CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS RELATIVAS A INVERSIONES

En el procedimiento de arbitraje entre

BAYWA R.E. RENEWABLE ENERGY GMBH Y BAYWA R.E. ASSET HOLDING GMBH Demandantes

y

REINO DE ESPAÑA Demandado

Caso CIADI No. ARB/15/16

LAUDO

Miembros del Tribunal
Juez James R. Crawford, Presidente
Dr. Horacio A. Grigera Naón
Sra. Loretta Malintoppi

Secretario del Tribunal Sr. Francisco Grob

Fecha de envío a las Partes: 25 de enero de 2021

REPRESENTACIÓN DE LAS PARTES

Representando a BayWa r.e. renewable energy GmbH and BayWa r.e. Asset Holding GmbH:

Representando al Reino de España:

Sr. Alberto Fortún Costea Sr. Luis Pérez de Ayala Sr. Iñigo Quintana Aguirre Sr. Miguel Gómez Jene

Sra. María Isabel Rodríguez Vargas Sr. Antonio Delgado Camprubí

Sr. José Ángel Rueda García

Sr. Borja Álvarez Sanz

Sr. Antonio María Hierro Viéitez Sr. José Ángel Sánchez Villegas Sra. Adriana González García Cuatrecasas, Goncalves Pereira

Almagro, 9 28010 Madrid

España

Sr. José Manuel Gutiérrez Delgado Sra. Gabriela Cerdeiras Mejias

Sr. Pablo Elena Abad Sra. Lorena Fatas Pérez

Sr. Antolín Fernández Antuña Sr. Roberto Fernández Castilla Sra. Ana Fernández-Daza Alvarez Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás Sra. María del Socorro Garrido Moreno

Sr. Rafael Gil Nievas

Sr. Fernando Irurzun Montoro

Sra. Lourdes Martinez de la Victoria Gómez

Sra. Monica Moraleda Saceda

Sra. Elena Oñoro Sainz Sra. Amaia Rivas Kortazar

Sr. Mariano Rojo Pérez

Sra. María José Ruiz Sánchez

Sr. Diego Santacruz Descartín

Sr. Alberto Torró Moltó

Abogacía General del Estado

Departamento de Arbitrajes Internacionales

c/ Marqués de la Ensenada, 14-16,

2^a planta,

28004, Madrid

España

Índice de Contenidos

I. INTI	RODUCCIÓN Y PARTES	1
II. ANT	ECEDENTES PROCESALES	1
III.DEC	ISIÓN FINAL SOBRE DAÑOS	3
A. Aı	ntecedentes del Laudo de Cuantificación	3
B. Es	cenario de No Recuperación	6
C. Pa	so 1 – Cálculo del NAV Estándar a 2013	7
(1)	Enfoque de las Demandantes	8
(2)	Enfoque de la Demandada	9
(3)	El Análisis del Tribunal	9
D. Pa	so 2 – Calculando el Daño Causado a las Plantas	11
(1)	El Enfoque de las Demandantes	11
(2)	Enfoque de la Demandada	12
(3)	El análisis del Tribunal	12
E. Pa	so 3 – Calculando el Daño Causado a las Demandantes	13
F. Pa	so 4 – Calculando el Interés Aplicable	14
(1)	Enfoque de las Demandantes	14
(2)	Enfoque de la Demandada	14
(3)	Respuesta de las Demandantes al enfoque de la Demandada	15
(4)	El análisis del Tribunal	
	Decisión del Tribunal sobre Daños	
IV.DEC	ISIÓN FINAL SOBRE COSTAS	18
A. Pr	esentación de las Demandantes	18
B. Pr	esentación de la Demandada	19
C. Co	ostos del Procedimiento	19
	Decisión del Tribunal sobre Costas	
V. LAU	DO	21

TABLA DE ABREVIATURAS SELECCIONADAS / TÉRMINOS DEFINIDOS

BayWa r.e. Renewable Energy GmbH y BayWa Demandantes

r.e. Asset Holding GmbH

Decisión del Tribunal sobre Jurisdicción. Decisión

Responsabilidad y Directrices sobre Quantum

de fecha 2 de diciembre de 2019

TCE Tratado sobre la Carta de la Energía

Peritos de las Partes KPMG Asesores, S.L. y Quadrant Economics

Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Convenio del CIADI

Nacionales de Otros Estados, de fecha 18 de

marzo de 1965

Centro Internacional de Arreglo de Diferencias CIADI o el Centro

Relativas a Inversiones

España o Demandado Reino de España

I. INTRODUCCIÓN Y PARTES

- 1. El presente caso ha sido presentado al Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI" o el "Centro") en virtud del Tratado sobre la Carta de la Energía, que entró en vigor para el Reino de España y la República Federal de Alemania el 16 de abril de 1998 (el "TCE"), 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. Las Demandantes son BayWa r.e. Renewable Energy GmbH ("BayWa RE")¹ y BayWa r.e. Asset Holding GmbH ("BayWa AH"),² sociedades constituidas con arreglo a las leyes de Alemania (en conjunto, los "Demandantes").
- 3. La Demandada es el Reino de España ("España" o el "Demandado").
- Las Demandantes y la Demandada se denominan aquí colectivamente como las "Partes".
 Los representantes de las Partes y sus direcciones figuran más arriba en la página (i).

II. ANTECEDENTES PROCESALES

- 5. El 2 de diciembre de 2019, el Tribunal emitió una Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Directrices sobre Quantum, que incluía una Opinión Disidente del Dr. Grigera Naón (la "Decisión"). El texto completo de dicha Decisión forma parte integral del presente Laudo.
- 6. El Tribunal decidió, por mayoría, lo siguiente:
 - (a) que el régimen europeo de ayudas estatales y el TCE se aplican simultáneamente a la inversión y forman parte del derecho aplicable;

¹ Extracto del Registro Comercial de BayWa Energy, Anexo C-0001.

² Extracto del Registro Comercial de BayWa Asset Holding, Anexo C-0002.

