como la Demandante, cuyas plantas individuales calificaban adecuadamente dentro del marco<sup>264</sup>.

329. De modo similar, en *Khan Resources c. Mongolia*, el tribunal decidió que la violación por parte de Mongolia de cualquier disposición de su Ley de Inversión Extranjera constituía una violación de la “cláusula paraguas” del TCE<sup>265</sup>. El tribunal concluyó que Mongolia había violado su Ley de Inversión Extranjera y, por ende, era “responsable frente al Inversor por operación de la cláusula paraguas”<sup>266</sup>. [Traducción del Tribunal]

---

<sup>262</sup> Véanse por ejemplo *EDF Int’l S.A., SAUR Int’l S.A. y León Participaciones Argentinas S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/23, Laudo, 11 de junio de 2012, párrs. 938-939 y 1035, Anexo CL-050; *Sempra Energy Int’l c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/16, Laudo, 28 de septiembre de 2007, párrs. 313-14, Anexo CL-033; *Enron Corp. y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, párrs. 275-277, Anexo CL-022; *Eureko B.V. c. República de Polonia*, CNUDMI, Laudo Parcial, 19 de agosto de 2005, párrs. 251-260, Anexo CL-044; *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párrs. 53 y 61-62, Anexo CL-045.

<sup>263</sup> *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E Int’l, Inc. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/1, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006, párr. 174, Anexo CL-023.

<sup>264</sup> Curiosamente, la Demandante también observa que, según el Profesor Aragón, el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 otorgaban derechos de propiedad específicos al amparo del derecho español a los inversores elegibles, incluida la Demandante (Primer Dictamen de Aragón en 16, 26 y 41-43). En otros lugares, la Demandante argumenta que el derecho español carece de relevancia con respecto a las cuestiones modificatorias.

<sup>265</sup> *Khan Resources Inc., Khan Resources B.V. y Cauc Holding Company Ltd. c. Gobierno de Mongolia y Monatom Co. Ltd.*, Caso CPA No. 2011-09, Laudo sobre el Fondo, 2 de marzo de 2015, párr. 366, Anexo CL-049.

<sup>266</sup> Véase asimismo *SGS Société Générale de Surveillance S.A. c. República del Paraguay*, Caso CIADI No. ARB/07/29, Decisión sobre Jurisdicción, 12 de febrero de 2010, párr. 167, Anexo CL-051, el tribunal interpretó que una cláusula paraguas crea “la obligación [del Estado] de respetar en todo momento las obligaciones contraídas con respecto a las inversiones de los inversionistas de la otra Parte. El enunciado de esa obligación no contiene limitación alguna: evidentemente se aplica a todos los compromisos de ese género, establecidos por contrato o por ley; unilaterales o bilaterales, etc.”.

330. El tribunal en *Al-Bahloul c. Tayikistán* confirmó que la cláusula paraguas contenida en el TCE “se expresa en términos generales, refiriéndose como lo hace a ‘las obligaciones’ y, por ello, por el sentido corriente de las palabras, incluye **tanto las obligaciones legales como las contractuales**”<sup>267</sup> [Traducción del Tribunal]. En *Plama c. Bulgaria*, el tribunal analizó el sentido corriente del término “las obligaciones” que aparece en la última oración del Artículo 10(1) del TCE y concluyó que su ámbito amplio comprendía “cualquier obligación independientemente de su naturaleza, es decir, **si es contractual o legal**”<sup>268</sup> [Traducción del Tribunal].

331. Con respecto a los hechos, la Demandante sostiene que el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 crearon una serie de obligaciones explícitas en cuanto a las tarifas que España se comprometió a pagar por la energía eléctrica producida por las instalaciones que reunían las condiciones necesarias:

- la obligación de pagar “la retribución prevista en el régimen económico [del RD 661/2007 y del RD 1578/2008]” a las instalaciones de la Demandante “por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta” (Artículo 17 del RD 661/2007, también aplicable, según la Demandante, al RD 1578/2008);
- la obligación de pagar tarifas fijas de 44,0381c€ a las instalaciones El Paso, El Soldado, La Gineta II, Siruela, Gibraleón y Yecla de la Demandante, y de 41,75c€ a la planta Alcaudete de la Demandante, por kWh de energía eléctrica producida durante los primeros veinticinco años de operación de dichas instalaciones (Artículo 36 del RD 661/2007);
- la obligación de pagar tarifas fijas de 35,2305c€ por kWh de energía eléctrica producida por las instalaciones El Paso, El Soldado, La Gineta II, Siruela, Gibraleón y Yecla de la Demandante, y de 33,400c€ por kW de energía eléctrica

---

<sup>267</sup> *Mohammad Ammar Al-Bahloul c. República de Tayikistán*, Caso CCE No. V064/2008, Laudo Parcial sobre Jurisdicción y Responsabilidad, 2 de septiembre de 2009, párr. 257 (énfasis agregado), Anexo CL-047.

<sup>268</sup> *Plama Consortium Limited c. Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, párr. 186, Anexo CL-042. Véase asimismo *Limited Liability Company Amtó c. Ucrania*, Caso CCE No. 080/2005, Laudo Final, 26 de marzo de 2008, párr. 110, Anexo CL-048.

producida por la planta Alcaudete de la Demandante, durante el resto de la vida operativa de dichas instalaciones (Artículo 36 del RD 661/2007);

- la obligación de pagar tarifas fijas de 0,2908570c€/a la instalación FV Formiñena por kWh de energía eléctrica producida durante los primeros veinticinco años de operación (Artículo 11 del RD 1578/2008 y la resolución específica emitida para Formiñena tras su inscripción en el registro de pre-asignación en virtud del RD 1578/2008);
- la obligación de actualizar el valor de las tarifas en virtud del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 “anualmente tomando como referencia el IPC” (Artículo 44.1 del RD 661/2007 y Artículo 12 del RD 1578/2008); y
- la obligación de garantizar que “[l]as revisiones...de la tarifa regulada...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” (Artículo 44(3) del RD 661/2007, que conforme lo alegado por la Demandante, también es aplicable al RD 1578/2008).

332. En el año 2010, España comenzó a incumplir las obligaciones que había asumido con respecto a las inversiones de la Demandante, reduciendo progresivamente la compensación que se había comprometido a proporcionar en su marco regulatorio y en compromisos específicos relativos a las instalaciones de 9REN. En síntesis<sup>269</sup>:

- (a) las restricciones a las horas operativas de 2010 redundaron en un incumplimiento de la obligación de España de pagar incentivos respecto de toda la energía eléctrica que una planta elegible podía producir<sup>270</sup>;

---

<sup>269</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 41.

<sup>270</sup> RD 661/2007. El Artículo 17 dispone lo siguiente:

[L]os titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

...

(c) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto...

- (b) las restricciones a la duración de 2010 redundaron en un incumplimiento de la obligación de España de pagar incentivos durante la totalidad de la vida de las instalaciones<sup>271</sup>;
- (c) los “impuestos” de 2012 redundaron en un incumplimiento de la obligación de España de pagar tasas de incentivo fijas<sup>272</sup>;
- (d) la modificación del Índice de Inflación IPC de 2013 redundó en un incumplimiento de la obligación de España de ajustar los incentivos conforme al IPC bajo el RD 661/2007<sup>273</sup>; y
- (e) el “Nuevo Marco Regulatorio” de 2013-2014 redundó en un incumplimiento de la obligación de España de pagar tasas de incentivo fijas durante la vida operativa de la planta<sup>274</sup>.

## **B. El Argumento del Demandado**

333. La Demandante se equivoca al resaltar la palabra “*las*” ya que debido a su amplia naturaleza, abriría las compuertas a que todo tipo de actividad estatal se incluyera en el concepto de obligaciones. La palabra “contraído” incluida en la última oración del Artículo 10(1) del TCE requiere que un Estado *asuma obligaciones específicas con un inversor determinado o una inversión determinada*<sup>275</sup>.

---

RD 661/2007, Artículo 17, Anexo C-098.

<sup>271</sup> *Ibíd.*, Artículo 36.

<sup>272</sup> *Ibíd.*

<sup>273</sup> *Ibíd.*, Artículo 44.1.

<sup>274</sup> *Ibíd.*, Artículo 36.

<sup>275</sup> Citando *Noble Ventures, Inc. c. Rumania* en el que el tribunal concluyó:

...en vista de la redacción de... “las obligaciones que [una parte] pudiera haber contraído con respecto a las inversiones”, resulta difícil no considerar esto una referencia clara a los contratos de inversión. De hecho, es posible preguntar qué otras obligaciones pueden haber tenido en cuenta las partes como “contraídas” por un Estado receptor con respecto a una inversión. El empleo del concepto de “contraído” indica que se alude a compromisos específicos y no a compromisos generales, por ejemplo, mediante actos legislativos. Este es también el motivo por el cual el Art. II (2)(c) sería más bien un fundamento vacío a menos que se entendiera que se refiere a los contratos... [Traducción del Tribunal].

*Noble Ventures, Inc c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párr. 51, Anexo RL-0026. Véase asimismo *SGS c. Filipinas*:

334. El término “contraído” aparece en contexto como “...obligaciones que [el Estado receptor] haya contraído con los inversores”. El TCE fue suscrito en múltiples idiomas. El francés reza “respecte les obligations **qu’elle a contractées** vis-à-vis du’un investisseur”; y el inglés reza: “any obligations it has **entered into** with an Investor”. Todos estos términos sugieren que el inversor y el Estado receptor deben haber acordado una obligación bilateral.

335. La Demandante invoca erróneamente el laudo de *Plama Consortium c. Bulgaria* como precedente a su favor. El tribunal de *Plama* explícitamente decidió lo siguiente:

Dado que las Partes se refieren exclusivamente a la aplicación de la última oración del Artículo 10(1) del TCE a [las obligaciones contractuales], no es necesario que el Tribunal extienda su análisis más allá de eso<sup>276</sup>.  
[Traducción del Tribunal]

336. *Khan Resources c. Mongolia* también se distingue porque, en ese caso, la Ley de Inversión Extranjera fue promulgada específicamente para los inversores extranjeros. En consecuencia, las obligaciones que se analizan en el laudo no surgen de reglamentos de naturaleza general, *erga omnes*, tal como ocurre aquí. El RD 661/2007 es un reglamento aplicable a *cualquier* inversor, sin importar su nacionalidad.

337. La postura de la Demandante tampoco encuentra sustento en *Al-Bahloul c. Tayikistán*. Al leer todo el párrafo del cual la Demandante extrae la cita, de hecho, socava la posición de la Demandante<sup>277</sup>:

Esta protección se expresa en términos generales, refiriéndose como lo hace a ‘las obligaciones’ y, por ello, por el sentido corriente de las palabras, incluye tanto las obligaciones legales como las contractuales. El Comité Ad Hoc del CIADI, al anular la decisión emitida en *CMS c. Argentina*, adoptó una opinión más estricta y consideró que la palabra

---

[E]l Estado receptor debe haber asumido una obligación legal, y esta se debe haber asumido frente a la inversión específica –y no por aplicación de alguna obligación legal de carácter general. Esto dista mucho de elevar al nivel internacional todas las ‘medidas legislativas o administrativas locales u otras medidas unilaterales de una Parte Contratante’. [Traducción del Tribunal]

Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1238, que cita *Société Générale de Surveillance S.A. c. Filipinas*, Caso CIADI No. ARB/02/6, Decisión sobre Excepciones a la Jurisdicción, 29 de enero de 2004, párr. 166, Anexo RL-0024.

<sup>276</sup> *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, párr. 187, Anexo RL-0034.

<sup>277</sup> Memorial de la Demandante, párr. 390.

“contraído” sugiere que la obligación se limita a las de naturaleza consensual. En ambos casos, sin embargo, queda claro que la obligación se debe haber contraído “con” los inversores o las inversiones de los inversores. **Por lo tanto, esta disposición no se refiere a las obligaciones generales del Estado que surgen como cuestión de derecho**<sup>278</sup>. (énfasis agregado) [Traducción del Tribunal]

338. De igual modo, *AMTO c. Ucrania*<sup>279</sup> se refería a la cuestión que consiste en determinar si una obligación *contractual* asumida por el Estado con una sociedad controlante podría extenderse a una subsidiaria. En el presente caso, no existe ninguna alegación de obligación contractual entre la Demandante y España.

339. La Demandante también invoca diversos laudos que involucran a Argentina incluso *LG&E c. Argentina* y *Enron c. Argentina*<sup>280</sup>. Pero en estos casos había compromisos específicos entre el Estado y los inversores por medio de concesiones o licencias

340. La Demandante también cita *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, aunque ese laudo indica, por el contrario, lo siguiente:

El empleo del concepto de “contraído” indica que se alude a compromisos específicos y no a compromisos generales, por ejemplo, mediante actos legislativos. Este es también el motivo por el cual el Art. II (2)(c) sería más bien un fundamento vacío [sic] a menos que se entendiera que se refiere a los contratos...<sup>281</sup>. [Traducción del Tribunal]

341. Por lo tanto, las reclamaciones de la Demandante al amparo de la cláusula paraguas bajo el Artículo 10(1) del TCE deberían ser desestimadas.

### **C. La Decisión del Tribunal sobre la Cláusula Paraguas**

342. El Tribunal es sensible a las implicancias del argumento de las “compuertas” realizada por España. El TCE utiliza el término “las obligaciones”. El término “las obligaciones” se debe interpretar de conformidad con las palabras empleadas en el Artículo 10(1) del TCE. Se encuentra

---

<sup>278</sup> *Mohammad Ammar Al-Bahloul c. República de Tayikistán*, Caso CCE No. V064/2008, Laudo Parcial sobre Jurisdicción y Responsabilidad, 2 de septiembre de 2009, párr. 257, Anexo CL-047.

<sup>279</sup> *Limited Liability Company Amtó c. Ucrania*, Caso CCE No. 080/2005, Laudo Final, 26 de marzo de 2008, párr. 110, Anexo CL-048.

<sup>280</sup> Memorial de la Demandante, párr. 393.

<sup>281</sup> *Noble Ventures Inc. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párr. 51, Anexo RL-0026.

empleado en el contexto de una obligación “contraída” por el Estado “con un Inversor”. Ese contexto es apto para un contrato bilateral, como un contrato de concesión o de licencia. No es apto para describir la legislación pública o las regulaciones administrativas de un Estado. Un Estado no “contrae” dicha legislación con un particular. En cualquier caso, una expectativa legítima, divorciada de su anclaje en el estándar TJE, no es en sí misma una “obligación” autónoma en los términos del Artículo 10(1) del TCE.

343. La postura de la Demandante se ha planteado como un caso de “expectativas legítimas” basado en lo siguiente:

- (a) el compromiso de España de aceptar la producción “total o parcial” de las plantas de la Demandante bajo el RD 661/2007 de conformidad con la tarifa y los términos prescritos para el FIT. No habría limitación con respecto a las horas operativas ni imposición de un peaje de acceso;
- (b) la obligación se extendería durante un período de 25 años y al 80% durante el resto de la vida útil de la instalación. El Tribunal observa que no se define “la vida útil de la instalación”;
- (c) ajustar la compensación por referencia a un IPC objetivo.

344. Por otro lado, el Tribunal ha concluido que España **no** asumió obligación alguna frente a la Demandante:

- (a) de abstenerse de imponer el impuesto IVPEE del 7%;
- (b) de abstenerse de modificar la compensación pagadera en virtud del RD 1578/2008.

345. En las circunstancias del caso, resultaría tanto problemático como superfluo admitir el argumento de la Demandante al amparo de la cláusula paraguas; problemático porque confundiría la protección de un inversor al amparo del TJE con la protección que se pretende que extienda la cláusula paraguas y cambiar el sentido de ésta última, lo cual sería superfluo porque la cláusula paraguas no agrega nada en materia de indemnización a lo que ya se haya otorgado bajo el TJE.

346. La Demandante sostiene que “existe otro nivel de obligaciones en forma de inscripción ante el RAIPRE para cada una de las inversiones de 9REN”<sup>282</sup> [Traducción del Tribunal], pero, en este punto, el Tribunal coincide con España en que la inscripción ante el RAIPRE es sólo una precondition administrativa a los beneficios FIT, y no una fuente de esos beneficios<sup>283</sup>.

## **PARTE 7(5). EXPROPIACIÓN**

347. La cuestión consiste en determinar si el efecto acumulativo de todas las medidas de España consistió en privar sustancialmente a la Demandante de su inversión en las instalaciones FV. Las preguntas son las siguientes:

- ¿hubo expropiación?
- en caso afirmativo, ¿fue lícita?

### **A. El Argumento de la Demandante**

348. La jurisprudencia en virtud de tratados de inversión rebasa de sustento para el principio según el cual los derechos legales diferenciados – sean derechos dinerarios o de otra índole –

---

<sup>282</sup> Alegato de Cierre de la Demandante, Diapositiva 2. La Demandante invoca el contrainterrogatorio del experto legal de España, Profesor Vaquer:

P: ¿Podía una planta beneficiarse del régimen económico del Real Decreto 661 sin haber obtenido la inscripción en el RAIPRE?

SEÑOR VAQUER CABALLERÍA: No debía.

P: No debía.

SEÑOR VAQUER CABALLERÍA: No debía porque el Real Decreto decía que era previa inscripción de lo cual yo no infiero el carácter constitutivo del registro.

Tr. Día 3, (Vaquer) págs. 1048:21-1049:7.

<sup>283</sup> Tal como efectivamente parecía ser la postura del experto legal de la Demandante, Profesor Aragón:

...el derecho a la retribución, el origen de ese derecho, está en la norma, obviamente, en el 661. Ahora bien, ese derecho adquiere eficacia, plena eficacia para particular que va a poner en marcha una instalación cuando se inscribe en el registro. Los términos literales son claros: será requisito necesario para acogerse al régimen retributivo de este Real Decreto la inscripción en el RAIPRE. Son términos claros, indubitados. Sin ello, no nace el derecho subjetivo, el derecho objetivo está en la norma, el derecho subjetivo a acogerse al régimen retributivo.

Tr. Día 3, (Aragón) pág. 885:7-19.

constituyen “inversiones” independientes susceptibles de expropiación en los casos en que la definición de “inversiones” contenida en el tratado pertinente incluye tales derechos<sup>284</sup>.