- (b) que las Demandantes no tenían una expectativa legítima de que los subsidios del Régimen Especial, en particular en los términos del RD 661/2007, se siguieran pagando durante toda la vida útil de sus Plantas;
- (c) que, en estas circunstancias, la recuperación por parte de España, en y después de 2013, de los subsidios pagados anteriormente a niveles superiores a las cantidades que habrían sido pagaderas en virtud de las Medidas Controvertidas, si hubieran estado en vigencia en esos años, incumplió la obligación de estabilidad prevista en el Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE;
- (d) que no hubo ningún otro incumplimiento del TCE;
- (e) que todas las demás reclamaciones deben ser desestimadas.
- 7. En su Decisión, el Tribunal instruyó a las Partes a "llegar a un acuerdo [dentro de 3 meses] sobre el impacto de la aplicación retroactiva e ilegal de las Medidas Controvertidas sobre la base de que esas medidas eran, en lo demás, compatibles con el TCE", y "asumiendo una vida regulatoria de 25 años para las plantas eólicas".³
- 8. El Tribunal asimismo decidió que si las Partes "no llegan a un acuerdo sobre el monto pagadero... cualquiera de ellas podrá solicitar al Tribunal que decida sobre los asuntos pendientes en la reclamación, de conformidad con un breve intercambio de escritos", y que "se ocupe de las cuestiones residuales ya identificadas, incluidos los costos".⁴
- 9. El 2 de marzo de 2020, las Demandantes informaron al Tribunal que los peritos de las Partes no pudieron llegar a un "acuerdo definitivo sobre la cantidad pagadera a las Demandantes". Por lo tanto, las Demandantes solicitaron al Tribunal que decidiera las cuestiones de quantum pendientes en la controversia de conformidad con el párrafo 631 de la Decisión. Además, en esta comunicación, las Demandantes propusieron un calendario de procesal de escritos, "con el fin de facilitar la pronta adopción de una decisión sobre las cuestiones de daños pendientes". [Traducción del Tribunal]

³ Decisión, párrafos 630, 631, 616.

⁴ Decisión, párrafo 631.

- 10. El 3 de marzo de 2020, la Demandada confirmó el acuerdo con las Demandantes y propuso cuatro enmiendas al calendario de escritos de las Demandantes.
- 11. El 9 de marzo de 2020, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 8 sobre el Calendario de Escritos sobre Daños.
- 12. El 23 de marzo de 2020, de conformidad con la Resolución Procesal No. 8, cada Parte presentó los cálculos sobre los daños de sus Peritos, a lo que siguió una segunda ronda de escritos presentados el 6 de abril de 2020.
- 13. El 24 de julio de 2020, el Tribunal envió una lista de preguntas a las Partes y a sus peritos de quantum. El Tribunal también comunicó que decidiría posteriormente sobre la posibilidad de convocar una audiencia para examinar las cuestiones de daños.
- 14. El 25 de agosto de 2020, las Partes presentaron sus respuestas a las preguntas del Tribunal.
- 15. El 9 de noviembre de 2020, las Demandantes presentaron su declaración sobre costos, actualizando su presentación anterior del 2 de julio de 2018. El 16 de noviembre de 2020, la Demandada hizo lo propio.
- 16. El 21 de diciembre de 2020, el Tribunal declaró cerrado el procedimiento de conformidad con la Regla de Arbitraje 38 del Reglamento del CIADI.

III. DECISIÓN FINAL SOBRE DAÑOS

A. ANTECEDENTES DEL LAUDO DE CUANTIFICACIÓN

- 17. En su Decisión de 2 de diciembre de 2019, el Tribunal resolvió que la Demandada había infringido el Artículo 10.1 del TCE, pero sólo en cuanto a la aplicación retroactiva de las Medidas Controvertidas.
- 18. En particular, en opinión del Tribunal:

los subsidios pagados en años anteriores se pagaron debidamente y se tuvieron debidamente en cuenta en el funcionamiento de las

SPVs, en su financiación y (presumiblemente) en sus disposiciones fiscales. Recuperar esos beneficios sobre la base de una reevaluación posterior en la que se consideraba que eran 'excesivos' era incompatible con el principio de estabilidad del Artículo 10.1 del TCE y no se ha demostrado que fuera necesario para resolver el problema del déficit de tarifa, que se habría resuelto en cualquier caso con las Medidas Controvertidas sin mucho más retraso y sin el elemento de claw-back de los pagos anteriormente efectuados legalmente. Puede haber sido razonable tener en cuenta, al calcular los subsidios en el futuro, el 7,398% al que se consideraba que las Plantas tenían derecho en virtud de las Medidas Controvertidas. Contabilizar en su contra las cantidades previamente percibidas que superaban dicho umbral significó penalizar a las Plantas por el éxito de su funcionamiento durante esos años. Por estas razones, el Tribunal, si el derecho comunitario como parte del derecho aplicable lo permite, sostendría que España infringió el Artículo 10.1 del TCE por esta operación de *claw-back*.⁵

- 19. Por lo tanto, el escenario contrafáctico relevante sería una situación en la que las Medidas Controvertidas entraran en vigor, pero no se tuvieran en cuenta las cantidades "ganadas anteriormente en exceso del [7,398%]". Así pues, el Tribunal debe calcular la retribución debida a las Demandantes si se asume que las Plantas funcionaron a una tasa de rendimiento igual al 7,398% antes del 13 de julio de 2013.
- 20. El RD-L 9/2013 del 12 de julio de 2013 entró en vigor el 13 de julio de 2013. A esa fecha, el régimen estaba aún incompleto en tanto este decreto dejó los detalles del nuevo plan de retribución para medidas posteriores. A partir de junio de 2014 se publicaron decretos de implementación, entre ellos el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014, en los que se establecían los términos precisos del nuevo régimen.⁶ La MO IET/1045/2014 estableció el "retorno razonable" a que se refiere el RD-L 9/2013 en un 7,398% (antes de impuestos).
- 21. Como se explica en la Decisión, el RD-L 9/2013 preveía una "retribución específica" basada en costes "tipo" por unidad de potencia instalada, más montos estándar para los

⁵ Decisión, párrafo 496.

⁶ Decisión, párrafo 199.

costes de explotación en función del tipo de tecnología y de instalación.⁷ Esta Retribución Específica consta de dos componentes principales:⁸

- a. **Incentivo a la inversión:** Calculado por MWh de capacidad instalada. Está diseñado para indemnizar a los inversores por los gastos de capital (CAPEX).
- b. **Incentivo operacional:** Calculado por MWh de producción de electricidad. Está diseñado para indemnizar a las instalaciones por la diferencia entre los costos de operación (OPEX) y el precio de la electricidad al por mayor.
- 22. Las Plantas fueron clasificadas como pertenecientes a la Instalación Tipo IT-00652 que es una instalación eólica terrestre con más de 5W de capacidad instalada puesta en marcha en 2002, y a la que se le atribuyó un CAPEX de EUR 9,47 millones, un nivel determinado de gastos operacionales y una vida regulatoria de 20 años.
- 23. Sin embargo, esta clasificación significó que se considerara que las Plantas habían cubierto su CAPEX y OPEX estimados y que habían obtenido una tasa de rentabilidad superior al 7,398% a lo largo de su vida regulatoria de 20 años. En consecuencia, estas instalaciones no reciben ya un incentivo de la inversión. Tampoco podían optar al incentivo operacional, porque su OPEX se considera inferior a los ingresos de mercado previstos. 10
- 24. Los Peritos de las Demandantes KPMG declararon que los OPEX de las Plantas eran, en efecto, un 14% inferiores a los definidos en las Medidas Controvertidas. ¹¹ Por consiguiente, las Demandantes no han presentado ninguna pretensión por Incentivos Operacionales.
- 25. El Tribunal dio la siguiente directriz en su Decisión:

En consecuencia, el Tribunal decide (por mayoría) que las Partes, con la asistencia de sus expertos, deberán buscar llegar a un acuerdo sobre el impacto de la aplicación retroactiva ilegal de las Medidas

⁷ Decisión, párrafo 192.

⁸ Decisión, párrafo 193.

⁹ Decisión, párrafo 204.

¹⁰Decisión, párrafo 204.

¹¹Decisión, párrafo 344.

Controvertidas, asumiendo una vida regulatoria de 25 años para las plantas eólicas, pero por lo demás sobre la base de que esas medidas eran compatibles con el TCE.¹²

B. ESCENARIO DE NO RECUPERACIÓN

- 26. El daño al que tienen derecho las Demandantes es el impacto económico que tiene sobre ellos la recuperación retroactiva aplicada a las Plantas. De no tomarse en cuenta las cantidades ganadas por las Plantas desde 2003 hasta julio de 2013 por sobre el umbral del 7,398%, las Plantas tendrían derecho a pagos de incentivos en el período de julio de 2013-2028, ya que los ingresos por la venta de electricidad a precio de mercado, según el marco regulatorio, alcanzarían una rentabilidad inferior al 7,398%. El déficit se compensaría mediante una retribución adicional o una Retribución Específica.
- 27. La pérdida causada a las Plantas al 13 de julio de 2013 es el valor actual de los pagos futuros de los que se han visto privados las Demandantes como resultado de la aplicación retroactiva de las Medidas Controvertidas. Este valor puede calcularse de la siguiente manera:
 - Paso 1: Se comienza con el Valor de los Activos Netos Estándar (NAV) de las Plantas al 13 de julio de 2013. El cálculo del NAV al 13 de julio de 2013 es necesario para determinar la rentabilidad económica total garantizada a las Plantas en los años siguientes.
 - Paso 2: Se calcula luego un objetivo de rentabilidad anual del 7,398% para todos los años subsiguientes. Ello representaría la rentabilidad económica total a la que tienen derecho las plantas para cada año hasta 2028. De este objetivo de rentabilidad, se resta la rentabilidad estimada que se recibirá por la venta de electricidad a precio de mercado. Esto llevaría a pérdidas anuales de la retribución que las Plantas ya no recibirán como resultado de la aplicación retroactiva de las Medidas Controvertidas.

6

¹² Decisión, párrafo 616.

Paso 3: Se debe convertir las pérdidas anuales de las Plantas en daños a las Demandantes. Al hacerlo, hay que tener en cuenta los impuestos correspondientes, la participación de las Demandantes en las Plantas y el hecho de que las pérdidas futuras están siendo indemnizadas con antelación.

Paso 4: Se calcula el monto de intereses.

C. PASO 1 – CÁLCULO DEL NAV ESTÁNDAR A 2013

28. El NAV Estándar utilizado a los efectos de esta decisión o de las Medidas Controvertidas no es el mismo que el NAV real de las Plantas. Más bien, el NAV Estándar es simplemente una variable utilizada en las Medidas Controvertidas para determinar la Retribución Específica. Por consiguiente, la definición de las Demandantes del NAV Estándar parece aceptable. Dicha definición es la siguiente:

El valor neto de los activos (NAV) refleja el valor de inversión de la Instalación Tipo al comienzo de cada semiperíodo regulatorio, y por lo tanto corresponde al valor de inversión pendiente de retribución por el régimen renovable en cada momento.¹³

- 29. Esto es evidentemente diferente del valor real de las Plantas. Esto también es evidente por el hecho de que al final de la vida regulatoria el NAV se anula, mientras que la propia Planta obviamente tiene algún valor residual.
- 30. El RD-L 9/2013 proporciona la siguiente fórmula específica para calcular el NAV Estándar en cualquier momento dado. 14

$$VNA_{j,a} = \begin{bmatrix} VI_a \big(1+t_{j-1}\big)^{p-a} - \sum_{i=a}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}) \big(1+t_{j-1}\big)^{p-i-1} \end{bmatrix}$$
The initial investment (VI) is capitalized with the target rate of return (t)

The income (revenues minus expenses minus valuation adjustment) is capitalized with the target rate of return (t)

¹³ CER -7, párrafo 7. [Traducción del Tribunal]

¹⁴ Anexo VI (3) del RD 413/2014.