349. Una medida es expropiatoria cuando un Estado interfiere en una inversión protegida de manera de privar significativa o sustancialmente al inversor del uso, beneficio o valor de la inversión, en una medida que es más que efímera<sup>285</sup>.

350. Los tribunales internacionales han decidido que la forma de las medidas no es decisiva en cuanto al acaecimiento de una expropiación: las medidas pueden oscilar entre una apropiación inmediata e integral, y una serie de medidas que reducen gradualmente el valor de una inversión en etapas incrementales y culminan en una privación sustancial de la inversión (lo que a menudo se denomina “expropiación progresiva”)<sup>286</sup>. En síntesis: “La expropiación puede ser directa, indirecta, regulatoria, progresiva, *de facto*, o un acto gubernamental puede ser ‘semejante’ o ‘equivalente a’ una expropiación, o ‘tener efectos similares’ a ella”<sup>287</sup>. [Traducción del Tribunal]

351. Como cuestión de derecho internacional, no es necesario que España expropie la actividad empresarial en su totalidad para haber violado el Artículo 13 del TCE<sup>288</sup>. Por ejemplo, en *Middle*

---

<sup>284</sup> Asimismo, al menos un doctrinario ha argumentado que “la apropiación de derechos adquiridos...se considera una apropiación o destrucción ilícita de bienes tangibles. La apropiación de derechos adquiridos concede a la víctima derecho a recibir una indemnización” [Traducción del Tribunal]. Lone Wamdahl Mouyal, *International Investment Law and the Right to Regulate, A Human Rights Perspective*, 45 (2016), Anexo CL-057.

<sup>285</sup> Véanse p. ej., *Técnicas Medioambientales Tecmed S.A. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003, Anexo CL-015; *Middle East Cement Shipping and Handling Co. S.A. c. República Árabe de Egipto*, Laudo, 12 de abril de 2002, párr. 114, CL-054; *CME Czech Rep. B.V. c. República Checa*, CNUDMI, Laudo Parcial, 13 de septiembre de 2001, seccs. 604-5, Anexo CL-036; Christoph Schreuer, *The Concept of Expropriation Under the ECT and Other Investment Protection Treaties*, en *Investment Arbitration and the Energy Charter Treaty* 126-133 (Clarisse Ribeiro ed., 2006), Anexo CL-067.

<sup>286</sup> Véanse *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. República de Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/96/1, Laudo, 17 de febrero de 2000, párrs. 76-77, Anexo CL-068; Christoph Schreuer, *The Concept of Expropriation Under the ECT and Other Investment Protection Treaties*, en *Investment Arbitration and the Energy Charter Treaty* 126-133 (Clarisse Ribeiro ed., 2006), Anexo CL-067; Rudolf Dolzer, *Indirect Expropriations: New Developments?* 11 N.Y.U. ENIRON. L. J. 64 (2002) pág. 79, Anexo CL-069.

<sup>287</sup> Christopher Dugan et al., *Investor-State Arbitration* 450 (2008), Anexo CL-070.

<sup>288</sup> Véanse por ejemplo *Siemens A.G. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/8, Laudo, 17 de enero de 2007, párr. 267 (que observa que “hay una extensa práctica judicial que reconoce que la expropiación no se limita a los bienes tangibles” [Traducción del Tribunal]), CL-46; *Methanex Corp. c. Estados Unidos de América*, CNUDMI, Laudo Final sobre Jurisdicción y Fondo, 3 de agosto de 2005, párr. 17 (que decide que la interpretación estricta del concepto de bien “como una ‘cosa’ material es obsoleta y le ha cedido su lugar a la concepción contemporánea” [Traducción del Tribunal]), Anexo CL-052; *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo, 13 de marzo de 2015, párr. 118, Anexo CL-053 (que reconoce que el “fondo de comercio” y los “conocimientos técnicos” – en tanto inversiones cubiertas – son susceptibles de ser expropiados). Asimismo, el concepto de expropiación parcial existe en virtud del derecho internacional, tal

*East Cement*, el tribunal analizó por separado si la licencia de la demandante, sus bienes tangibles (en ese caso, un buque) y otros derechos que calificaban como “inversiones” habían sido expropiados, y arribó a conclusiones diferentes **sobre la base del impacto de las medidas del Estado en cada una de las inversiones**<sup>289</sup>. Además, en *Eureka c. Polonia*, el tribunal determinó que el derecho de la demandante a adquirir otras acciones en una sociedad constituía una inversión susceptible de ser expropiada, si bien la actividad empresarial subyacente no se veía afectada por las medidas expropiatorias del Estado<sup>290</sup>.

352. El tribunal de *EnCana c. Ecuador* arribó a una conclusión similar con respecto a la expropiación de los “créditos dinerarios” de la demandante<sup>291</sup>. Dicho caso se refería a reclamos de reembolso del IVA en relación con contratos para la exploración y explotación de petróleo y gas<sup>292</sup>. En primer lugar, el tribunal rechazó la alegación de que la actividad empresarial en general había sido expropiada<sup>293</sup>. Luego, procedió a examinar por separado la cuestión que consiste en determinar si la denegación del reembolso del IVA **constituyó una expropiación de ese derecho específico**<sup>294</sup>. Advirtiendo que el tratado bilateral de inversión aplicable incluía los “créditos dinerarios” en su definición de “inversión”, el tribunal determinó que “una ley que **cancela la responsabilidad** que el Estado ya ha asumido para con un inversionista...puede constituir

---

como demuestran las Directrices *relativas al Tratamiento de la Inversión Extranjera Directa*, adoptadas por el Comité para el Desarrollo de la Junta de Gobernadores del Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, que disponen: “Un Estado no podrá expropiar una inversión privada extranjera o, de otro modo, apropiarse de ella, en todo o en parte, en su territorio, ni adoptar medidas que tengan efectos similares...” [Traducción del Tribunal] (*Directrices relativas al Tratamiento de la Inversión Extranjera Directa adoptadas por el Comité para el Desarrollo*, 7 CIADI REV.-F.I.L.J. 295 (1992), secc. IV (énfasis agregado), Anexo CL-060). Si bien la forma de las medidas expropiatorias puede variar, el factor determinante en cuanto al acaecimiento de una expropiación es el impacto consiguiente de las medidas en la “inversión” del inversor. La cuestión consiste en determinar si el inversor se ha visto privado — en todo o en parte sustancial — del uso, beneficio o valor de su “inversión”. Véase por ejemplo *Técnicas Medioambientales Tecmed, S.A. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003, párrs. 115-116, Anexo CL-015; véase asimismo Christoph Schreuer, *The Concept of Expropriation Under the ECT and Other Investment Protection Treaties*, en *Investment Arbitration and the Energy Charter Treaty* 126-133 (Clarisse Ribeiro ed., 2006), párr. 119, Anexo CL-067.

<sup>289</sup> *Middle East Cement Shipping and Handling Co. S.A. c. República Árabe de Egipto*, Caso CIADI No. ARB/99/6, Laudo, 12 de abril de 2002, Anexo CL-054; véase asimismo *Gami Investments, Inc. c. Estados Unidos Mexicanos*, CNUDMI, Laudo Final, TLCAN – CNUDMI, 15 de noviembre de 2004, párrs. 126-127 (“La toma de 50 acres de una granja es igualmente expropiatoria tanto si es la granja completa como si es una fracción de la misma”), Anexo CL-055.

<sup>290</sup> *Eureka B.V. c. República de Polonia*, CNUDMI, Laudo Parcial, 19 de agosto de 2005, párrs. 239-241, Anexo CL-044.

<sup>291</sup> *EnCana Co. c. República del Ecuador*, CNUDMI, Laudo, 3 de febrero de 2006, párrs. 182-183, Anexo CL-056.

<sup>292</sup> *Ibíd.* párrs. 172-178.

<sup>293</sup> *Ibíd.* párrs. 179 y ss.

<sup>294</sup> *Ibíd.* párr. 182.

expropiación”<sup>295</sup>. La Demandante argumenta que sus derechos en virtud de los contratos FIT constituyen derechos de propiedad<sup>296</sup>.

353. En concreto, el RD 661/2007 confirió un conjunto de derechos a siete de los proyectos de 9REN tal como establecen los Artículos 17, 36 y 44 del RD 661/2007. Por su parte, el RD 1578/2008 otorgó derechos similares a una tarifa fija durante veinticinco años a la planta Formiñena de 9REN. El Profesor Aragón declaró que los derechos otorgados a dichas instalaciones en virtud del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 eran derechos legales al amparo del derecho español y se encontraban protegidos como tales<sup>297</sup>.

354. España interfirió sustancialmente en los derechos de 9REN a percibir el **valor total** de las tarifas en virtud del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 sobre toda la energía eléctrica que sus instalaciones producían cuando, en el período comprendido entre los años 2010 y 2013, España promulgó las medidas impugnadas que se analizaron previamente<sup>298</sup>.

355. Dichos actos de **interferencia sustancial**<sup>299</sup> fueron seguidos de la derogación total del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 por parte de España en 2013/2014, con el Nuevo Marco Regulatorio que privó totalmente a la Demandante de cada uno de sus derechos en virtud de los regímenes anteriores.

---

<sup>295</sup> *Ibíd.* párr. 183.

<sup>296</sup> En el caso de 1929 del *Asunto relativo a los Intereses Alemanes en la Alta Silesia Polaca (Alemania c. Polonia)*, la CPJI decidió: “el principio del respeto de los derechos adquiridos forma parte del derecho internacional generalmente aceptado” [Traducción del Tribunal] (*Asunto relativo a los Intereses Alemanes en la Alta Silesia Polaca (Alemania c. Polonia)*, Caso CPJI 1926, Serie A, No. 7 22, pág. 42, Anexo CL-058). Asimismo, los doctrinarios han entendido que “la premisa fundamental para [el] estándar mínimo internacional que rige el tratamiento de la propiedad extranjera es el respeto de los derechos adquiridos” [Traducción del Tribunal] (Samuel Asante, *International Law and Foreign Investment: A Reappraisal*, 37 INT’L & COMP. L.Q. 595 (1988), Anexo CL-059).

<sup>297</sup> Primer Dictamen de Aragón, párrs. 16 y 39-40.

<sup>298</sup> Primer Informe de Cuantificación de FTI, párr. 8.

<sup>299</sup> Se encuentra aceptado que un Estado receptor puede “interferir” en la propiedad del inversor mediante acciones regulatorias, incluso a través de medidas tributarias, que pueden constituir expropiación. Al menos un tribunal ha declarado a un Estado responsable de expropiación cuando el Estado interfirió en los derechos de un inversor en virtud de una licencia, **en tanto que la propia licencia permaneció con el inversor y no fue expropiada en sí misma**. Además, un decreto o pronunciamiento gubernamental que deja en claro que el inversor no podrá explotar su inversión en el futuro puede ser expropiatorio si priva al inversor de la capacidad de hacer uso razonable de los bienes o vender la inversión a un precio razonable. Véanse *Yukos Universal Limited (Isla de Man) c. La Federación Rusa*, CNUDMI, Caso CPA No. AA 227, Laudo, 18 de julio de 2014, párrs. 1579, 1580, Anexo CL-071; Reformulación (Tercera) de la Ley de Relaciones Exteriores de los Estados Unidos s. 712 n. 6, cmt. g. (1987), Anexo CL-072. Véanse por ejemplo *Middle East Cement Shipping and Handling Co. S.A. c. República Árabe de Egipto*, Laudo, 12 de abril de 2002, párr. 107, Anexo CL-054; *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. República de Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/96/1, Laudo, 17 de febrero de 2000, Anexo CL-068.

356. Por todas estas razones, España expropió las “inversiones” de la Demandante en los términos del Artículo 13 del TCE. Asimismo, la expropiación fue ilícita, dado que no cumplió con cada uno de los cuatro requisitos acumulativos para una expropiación lícita contenidos en el Artículo 13 del TCE. Por ende, el Tribunal debería concluir que las medidas de España resultaron violatorias del Artículo 13 del TCE.

## **B. La Posición del Demandado**

357. España alega que una modificación regulatoria que afecta el valor de un derecho no constituye una expropiación de ese derecho y bien se encuentra dentro del poder regulatorio soberano del Estado.

358. No ha habido expropiación alguna. Las plantas fotovoltaicas tienen garantizada por ley una tasa de rentabilidad razonable, protegida de la incertidumbre y las fluctuaciones del mercado. Una inversión que continúa en poder y control del inversor con una tasa de rentabilidad razonable garantizada por ley no se puede considerar expropiada, a pesar de verse privada en parte de su prima regulatoria esperada.

359. Los rendimientos futuros de la inversión no califican como “bienes” sujetos a expropiación en los términos del Artículo 13(3) del TCE. La Demandante no “*posee o controla directa o indirectamente*” los rendimientos que esperaba percibir *en el futuro* mediante una tarifa regulada en virtud del marco legislativo español en el sentido del Artículo 1(6) del TCE.

360. Según España, la Demandante se equivoca sistemáticamente al negar la importancia del derecho español. Toda inversión susceptible de ser expropiada debe consistir en un derecho o bien que se encuentra debidamente constituido, definido, formado y reconocido conforme a la legislación del Estado receptor<sup>300</sup>. Esto es así porque el derecho internacional en materia de expropiación solo se ocupa de la protección de los derechos de propiedad u otros intereses económicos y no regula el proceso de *creación* de tales derechos<sup>301</sup>.

---

<sup>300</sup> Colección de Publicaciones de la UNCTAD sobre Temas Relacionados con los Acuerdos Internacionales de Inversión, Expropiación, United Nations Series, Nueva York y Ginebra, 2012, página 22 (“Informe de Expropiación de la UNCTAD”), Anexo RL-0030.

<sup>301</sup> *EnCana Corporation c. República del Ecuador*, CNUDMI, Laudo, 3 de febrero de 2006, párr. 184, Anexo RL-0027:

361. La Demandante tenía un derecho adquirido a percibir exclusivamente la retribución prevista en el RD 661/2007 en relación con la **energía ya vendida**. En ninguna circunstancia había un derecho adquirido susceptible de expropiación a un caudal de ingresos **futuros**<sup>302</sup>.

362. En cualquier caso, las medidas impugnadas son actos regulatorios que no generan la obligación de indemnizar. Resultan de la facultad de España de legislar en favor del interés público en una industria altamente regulada. Los actos estatales no son objeto de indemnización cuando son expresión de los poderes de policía del Estado<sup>303</sup>.

363. Los tribunales de arbitraje que han interpretado el TCE han demostrado que, para que el Artículo 13(1) caracterice una medida como equivalente a expropiación, aquella debe impedir que el inversor siga gozando de su inversión o haciendo uso de ella, o debe restringir algún derecho de propiedad correspondiente a la inversión de manera severa y devastadora<sup>304</sup>.

---

...para que exista la expropiación de una inversión o beneficio (en una situación que suponga derechos o reclamaciones legales, para diferenciarla de la confiscación de activos físicos), los derechos afectados deben existir en virtud de la legislación que los crea. En este caso, la legislación de Ecuador.

Véase asimismo *Suez, Sociedad General de Aguas de Barcelona S.A. e InterAgua Servicios Integrales del Agua S.A. c. República Argentina*, Decisión sobre Responsabilidad, 30 de julio de 2010, párr. 151, Anexo RL-028, en que el tribunal afirmó:

A fin de evaluar la naturaleza de estos derechos en un caso de supuesta expropiación de derechos contractuales, se debe analizar el derecho interno en virtud del cual se crearon los derechos. Los derechos contractuales de AASA y de las Demandantes en la Concesión, que, según las Demandantes, se expropiaron, fueron creados por el marco jurídico y el Contrato de Concesión descritos *supra*. [Traducción del Tribunal]

<sup>302</sup> *Charanne B.V. y Construction Investment S.À.R.L. c. Reino de España*, Laudo Final, 21 de enero de 2016, párrs. 494, 458 y 459, Anexo RL-0049. Tal como resolviera el tribunal de *Charanne*:

El objeto de la inversión no fueron los rendimientos, sino la compañía X...una inversión protegida bajo el artículo 1(6) debe ser poseída o controlada por el inversor, y que las Demandantes no poseen ni controlan los rendimientos futuros de las plantas, los cuales no constituyen derechos incorporados a su patrimonio. El Tribunal estima por tanto que las Demandantes invirtieron en acciones (artículo 1(6)(b) del TCE), y no en rendimientos.

<sup>303</sup> Informe de Expropiación de la UNCTAD, pág. 78, Anexo RL-0030.

<sup>304</sup> En *Electrabel S.A. c. República de Hungría*, el tribunal estableció que las medidas adoptadas por Hungría, en tanto no impedían que Electrabel continuara operando la planta ni le impedían operar en el mercado eléctrico húngaro, no se podían considerar medidas equivalentes a una expropiación en virtud del Artículo 13 del TCE:

En cuanto a la expropiación indirecta, el Tribunal considera que la redacción del Artículo 13(1) del TCE requiere que Electrabel establezca que...su inversión perdió todo valor económico significativo con la rescisión anticipada del PPA... En síntesis, el Tribunal considera que el conjunto acumulado de materiales jurídicos internacionales, que comprende tanto decisiones arbitrales como escritos doctrinales, describe para la expropiación tanto directa como indirecta, de modo consistente aunque en distintos términos, el requisito en virtud del derecho internacional de que el inversor establezca la privación sustancial, radical, severa, devastadora o fundamental de sus derechos o la aniquilación potencial, neutralización efectiva o destrucción fáctica de su inversión, su valor o goce...Por el contrario, los tribunales de arbitraje han rechazado reclamos

364. A pesar de la serie de quejas de la Demandante, se le asegura la recuperación del *coste de la inversión* y de los *costes operativos*, y se le garantiza una *tasa de rentabilidad razonable* ligada al bono español a 10 años más 300 puntos básicos. Las medidas impugnadas no son ni desproporcionadas ni irrazonables en relación con el objetivo que pretenden lograr.

365. En *AES c. Hungría*, el tribunal decidió que, puesto que AES mantenía el control de AES y seguía beneficiándose de su inversión, las medidas adoptadas por Hungría no se podían considerar medidas equivalentes a una expropiación<sup>305</sup>.

366. El laudo de *El Paso c. Argentina* decidió:

...para que se produzca expropiación debe privarse al inversor sustancialmente no sólo de los beneficios, sino también del uso de su inversión. **La simple reducción del valor de la inversión que no fuera provocada por la interferencia con el control o el uso de la inversión no constituye expropiación indirecta**<sup>306</sup>. (énfasis agregado)

---

de expropiación al amparo del derecho internacional cuando el inversor no ha satisfecho este criterio de privación “sustancial”...el Tribunal también interpreta los términos del Artículo 13(1) del TCE en el sentido de exigir que Electrabel satisfaga el criterio de privación sustancial tanto para la expropiación directa como para la expropiación indirecta que tenga el efecto equivalente a la expropiación directa o nacionalización. [Traducción del Tribunal]

*Electrabel S.A. c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Decisión sobre Jurisdicción, Ley Aplicable y Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012, párrs. 6.53-6.62 y 6.63, Anexo RL-0002.

<sup>305</sup> *AES Summit Generation Ltd y AES-Tisza Erömu Kft c. Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, párrs. 14.3.1-14.3.4, Anexo RL-0039:

El acto de un Estado que tenga un efecto negativo en una inversión no se puede considerar una expropiación automáticamente. Para que ocurra una expropiación, es necesario que se prive al inversor, en todo o en parte importante, de los bienes relativos a su inversión o del control efectivo de ella, o que se prive a su inversión, en todo o en parte importante, de su valor.

Pero, en este caso, la reforma de la Ley de Electricidad de 2001 y la emisión de los Decretos de Precios no interfirieron en **la propiedad o el uso** de los bienes de las Demandantes. Las Demandantes conservaron en todo momento el control de la planta AES Tisza II; por ende, no se privó a las Demandantes de la propiedad o del control de su inversión.

Además, las Demandantes siguieron percibiendo ingresos sustanciales...lo que prueba que el valor de su inversión no se redujo sustancialmente y que no se vieron privadas de todo o parte importante del valor de sus inversiones.

En estas circunstancias, el Tribunal concluye que los efectos de la reintroducción de los Decretos de Precios no constituyen una expropiación de la(s) inversión(es) de las Demandantes. (énfasis agregado) [Traducción del Tribunal]

<sup>306</sup> *El Paso Energy Int'l Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, párr. 256, Anexo RL-0041.

367. Del mismo modo, el caso *Charanne* requiere una pérdida equivalente a una privación de propiedad:

465. ...Para que una medida pueda ser considerada como equivalente a una expropiación, sus efectos tienen que ser de tal magnitud que se pueda considerar que el inversor haya sido privado, total o parcialmente, de su inversión. **Una simple disminución del valor de las acciones objeto de la inversión no puede por tanto caracterizar una expropiación indirecta**, a menos que la pérdida de valor sea tal que se pueda considerar equivalente a una privación de propiedad<sup>307</sup>. (énfasis agregado)

368. En síntesis, las medidas impugnadas no tomaron el control de las acciones ni la gestión de las plantas de la Demandante, ni destruyeron el valor de las sociedades operadoras. Por lo tanto, (i) la Demandante sigue controlando sus acciones en las Plantas, (ii) las plantas continúan operando, produciendo y vendiendo energía fotovoltaica en el mercado, y (iii) la Demandante sigue obteniendo una tasa de rentabilidad razonable de las plantas. Los rendimientos futuros de las plantas no se encuentran comprendidos en el concepto de inversión protegida bajo el Artículo 1(6) del TCE. La Demandante no “posee o controla directa o indirectamente” los rendimientos que pretende percibir en el futuro mediante las tarifas reguladas en virtud del marco legislativo español.

### C. La Decisión del Tribunal sobre la Expropiación

369. Las inversiones de la Demandante se encuentran correctamente caracterizadas como acciones societarias. Las sociedades operadores *downstream* tenían derecho a los ingresos provenientes de la energía eléctrica vendida al SEE, pero la Demandante no detenta en sí misma ningún derecho al caudal de ingresos, aunque el valor de sus acciones se viera afectado directa o indirectamente por una modificación en el caudal de ingresos. Sin embargo, cuando la Demandante habla de expropiación como distinto de la pérdida de valor (o al menos pérdida de valor equivalente a destrucción virtual), el Tribunal debe centrarse en el destino de las acciones en tenencia de la Demandante como inversiones. La Demandante no alega una pérdida de control de las acciones. Tampoco controvierte que haya mantenido la tenencia de las acciones hasta la venta de cinco plantas a Sun European S.À.R.L (“**Sun European**”) en el año 2015. Se trató de una enajenación voluntaria.

---

<sup>307</sup> *Charanne B.V. y Construction Investments S.A.R.L c. Reino de España*, Laudo Final, 21 de enero de 2016, párr. 465, Anexo RL-0049.

370. Aunque las modificaciones regulatorias que tuvieran lugar en el período comprendido entre los años 2010 y 2014 redujeron significativamente el valor accionario, la reducción del valor se analiza mejor en términos de una vulneración de la expectativa legítima de la Demandante. En consecuencia, el Tribunal considera que la serie de autoridades citadas por la Demandante son diferenciables y de poca ayuda.

371. En *Deutsche Bank c. Sri Lanka*, por ejemplo, el tribunal determinó que las medidas estatales en pos de evitar los pagos adeudados a la demandante constituyeron una expropiación. Deutsche Bank reclamó que Sri Lanka había expropiado sus derechos a los pagos adeudados en virtud del Acuerdo de Cobertura. La Corte Suprema de Sri Lanka emitió una orden de que no se efectuaran más pagos en virtud del Acuerdo de Cobertura, un acto que “privó a Deutsche Bank del valor económico del Acuerdo de Cobertura en tanto se la privó de hecho, y con arreglo al derecho de Sri Lanka del pago en virtud del Acuerdo de Cobertura”<sup>308</sup> [Traducción del Tribunal]. España nunca ha denegado los pagos. Ha reducido el valor de las acciones de la Demandante, pero el caudal de ingresos aún representa una rentabilidad en el orden del 7,9% (dependiendo naturalmente de las variables, tal como se analizará en el contexto de la cuantificación de daños).

372. En las circunstancias, el Tribunal rechaza el alegato de la Demandante de que su inversión fue expropiada.

## **PARTE 8. CUANTIFICACIÓN DE DAÑOS**

373. La única orientación explícita en materia de cuantificación de daños en el TCE se refiere a la expropiación en el Artículo 13. El Tribunal ha arribado a la conclusión de que no hay expropiación. En el caso de otros incumplimientos del TCE se ha recurrido al principio de reparación íntegra bajo el derecho internacional consuetudinario<sup>309</sup>. No existe controversia real acerca de la medida de indemnización aplicable. La Demandante aún tiene derecho a una “indemnización que debe, en la medida de lo posible, eliminar todas las consecuencias del hecho ilícito y restablecer la situación que, en toda probabilidad habría existido, si el hecho no se hubiese

---

<sup>308</sup> *Deutsche Bank c. República Democrática Socialista de Sri Lanka*, Caso CIADI No. ARB/09/2, Laudo, 31 de octubre de 2012, párr. 521, Anexo CL-073.

<sup>309</sup> *Amoco Int'l Finance Corporation c. Irán*, Caso No. 56, Laudo Parcial, 14 de julio de 1987, párrs. 112, 189 y 193-199, Anexo CL-075.

cometido”<sup>310</sup> [Traducción del Tribunal]. Tal como se establece en el Artículo 31 de los Artículos de la CDI sobre la Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos.

#### Artículo 31. Reparación

1. El Estado responsable está obligado a reparar íntegramente el perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito.
2. El perjuicio comprende todo daño, tanto material como moral, causado por el hecho internacionalmente ilícito del Estado.

374. En *AAPL c. Sri Lanka*, el tribunal sostuvo que Sri Lanka había violado su obligación de proporcionar protección y seguridad plenas y afirmó lo siguiente:

Ambas Partes están igualmente de acuerdo respecto del principio, según el cual, en caso de **destrucción de bienes**, el importe de la indemnización adeudada debe calcularse de manera tal que refleje adecuadamente el valor total de la inversión perdida como resultado de dicha destrucción y los daños sufridos como consecuencia de aquella<sup>311</sup>. (énfasis agregado)  
[Traducción del Tribunal]

375. El tribunal en *Vivendi c. Argentina* observó que “[s]obre la base de estos principios, y de no existir condiciones limitantes en el pertinente tratado, por lo general, e independientemente del tipo de inversión, y **de la naturaleza de la medida ilegítima**, que el nivel de indemnización por daños y perjuicios adjudicado en un arbitraje internacional sobre inversiones sea suficiente para **compensar plenamente a la parte afectada y eliminar las consecuencias de la acción del Estado**”<sup>312</sup>.

376. Tal como se mencionara, estos principios elementales para la evaluación de la indemnización no son objeto de controversia. Se fundan en la decisión de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el caso de la *Fábrica de Chorzów* entre Alemania y Polonia, que trató la confiscación ilegal por parte de Polonia de una fábrica de propiedad de un nacional de Alemania. La Corte Permanente de Justicia Internacional sostuvo en un pasaje que ya se citara en parte:

---

<sup>310</sup> *Caso Relativo a la Fábrica de Chorzów (Alemania c. Polonia)*, Sentencia 13, CPJI, 13 de septiembre de 1928, (CPJI 1928, Serie A, No. 17) pág. 47, Anexo CL-076.

<sup>311</sup> *Asian Agricultural Products Ltd. c. República de Sri Lanka*, Caso CIADI No. ARB/87/3, Laudo, 27 de junio de 1990, párrs. 87-88, Anexo CL-078.

<sup>312</sup> *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. y Vivendi Universal S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo II, 20 de agosto de 2007, párr. 8.2.7, Anexo CL-079.

El principio esencial contenido en la noción real de un hecho ilícito – un principio que parece estar establecido por la práctica internacional y en particular por las decisiones de los tribunales de arbitraje – es que **la reparación debe, en la medida de lo posible, eliminar todas las consecuencias del hecho ilícito y restablecer la situación que, en toda probabilidad, habría existido si el hecho no se hubiese cometido.** La restitución en especie, o, si esto no fuere posible, el pago de una suma correspondiente al valor que tendría una restitución en especie; el otorgamiento en su lugar, si fuere necesario, de una indemnización por daños y perjuicios por la pérdida sufrida que no estuviera cubierta por la restitución en especie – estos son los principios que debieran servir para determinar el monto de indemnización adeudado por un hecho contrario al derecho internacional<sup>313</sup>. (énfasis agregado) [Traducción del Tribunal]

377. El principio del derecho internacional consuetudinario es habitualmente aplicado por los tribunales de arbitraje, como en la decisión del Tribunal de Reclamaciones Irán-Estados Unidos en *Amoco c. Irán* que sostuvo lo siguiente:

[La *Fábrica Chorzów*] se considera por lo general como la muestra más fidedigna de los principios aplicables en esta materia y aún es válida en la actualidad... la expropiación [ilegal] da origen a una obligación de reparación de todos los daños sufridos por el propietario de los bienes expropiados... Las normas del derecho internacional relacionadas con la responsabilidad internacional de los Estados son aplicables a un caso como este. Estas normas prevén la *restitutio in integrum*: restitución en especie o, si no fuere posible, su equivalente monetario. Si fuere necesario, debiera adjudicarse también “una indemnización por daños y perjuicios por la pérdida sufrida que no estuviera cubierta por la restitución”.<sup>314</sup> [Traducción del Tribunal]

#### A. Cuantificación de la Indemnización

378. La Demandante solicita la pérdida del valor justo de mercado<sup>315</sup> de sus inversiones en las cinco plantas Solaica, y la pérdida de beneficios sobre sus inversiones en las tres plantas 9REN

---

<sup>313</sup> *Caso Relativo a la Fábrica de Chorzów (Alemania c. Polonia)*, Sentencia 13, CPJI, 13 de septiembre de 1928, (CPJI 1928, Serie A, No. 17), pág. 47, Anexo CL-076.

<sup>314</sup> *Amoco Int'l Fin. Corp. c. Irán*, Caso No. 56, Laudo Parcial No. 310-56-3, 14 de julio de 1987, párrs. 191-193, Anexo CL-075.

<sup>315</sup> El Consejo de Normas Internacionales de Valoración (también referido como “**IVSC**”, por sus siglas en inglés) define el valor de mercado como: “la cantidad estimada por la cual una propiedad podría ser intercambiada, en la fecha de valoración, entre un comprador y un vendedor en una transacción en condiciones de plena competencia donde las partes actúan con conocimiento y sin coacción”.

España, que puede demostrarse que han sido causados por las violaciones del TCE por parte de España.

379. La Demandante contrató a **FTI Consulting** (Sr. Richard Edwards) para que calcule la cuantificación de esas pérdidas.

380. El Demandado contrató a **Econ One Research Inc.** (Dr. Daniel Flores) para que aporte pruebas periciales sobre la cuantificación adecuada en el supuesto de que se establezca la responsabilidad del Demandado.

## **B. La Fecha de Valuación**

381. La Demandante propuso que el impacto de las medidas impugnadas en el valor de las inversiones de la Demandante debería evaluarse al 30 de junio de 2014 (la “**Fecha de Valuación**”<sup>316</sup>). Se eligió la fecha 30 de junio de 2014 porque marcó el final del trimestre en el cual España ultimó los términos del *Nuevo Marco Regulatorio* (es decir, la promulgación del RD 413/2014 el 10 de junio de 2014, y la publicación de la OM 1045 el 20 de junio de 2014). En ese momento, era evidente el impacto total de las medidas de España.

382. El Dr. Flores realizó sus cálculos a dos fechas: el 30 de junio de 2014, (para coincidir con la Fecha de Valuación que se le instruyó utilizar a FTI); y el 19 de junio de 2015, la fecha en que se vendieron las plantas Solaica a Sun European.

## **C. Posiciones de las Partes**

### *(a) El Enfoque de la Demandante a la Cuantificación de Daños*

383. FTI presentó un análisis “contrafáctico”, es decir, “de no haber existido” los cambios regulatorios en España en el período comprendido entre los años 2010 a 2014, ¿cuál *habría sido* el valor de las inversiones de la Demandante a la fecha de evaluación (30 de junio de 2014). En su opinión, las “medidas impugnadas” tuvieron el impacto de reducir los ingresos de las plantas en aproximadamente 24%. Sobre esa base, FTI concluyó que la inversión de la Demandante en

---

<sup>316</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 1.18.

Solaica habría tenido un valor de EUR 60 millones a la Fecha de Valuación<sup>317</sup>, pero en cambio su valor era menor a EUR 9 millones. Sumando una pérdida calculada de aproximadamente de EUR 1 millón en su inversión en las Plantas 9REN España retenidas por la Demandante, FTI calculó una pérdida total de valor sufrida por la Demandante en la suma de EUR 52,2 millones<sup>318</sup>.

384. FTI empleó el método de Flujo de Efectivo Descontado (“DCF”, por sus siglas en inglés) que valora una inversión con base en el caudal de futuros flujos de efectivo que se espera que genere una inversión, “descontados” a valor actual para dar cuenta del valor temporal del dinero y las incertidumbres inherentes en la previsión de futuros flujos de efectivo<sup>319</sup>. El método DCF también le permite al valuador tomar en consideración las características específicas de activos particulares y, en la opinión de FTI, medir con alguna precisión el impacto de las medidas impugnadas introducidas por España en el período comprendido entre los años 2010 y 2014<sup>320</sup>.

---

<sup>317</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 4.37, 4.38 y 6.39 se establece lo siguiente:

4.37 En la Situación Hipotética, las Reformas Normativas no habrían entrado en vigor y, por lo tanto, no hay razón para suponer que habría habido un importante número de empresas con plantas FV con sus inversiones devaluadas a mediados o finales de 2014. Tampoco hay motivo para suponer que los inversores tradicionales en dichos activos hubieran pensado que el sector era de mayor riesgo a mediados de 2014 ni que intentaran reducir (o, al menos, mantener) su exposición a él.

4.38 Por estos motivos, considero que, en la Situación Hipotética, el mercado de los activos FV españoles no se habría visto afectado y que las tasas de rentabilidad exigidos por los inversores en dichos activos habrían reflejado los ingresos previsiblemente altos ofrecidos por las FiTs conforme al RD 661 y al RD 1578. Por lo tanto, he evaluado el valor de las inversiones de 9REN en la Situación Hipotética utilizando un coste de capital adecuado a las inversiones de bajo riesgo.

6.39. **En la Situación Hipotética, las Plantas de Solaica habrían recibido la retribución a la 6.39 que tenían derecho en virtud del RD 661 desde la puesta en marcha, hasta la Fecha de Evaluación. Es decir, si toda la electricidad producida por las plantas se hubiera vendido a la TR correspondiente.** (énfasis agregado)

<sup>318</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 2 y 18.

<sup>319</sup> Véase testimonio de Richard Edwards (FTI), Tr. Día 4 (Edwards), págs. 1126:6–1127:9.

Pero a mi juicio los negocios o empresas con estas plantas fotovoltaicas se prestan perfectamente bien a esta evaluación por el método DCF. ¿Por qué? Porque su rendimiento es perfectamente previsible, aunque por supuesto el tiempo cambia de un año al otro: 5 por ciento más, 5 por ciento menos. Pero hay muy poco riesgo de mercado porque pueden vender toda su producción a un precio que se conoce por anticipado. Los costes de explotación también son bastante poco elevados comparados con los ingresos pero también se determinan según los contratos a largo plazo. Por lo tanto, el rendimiento financiero de estos activos es perfectamente previsible, digamos mucho más previsible comparado con cualquier otra empresa que yo pudiera pensar. Hay muy poco riesgo de mercado. Además, la metodología DCF me permite reflejar muy específicamente en mis evaluaciones el rendimiento de estas plantas en concreto. Y, por consiguiente, si me permiten hacer una valoración de un escenario hipotético, pues yo diría que este es el mejor método.

<sup>320</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 4.23.