31. En términos sencillos, según esta fórmula, el NAV Estándar en un momento dado es la diferencia entre el valor capitalizado de la inversión inicial menos el valor capitalizado de los ingresos generados en años anteriores. El factor de capitalización (o factor de composición) equivale a la tasa de rendimiento, es decir, el 7,398%.

(1) Enfoque de las Demandantes

- 32. Las Demandantes calculan el NAV Estándar a 2013 aplicando la fórmula y utilizando las siguientes variables:
 - (a) La inversión inicial para una Instalación Tipo fijada en EUR 957.000/MW.
 - (b) Las Demandantes presuponen que los ingresos para el período hasta julio de 2013 equivalen a una rentabilidad del 7,398% (contrario a los retornos reales obtenidas por las Plantas). No utilizan los precios reales del mercado.
 - (c) Las Partes discrepan sobre si deben ser utilizadas las cifras reales de producción de las Plantas entre 2003 y 2013.
 - (d) En cuanto a la inflación, se utilizan los datos reales publicados para el período comprendido entre 2003 y 2019, y para los años restantes se utilizan las previsiones de inflación de *Economic Intelligence Unit*. 15
 - (e) Las horas de producción, costos restantes y los costos de acceso a la red son los mismos que los utilizados por las Medidas Controvertidas. 16
- 33. El NAV Estándar a 2013 (el NAV Estándar al 1 de enero de 2013) así obtenido se reajusta para reflejar el NAV Estándar al 13 de julio de 2013, capitalizando el NAV de 2013 a esa fecha y deduciendo los ingresos generados entre el 1 de enero de 2013 y el 13 de julio de 2013, considerados en el acuerdo con las autoridades de defensa de la competencia

¹⁵ CER-5, párrafo 23 ii.

¹⁶ CER-5, párrafo 23 iii, v y vi.

españolas.¹⁷ Las Demandantes llegan a la cifra de **EUR 741.546/MW**, que se traduce en **EUR 73.413 millones**.¹⁸

(2) Enfoque de la Demandada

- 34. La Demandada, por otra parte, utiliza el valor de las Plantas tal y como figura en los estados financieros auditados de las propias Plantas¹⁹ y concluye que es de EUR 40.5 millones. Justifica esa elección porque se trata de "una cifra objetiva calculada en el curso ordinario de los negocios sobre la base de las normas contables normales".²⁰
- 35. La Demandada también discrepa de las Demandantes en cuanto a la fecha de valoración: mientras que las Demandantes utilizan el NAV Estándar al 13 de julio de 2013, la Demandada utiliza la fecha de valoración del 16 de junio de 2014, en la que se fijaron los parámetros de la Instalación Tipo.
- 36. La Demandada critica además el enfoque de las Demandantes argumentando que la cifra de EUR 73.413 millones no es ni razonable ni coherente con la Decisión. En su opinión, la cifra no es razonable porque conduce a una situación en la que las Plantas retienen el 80% de su valor inicial a más de 11 años después del comienzo de su operación.²¹
- 37. La cifra no es coherente con la Decisión porque utiliza valores de producción reales cuando, en opinión de la Demandada, "la decisión exige calcular la retribución futura sin tener en cuenta la experiencia real de los Parques Eólicos antes de la promulgación de las Medidas Controvertidas."²²

(3) El Análisis del Tribunal

38. El Tribunal toma tres decisiones clave en este paso.

¹⁷ CER-5, párrafo 25.

¹⁸ CER-5, párrafo 26.

¹⁹ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 8.

²⁰ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 8. [Traducción del Tribunal]

²¹ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 9.

²² Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 9. [Traducción del Tribunal]

a. Método de Cálculo del Valor de las Plantas

39. En su Decisión, el Tribunal estimó que las Medidas Controvertidas (sin retroactividad) eran compatibles con el TCE. Una consecuencia directa de ello es que la retribución fijada de conformidad con las Medidas Controvertidas también sería compatible con el TCE, siempre que se eliminase el efecto retroactivo. En el caso de las Medidas Controvertidas, como se explica en los párrafos 28 y 29 supra, el valor real o el valor libro del activo en cuestión es totalmente irrelevante. El único NAV que importa es el NAV calculado según la fórmula establecida en el RD-L 9/2013.

b. Fecha de Valoración

- 40. Las Demandantes proponen el 13 de julio de 2013, ya que es la fecha que sigue a la fecha en que se introdujo el RD-L 9/2013. La Demandada utiliza la fecha posterior del 16 de junio de 2014, cuando los parámetros fueron fijados por órdenes ministeriales posteriores.
- 41. En opinión del Tribunal, el 13 de julio de 2013 es la fecha correcta para la determinación del NAV, ya que, aunque los detalles del régimen ya introducido no estaban claros, los reglamentos pendientes que establecen los parámetros de los pagos "a cuenta" se efectuaron con sujeción a "la regularización final y la compensación en una fecha futura no definida". Así pues, el hecho de que otros decretos de aplicación establecieran los parámetros más tarde no importaba, ya que entrarían en vigor en la fecha en que se introdujo el RD-L 9/2013.

c. Uso de Datos de Producción Históricos Reales

42. El enfoque de las Demandantes en el cálculo del NAV Estándar que sigue la fórmula de la legislación aplicable parece aceptable. La Demandada apunta al modelo de Excel utilizado por las Demandantes para afirmar que utiliza datos de producción reales.²³ Sin embargo, las Demandantes aclaran que utilizan los parámetros establecidos para la Instalación Tipo IT-00652 (a la que corresponden las plantas de las Demandantes) "excepto por el nivel de ingresos".²⁴ En lugar de este parámetro, utilizan "el nivel de ingresos por MWh de

²³ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, p. 3 (pp. 18).

²⁴ CER-7 párrafo 19.i.a.

producción (incrementado anualmente en función de la inflación) que produce una rentabilidad del 7,398% a lo largo de la vida regulatoria de la Instalación Tipo."²⁵ Por ejemplo, el modelo Excel y las cifras de horas de producción entre 2003 y 2013 utilizadas por las Demandantes coinciden exactamente con las cifras que figuran en el informe de KPMG que, según afirma, corresponden a las cifras de la Instalación Tipo obtenidas de las "Órdenes Ministeriales IET/1045/2014, ETU/130/2017 y TED 171/2020". ²⁶ Este enfoque parece también coherente con las conclusiones del Tribunal en materia de responsabilidad, en la medida en que permite eliminar la aplicación retroactiva de las Medidas Controvertidas. Por consiguiente, el argumento de la Demandada no es convincente.

d. Conclusión sobre el NAV Estándar

43. En resumen, el Tribunal calcula el NAV Estándar de las Plantas al **13 de julio de 2013** en **EUR 73.413 millones.**

D. PASO 2 – CALCULANDO EL DAÑO CAUSADO A LAS PLANTAS

(1) El Enfoque de las Demandantes

- 44. Para calcular la retribución adicional que habrían recibido cada año, las Demandantes adoptan los siguientes pasos: ²⁷
- 45. Para el período 2013-2016: asumen la retribución de la inversión que se les concedería en virtud de la OM IET/1045/2014 utilizando los precios previstos.
- 46. Para el período 2017-2019: toman el NAV Estándar a finales de 2016 (incluyendo la diferencia entre los precios previstos y los reales), y luego utilizan los parámetros establecidos en la OM ETU/130/2017.

²⁵ CER-5, párrafo 24.

²⁶ CER-5, párrafo 36, tabla 6. Véase también OM IET/1045/2014, p. 47325 (hasta 2017).

²⁷ CER-5, párrafo 39.

- 47. Para el período 2019-2027: toman el NAV Estándar a finales de 2019 (incluyendo la diferencia entre los precios previstos y reales), y luego utilizan los parámetros establecidos en la OM TED/171/2020.
- 48. La tabla de estos cálculos se presenta como la figura 8 del informe de KPMG del 23 de marzo de 2020.²⁸

(2) Enfoque de la Demandada

49. La Demandada está de acuerdo en general con este enfoque, pero señala lo siguiente para explicar la principal diferencia de su postura con aquella de las Demandantes.

La mayor parte de la diferencia entre los EUR 3.432 millones que calculamos y los EUR 22.006 millones que calcula KPMG es cómo determinar el valor de los Parques Eólicos a partir de 2013. El resto de la diferencia, alrededor de EUR 2 millones, se debe a una discrepancia en la fecha de valoración (KPMG utiliza el 13 de julio de 2013; nosotros utilizamos el 16 de junio de 2014) y el uso de información posterior a la fecha de valoración (KPMG utiliza algunos; nosotros no).²⁹

50. Sólo el último "uso de la información con posterioridad a la fecha de valoración" es relevante para el Paso 2. La principal objeción parece ser el hecho de que las Demandantes utilizan las Órdenes Ministeriales posteriores y los precios reales en su cálculo.

(3) El análisis del Tribunal

51. Ambos peritos están de acuerdo en que los flujos futuros de dinero deben ser traídos a valor presente utilizando una tasa de descuento del 7,398%. La diferencia en sus estimaciones se debe únicamente a: (i) el valor de las plantas, (ii) la fecha de incumplimiento y (iii) la utilización de información ex post. Los puntos (i) y (ii) han sido discutidos en la sección precedente. En cuanto al punto (iii), los datos ex post (que corresponde a información que se ha tornado disponible después de que se ha producido la infracción) suelen ser un tema de debate en el contexto de la valoración de entidades en casos de expropiación o

²⁸ CER-5, párrafo 40.

²⁹ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 5. [Traducción del Tribunal]

infracciones no expropiatorias que tienen el efecto de perjudicar considerablemente la utilización de un activo. Pero la cuestión puede plantearse en otros contextos también. En este caso, la cuestión es si el Tribunal debe ignorar los hechos que sabe que han ocurrido después del incumplimiento inicial en 2013 al calcular los daños causados.

- 52. Dado que el objetivo es indemnizar a las Demandantes por las pérdidas causadas en comparación con un escenario contrafáctico, el Tribunal no debe ignorar los acontecimientos posteriores. Si lo hiciera, correría el riesgo de indemnizar en exceso o en déficit a las Demandantes en comparación con una situación en la que no se hubiera producido el incumplimiento. En resumen, el Tribunal deberá tener en cuenta los hechos ocurridos con posterioridad a la fecha del incumplimiento en la medida en que, en cualquier caso, se hubiesen producido en la hipótesis de no haberse producido el incumplimiento.
- 53. Basándose en esta conclusión, debe utilizarse la Figura 8 del Informe de KPMG de 23 de marzo de 2020, que establece las cantidades anuales antes de impuestos que las Plantas habrían recibido como retribución/incentivo adicional por MW si no hubiese sido por la operación de recuperación de las Medidas Controvertidas.

E. PASO 3 – CALCULANDO EL DAÑO CAUSADO A LAS DEMANDANTES

- Para poder determinar el daño causado a las Demandantes (a diferencia del daño causado a las Plantas), las cifras antes de impuestos a las que se llegó en la Figura 8 del informe de KPMG deben ajustarse de la siguiente manera:
 - (a) La retribución por MW se debe multiplicar por la capacidad de las Plantas.
 - (b) Se aplica un impuesto del 7% sobre la generación a partir de 2013, reduciendo el flujo de efectivo.
 - (c) Esta cantidad es objeto de un impuesto corporativo del 25%.
 - (d) Esta cifra luego se multiplica por 0,74 para reflejar el valor de participación de las Demandantes.

- 55. La Figura 9 del Informe de KPMG de fecha 23 de marzo de 2020 contiene los datos anuales del flujo de efectivo real de las Demandantes.³⁰ Estos son descontados usando el umbral del 7,398%.
- 56. Al 13 de julio de 2013, el valor actual de los daños acumulados por las Demandantes asciende a EUR 22,006 millones.