385. El importe calculado por FTI (EUR 52,2 millones) es posteriormente actualizado con intereses para una pérdida total que oscila entre EUR 53 millones y EUR 56,2 millones dependiendo de la tasa de interés posterior a junio de 2014 que se elija.

386. El cálculo de FTI (por instrucción de los abogados) trata a la Demandante como si estuviera exenta del impuesto IVPEE de 7% sobre los ingresos obtenidos de la venta de energía eléctrica al SEE, y extiende la “vida útil” de las plantas FV a 35 años de los 30 años que España consideró apropiados.

387. Más específicamente, FTI calculó la cuantificación de la indemnización respecto de las cinco plantas Solaica, que la Demandante vendió a Sun European en una transacción con un tercero no vinculado en el año 2015, con base en la diferencia entre:

- (a) el valor que habrían tenido las inversiones de la Demandante en España si España **no** hubiese introducido las medidas impugnadas que la Demandante sostiene que violaron el TCE (la “**Situación Hipotética**”); y
- (b) el valor de mercado de esas inversiones *después de* la introducción de esas medidas impugnadas tal como lo refleja los ingresos que la Demandante percibió realmente de la venta de las cinco plantas a Sun European en el año 2015 (la “**Situación Real**”)<sup>321</sup> .

388. Para el 51% de participación de la Demandante en las tres pequeñas plantas de las que 9REN España sigue siendo propietaria (que colectivamente tenían menos de un décimo de la capacidad de generación de las plantas Solaica), FTI calculó daños sobre el valor actual del flujo de efectivo *adicional* que habrían obtenido esas plantas de no haber existido las medidas impugnadas<sup>322</sup>, y tras aplicar un descuento para dar cuenta del 51% de participación de la Demandante, calcula la pérdida en EUR 1 millón.

---

<sup>321</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 2.6 y 4.10. Las inversiones específicas que FTI valora son los fondos propios de 9REN en Solaica, y un préstamo de accionistas que le hizo a Solaica. Debido a que el préstamo de accionistas estaba subordinado a la deuda contraída con el tercero de Solaica, FTI afirma que, a los efectos de su análisis, es efectivamente lo mismo que una inversión de capital en fondos propios. *Ibid.*, párrs. 4.18-4.19.

<sup>322</sup> *Ibid.*, párr. 2.7.

(b) *La Metodología del Demandado*

389. Gran parte de la metodología de Econ One se basa en el argumento de España de que la Demandante solo tenía derecho a un “retorno razonable” o “rentabilidad razonable” sobre su inversión tal como se refleja en el PER 2005, una posición que el Tribunal ha rechazado. El Dr. Daniel Flores adoptó, por tanto, la posición de que:

desde una perspectiva económica, la forma correcta de establecer si las Medidas han tenido un impacto económico en los intereses del Demandante en las Plantas FV es determinando **si el retorno que puede esperarse que dichas plantas generen después de la promulgación de las Medidas es menor que el retorno razonable de proyectos de energía renovable**. Encontramos que la TIR del proyecto para la Plantas FV después de la promulgación de las Medidas es mayor que **la tasa razonable de retorno** para proyectos de energías renovables. Por lo tanto, concluimos que las Medidas **no** han tenido un impacto negativo en las Plantas FV<sup>323</sup>.

390. El Dr. Flores calculó que la tasa interna de retorno posterior a impuestos sobre la inversión en las plantas Solaica en la Situación Real oscilaba entre 10,90% y 11,48%, y estimó que “la tasa razonable de retorno para proyectos de energías renovables” ascendía a 7%. En tanto consideraba que, *a pesar de* las medidas impugnadas, la rentabilidad real era más elevada que “la tasa razonable de retorno”, el Dr. Flores concluyó de que la Demandante **no había sufrido pérdida alguna** como consecuencia de dichas medidas.

391. España alegó en su Memorial de Contestación que el método DCF no era adecuado<sup>324</sup> aunque el Dr. Flores parece disentir en la afirmación de su cliente de que existe una “alta dependencia de los flujos de caja de elementos exógenos volátiles impredecibles”. El Dr. Flores

---

<sup>323</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 11. Se observa que FTI concluye lo contrario de que aun sobre la base de la “rentabilidad razonable”, la Demandante ha sufrido una pérdida:

Si suponemos que la rentabilidad puede ser regulada y rebajada a un 7 por ciento o a un 8, 9 por ciento, y según si el cash flow se gana en 20, 30 o 35 años ... lo que observamos de manera indicativa es que puede haber perdido entre 20 a 60 millones. El rango es de 20 a 60 millones según lo que se supone sea la tasa de rentabilidad razonable y la vida útil de la planta. Tr. Día 4 (Edwards), pág. 1147:5-13.

<sup>324</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1327.

declaró que “las Plantas FV han fijado costos operativos y un nivel de generación de electricidad relativamente estable”<sup>325</sup>.

392. El Tribunal concluye, con base en las pruebas, que el método DCF era adecuado.

393. Sin embargo, el Dr. Flores procedió a criticar elementos de la implementación por parte del FTI del método DCF según se establecerá a continuación. Por ejemplo, el Dr. Flores critica a FTI por suponer que “las Centrales FV Solaica pagaron y continuarían pagando impuestos corporativos cuando en realidad, nunca lo han hecho”<sup>326</sup>. Asimismo, según el Dr. Flores, la estimación que realiza FTI de los costes de inversión de las plantas Solaica es sesgada<sup>327</sup>. Los diversos cálculos del Dr. Flores fueron probados vigorosamente en un interrogatorio por el Sr. Kevin Mohr en nombre de la Demandante.

(c) *La Respuesta de FTI*

394. FTI alega que los ajustes propuestos por el Dr. Flores a su modelo de flujo de caja descontado, y su conclusión, están dominados por **una propuesta de ajuste de los ingresos en base al riesgo**. En la opinión de FTI, el Dr. Flores o asume que España tiene el derecho de modificar las FIT (y, por lo tanto, su análisis no responde a la conclusión del Tribunal en materia de responsabilidad) o ha exagerado significativamente el riesgo de un impago por parte de España<sup>328</sup>.

395. Por motivos que se han de analizar, el Tribunal **por mayoría** coincide con el Dr. Flores en que una valoración adecuada tendría en cuenta el *riesgo* de que España *podiera* legalmente

---

<sup>325</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 176.

<sup>326</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 116.

<sup>327</sup> Cuando analiza los costos de inversión en las plantas incluidos en la esfera financiera de Solaica, Econ-One señala lo siguiente:

Los costos de inversión inicial de las Plantas FV Solaica parecen ser superiores a los costos que se incurrirían en una transacción competitiva. No hemos visto ningún documento que explique por qué los costos de inversión inicial de las Plantas FV Solaica, según lo reportado en los estados financieros de Solaica, son significativamente superiores a los costos típicos instalados en la industria fotovoltaica. No tenemos acceso a la información detallada de costos de las Plantas FV Solaica para evaluar la razonabilidad de sus costos de inversión inicial. Como resultado, no hemos logrado determinar si existen algunos costos de inversión inicial que deban ser excluidos de nuestros cálculos. En la medida que los costos de inversión inicial de las Plantas FV representen pagos a accionistas, o transacciones no competitivas entre partes relacionadas, éstos deben ser excluidos de nuestros cálculos.

Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 72.

<sup>328</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 2.3(3).

introducir ajustes al RD 661/2007 sin violar el TCE (tal como contemplaran los tribunales de *Charanne e Isolux*). La inversión en una industria regulada no es una propuesta libre de riesgos, aunque el riesgo no debería evaluarse a los niveles de descuento elevados que el Dr. Flores propone. El miembro disidente del Tribunal no haría tal ajuste.

(i) *El Análisis de FTI Procedió en las Sigüientes Pasos*

1. Plantas Solaica

396. FTI calculó el *coste de inversión inicial* de las empresas del proyecto Solaica en la suma de EUR 116,5 millones<sup>329</sup>.

397. Se utilizó el método DCF para calcular el valor real de las inversiones de la Demandante a la Fecha de Valuación, es decir 30 de junio de 2014<sup>330</sup>. Se efectuó una comparación entre la “**Situación Real**”, es decir, el resultado en el mundo real después de absorber el impacto de las medidas impugnadas, y la **Situación Hipotética**, el universo teórico en el que no se habían introducido estos cambios regulatorios. El cálculo de FTI supuso que las diversas empresas de la Demandante en España tenían derecho a vender la totalidad de su producción de energía eléctrica a las cuantías de tarifa establecidas en las regulaciones.

398. Con respecto a la **Situación Real** (es decir, después de tener en cuenta el impacto de las medidas impugnadas), FTI concluyó que el *capital* de la Demandante en las plantas Solaica se había reducido de EUR 60 millones a EUR 9 millones, produciendo una pérdida calculada en la suma de EUR 51 millones<sup>331</sup>. Tal como se estableciera, Econ One concluyó que esas plantas aún podían lograr una rentabilidad razonable y, por lo tanto, según esa medida a la Demandante no se le había denegado nada de aquello a lo que tenía derecho.

399. Surgió una cantidad importante de diferencias entre el Sr. Edwards y el Dr. Flores respecto de la aplicación del modelo DCF a la Situación Hipotética (es decir, teórica o “contrafáctica”):

|  |   |
|--|---|
| <b>El Dictamen Pericial de FTI (Richard Edwards)</b> | <b>El Dictamen Pericial de Econ One (Dr. Daniel Flores)</b> |
|--|---|

<sup>329</sup> Tr. Día 4 (Edwards), pág. 1130:7-15.

<sup>330</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 2.11.

<sup>331</sup> Tr. Día 4 (Edwards), págs. 1130:16–1131:1.

|  |  |
|--|--|
| <i>Coste de Inversión Inicial</i>  |  |
| FTI estima los costes de inversión iniciales de la Demandante en la suma de EUR 116,5 millones <sup>332</sup> . FTI señala que la estimación del Dr. Flores es poco realista en tanto es sustancialmente inferior que los costes utilizados por España en la OM 1045 tal como fueran descritos por el perito de España, el Sr. Carlos Montoya en su declaración testimonial. Según FTI, la conclusión del Dr. Flores de que 9REN no ha sufrido pérdida alguna depende casi exclusivamente de su estimación equivocada de los costes de inversión iniciales de las plantas Solaica <sup>333</sup> . | El Dr. Flores estima EUR 68,3 millones (en parte porque la Demandante excluye los costes laborales y otros costes relevantes que sufraga una sociedad vinculada). Sin embargo, se descubrieron errores de cálculo. En su Segundo Informe, el Dr. Flores utilizó una cifra ajustada de EUR 78,6 millones <sup>334</sup> .   |
| <i>Producción de Energía Eléctrica</i>   |  |
| FTI proyecta la producción de energía eléctrica futura con base en la media de producción histórica de cada empresa desde el comienzo del funcionamiento de cada planta hasta fines del año 2014 (un período de 5+ años para la mayoría de las plantas) <sup>335</sup> . Posteriormente, FTI aplica una tasa de degradación anual de 0,5% para dar cuenta de las caídas futuras en la eficiencia de los paneles solares <sup>336</sup> .   | El Dr. Flores calcula la producción de energía eléctrica futura con base en los estándares “tipo” del regulador, por ejemplo, operaciones con derecho a la prima limitada a 1.250 horas al año <sup>337</sup> . (Sin embargo, tal como se observara anteriormente, el Tribunal ya ha concluido que la limitación a 1.250 horas anuales vulneraba los derechos de la Demandante en virtud del TCE.) |
| <i>Inflación</i>   |  |
| En virtud del RD 661/2007, las tarifas debían ajustarse anualmente con base en el IPC español (menos 0,25% hasta el año 2012 y 0,5% con posterioridad a esa fecha). FTI proyecta la inflación futura en el corto plazo (hasta el año 2019) con base en previsiones publicadas por el Fondo Monetario Internacional (“FMI”), y en el largo plazo  | Econ One afirma que las proyecciones europeas y del FMI son irrealistas a la luz de las circunstancias económicas específicas de España. El Dr. Flores proyecta “para España una inflación a largo plazo del 1,48%” <sup>339</sup> . FTI estuvo de acuerdo y realizó un ajuste de EUR 10 millones en su cálculo a favor de España <sup>340</sup> .   |

<sup>332</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 4.3.

<sup>333</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 3.16.

<sup>334</sup> Tr. Día 4 (Flores), págs. 1429:8–1430:8 y 1443:15-21.

<sup>335</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.8.

<sup>336</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, Apéndice 3-4, párrs. A3-5.3(1).

<sup>337</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 137.

<sup>339</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 134.

<sup>340</sup> Tr. Día 4 (Edwards), pág. 1133:6.

|   |   |
|---|---|
| con base en la meta de inflación del Banco Central Europeo <sup>338</sup> .   |   |
| <i>Vida Operativa</i>   |   |
| FTI proyecta que las plantas de la Demandante continuarán operando, y, por lo tanto, continuarán percibiendo las tarifas y otros beneficios garantizados por el RD 661/2007, durante 35 años desde su inicio <sup>341</sup> . Una expectativa de vida útil de 35 años se encuentra sustentada por un estudio publicado por la Comisión Europea en el año 2011 y el modelo de préstamo adoptado por el consorcio bancario en la transacción de financiamiento de Solaica, así como en la declaración testimonial del Sr. Giuliani <sup>342</sup> . FTI observa que su estimación de la pérdida en las plantas Solaica descendería en aproximadamente EUR 7,5 millones, desde EUR 51,2 millones a EUR 43,7 millones si FTI asumiera una vida útil de 30 años <sup>343</sup> . | Econ One considera que una vida útil de 30 años es más realista. Los estudios en los que se basa FTI proporcionan amplios rangos y la elección de 35 años se encuentra en el segmento superior de los estudios <sup>344</sup> . Un rango <i>promedio</i> más probable es de 20 a 30 años <sup>345</sup> . |
| <i>Costes Operativos</i>  |   |
| FTI proyecta costes O&M futuros con base en los costes históricos promedio desde el año 2011 hasta el año 2014, que FTI proyecta que aumentarán con la inflación <sup>346</sup> . FTI estima que, si se realiza el ajuste a los costes O&M que propone el Dr. Flores, la estimación de la   | Econ One señala que los servicios operativos y de mantenimiento fueron proporcionados por una sociedad vinculada de la Demandante y representan precios de transferencia y no una tasa de mercado <sup>348</sup> y eran “anormalmente   |

<sup>338</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 6.65-6.66.

<sup>341</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.6.

<sup>342</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.6, asimismo ver Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 38 y Anexo RE-057 (Estudio sobre paneles fotovoltaicos suplementando el estudio de impacto para una refundición de la Directiva RAEE, Comisión Europea, 14 de abril de 2011, página 13) y Anexo RE-089 (Modelo Alcaudete 2008).

<sup>343</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.8.

<sup>344</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 154.

<sup>345</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 157. Véase asimismo párr. 77:

En junio de 2012, después de la conversión del préstamo, Gamesa tenía un interés del 49% en las Plantas FV 9REN España, pero no en las Plantas FV Solaica. Esto incentivó a reducir los costos de O&M ya que por la reducción de €1,00 en el costo de O&M de las Plantas FV Solaica, el Demandante obtendría un incremento de €1,00 en ganancias de operación de Solaica y sólo una disminución de €0,51 en ganancias de operación de 9REN España.

<sup>346</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 6.20-6.29. Se le impartieron instrucciones a FTI de que excluyera el impacto del peaje de acceso impuesto por el Real Decreto 14/2010 y el impuesto sobre la energía de 7% impuesto por la Ley 15/2012.

<sup>348</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 76.

|  |   |
|--|---|
| pérdida de las plantas Solaica de FTI en realidad aumentaría en EUR 1,9 millones, de EUR 51,2 millones a EUR 53,2 millones <sup>347</sup> .  | altos <sup>349</sup> . Los verdaderos costes operativos quedan probados por el contrato negociado en el año 2011 después de que la participación accionaria de la Demandante se redujera a 51% <sup>350</sup> .   |
| <i>Impuesto sobre la Renta</i>   |   |
| FTI proyecta impuestos corporativos sobre la renta futuros con base en el código fiscal en vigor a la Fecha de Valuación (incorporando cambios futuros al código fiscal que habían sido anunciados a la Fecha de Valuación <sup>351</sup> ), esto es, que se esperaba que el 30% se reduciría a 28% en el año 2015 y a 25% en el año 2016.   | Econ One considera importante que las plantas Solaica nunca pagaron el impuesto corporativo <sup>352</sup> . Econ One afirma que el cálculo que realiza FTI de la TIR estuvo sesgado al suponer una carga tributaria ficticia. Sin embargo, FTI observó en su Segundo Informe que al tener en cuenta los impuestos corporativos, FTI <i>redujo</i> los ingresos en lugar de aumentarlos <sup>353</sup> , reduciendo de este modo la cuantificación final. |
| <i>Horas de Funcionamiento</i>   |   |
| FTI supone que no se aplican los límites regulatorios del RDL 14/2010 a las horas de funcionamiento con derecho a la tarifa. FTI estima que, si fuera adecuado reflejar los límites máximos en la Situación Hipotética, el ajuste propuesto por el Dr. Flores reduciría la estimación de FTI de la pérdida sobre las plantas Solaica en EUR 6,6 millones de EUR 51,2 millones a EUR 44,6 millones <sup>354</sup> . | Econ One identificó las horas de funcionamiento como “la mayor fuente de impacto económico” durante los años 2011 a junio 2014 <sup>355</sup> y (tal como se afirmara) aplica las 1.250 horas anuales tipo del regulador.   |
| <i>Ajuste de Riesgo a Ingresos</i>   |   |
| FTI supone que el marco regulatorio del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 se mantendría durante la vida de las instalaciones, y que el único riesgo aplicable a las plantas FV “era el riesgo de impago de España” que FTI estima en 2,1% <sup>356</sup> . En cualquier caso, FTI critica el  | Econ One afirma que la evaluación de riesgo de FTI es poco realista. En el año 2008, una licitación por una de las plantas Solaica incorporó “implícitamente” una probabilidad anual de 2,5% de que se eliminaría la prima  |

<sup>347</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.59.

<sup>349</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 140, Tr. Día 4 (Flores), págs. 1447:18-1448:2.

<sup>350</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 26.

<sup>351</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 6.30-6.33.