F. PASO 4 – CALCULANDO EL INTERÉS APLICABLE

(1) Enfoque de las Demandantes

Éste es un tema de importante discrepancia entre las Partes. Las Demandantes alegan que el valor de los daños al 13 de julio de 2013 "tiene que capitalizarse a la fecha de pago real utilizando la *tasa de rentabilidad prevista de las Medidas Controvertidas* [7,398%], lo que resulta en EUR 34.917.355 -si se utiliza el 31 de diciembre de 2019 como indicador de la fecha de pago-, y EUR 36.580.745 si se utiliza el 25 de agosto de 2020 como indicador de la fecha de pago".³¹ [énfasis añadido]. Las Demandantes justifican esta elección sobre la base de la siguiente afirmación:

Destacamos que la capitalización de las cantidades anteriores con la tasa de rentabilidad prevista es el único método para cumplir la Decisión del Tribunal relativa al "7,398% al que se consideraba que las Plantas tenían derecho en virtud de las Medidas Controvertidas" (Decisión, § 496).³²

(2) Enfoque de la Demandada

58. La Demandada objeta el enfoque de las Demandantes. Sostiene que el uso de la tasa de capitalización del 7,398% para extrapolar los daños hasta la fecha de pago prevista es efectivamente lo mismo que conceder a las Demandantes intereses anteriores al laudo a una tasa anual compuesta del 7,398%. El Informe del perito Flores de abril de 2020 establece al respecto:

³⁰ CER-5, p.15.

³¹ CER-7, párrafo 22. [Traducción del Tribunal]

³² CER-5, p. 15, (fn. 10). [Traducción del Tribunal]

En otras palabras, el informe del PO8 de KPMG propone que se concedan intereses anteriores al laudo a una tasa del 7,398% *anual*. Desde el punto de vista económico, dicha propuesta es incorrecta, ya que supone efectivamente que las Demandantes habrían depositado el producto de un laudo recibido en 2013 en unos vehículos de ahorro con una tasa de interés del 7,398% *anual* durante los siguientes 6,5 años, sin ningún riesgo comercial o financiero. La realidad es que, durante los últimos 6,5 años, no ha habido productos financieros que garanticen una tasa de interés del 7,398% a los inversores, sin ningún riesgo comercial o financiero.³³

59. La utilización del enfoque propuesto por las Demandantes significaría que en los 6 años transcurridos desde 2013, el valor de los daños aumentó en un 59%. En cambio, la Demandada propone el uso de una tasa libre de riesgo a corto plazo, ya que las Demandantes no están expuestos a ningún riesgo comercial entre la fecha de cálculo de 2013 y el presente.³⁴

(3) Respuesta de las Demandantes al enfoque de la Demandada

- 60. Las Demandantes presentan varios descargos frente a estos argumentos. Ellos pueden resumirse de la siguiente manera:
 - (a) El enfoque de la Demandada "no permite que los parques eólicos de BayWa alcancen el objetivo de rentabilidad del 7,398% y, por consiguiente, no cumple las instrucciones de la Decisión."³⁵
 - (b) Desde el punto de vista económico, "la tasa de descuento debe ser igual a la tasa de capitalización cuando se considera el mismo período y el mismo flujo de dinero." Por lo tanto, la única forma de proporcionar la rentabilidad prevista es descontar los flujos de efectivo a la fecha de pago utilizando la tasa de rentabilidad prevista (7.398 %)". 36

³³ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 16. [Traducción del Tribunal]

³⁴ Segundo Informe Flores de fecha 6 de abril de 2020, párrafo 17.

³⁵ CER-6, párrafo 10(iii). [Traducción del Tribunal]

³⁶ CER-6, párrafo 25(ii). [Traducción del Tribunal]

- (c) Utilizando una tasa de interés más baja, se obtendría un valor adjudicado que sería "inferior a la suma de los flujos de dinero nominales de los daños"³⁷ Las Demandantes sostienen que el daño descontado de los flujos de efectivo al 13 de julio de 2013-2019 es de EUR 12,44 millones. La simple suma de los flujos de efectivo perdidos es de EUR 16,6 millones, mientras que si se utiliza una tasa de interés del 3% se obtiene una cifra de EUR 15.070.396 millones.³⁸ Para las Demandantes, esto viola el principio del valor del dinero en el tiempo.
- (d) La utilización de una tasa de interés inferior al 7,398% "implicaría que los daños sufridos por los parques eólicos de BayWa han perdido valor a lo largo del tiempo, lo que no tiene ningún sentido desde el punto de vista económico, ya que contradice el principio del valor del dinero en el tiempo".³⁹

(4) El análisis del Tribunal

- 61. Ninguna de las respuestas de las Demandantes resiste un análisis riguroso por las siguientes razones:
 - (a) Los EUR 22,006 millones reflejan el valor ajustado en el tiempo tiempo, al 13 de julio de 2013, de toda la retribución a la que las Demandantes tuvieron que renunciar debido a la aplicación retroactiva de las Medidas Controvertidas. Esta cantidad supone que la indemnización se basa en un objetivo de retorno de 7,398%.
 - (b) Si la restitución por la infracción se hubiese producido inmediatamente, habría dado lugar al pago de EUR 22,006 millones el 13 de julio de 2013.
 - (c) No es cierto que la retribución de la inversión recibida anualmente por las Demandantes se haya reinvertido de tal manera que también obtuvieran una rentabilidad del 7,398%. Esto normalmente habría sido retenido por las Plantas. En cualquier caso, la hipótesis de la Instalación Tipo ya proporciona un valor de

³⁷ CER-6, párrafo 25 (iii). [Traducción del Tribunal]

³⁸ CER-6, párrafo 25(b) y (c).

³⁹ CER-6, párrafo 25(iii). [Traducción del Tribunal]

inversión fijo/MW de capacidad. La retribución recibida no pasa a formar parte de la inversión sobre la que las Plantas tienen derecho a una rentabilidad objetivo del 7,398%. No hay ninguna promesa en las Medidas Controvertidas de que estas cantidades crecerían a un ritmo del 7,398%. En ese escenario, la Demandada tiene razón al señalar que estas cantidades no podrían haber sido invertidas en ningún vehículo que permitiera un retorno del 7,398%.

- (d) El hecho de que la cifra a la que se llegue utilizando la tasa de interés más baja dé como resultado una "cantidad inferior a la suma de los flujos de dinero nominales por concepto de daños" carece de relevancia. Los EUR 22,006 millones reflejan el valor compuesto ajustado en función del tiempo de todos los flujos de dinero futuros a partir del 13 de julio de 2013. La Figura 5 a la que se hace referencia en el informe de KPMG del 6 de abril de 2020 es tendenciosa porque aplica el 3% sólo a una parte de las cantidades de capital (a 12 millones en lugar de 22,006 millones).
- (e) En cualquier caso, el 7,398% es una cifra de crecimiento antes de impuestos de la inversión de la Planta. No hay razón para suponer que la participación en estos flujos de dinero después de impuestos también hubiese aumentado en un 7,398% habría sido definitivamente menor.
- 62. Por estas razones, la propuesta de la Demandada de utilizar un tipo de interés equivalente al EURIBOR a seis meses debe ser aceptada. En consecuencia, se pagarán intereses sobre la suma adjudicada, calculados a la tasa del EURIBOR a seis meses, desde el 13 de julio de 2013 hasta la fecha de pago del Laudo. Por lo demás, se rechazan las propuestas de las Demandantes, incluida su solicitud de que se apliquen intereses penales o moratorios a los intereses anteriores y posteriores al laudo.⁴⁰

G. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL SOBRE DAÑOS

63. Por estas razones, el Tribunal resuelve de manera unánime que:

⁴⁰ Ver Réplica Demandantes, párrafos 1239-1240, y 1241(v).

- (a) La fecha relevante del incumplimiento es el 13 de julio de 2013 (no junio de 2014).
- (b) El valor de las Plantas para las Demandantes al 13 de julio de 2013 era de EUR 73,413 millones.
- (c) El valor de los daños de las Demandantes a esa fecha ascendía a EUR 22,006 millones.
- (d) El período comprendido entre el 13 de julio de 2013 y la fecha de pago del Laudo se compensará mediante una tasa a seis meses del EURIBOR, compuesta semestralmente.

IV. DECISIÓN FINAL SOBRE COSTAS

A. Presentación de las Demandantes

- 64. En sus Declaraciones sobre costas de 2 de julio de 2018, las Demandantes sostienen que el Tribunal debía declarar "que las acciones y omisiones de la Demandada... equivalen a incumplimientos de las obligaciones de la Demandada en virtud de la Parte III del Tratado sobre la Carta de la Energía" y que debía ordenar al Demandado que "pagara a las Demandantes la totalidad de las costas del arbitraje y todos los gastos realizados por las Demandantes."
- 65. Las Demandantes han reclamado EUR 3.507.950,97 como costos de representación y otros gastos relacionados, más USD 700.000,00 como pagos realizados al CIADI.⁴²
- 66. En cuanto a los intereses, las Demandantes solicitan que el Tribunal ordene al Demandado "que pague a las Demandantes los intereses anteriores y posteriores al juicio acumulados sobre todas las sumas reclamadas, compuestos, hasta el pago completo de las mismas".⁴³

⁴¹ Presentación sobre Costas de las Demandantes de 2 de julio de 2018, párrafos 16(ii) y (iii).

⁴² Presentación Actualizada sobre Costas de las Demandantes de 9 de noviembre de 2020, p. 7.

⁴³ Presentación sobre Costas de las Demandantes de 2 de julio de 2018, párrafo16(iv).

B. Presentación de la Demandada

- 67. En su Presentación sobre Costas del 2 de julio de 2018, la Demandada afirma que no debe ser "responsable de ninguno de los costos de arbitraje o de representación de las Demandantes" al solicitar al Tribunal que "dicte un laudo de conformidad con el Artículo 61(2) del Convenio del CIADI que ordene que las Demandantes asuman los costos de este arbitraje, así como los costos de representación legal de la Demandada (...)". 44
- 68. La Demandada ha reclamado EUR 1.809.434,57 como costos de representación, más EUR 700.000,00 como pagos efectuados al CIADI por concepto de anticipos en relación con este caso.⁴⁵
- 69. Por último, la Demandada alega que el Tribunal tiene "una facultad discrecional muy amplia con respecto a la asignación de las costas, tanto en lo que respecta a los costos procesales como a los costos incurridos por las partes", de conformidad con el artículo 61(2) del Convenio del CIADI. 46

C. COSTOS DEL PROCEDIMIENTO

70. Las costas del procedimiento, incluidos los honorarios y gastos del Tribunal, los honorarios administrativos del CIADI y los gastos directos, son los siguientes:

Honorarios y gastos de Árbitros

Juez James R. Crawford	USD 276.557,58
Dr. Horacio Grigera Naón	USD 385.539,48
Sra. Loretta Malintoppi	USD 150.785,92
Honorarios administrativos CIADI	USD 232.000,00
Gastos directos (estimados)	USD 310.814,25
Total	USD 1.355.697,23

⁴⁴ Presentación sobre Costas del Demandado de 2 de julio de 2018, párrafos 29 y 28.

⁴⁵ Presentación Actualizada sobre Costas de la Demandada de 16 de noviembre de 2020, p. 2.

⁴⁶ Presentación sobre Costas del Demandado de 2 de julio de 2018, párrafos 19-21.