<sup>352</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, Anexo C, párrs. 245-248

<sup>353</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, Apéndice 3-5.

<sup>354</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.10.

<sup>355</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párrs. 150-153.

<sup>356</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.42 y Apéndice A6-2.26.

|  |   |
|--|---|
| <p>escenario del marco regulatorio del Dr. Flores por asumir la posibilidad de que se eliminen <i>todas</i> las ayudas regulatorias. Esto implicaría que la mayoría (si no todas) de las instalaciones fotovoltaicas españolas contempladas por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 obtendrían pérdidas y, probablemente, dejarían de operar. Por lo tanto, la hipótesis del Dr. Flores es más grave que la revisión regulatoria efectivamente introducida. No existía un riesgo realista de que España modificaría las ayudas regulatorias de forma tal que provocase el cese de las operaciones de una parte importante de sus activos de energías renovables <sup>357</sup>.</p> | <p>regulada<sup>358</sup>. En la opinión de Econ One, si España no hubiese adoptado la medida en el período comprendido entre los años 2010-2014 para estabilizar el sistema eléctrico español, es razonable asumir que a la fecha de evaluación (30 de junio de 2014) habría habido una inminente crisis de déficit tarifario, y un 10% de probabilidad de revisión regulatoria severa<sup>359</sup>.</p> <p>En lo que respecta al riesgo de que España no pudiera cumplir con sus obligaciones, el Dr. Flores consideró que este riesgo no se veía sustancialmente alterado por los cambios regulatorios.</p> |
| <p><i>Descuento por Iliquidez</i></p>  |   |
| <p>El “descuento por iliquidez” es una función de comerciabilidad (cuánto tiempo llevaría vender los activos) y el posible descuento necesario para facilitar la venta. FTI no realizó un ajuste por el hecho de que la inversión de la Demandante estuviera compuesta de activos que podrían ser difíciles de vender en la fecha de evaluación<sup>360</sup>. El Sr. Edwards era optimista de que existía un mercado para estos activos en el año 2014. En cualquier caso, el Sr. Edwards</p>   | <p>Econ One estima que, considerando la naturaleza de los activos de la Demandante y el mercado español, llevaría alrededor de 6 meses vender las plantas (con base en el tiempo que le llevó a 9REN vender sus plantas a Sun European en el año 2015). En consecuencia, en la opinión del Dr. Flores, debería haber un “descuento por iliquidez” de 18% en el escenario imperante [es decir, real]<sup>362</sup> y 26% en el escenario “contrafáctico”<sup>363</sup>. El Dr. Flores declaró que</p>  |

<sup>357</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 2.36.

<sup>358</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 183.

<sup>359</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 202.

<sup>360</sup> Tr. Día 4 (Edwards), págs. 1141:7–1142:18:

En segundo lugar, había un mercado extremadamente activo para este tipo de activos. Yo creo que de los mismos informes del doctor Flores, sobre todo el segundo –(más bien) dicho en el primero– que había centenares de transacciones en toda Europa por lo que se refiere a los activos en materia de renovables: 140 en ese período de España. Hubo 80 de intereses (mayoritarios) en plantas voltaicas antes de 2014 y las mismas demandantes, cuando estaban considerando la venta de estas plantas en precisamente en el momento más álgido de la crisis financiera, recibieron 10 ofertas por estas plantas.

Estos no son activos que sean difíciles de vender. Se entienden perfectamente bien, hay un mercado muy activo y hay un alto número de transacción en estos activos. Y cuando ellos decidieron vender sus activos en 2015 se pusieron en contacto con varias compañías que habían estado en contacto con ellos en 2008... Por lo tanto, yo lo que pienso es que las propiedades -- que las compañías cuando se venden no tienen por qué aceptar un descuento del 20 o 25 por ciento del valor empresarial. No hay la menor manera a mi juicio que 140 inversores hubieran podido vender sus activos en España y hubiesen aceptado un descuento del 20 o 25 por ciento a no ser que estuvieran en malas condiciones financieras. Esta es una propuesta que no tiene el menor sentido.

<sup>362</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 219.

<sup>363</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 222.

|  |  |
|--|--|
| <p>consideró que los descuentos propuestos por el Dr. Flores se encontraban “sobrevalorados”<sup>361</sup>.</p>  | <p>existe un consenso general entre los inversores y actores del mercado de que algún descuento por iliquidez es necesario con este tipo de activos<sup>364</sup>.</p>   |
| <p><i>Tasa de Descuento para Llegar al Valor Actual en la Fecha de Valuación</i></p>   |  |
| <p>FTI descontó sus flujos de efectivo futuros calculados al valor actual en la Fecha de Valuación utilizando el Coste de capital medio ponderado (“CCMP”)<sup>365</sup>. FTI calcula que el CCMP aplicable es de 5,3%, que redondea al alza en 5,5%<sup>366</sup>.</p>  | <p>Econ One considera que la metodología del “Valor Presente Ajustado” (“VPA”) es más adecuada que el CCMP, y calcula una tasa de descuento de 4,94% para las plantas FV<sup>367</sup>. Econ One acepta que, en el resultado, el impacto de esta diferencia de opinión con FTI es “relativamente pequeño”<sup>368</sup>.</p> |
| <p><i>Valor Hipotético en la Fecha de Valuación</i></p>  |  |
| <p>Para arribar al valor de la inversión de la Demandante en Solaica en la Situación Hipotética, FTI restó la deuda contraída con el <i>tercero</i> por Solaica del valor de su empresa. FTI restó también el valor de efectivo adicional con el que las sociedades <i>habrían</i> contado en la Fecha de Valuación de no haber existido las medidas impugnadas, que FTI calcula en la suma de EUR 6,7 millones (por ejemplo, las pérdidas históricas de Solaica resultantes de las medidas impugnadas con anterioridad al 30 de junio de 2014)<sup>369</sup>. FTI incluye también el valor de los <i>swaps</i> de tipos de interés que Solaica celebró en el año 2009. Con base en estos cálculos, FTI evaluó el valor de la inversión de la Demandante en Solaica en la Situación Hipotética en EUR 60 millones.</p> | <p>Econ One se contentó con la observación de que los cálculos de FTI eran deficientes.</p>  |

<sup>361</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 6.28-6.39.

<sup>364</sup> Tr. Día 4 (Flores), pág. 1385:20-22:

... Si uno tiene una planta de energía renovable no se vende de inmediato. O sea que eso es imposible. Nadie se puede levantar por la mañana y decir: quiero vender mi planta hoy, y a las 2 de la tarde está vendida. No, va a llevar meses venderla. Por lo tanto, eso tiene un efecto económico, porque más bien tener 100 dólares que se pueden vender en 5 minutos que 100 dólares que hace falta seis meses vender. Con lo cual, es necesario hacer este análisis y todos los expertos de arbitraje de las demandantes. Yo he estado ya en 10 arbitrajes que tienen que ver con energías renovables en España, he visto a otros peritos con estos letrados y otros, todo el mundo está de acuerdo en que los activos físicos tienen menos valor que las acciones en bolsa. O sea que nosotros aplicamos un descuento por iliquidez en nuestro análisis.

<sup>365</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 2.66.

<sup>366</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, Apéndice 6-2.

<sup>367</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 154.

<sup>368</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 168.

<sup>369</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párrs. 6.38-6.44.

| <b>Valor Real de la Inversión en Solaica en la Fecha de Valuación</b>  |   |
|--|---|
| <p>En la Valuación del Valor Real, FTI se basó en el producido real que la Demandante percibió de su venta de Solaica el 19 de junio de 2015 a Sun European por la suma de EUR 9,5 millones<sup>370</sup>. FTI entendió que la venta a Sun European se trató de una transacción en condiciones de independencia mutua y, por lo tanto, es un “importante indicador del valor de mercado de la inversión de 9REN en Solaica en el momento de la adquisición”<sup>371</sup>.</p> <p>Existen pruebas de que se pagaron dividendos a 9REN en el año anterior a la adquisición de Solaica por parte de Sun European. Por lo tanto, FTI responde que la contraprestación pagada por Sun European en 2015 reflejaba tanto los flujos de caja futuros previstos como el efectivo ganado el año anterior y no es pertinente ningún otro ajuste<sup>372</sup>.</p> <p>En ausencia de cambios regulatorios significativos entre la Fecha de Valuación y la fecha de venta, FTI consideró que el precio de venta en el mes de junio de 2015 era un buen indicador del valor de mercado real de la inversión de 9REN un año antes en Solaica a la Fecha de Valuación<sup>373</sup>, descontado por el coste de capital de la Demandante durante un año, lo que resultó en la valoración de FTI de la inversión de la Demandante en Solaica en la Situación Real (a la Fecha de Valuación) en la suma de EUR 8,8 millones<sup>374</sup>.</p> | <p>Econ One coincide en que la medida adecuada del valor de la inversión de Solaica es el producido de la venta de las plantas FV a Sun European en el mes de junio de 2015 por la suma de EUR 9,5 millones<sup>375</sup>, aunque ajustaría los flujos de efectivo entre el 30 de junio de 2014 y el 19 de junio de 2015.</p> |
| <b>Conclusión</b>  |   |
| <p>En consecuencia, en el Primer Informe sobre Cuantificación de FTI de fecha 12 de julio de 2016, el valor de las pérdidas de la Demandante sobre su inversión en Solaica como resultado de las medidas de España se</p>  | <p>Econ One calcula que las medidas impugnadas no generaron disminución alguna en el valor de la inversión de la Demandante. Tal como afirmara el Dr. Flores durante el conainterrogatorio:</p>   |

<sup>370</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.3. Véase asimismo Primera Declaración Testimonial de Giuliani, párr. 37.

<sup>371</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.4.

<sup>372</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.50.

<sup>373</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.7.

<sup>374</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 213.

<sup>375</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 2.13.

calculó como la diferencia entre el valor de sus inversiones en Solaica en las Situaciones Hipotética y Real, establecida en la Tabla 7.1 del Informe sobre Cuantificación de FTI de la siguiente manera:

Tabla 7-1: Pérdidas de 9REN en su inversión en Solaica (millones EUR)

| Solaica   |                         |
|---|-------------------------|
| Valor de Solaica en la[A]<br>Situación Hipotética | 60,0                    |
| Valor de Solaica en la[B]<br>Situación Real       | 8,8                     |
| <b>Pérdidas</b>                                   | <b>[C]=[A]-[B] 51,2</b> |

*Fuente: FTI Apéndice 6-1.*

En su siguiente Informe de fecha 19 de mayo de 2017, FTI estableció lo siguiente:

... aplicando el método VAA del Dr. Flores utilizando mi estimación del coste no apalancado de capital de 5,9% y la estimación del Dr. Flores del valor de la desgravación fiscal de los intereses incrementaría en 700.000 EUR el valor de las Plantas de Solaica en la Situación Hipotética en la Fecha de Valoración y, en consecuencia, mi valoración de las pérdidas contraídas en las instalaciones de Solaica se incrementaría en 700.000 EUR desde los 51,2 millones EUR a los 52,0 millones EUR.

Sin embargo, en cálculos ulteriores (por ejemplo, el cálculo de intereses en la Tabla 8.3) FTI volvió a su pérdida estimada de EUR 51,2 millones sobre las Plantas Solaica.

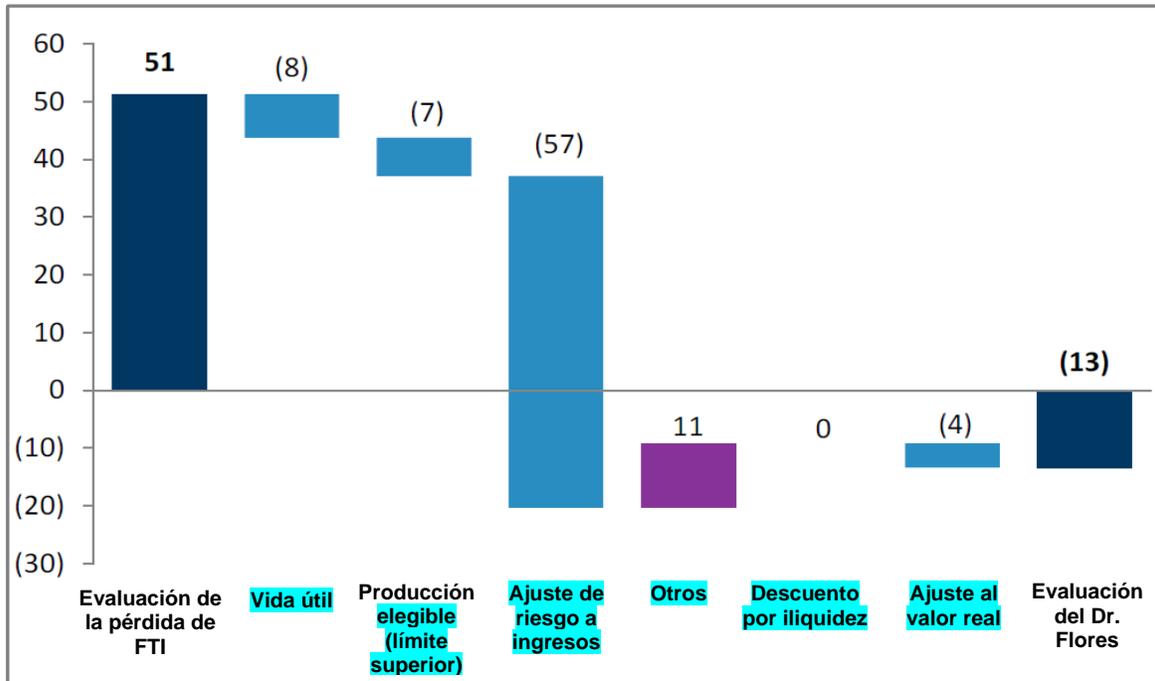
P. Bien, nos ha costado un rato llegar, pero por fin lo ha dicho usted: en torno al 7 por ciento. Siempre y cuando la TIR con las medidas vigentes sea mayor que un 7 por ciento, ¿usted cree que no hay impacto económico de compensación?

R. No sé si eso tiene un significado jurídico, se me escapa esa posibilidad, pero yo no he utilizado el término compensable. Yo diría simplemente que no hay impacto económico<sup>376</sup>.

400. FTI ilustra lo que afirma constituyen los diversos impactos de las diferencias entre sus cálculos (utilizando una estimación de las pérdidas en la suma de EUR 51 millones) y los cálculos de Econ One con respecto a las Plantas Solaica de la siguiente manera:

Figura 6-1: Efecto de los ajustes del Dr. Flores sobre las pérdidas en Solaica de la Demandante (millones de EUR)

<sup>376</sup> Tr. Día 4 (Flores), págs. 1396:19-1397:6.



(Fuentes: RE1: Anexo 6-1; y Documento EO-3.)

401. En este cuadro, FTI no diferenció una cifra para el impacto en su valuación que resultaría de la aplicación a la Demandante del impuesto sobre la renta de 7%.

## 2. Cálculo de la Indemnización con Respecto a las Plantas 9REN España

402. FTI utilizó una metodología distinta para valorar las pérdidas de la Demandante con respecto a las tres plantas de las que 9REN España continúa siendo propietaria, por dos razones fundamentales. En primer lugar, 9REN España no ha vendido esas instalaciones, y, por lo tanto, no existe una transacción de mercado sobre la que basar el valor real. En segundo lugar, la información financiera para esas plantas (por ejemplo, la información en materia de costes, en particular) está consolidada con otras actividades comerciales de 9REN España en sus estados financieros de manera tal que es poco práctico que FTI o Econ One construyan un modelo completo de flujo de efectivo para esas instalaciones. Tal como declarara el Sr. Edwards de la firma FTI durante el conainterrogatorio:

P. Como ha dicho, usted ha realizado una distinción entre ambos conjuntos de plantas y ha calculado un DCF para las plantas Solaica, pero para las plantas 9REN usted ha utilizado otro método de valoración. ¿Verdad?

R. Bueno, yo no obtuve valores para las plantas; lo que estimé fue la pérdida de beneficios que estribaría de esos mayores costes y menores ingresos, pero no calculé el valor de las plantas<sup>377</sup>.

403. En consecuencia, con respecto a las plantas 9REN España, los peritos presentan las siguientes diferencias:

| Pruebas de FTI  | Pruebas de Econ One  |
|---|--|
| <i>Situación Real Contra Situación Hipotética</i>   |  |
| <p>FTI estima ingresos <b>en la Situación Real</b> con base en los parámetros retributivos establecidos en la OM 1045 para cada planta, teniendo en cuenta de qué manera es probable que cambien esos parámetros durante las revisiones periódicas basadas en las curvas de los futuros rendimientos de las Obligaciones del Estado español<sup>378</sup>.</p> <p>FTI calcula los costes adicionales con base en la aplicación del impuesto sobre los ingresos IVPEE de 7% a sus ingresos previstos en la Situación Real y el Peaje de Acceso a la producción de electricidad prevista<sup>379</sup>.</p> <p>FTI estimó la pérdida de beneficios que sufrió la Demandante en sus inversiones en esas tres plantas como consecuencia de las medidas impugnadas con base en los ingresos proyectados de las tres plantas en la <b>Situación Hipotética</b> <i>menos</i> los ingresos proyectados de las plantas en la Situación Real, <i>más</i> los costes adicionales que surgen supuestamente de las medidas impugnadas<sup>380</sup>.</p> <p>En la <b>Situación Hipotética</b>, FTI estima los ingresos para las tres plantas 9REN España empleando la misma metodología sintetizada anteriormente para las plantas Solaica, esto es:</p> | <p>El Dr. Flores no evalúa la pérdida de la Demandante sobre su inversión en las plantas 9REN España en tanto afirma no contar con información suficiente para analizar y prever su desempeño financiero<sup>385</sup>. A pesar de ello, el Dr. Flores considera que “no ha visto nada que indique que [sus] conclusiones para esas plantas serían de algún modo diferentes a [sus] conclusiones para las plantas FV Solaica.”<sup>386</sup></p> <p>Por lo tanto, el Dr. Flores concluye que, con base en sus supuestos respecto de una tasa de retorno razonable, es improbable que la Demandante haya sufrido una pérdida sobre su inversión en las plantas 9REN España.</p> |

<sup>377</sup> Tr. Día 4 (Edwards), pág. 1330:1-11.

<sup>378</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.13 y Apéndice 8-1.

<sup>379</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.16.

<sup>380</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.21.

<sup>385</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 133.

<sup>386</sup> *Ibíd.*

- (i) la producción histórica media de las plantas;
- (ii) un factor de desgaste anual de 0,5%;
- (iii) tarifas basadas en las cuantías de tarifas en virtud del RD 661/2007 y del RD 1578/2008 (ajustadas por inflación); y
- (iv) vida operativa de 35 años desde su inicio<sup>381</sup>.

FTI concluye que las tres plantas 9REN España (en conjunto) percibirán alrededor de EUR 200.000 menos por año en virtud del Nuevo Marco Regulatorio que lo que habrían percibido en virtud del RD 661/2007 y del RD 1578/2008<sup>382</sup>.

Posteriormente, FTI deduce el impuesto corporativo sobre la renta que 9REN España habría adeudado sobre esos beneficios adicionales<sup>383</sup>.

Por último, FTI calcula el valor actual de la pérdida de beneficios sumando intereses a aquellas pérdidas sufridas con anterioridad a la Fecha de Valuación (al tipo de EURIBOR a 12 meses), y descontando las pérdidas que se sufrirán con posterioridad a la Fecha de Valuación a la tasa CCMP de 5,5%<sup>384</sup>.

El resultado de estos cálculos, presentado en la Tabla 8-4 del Informe sobre Cuantificación de FTI, es que el valor actual de la pérdida de beneficios de 9REN España a la Fecha de Valuación asciende aproximadamente a EUR 2 millones:

Tabla 8-4: Valor actual de la pérdida de beneficios después de impuestos de las Plantas de 9REN España (millones EUR)

| Planta  | Plantas de 9REN España |
|---|------------------------|
| Valor actual de las pérdidas[A] después de la Fecha de Evaluación | 1,7                    |

<sup>381</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.4-8.9.

<sup>382</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.15.

<sup>383</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.17.

<sup>384</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.18-8.19.

|  |                |  |
|--|----------------|--|
| Valor actual de las pérdidas[B] antes de la Fecha de Evaluación  | 0,3            |  |
| Valor actual de las pérdidas   | [C]=[A]+[B]2,0 |  |
| Sin embargo, en el año 2012, la Demandante reestructuró sus tenencias en 9REN España, convirtiendo el préstamo de EUR 60 millones de Gamesa a 9REN España (por ejemplo, el financiamiento de la venta que proporcionó Gamesa cuando la Demandante adquirió Gamesa Solar) en una participación accionaria de 49%. En consecuencia, la Demandante es propietaria de una participación de 51% en 9REN España y, en consecuencia, FTI reduce su cálculo de los daños de la Demandante para las plantas 9REN España a EUR 1 millón <sup>387</sup> . |                |  |
| <b>Conclusión: Cuantificación de la Indemnización</b>  |                |  |
| Por lo tanto, en total, FTI evalúa los daños a la Fecha de Valuación en la suma de EUR 52,2 millones.  |                | El Dr. Flores evalúa los daños a la inversión de la Demandante a la Fecha de Valuación, aun utilizando la metodología DCF en CERO. |

#### **D. La Decisión del Tribunal Sobre la Cuantificación de la Indemnización**

404. El Tribunal procede sobre la base de que la cuantificación debe ser “suficiente para compensar plenamente a la [Demandante] y eliminar las consecuencias” de la conducta ilícita de España<sup>388</sup>.

405. En este sentido, le corresponde a la Demandante la carga jurídica de probar su argumento en materia de indemnización. Este principio general se encuentra ampliamente establecido con arreglo al derecho internacional: *onus probandi actori incumbit*. En la medida que la Demandante no demuestre su argumento sobre la evaluación de la indemnización, resulta que su pretensión en materia de indemnización deberá ser reducida o, si no se estableciere pérdida, totalmente desestimada por el Tribunal. La evaluación de pérdidas no es un simple ejercicio de aritmética. Cuestiones complejas en la evaluación de la indemnización que dividen a los peritos de las Partes

<sup>387</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.20.

<sup>388</sup> *Compañía de Aguas Aconquija S.A. y Vivendi Universal S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo, párr. 8.2.7, Anexo CL-79.

justifican un margen de apreciación para el Tribunal en virtud del TCE y del derecho internacional. Se reconoce que el ejercicio que se requiere dista de ser una ciencia exacta.

406. El Tribunal acepta el 30 de junio de 2014 como la Fecha de Valuación adecuada, teniendo en cuenta la promulgación del Nuevo Marco Regulatorio el 10 de junio de 2014 y la conveniencia de evaluar información a la finalización del segundo trimestre del ejercicio económico del año 2014.

407. La metodología de Econ One basada en la interpretación de la “tasa de retorno razonable” planteada por España es de poca asistencia dado que el Tribunal ha rechazado la interpretación de España por no ser consistente con el texto y el contexto del RD 661/2007 y el RD 1578/2008. El Tribunal acepta como adecuada la metodología DCF aplicada por FTI, aunque tomando debida consideración de las objeciones de Econ One.

408. Al emprender la cuantificación, el Tribunal reconoce que mientras que el método DCF presenta una perspectiva de precisión matemática, su resultado depende completamente de la calidad de los datos, muchos de los cuales son necesariamente (para tomar prestada la frase del Sr. Edwards) “críticos y subjetivos”<sup>389</sup>. Tal como observara el tribunal en el caso *Gold Reserve c. Venezuela*<sup>390</sup>, la evaluación de daños por lo general resulta un ejercicio difícil. Estas evaluaciones normalmente implicarán algún grado de estimación y la ponderación de hechos, métodos de valoración y opiniones contrapuestos (aunque igualmente legítimos). El elemento de imprecisión reafirma la inevitabilidad de un determinado grado de aproximación al momento de calcular los daños<sup>391</sup>.

409. Tal como se observa en los puntos anteriores que enumeran las diferencias entre el Sr. Edwards y el Dr. Flores, en muchos casos (por ejemplo, la declaración testimonial del Sr. Edwards de que si debiera aplicarse un descuento por iliquidez, no debería situarse “más allá del 10%, y probablemente por debajo de este porcentaje”)<sup>392</sup>, los peritos a menudo trabajaban no tanto con

---

<sup>389</sup> Tr. Día 4 (Edwards) págs. 1124:4-1125:15.

<sup>390</sup> *Gold Reserve Inc. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/09/1, Laudo, 22 de septiembre de 2014, párr. 686, Anexo CL-010.

<sup>391</sup> *Ibíd.*

<sup>392</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.39.

cifras específicas sino con un rango de cifras, que, combinadas unas con otras, a la vez que desencadenan un efecto multiplicador que podría conducir a una amplia gama de resultados.

410. Sin embargo, tras haber arribado a sus conclusiones en materia de jurisdicción y responsabilidad, el Tribunal se encuentra obligado a llegar a un laudo sobre la base del material que las partes han optado por presentar ante él, siempre recordando que le corresponde a la Demandante probar su pérdida en un cálculo de probabilidades. En este sentido, el tribunal en el caso *Crystallex* observó lo siguiente:

La Demandante sólo debe proporcionar un fundamento sobre la base del cual el Tribunal pueda estimar la magnitud de la pérdida con seguridad razonable<sup>393</sup>.

411. Para reiterar, un tribunal se le concede necesariamente un “margen de apreciación”, tal como se observara en el laudo dictado en el caso *Rusoro Mining*<sup>394</sup>:

Toda evaluación de daños en una situación compleja que involucre empresas que generen ingresos, incluye algún grado de estimación – el mismo grado que aplican también los actores (privados y gubernamentales) en el mundo real al momento de valorar empresas. Debido a esta dificultad, los tribunales mantienen un cierto margen de apreciación. Esto no debiera confundirse con actuar *ex aequo et bono*, ya que el margen de apreciación del Tribunal solo puede ejercerse de manera razonable y con pleno respeto de los principios del derecho internacional para el cálculo de daños.  
[Traducción del Tribunal]

412. Con respecto a los puntos del análisis de FTI que son objeto de controversia entre el Sr. Edwards y el Dr. Flores:

- (a) el Tribunal acepta la proyección de producción de electricidad de FTI con base en el desempeño histórico más un factor de desgaste de 0,5% anual, sujeto al límite de “horas de funcionamiento” que se tratará a continuación;

---

<sup>393</sup> *Crystallex International Corporation c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/11/2, Laudo, 4 de abril de 2016, párr. 868, Anexo RL-109, que cita *Joseph Charles Lemire c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/06/18, Laudo, 28 de marzo de 2011, párr. 246, Anexo CL-025. El tribunal del caso *Crystallex* procedió a citar *SPP c. Egipto* donde “el tribunal destacó que “se encuentra ampliamente establecido que el hecho de que los daños no puedan calcularse con certeza no es motivo para no otorgar daños cuando se hubiera incurrido en una pérdida”. Y en *Tecmed*, el tribunal observó que “la dificultad en determinar dicho resarcimiento de manera cierta no es razón que obste fijarlo cuando existe la certeza de que se ha causado un daño”.

<sup>394</sup> *Rusoro Mining Ltd. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/12/5, Laudo, 22 de agosto de 2016, párr. 642, Anexo RL-076.

- (b) la **tasa de inflación** de 1,48% propuesta por el Dr. Flores y aceptada por el Sr. Edwards es apropiada;
- (c) con respecto a la **vida operativa de las instalaciones**, el Tribunal prefiere los 30 años sugeridos por el Dr. Flores. Los estudios a los que hicieran referencia ambos peritos sugieren que los 35 años utilizados por FTI se encuentran en el segmento más optimista del rango, en tanto 30 años es una estimación más realista de longevidad “promedio”;
- (d) en términos de **costes operativos**, FTI no tuvo en cuenta que el coste operativo y de mantenimiento histórico fue suministrado por una sociedad vinculada a la Demandante, y cayó significativamente cuando la Demandante adquirió un 49% de un socio externo en Gamesa Solar S.A. en el año 2012. El nivel de costes posteriores al año 2012 es más adecuado. Sin embargo, FTI argumenta que este ajuste *aumentaría* marginalmente la indemnización para la Demandante;
- (e) el **impuesto corporativo sobre la renta** constituye una realidad que debiera reflejarse en cálculo del valor de la inversión de la Demandante en las acciones de las empresas en funcionamiento a lo largo de los 30 años de vida de las instalaciones;
- (f) el Tribunal acepta que el RD 661/2007 hace referencia a “total o parcialmente su producción de energía eléctrica”, tal como se utiliza en el cálculo del Sr. Edwards, no solamente las 1.250 **horas de funcionamiento** aceptadas por el Dr. Flores. Las Tablas presentadas en el RDL 14/2010 ilustraban la rigidez del “límite superior” sobre las horas durante las cuales se puede producir energía a la tasa subsidiada que varía en su aplicación a una “instalación fija” (como la de la Demandante) de 1.232 a 1.753 horas:

| Tecnología                           | Horas equivalentes de referencia/año |              |              |              |              |
|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                                      | Zona I                               | Zona II      | Zona III     | Zona IV      | Zona V       |
| <b>Instalación fija</b>              | <b>1.232</b>                         | <b>1.362</b> | <b>1.492</b> | <b>1.632</b> | <b>1.753</b> |
| Instalación con seguimiento a un eje | 1.602                                | 1.770        | 1.940        | 2.122        | 2.279        |

|  |       |       |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Instalación con seguimiento a dos ejes | 1.664 | 1.838 | 2.015 | 2.204 | 2.367 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|

Esto debe compararse con el límite superior de 1.250 horas impuesto por el RDL 14/2010 hasta el 1 de enero de 2014 a las instalaciones cubiertas por el RD 661/2007 de la siguiente manera:

| Tecnología                             | Horas equivalentes de referencia/año |
|--|--------------------------------------|
| <b>Instalación fija</b>                | <b>1.250</b>                         |
| Instalación con seguimiento a un eje   | 1.644                                |
| Instalación con seguimiento a dos ejes | 1.707                                |

(Fuente: Memorial de Contestación de España, pág. 185, párr. 772)

- (g) en cuanto al **impuesto IVPEE**, introducido el 27 de diciembre de 2012, el Tribunal concluye que el TCE no concede inmunidad alguna. El Sr. Edwards confirmó que el IVPEE no se impuso correctamente:

el impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica habría tenido el efecto de reducir en un 7% los ingresos de las Plantas de Solaica a lo largo de este período, y habrían reducido los flujos de caja marginalmente menos que esto en la mayoría de los años<sup>395</sup>.

- (h) en lo que respecta al **riesgo regulatorio de revisión de los beneficios del RD 661/2007**, la posición de FTI es que el único riesgo aplicable a los inversores era el “riesgo de impago de España”<sup>396</sup>.

Por otra parte, la opinión del Dr. Flores es que, si no se hubiesen impuesto los cambios regulatorios impugnados, “el sistema eléctrico español habría permanecido en un estado que era percibido como insostenible”<sup>397</sup>. Esto habría

<sup>395</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, Apéndice A-4-2, párr. A4-2.4.

<sup>396</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.19:

Tal y como he explicado en este informe, he incorporado los riesgos macroeconómicos, incluyendo el riesgo de que el Estado no pueda cumplir con sus obligaciones, añadiendo a mis estimaciones del coste de capital una prima de riesgo país del 2,1%. La prima de riesgo del país incluida en mi cálculo del coste del capital de Solaica se basa en el diferencial de las rentabilidades de los bonos españoles sobre las rentabilidades de los bonos alemanes (siendo estas últimas un indicador de un tipo sin riesgos). En otras palabras, la prima de riesgo del país incluida en mi coste de capital refleja el consenso del mercado sobre el coste asociado al riesgo de impago de España, más un ajuste adicional para reflejar el riesgo para los inversores de capital. En mi opinión, no se necesita realizar ningún ajuste adicional a los flujos de caja o al coste del capital para reflejar el efecto sobre el valor del riesgo de impago de España.

<sup>397</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párrs. 201-202:

dado lugar, según el Dr. Flores, a un 10% de probabilidad de una “revisión regulatoria” (esto es, que se quitaría el soporte legal en todo o en una parte importante) en cada año. España no podría haber hecho otra cosa. Sin embargo, en la actualidad, “[c]omo resultado de la estabilización del déficit tarifario, la economía española en general, así como la consistencia entre el régimen regulatorio vigente y el objetivo declarado de la ley”, el riesgo es menor<sup>398</sup>:

El **Segundo Informe de FTI** rechaza la pertinencia de un “riesgo regulatorio” más allá del riesgo general de que España no cumpla con sus obligaciones financieras, aunque este enfoque se base expresamente en las instrucciones de los abogados:

...entiendo que una base fundamental del argumento de la Demandante que España no tenía derecho a modificar ni suspender por voluntad propia el pago de las FiTs, como tampoco negarse a financiar o garantizar el eventual déficit existente entre las tarifas al consumidor y la base de costes regulada (como el déficit tarifario). **Dado que se me ha ordenado que calcule las pérdidas sobre la base de las alegaciones de la Demandante, no considero que proceda reflejar en mi valoración hipotética el riesgo de que España decida modificar la retribución o decida no financiar o garantizar el déficit tarifario**<sup>399</sup>. (énfasis agregado)

A la luz de las instrucciones de los abogados de calcular las pérdidas sobre la base de las alegaciones de la Demandante tal como se plantearan, FTI concluyó que el riesgo relevante que dejaban abierto las instrucciones de los abogados era el “riesgo país”:

... el riesgo de que España **no pueda** financiar un eventual déficit, sí es pertinente. Ello se debe a que el riesgo de impago de la retribución de los productores de energía renovable se reduce, en última instancia, a si España es capaz de cubrir un eventual déficit entre los ingresos y los costes del sistema

---

201. En ausencia de las Medidas, el sistema eléctrico español habría permanecido en un estado que era percibido como insostenible. Los inversionistas habrían enfrentado riesgos regulatorios considerablemente mayores que en 2008, cuando el déficit tarifario comenzó a acelerar. No es razonable suponer, como lo hace FTI, que las regulaciones específicas aplicables a las Plantas FV habrían permanecido vigentes tal y como existieron en un momento preciso en el tiempo.

202. Dada la condición del mercado eléctrico español en ausencia de las Medidas, es razonable un 10% de probabilidad de revisión regulatoria que afecte los ingresos de las Plantas FV en el Escenario “But For”. Modelamos una probabilidad de revisión comenzando en el año 2013, cuando la primera de las Medidas significativas entró en vigencia.

<sup>398</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 203.

<sup>399</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.17.

de electricidad, en caso de producirse. **Si la Demandante tiene razón, y España no tenía derecho a cambiar o suspender voluntariamente el pago de las FiTs**, o de optar por no financiar o garantizar cualquier déficit entre las tarifas de los consumidores y la base de costes regulados, el riesgo de que España no fuera capaz de cubrir las necesidades de financiación del sistema es el riesgo de que España incumpliera sus obligaciones financieras<sup>400</sup>. (énfasis agregado)

**En la opinión del Tribunal**, en la Fecha de Valuación, 30 de junio de 2014, los inversores razonables habrían esperado que España honrara las obligaciones que había asumido en el RD 661/2007 aunque, **en la opinión de la mayoría**, existía un riesgo de que España no actuaría conforme a lo prometido y que (tal como han sostenido algunos tribunales internacionales, en particular, *Charanne* e *Isolux*<sup>401</sup>), las reducciones tarifarias de España **no** se considerarían violaciones del TCE. El laudo de *Charanne* fue muy explícito al establecer que cualquier inversor que hubiera llevado adelante una *due diligence* con respecto al sistema jurídico español se estaba advertido de que podría reducirse la tarifa FIT tanto en el RD 661/2007 como en el RD 1578/2008, y que estos inversores no podrían albergar la expectativa legítima de una “garantía de estabilidad” que, en el supuesto de ser violada, pudiera dar lugar a una reclamación con arreglo al TCE:

En el presente caso, las Demandantes no podían tener la expectativa legítima de que el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007 y el 1578/2008 permaneciese inmutable durante toda la vida útil sus plantas<sup>402</sup>.

Aunque el Tribunal entiende que FTI actuó siguiendo instrucciones de los abogados, una mayoría del Tribunal coincide con Econ One en que un análisis adecuado de la cuantificación de daños debe tener en cuenta a la Fecha de Valuación que a fin de cuentas un Tribunal inversor-Estado determinaría que el riesgo de una reducción regulatoria en la tarifa FIT **no** habría vulnerado el TCE y, por consiguiente, **no** daría lugar a indemnización.

---

<sup>400</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 5.18.

<sup>401</sup> *Isolux Infrastructure Netherlands B.V. c. el Reino de España* (Arbitraje CCE V2013/153), Laudo, 12 de julio de 2016, párrs. 793-794, Anexo RL-0083.

<sup>402</sup> Memorial de Contestación del Demandado, párr. 596, *Charanne B.V. y Construction Investments S.À.R.L. c. el Reino de España* (CCE V 062/2012), Laudo Final, 21 de enero de 2016, y voto disidente, párr. 503, Anexo RL-0049.

Por lo tanto, una mayoría del Tribunal considera que debería reflejarse en el Laudo algún grado de “riesgo regulatorio” en tanto un inversor prudente y bien informado habría estado expuesto al riesgo de que España pudiera reducir la tarifa FIT y de que se sostuviera (a pesar del TCE) que se encontraba dentro de sus derechos al amparo del derecho internacional de hacerlo sin indemnización alguna;

- (i) en cuanto al descuento por **iliquidez**, el Sr. Edwards declaró que al 30 de junio de 2014 existía un mercado firme para las instalaciones FV en España, aunque acepta que una inversión de EUR 100 en acciones era más fácilmente enajenable que una inversión de EUR 100 en instalaciones de energía renovables españolas. Por otra parte, el Tribunal concluye que la sugerencia del Dr. Flores de un descuento por “iliquidez” de 18 a 26% no encuentra sustento en las pruebas. Por consiguiente, el Tribunal acepta las pruebas del Dr. Flores de que es pertinente un “descuento por iliquidez” aunque acepta las pruebas del Sr. Edwards de que a la luz de que a la Demandante le llevó 6 meses vender las plantas Solaica, una tasa de descuento por iliquidez con base en un período de comercialización de 6 meses es suficiente. El Sr. Edwards, empleando el “Modelo Finnerty”, arribó a lo que denomina un descuento por iliquidez probable resultante de una demora de comercialización de 6 meses que ascendería a 3,4%<sup>403</sup>;
- (j) en cuanto a la tasa de descuento adecuada, FTI utilizó 5,5%. El Dr. Flores utilizó 4,94% aunque reconoció que las diferencias en el resultado final serían “relativamente pequeñas”<sup>404</sup>. El Tribunal acepta el 5,5% propuesto por el Sr. Edwards.

413. El Tribunal considera que, por las razones esgrimidas, el cálculo de FTI de una pérdida de EUR 52,2 millones no tuvo en cuenta una serie de contingencias significativas, incluyendo el impuesto IVPEE de 7% sobre la renta, la falta de una “garantía de estabilidad” en el RD 1578/2008, el aumento en los costes operativos y de mantenimiento con posterioridad al año 2012, y un

---

<sup>403</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 6.33.

<sup>404</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 154.

descuento por iliquidez. El Tribunal **por mayoría** también incluiría un descuento por riesgo regulatorio.

414. Por otra parte, el Tribunal no está de acuerdo con el Dr. Flores en lo que se refiere a su cálculo de pérdida cero con base en una serie de contingencias que el Tribunal ha rechazado, incluyendo la restricción de funcionamiento a 1.250 horas anuales, y un exagerado ajuste del riesgo regulatorio<sup>405</sup>.

415. No es posible calcular de manera precisa la pérdida de valor de la inversión de la Demandante en las Plantas Solaica y las Plantas 9REN España sobre la base de las pruebas presentadas ante el Tribunal. Existen demasiadas contingencias y contingencias dentro de las contingencias. Sin embargo, el Tribunal debe trabajar de la mejor manera posible con las herramientas proporcionadas por las Partes.

416. En estas circunstancias, teniendo en cuenta que le corresponde a la Demandante la carga de probar la cuantificación de su reclamación, el Tribunal, con base en las pruebas en el expediente ante sí, reduce la cuantificación que alega la Demandante en 20% de EUR 52,2 millones a EUR 41,76 millones eliminando la pretensión de reembolso del IVPEE 7%, reduciendo la vida útil prevista de las instalaciones de 35 a 30 años (que el Sr. Edwards calculó que reduciría por sí misma la pretensión en EUR 7,5 millones), eliminando la protección de la tarifa para la planta Formiñena a la luz de la advertencia explícita de posibles reducciones tarifarias en el RD 1578/2008, e incorporando un descuento por iliquidez y riesgo regulatorio.

417. En las circunstancias imperantes, el Tribunal concluye que la Demandante ha demostrado una pérdida de EUR 52,2 millones menos un 20%, lo que arroja una cuantificación de daños neta en la suma de EUR 41,76 millones.

#### **E. Intereses Compuestos Anteriores y Posteriores al Laudo**

418. El cálculo de FTI de EUR 52,2 millones incluye intereses hasta la Fecha de Valuación de 30 de junio de 2014. En su segundo informe, FTI calculó intereses desde la Fecha de Valuación hasta la fecha de su Segundo Informe, 19 de mayo de 2017, con base en el rendimiento del bono

---

<sup>405</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párrs. 103-104.

español a 5 años, que el Tribunal considera apropiado porque (i) representa los intereses que la Demandante habría percibido si le hubiera prestado esa suma al Demandado y (ii) hasta este momento, la reclamación se encontraba pendiente de liquidación y, por lo tanto, no en el poder de la Demandado para ser pagada con anterioridad al Laudo. Tomando la suma según FTI de EUR 53 millones<sup>406</sup> y aplicando un descuento de 20%, la cuantificación neta asciende a EUR 42,4 millones incluidos los intereses al 19 de mayo de 2017.

419. Sin embargo, a los fines de este Laudo, el Tribunal prefiere comenzar con el monto neto de EUR 41,76 millones **a la Fecha de Valuación acordada**, 30 de junio de 2014, y luego fijar una tasa de interés apropiada basada en el rendimiento del bono español a 5 años, a ser aplicado a la suma de EUR 41,76 millones a partir del 30 de junio de 2014 hasta el pago del Laudo. El cálculo se realizará utilizando la metodología empleada por FTI en su cálculo de intereses desde el 30 de junio de 2014 hasta el 19 de mayo de 2017.

<sup>406</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI en la Figura 8-3.

Tabla 8-3: El cálculo de FTI de los intereses sobre las pérdidas de la Demandante en base a las rentabilidades de los bonos españoles a cinco años (millones de EUR)

| Cálculos   |                     | Jun 14 -<br>Dic 14 | En 15 -<br>Dic 15 | En 16 -<br>Dic 16 | En 17 -<br>May 17 |
|--|---------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Saldo inicial  | [A]                 | 52,2               | 52,5              | 52,8              | 52,9              |
| Duración del período (años)                              | [B]                 | 0,5                | 1,0               | 1,0               | 0,4               |
| Tipo de interés (antes de impuestos)                     | [C]                 | 1,4%               | 0,8%              | 0,3%              | 0,4%              |
| Período del tipo de interés (antes de impuestos)         | $[D]=((1+[C])^B)-1$ | 0,7%               | 0,8%              | 0,3%              | 0,2%              |
| Tipo de gravamen   | [E]                 | 30,0%              | 28,0%             | 25,0%             | 25,0%             |
| Tipo de interés después de impuestos ajustado al período | $[F]=[D]x(1-[E])$   | 0,5%               | 0,5%              | 0,2%              | 0,1%              |
| Intereses  | $[G]=[A]x[F]$       | 0,2                | 0,3               | 0,1               | 0,1               |
| Saldo final  | $[H]=[A]+[G]$       | 52,5               | 52,8              | 52,9              | 53,0              |

(a) *El Argumento de la Demandante sobre los Intereses Compuestos*

420. La Demandante sostiene que “los intereses son parte de la indemnización y, por lo tanto, deben computarse desde la fecha en que el Estado asumió responsabilidad internacional”<sup>407</sup> [Traducción del Tribunal]. La Demandante solicita que el Tribunal otorgue una tasa de interés apropiada según las tasas comerciales internacionales<sup>408</sup>

421. La Demandante solicita asimismo que los intereses que otorgue este Tribunal sean compuestos, ya que representan el método más aceptado y apropiado para compensar integralmente a una demandante. A partir del año 2000, la mayoría de los tribunales intervinientes en asuntos derivados de TBI han otorgado intereses compuestos en casos entre países distintos, sobre distintos hechos y en relación con distintas industrias<sup>409</sup>. Por lo tanto, según la Demandante, el derecho

---

<sup>407</sup> *Asian Agricultural Products Ltd. c. República de Sri Lanka*, Caso CIADI No. ARB/87/3, Laudo, 27 de junio de 1990, párr. 114, Anexo CL-078.

<sup>408</sup> *PSEG Global Inc. y Konya Ilgin Elektrik Üretim ve Ticaret Limited Sirketi c. República de Turquía*, Caso CIADI No. ARB/02/5, Laudo, 19 de enero de 2007, párr. 348 (“El parámetro más apropiado para indemnizar correctamente a una sociedad internacional como PSEG Global es la tasa LIBOR promedio a 6 meses más un 2 por ciento anual por cada año durante los que se adeuden dichos montos”), Anexo CL-027; *Enron Corp. y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, párr. 452 (“Por lo tanto, el Tribunal ordenará el pago de intereses a la tasa LIBOR promedio a 6 meses más un 2 por ciento anual”), Anexo CL-022; *MTD Equity Sdn. Bhd. y MTD Chile S.A. c. República de Chile*, Caso CIADI No. ARB/01/7, Laudo, 25 de mayo de 2004, párr. 250 (“Al ser este un tribunal internacional que analiza los daños en virtud de un tratado bilateral de inversiones en una divisa de uso corriente en el mercado internacional en relación con una transacción internacional, pareciera que, en línea con la naturaleza de la disputa, la tasa de interés aplicable debería ser la tasa LIBOR anual”), Anexo CL-032. [Traducción del Tribunal]

<sup>409</sup> Véase por ejemplo *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/96/1, Laudo, 17 de febrero de 2000, párr. 104 (“cuando en algún momento un propietario de bienes perdió el valor de sus bienes y no recibió el equivalente monetario correspondiente, el monto de indemnización debe reflejar, al menos en parte, la suma adicional que su dinero habría devengado si dicho dinero y los ingresos generados por ese dinero se hubieran reinvertido todos los años a los tipos de interés vigentes (...) [Los intereses compuestos] son un mecanismo para garantizar que la indemnización que se otorgue a la Demandante sea apropiada en las circunstancias”) [Traducción del Tribunal], Anexo CL-068; *Wena Hotels c. República Árabe de Egipto*, Caso CIADI No. ARB/98/4/, Laudo, 8 de diciembre de 2000, párr. 129, Anexo CL-081; *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. y Vivendi Universal S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo II, 20 de agosto de 2007, párrs. 9.2.6-8, Anexo CL-079; *Middle East Cement Shipping and Handling Co. S.A. c. República Árabe de Egipto*, Caso CIADI No. ARB/99/6, Laudo, 12 de abril de 2002, párr. 174, Anexo CL-054; *ADC Affiliate Limited y ADC & ADMC Management Limited c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/03/16, Laudo, 2 de octubre de 2006, 522, Anexo CL-077; *Azurix Corp. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/12, Laudo, 14 de julio de 2006, párr. 440, Anexo CL-038; *MTD Equity Sdn. Bhd. y MTD Chile S.A. c. República de Chile*, Caso CIADI No. ARB/01/7, Laudo, 25 de mayo de 2004, párr. 251, Anexo CL-032; *Técnicas Medioambientales Tecmed c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003, párr. 196, Anexo CL-015; *Siemens A.G. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/8, Laudo, 17 de enero de 2007, párr. 399, Anexo CL-046; *PSEG Global Inc. y Konya Ilgin Elektrik Üretim ve Ticaret Limited Sirketi c. República de Turquía*, Caso CIADI No. ARB/02/5, Laudo, 19 de enero de 2007, párr. 348, Anexo CL-027; *Continental Casualty Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/90, Laudo, 5 de septiembre de 2008, párr. 313, Anexo CL-082; *Waguieh Elie*

internacional considera el otorgamiento de intereses compuestos como el estándar generalmente aceptado para indemnización en arbitrajes internacionales relativos a inversiones.

422. En *Compañía del Desarrollo de Santa Elena c. Costa Rica*, el tribunal, al otorgar intereses compuestos a la demandante, señaló que estos cumplen dos objetivos diferentes (i) garantizar que la demandante reciba “el valor actual íntegro de la indemnización que debería haber recibido al momento de toma” y (ii) evitar “el enriquecimiento sin causa del Estado por haberse demorado tanto el pago de indemnización”<sup>410</sup>[Traducción del Tribunal]. Si la Demandante hubiese sido compensada en la Fecha de Valuación, podría haber percibido intereses compuestos por el solo hecho de colocar su dinero en algún medio de inversión de uso frecuente y disponibilidad inmediata. En las circunstancias imperantes, no es lógico ni equitativo que se otorguen a la Demandante solo intereses simples

423. En *Vivendi c. Argentina*, el tribunal explicó que “varios tribunales internacionales han expresado en los últimos tiempos la opinión de que la aplicación de intereses compuestos debería ser la práctica cuando la realidad económica exija su adjudicación para colocar al demandante en la posición en que se habría encontrado si nunca hubiera sido perjudicado”<sup>411</sup>

424. El pago de intereses promueve el principio de indemnización plena porque tiene por objeto colocar a la demandante en la posición en la que habría estado si el demandado no hubiera cometido

---

*George Siag y Clorinda Vecchi c. República Árabe de Egipto*, Caso CIADI No. ARB/05/15, Laudo, 1 de junio de 2009, párr. 595, Anexo CL-083; *Bernardus Henricus Funnekotter y otros c. Zimbabue*, Caso CIADI No. ARB/05/6, Laudo, 22 de abril de 2009, párr. 120, Anexo CL-084; *National Grid PLC c. República Argentina*, Laudo, Ad hoc — Reglas de Arbitraje de la CNUDMI; Caso 1:09-cv-00248-RBW, IIC 361, 3 de noviembre de 2008, párr. 96, Anexo CL-085; *BG Group Plc. c. República Argentina*, CNUDMI, Laudo Final, 24 de diciembre de 2007, párrs. 456-57, Anexo CL-037; *Rumeli Telekom AS y Telsim Mobil Telekomikasyon Hizmetleri AS c. República de Kazajstán*, Caso CIADI No. ARB/05/16, Laudo, 29 de julio de 2008, párr. 818, Anexo CL-086; *Victor Pey Casado y Fundación Española Presidente Allende c. La República de Chile*, Caso CIADI No. ARB/98/2, Laudo, 22 de abril de 2008, párr. 732, Anexo CL-087; *S.D. Myers, Inc. c. Gobierno de Canadá*, CNUDMI, Segundo Laudo Parcial, 21 de octubre de 2002, párrs. 306-307 y 312 y Laudo Final (sobre costes), 30 de diciembre de 2002, párr. 55 (“Canadá deberá pagar (...) intereses (compuestos anuales)”), Anexo CL-088; *Pope & Talbot, Inc. c. Gobierno de Canadá*, (CNUDMI) (TLCAN), Laudo sobre Daños, 31 de mayo de 2002, párrs. 89-90, Anexo CL-089; *Metalclad Corp. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB/96/3, Laudo, 30 de agosto de 2000, párr. 128 (“A fin de devolver al Demandante a una situación aproximadamente similar a aquella en que se encontraría si no se hubiera cometido el hecho ilícito, se ha calculado un interés compuesto del 6% anual”), Anexo CL-029.

<sup>410</sup> *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. República de Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/96/1, Laudo, 17 febrero de 2000, párr. 101, Anexo CL-068.

<sup>411</sup> *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. y Vivendi Universal S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo II, 20 de agosto de 2007, párrs. 9.2.6, Anexo CL-079.

el acto ilícito<sup>412</sup>. Además, los intereses compuestos evitan el enriquecimiento sin causa del Demandado por cuanto se le exige el pago de indemnización por los beneficios recibidos al utilizar el dinero que retuvo ilícitamente<sup>413</sup>

425. Los intereses compuestos reflejan con mayor exactitud qué sumas habría recibido la Demandante si se le hubiera pagado de manera oportuna<sup>414</sup>

(b) *El Argumento del Demandado*

426. El perito financiero de España, Econ One, alegó en el párrafo 228 de su Segundo Informe sobre Cuantificación de fecha 28 de julio de 2017 con la observación de que “mantenemos que si se otorgase compensación con intereses al Demandante, sería adecuada una tasa a corto plazo, libre de riesgo para calcular intereses, que es generalmente consistente con la posición de FTI en su Primer Reporte”<sup>415</sup>.

(c) *La Decisión del Tribunal Sobre los Intereses Compuestos*

427. El Tribunal considera correcto el enfoque adoptado en *Compañía del Desarrollo de Santa Elena c. Costa Rica*<sup>416</sup> sobre la necesidad de calcular intereses compuestos de modo tal de compensar “íntegramente” a la Demandante:

En particular, cuando en algún momento un propietario de bienes perdió el valor de sus bienes y no recibió el equivalente monetario correspondiente, el monto de indemnización debe reflejar, al menos en parte, la suma adicional que su dinero habría devengado si dicho dinero y los ingresos generados por ese dinero se habrían reinvertido todos los años a los tipos de interés vigentes. Los intereses compuestos no pretenden

---

<sup>412</sup> Véase Gotanda, *A Study of Interest*, pág. 4, Anexo CL-090; Gotanda, *Compound Interest*, pág. 397, Anexo CL-091; véase asimismo Jeffrey Colón & Michael Knoll, *Prejudgment Interest In International Arbitration*, Vol. 4, Edición 6, *Transnational Dispute Management 10* (noviembre de 2007) (en adelante, “Colón & Knoll”) (“Dado que el objeto de los intereses previos a la sentencia es colocar a las partes en la misma posición en que se habrían encontrado si el laudo se hubiera dictado inmediatamente después de producirse la causa de la acción, los intereses simples no son suficientes para cubrir las reclamaciones indemnizatorias. Es por eso que los intereses previos a la sentencia se deben calcular mediante el interés compuesto”), Anexo CL-093. [Traducción del Tribunal]

<sup>413</sup> Véase Gotanda, *A Study of Interest*, Anexo CL-090; véase asimismo Colón & Knoll, pág. 8 (“por lo general, los intereses simples no alcanzan para compensar íntegramente a las demandantes y pueden crear grandes incentivos para las demandadas para demorar el procedimiento arbitral y ocasionar perjuicios, con el consiguiente desperdicio de recursos”), Anexo CL-093. [Traducción del Tribunal]

<sup>414</sup> Gotanda, *A Study of Interest*, pág. 31, Anexo CL-090.

<sup>415</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de Econ One, párr. 228.

<sup>416</sup> *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. República de Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/96/1, Laudo, 17 de febrero de 2000, párr. 104, Anexo CL-068.

atribuir culpa o castigar a alguien por la demora en el pago al propietario víctima de la expropiación; son un mecanismo para garantizar que la indemnización que se otorgue a la Demandante sea apropiada en las circunstancias. En cuanto al período de capitalización, según las circunstancias del caso y la conducta de las partes, los tribunales intervinientes en muchos casos recientes en materia de inversiones han decidido que los intereses deben capitalizarse de forma anual, semestral, trimestral o mensual. [Traducción del Tribunal]

428. Con respecto a cuándo los intereses compuestos deben calcularse de forma anual o semestral o con una frecuencia aún mayor, el Tribunal toma nota de la observación del profesor James Crawford:

Se debe prestar especial atención ya que el otorgamiento de intereses compuestos podría dar lugar a un laudo excesivo y desproporcional, con una suma de intereses que excede, en gran medida, el capital adeudado. [Traducción del Tribunal]

429. En las circunstancias, el Tribunal concluye que son pertinentes los intereses compuestos capitalizables anualmente tanto pre-laudo como post-laudo.

## **F. Tasa de Interés**

### *(a) La Posición de la Demandante*

430. En su primer informe, FTI afirmó lo siguiente:

He estimado el valor actual de los beneficios después de impuestos perdidos que se habrían ganado antes de la Fecha de Evaluación añadiendo los intereses. He asumido que los intereses se habrían percibido a un tipo de EURIBOR a 12 meses y que dichos intereses se habrían gravado al tipo en vigor del impuesto de sociedades de cada año<sup>417</sup>.

Posteriormente, FTI calculó el costo de endeudamiento hipotético de la Demandante en la Fecha de Valuación, 30 de junio de 2014 en 4% sobre la base de un tipo de EURIBOR a 6 meses de 0,3%

---

<sup>417</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8-19.

más un margen de 3,5%<sup>418</sup>. FTI no se basó en la experiencia de deuda *real* de la Demandante, cualesquiera que haya sido.

431. En su segundo informe, FTI cambió la base de su cálculo de intereses “siguiendo las instrucciones que he recibido”<sup>419</sup> para evaluar la pérdida de la Demandante, al 30 de junio de 2014, utilizando dos distintas mediciones—bonos del Estado español a cinco años y el coste real de la deuda de la Demandante—<sup>420</sup>.

(b) *La Posición del Demandado*

432. El Dr. Flores se opone al cálculo de intereses de “reformado” FTI sobre la base de “las instrucciones del abogado de la Demandante” y reafirma su conformidad con el cálculo inicial de FTI.

<sup>418</sup> Primer Informe sobre Cuantificación de FTI, Apéndice 6-2, párr. A6-2.28:

Sobre la base de mis conversaciones con la Demandante, entiendo que Solaica habría sido capaz (con la estructura de capital que asumo), en la Fecha de Valuación, de contraer deuda a un tipo de interés equivalente a aprox. un 4%. Esto se basa en una estimación del EURIBOR a 6 meses en la Fecha de Valuación de un 0,3%, más un “margen” de aproximadamente el 3,5% Por lo tanto, evalué el coste de la deuda después de impuestos en un 3% (asumiendo un tipo del impuesto de sociedades del 25%). Expongo mis cálculos en la Tabla A6-1-4 siguiente.

**Tabla A6-2-4: Coste de la deuda después de impuestos**

| Parámetro                                     | Cálculo                 | Valor       |
|---|-------------------------|-------------|
| Coste de la deuda antes de impuestos          | [A]                     | 4,0%        |
| Tipo impositivo efectivo                      | [B]                     | 25,0%       |
| <b>Coste de la deuda después de impuestos</b> | <b>([A]) x (1- [B])</b> | <b>3,0%</b> |

(Fuente: Anexo RE-69: *Spain to cut taxes in bid to boost economic recovery* [España recorta impuestos en un intento por impulsar la recuperación económica], sitio web de *Financial Times*, 20 de junio de 2014)

<sup>419</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.7.

<sup>420</sup> Segundo Informe sobre Cuantificación de FTI, párr. 8.8, Tabla 8-5: Cálculo de FTI de las pérdidas de la Demandante, incluyendo intereses (millones EUR)

|                                     | Bonos españoles a 5 años | Coste de la Deuda de la Demandante |
|-------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| Total pérdidas excluyendo intereses | 52,2                     | 52,2                               |
| Intereses sobre las pérdidas        | 0,7                      | 3,9                                |
| Total pérdidas incluyendo intereses | 53,0                     | 56,2                               |

(Nótese que la suma de las cifras es un redondeo)

(Fuentes: Tabla 8-3 y Tabla 8-4)

*(c) La Decisión del Tribunal*

433. En las circunstancias imperantes, el Tribunal ordena el pago de intereses desde el 30 de junio de 2014 hasta el pago del Laudo a una tasa equivalente al rendimiento del bono español a 5 años capitalizables anualmente.

434. Dado que la cantidad de interés compuesto no se podrá determinar hasta que se establezca una fecha real de pago por parte del Demandado, el Tribunal necesariamente tiene que especificar un método en lugar de una cantidad fija. Lo ha hecho. El cálculo se realizará de acuerdo con el rendimiento periódico del bono español a 5 años.

## **PARTE 9. COSTOS**

### **A. Las posiciones de las partes**

435. En respuesta a la solicitud del Tribunal, la Demandante presentó una declaración de costos por honorarios y gastos por un monto de US\$6,334,961.01 sumado a €740,076.42 (aproximadamente US\$839,359.89), con un reclamo total de US\$7,174, 320.80. La Demandante estuvo representada por ocho abogados de dos firmas en la audiencia sobre el fondo. Los abogados registraron 8010 horas de trabajo en el caso de la Demandante. Si bien no se establecen las tarifas por hora de los abogados de diferente jerarquía, las tasas combinadas para el trabajo de King & Spalding varían desde alrededor de US\$744 por hora para el trabajo en la Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción, hasta alrededor de US\$925 por hora por el trabajo en la Dúplica sobre Jurisdicción. La tarifa combinada para el trabajo en la audiencia y las presentaciones posteriores a la audiencia es de aproximadamente US\$812 por hora. A modo de comparación, los abogados adjuntos españoles de la Demandante en Gomez-Acebo & Pombo cobraron tasas combinadas que varían desde alrededor de US\$561 por hora por el trabajo antes de la Solicitud de Arbitraje, hasta US\$760 por hora por su trabajo en la Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción.

436. Al mismo tiempo, el Demandado presentó una reclamación por costos de €1,401,037.36 (que, a tasas actuales, equivale a US\$1,588, 990.72). En gran parte, la discrepancia se explica por el hecho de que el Demandado estuvo representado por abogados empleados por la Abogacía General del Estado.

437. La solicitud de la Demandante de US\$7,174,320.80 es más alta de lo que podría esperarse en un caso de complejidad media que involucra disputas entre inversionistas y estados respecto del programa de energía renovable de España donde estas firmas (y expertos) ya han participado en una cantidad de reclamaciones sobre energía renovable comparable contra España y por lo tanto poseen una experiencia previa considerable y un conocimiento acumulado del sistema eléctrico español y la evolución de las tarifas FIT.

438. La Demandante reconoce que los tribunales del CIADI “disfrutan de una amplia discreción para asignar costos entre las partes según lo estimen oportuno.”<sup>421</sup> Si bien la parte ganadora generalmente recibirá una compensación de costos, no hay derecho. Además, si bien una parte tiene la libertad de gastar todo el dinero que considere oportuno para presentar o defender una reclamación, no existe la obligación correspondiente de la parte no exitosa (o del Tribunal) de aceptar como razonable o justificada la factura de costos resultante.

439. Las Partes parecen estar de acuerdo en que el Tribunal tenga en cuenta (1) el éxito relativo de las reclamaciones y defensas de cada una de las partes (2) junto con las circunstancias del caso y (3) la conducta de las Partes en el procedimiento.<sup>422</sup>

## **B. Decisión del Tribunal sobre los Costos**

440. El Tribunal aquí aborda dos cuestiones separadas sobre costos: (i) la distribución de costos entre el Demandante y el Demandado (que comprende los costos legales respectivos de las Partes y los costos del arbitraje); y (ii) sujeto a esta primera cuestión, la determinación del monto de los costos legales recuperables. En lo que respecta a esta segunda cuestión, el Tribunal observa que las reclamaciones de las Partes por costos legales se presentan en virtud del Artículo 61(2) del Convenio del CIADI y con la Regla de Arbitraje del CIADI 47(1)(j), y no como una compensación por un acto ilícito sujeto a “*Fábrica de Chorzów*” y a otros principios de derecho internacional.<sup>423</sup>

441. No hay ninguna razón en este caso para negar algún elemento de la reclamación por costos basados en la conducta de las Partes en este procedimiento. Por el contrario, en opinión del

---

<sup>421</sup> Presentación de Costas de la Demandante, párr. 3.

<sup>422</sup> Presentación de Costas de la Demandante, párr. 6, citando *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energia Termosolar B.V. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB 13/31, Laudo, 15 de junio de 2018.

<sup>423</sup> Schreuer, *El Convenio del CIADI* (2ª ed.), pp. 1223 y siguientes; y Artículo 36 de los Artículos de la CDI sobre Responsabilidad del Estado.

Tribunal, el caso fue bien conducido, de buena fe, en todas las etapas por los abogados tanto de la Demandante como del Demandado, cuyos esfuerzos fueron de gran ayuda para el Tribunal y muy apreciados.

442. En cuanto a la distribución de costos entre las Partes, con respecto al éxito relativo, el Demandante ha tenido éxito en establecer la jurisdicción y la responsabilidad, pero ha tenido éxito parcial con respecto a la cuantificación de daños, donde el reclamo del Demandante se ha reducido en un 20% por las razones discutidas anteriormente en este Laudo. Dicha reducción no confiere una distribución de costos en favor del Demandado, sin embargo, el éxito parcial en las cuestiones sobre cuantificación de daños debe reflejarse en la correspondiente reducción en la determinación de los costos legales del Demandante, en gran parte exitosos, a recuperar del Demandado (tal como se explica más adelante).

443. En cuanto a la determinación de los costos legales de la Demandante, el Tribunal tiene en cuenta dos factores particulares. Primero, la práctica del “perdedor paga” conforme al Artículo 61 del Convenio del CIADI es, en palabras de Schreuer, “ni clara ni uniforme”.<sup>424</sup> No existe ningún derecho en virtud del Convenio del CIADI para que una parte exitosa reciba un reembolso total por los costos legales de la parte perdedora. Asimismo, el principio de “el perdedor paga” deriva históricamente de ciertas jurisdicciones de Derecho Consuetudinario donde un porcentaje de los costos legales de la parte ganadora tradicionalmente era “trasladado” a la parte perdedora pero sólo sobre la base de “*party and party*” o “*taxed*”. Tal base no proporciona la indemnización completa a la parte ganadora. Los costos pueden reducirse aún más en situaciones de éxito parcial. En las jurisdicciones de Derecho Consuetudinario, una adjudicación de costos a menudo se impone en cantidades que son considerablemente menores que los costos reales de una parte. Excepcionalmente, estas jurisdicciones de Derecho Consuetudinario *podrían* ordenar el reembolso de los costos en situaciones especiales, generalmente en función del estado de la parte reclamante (como un fideicomisario) o la falta grave de conducta de la parte perdedora (por ejemplo, cuando esa parte ha alegado indebidamente un fraude contra su adversario). No hay tal situación especial en el presente caso. Como consecuencia, al no existir una presunción a favor del reembolso total de los costos, o de hecho cualquier otra posición “por defecto” con respecto a los costos,

---

<sup>424</sup> Schreuer, El Convenio del CIADI (2ª ed.), p. 1229.

corresponde al Tribunal determinar por quién y en qué monto (si alguno) los costos incurridos por una parte por abogados y expertos se agregarán al laudo. El Tribunal, en el ejercicio de su discreción con respecto a los costos, concluye por mayoría que no ordenará un reembolso completo al Demandante por sus costos legales totales.

444. En segundo lugar, con respecto a las circunstancias de este caso, es cierto que cada reclamación presenta sus propias dificultades y desafíos (en este caso, la decisión de *Achmea* presentó un giro adicional significativo). Sin embargo, los reclamos de energía renovable españoles tienen una historia pública común en muchos aspectos y elementos públicos comunes. Asimismo, es de esperar que la experiencia previa de las firmas de abogados de la Demandante en numerosos otros arbitrajes en este sector resultara en una mayor familiaridad que la situación de un caso aislado y especial (y también, quizás aún más, los representantes del Demandado). El Tribunal no duda que las horas reclamadas por la Demandante fueron trabajadas por sus firmas de abogados. Más aún, las horas trabajadas con la total aprobación del Demandante como cliente, en un momento en el que no era seguro que recuperaría parte sus costos legales de parte del Demandado. Por lo tanto, al realizar su determinación, el Tribunal no pretende criticar al Demandante ni a sus firmas de abogados.

445. La cuestión sigue siendo si se debe exigir al Demandado que indemnice a la Demandante por los costos legales totales en forma de una indemnidad total conforme al Convenio del CIADI y las Reglas de Arbitraje del CIADI. El Tribunal decide que tal resultado no haría justicia en las circunstancias de este caso. Por lo tanto, el Tribunal decide respecto de la reclamación por costos legales de la siguiente manera (i) en lo que respecta a la determinación, la mayoría del Tribunal considera aplicable el principio de que no le impone a la parte perdedora una obligación de compensación total si la otra parte ha decidido montar un caso generosamente financiado. El reembolso pudiera ser más apropiado. La mayoría también considera relevante la cantidad de reclamaciones similares que se conocen públicamente y la participación de los abogados de la Demandante. Tomando en consideración todas las circunstancias, el Tribunal considera apropiado una modesta reducción del 5% de las sumas reclamadas de la Demandante de US\$6,334,961.01 y €740,076.42, lo que resulta en sumas de US\$6,018,213 y €703,073 respectivamente y (ii) en lo que respecta a la distribución, la mayoría del Tribunal concluye que el no-éxito relativo de la Demandante sobre la cuantificación de daños debe reflejarse en una reducción del 20% en estas

dos sumas, lo que resulta en una adjudicación neta por costos legales de US\$4,814,570 y €62,458 a favor del Demandante y en contra del Demandado.

**C. Decisión del Tribunal sobre los Costos del Arbitraje**

446. Los costos de este arbitraje son los siguientes:

Honorarios y gastos de los árbitros:

|                                   |                  |
|-----------------------------------|------------------|
| El Honorable Ian Binnie:          | US\$ 134.231,65  |
| Sr. David Haigh:                  | US\$ 85.765,40   |
| Sr. V.V. Veeder:                  | US\$ 46.347,83   |
| Otros gastos directos:            | US\$ 185.471,45  |
| Gastos administrativos del CIADI: | US\$ 148,0000.00 |
| <i>Total</i> (estimado):          | US\$ 599.816.33  |

447. Los costos anteriores se pagaron con los anticipos de las Partes en partes iguales.<sup>425</sup> Cada Parte ha realizado los siguientes pagos por adelantado: Demandante US\$350,000.00, Demandado US\$349,883.00.

448. Con respecto a la distribución de los costos del procedimiento conforme al Artículo 61(2) del Convenio del CIADI, el Tribunal ordena al Demandado a pagar el 100% de los costos del CIADI por el monto siguiente US\$299,908.16.

**PARTE 10. LA PARTE OPERATIVA (DISPOSITIVA)**

449. Por las razones expuestas anteriormente, el Tribunal otorga el siguiente resarcimiento:

- (1) una declaración de que el Tribunal es competente en los términos del TCE y del Convenio del CIADI;
- (2) una declaración de que España violó el estándar TJE en el Artículo 10(1) del TCE con respecto a las inversiones de la Demandante;

---

<sup>425</sup> El saldo restante se reembolsará a las partes en proporción a los pagos que adelantaron al CIADI.

- (3) indemnización a la Demandante en virtud del TCE y del derecho internacional en la suma de EUR 41,76 millones más intereses a una tasa equivalente al rendimiento del bono español a 5 años capitalizables anualmente desde el 30 de junio de 2014 y hasta el cumplimiento total y definitivo del Laudo; y
- (4) los costes de este procedimiento, incluso (pero no limitado) los honorarios y gastos legales de la Demandante más los honorarios y gastos de los peritos de la Demandante por un total de US\$4,814,570 y €60,458, y los honorarios y gastos del Tribunal y del CIADI en la suma de US\$299.908,16.

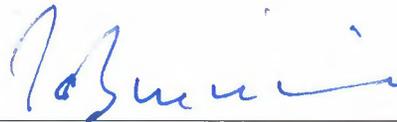
450. El Tribunal desestima el resto de las reclamaciones.



Sr. David R. Haigh, Q.C.  
Árbitro  
Fecha: 30 de mayo de 2019



Sr. V.V. Veeder, Q.C.  
Árbitro  
Fecha: 30 de mayo de 2019



El Honorable Ian Binnie C.C., Q.C.  
Presidente del Tribunal  
Fecha: 30 de mayo de 2019