Los costos mencionados se han pagado con cargo a los adelantos hechos por las Partes en partes iguales.⁴⁷

D. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL SOBRE COSTAS

71. El Tribunal hace recordar que el Artículo 61(2) del Convenio del CIADI dice lo siguiente:

"En el caso de procedimiento de arbitraje el Tribunal determinará, salvo acuerdo contrario de las partes, los gastos en que estas hubieren incurrido en el procedimiento, y decidirá la forma de pago y la manera de distribución de tales gastos, de los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal y de los derechos devengados por la utilización del Centro. Tal fijación y distribución formarán parte del laudo."

72. Además, la Regla 28 del Reglamento de Arbitraje del CIADI, establece:

"Regla 28 Costo del Procedimiento

- (1) Sin perjuicio de la decisión final sobre el pago de las costas procesales, el Tribunal podrá decidir, salvo que las partes convengan en otra cosa:
- (a) en cualquier etapa del procedimiento, que parte de los honorarios y gastos del Tribunal y de los derechos por el uso de los servicios del Centro pagará cada una, de conformidad con lo dispuesto por la Regla 14 del Reglamento Administrativo y Financiero;
- (b) respecto de cualquier parte del procedimiento, que los costos pertinentes (según los determine el Secretario General) los sufrague íntegramente, o en una parte determinada, una de las partes.
- (2) Pronto después del cierre del procedimiento, cada parte someterá al Tribunal una declaración sobre los costos en que haya incurrido razonablemente o sufragado en el procedimiento y el Secretario General le presentará al Tribunal una cuenta de todas las cantidades pagadas por cada una de las partes al Centro y de todos los costos incurridos por el Centro en relación con el procedimiento. El Tribunal podrá, antes de dictar sentencia, requerir a las partes y al

20

⁴⁷ El saldo restante se reembolsará a las Partes en proporción a los pagos que hayan adelantado al CIADI.

Secretario General que proporcionen información adicional respecto de los costos del procedimiento."

- 73. En su fijación de las costas, el Tribunal tiene en cuenta la conclusión a la que llegó en la Decisión de que, aunque "las Demandantes no tenían una expectativa legítima de que los subsidios del Régimen Especial, en particular en los términos del RD 661/2007, se siguieran pagando durante la vida de sus Plantas", "la recuperación por parte de España, en y después de 2013, de las subvenciones pagadas anteriormente a niveles superiores a las cantidades que habrían sido pagaderas en virtud de las Medidas Controvertidas, si hubieran estado en vigencia en años anteriores, incumplía la obligación de estabilidad prevista en el Artículo 10.1, primera y segunda frases, del TCE". Todas las demás reclamaciones fueron desestimadas.
- 74. Con respecto a la determinación del quantum, el Tribunal tiene presente que, aunque siguió los argumentos de las Demandantes para establecer que la fecha relevante del incumplimiento era el 13 de julio de 2013 (y que, por lo tanto, el valor de las plantas se fijó en EUR 73,413 millones), lo que llevó a la conclusión de que el valor de los daños sufridos por las Demandantes ascendía a EUR 22,006 millones, aceptó la propuesta de la Demandada de utilizar una tasa de interés equivalente al EURIBOR a seis meses.
- 75. Como resultado de estas conclusiones equilibradas, parecería justo que las costas del procedimiento estuvieran igualmente equilibradas, siendo un reparto equitativo de los costos del CIADI, mientras que cada Parte asumiera los costos de su propia representación legal.

V. LAUDO

- 76. Incorporando en este Laudo la Decisión de fecha 2 de diciembre de 2019, y por las razones expuestas anteriormente y en dicha Decisión, el Tribunal decide aquí, por unanimidad, lo siguiente:
 - (a) La Demandada pagará a las Demandantes **EUR 22,006 millones** por concepto de indemnización. La suma adjudicada devengará intereses, calculados al tipo

⁴⁸ Decisión, párrafo 629.

EURIBOR a seis meses, compuestos semestralmente, desde el 13 de julio de 2013 hasta la fecha de pago del presente Laudo.

(b) Cada parte asumirá sus propios costos de representación legal, mientras que los costos del CIADI deberán ser prorrateados en forma equitativa entre las Partes.

[Firmado]		
Dr. Horacio A. Grigera N Árbitro	Naón	Sra. Loretta Malintoppi Árbitro
	Juez James R. Crawford	
	Presidente del Tribunal	

	[Firmado]
Dr. Horacio A. Grigera Naón Árbitro	Sra. Loretta Malintoppi Árbitro
Juez James R. C	Crawford
Presidente del 7	Гribunal

Sra. Loretta Malintoppi Árbitro
ford nal

CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS RELATIVAS A INVERSIONES

En el marco del procedimiento de arbitraje entre

BAYWA R.E. RENEWABLE ENERGY GMBH Y BAYWA R.E. ASSET HOLDING GMBH

Demandantes

y

REINO DE ESPAÑA Demandado

Caso CIADI Nº ARB/15/16

DECISIÓN SOBRE JURISDICCIÓN, RESPONSABILIDAD Y DIRECTRICES SOBRE QUANTUM

Miembros del Tribunal

Juez James R. Crawford, Presidente Dr. Horacio A. Grigera Naón Sra. Loretta Malintoppi

> Secretario del Tribunal Sr. Francisco Grob

Fecha de envío a las Partes: 2 de diciembre de 2019

REPRESENTACIÓN DE LAS PARTES

En representación de BayWa r.e. renewable energy GmbH y BayWa r.e. Asset Holding GmbH:

En representación del Reino de España:

Sr. Alberto Fortún Costea

Sr. Luis Pérez de Ayala

Sr. Iñigo Quintana Aguirre

Profesor Miguel Gómez Jene

Sr. Antonio Delgado Camprubí

Dr. José Ángel Rueda García

Sr. Borja Álvarez Sanz

Sr. Antonio María Hierro Viéitez

Sr. José Ángel Sánchez Villegas

Sra. Adriana González García

Cuatrecasas, Gonçalves Pereira

Almagro, 9

28010 Madrid

España

Sr. José Manuel Gutiérrez Delgado

Sr. Pablo Elena Abad

Sr. Antolín Fernández Antuña

Sr. Roberto Fernández Castilla

Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás

Sra. Socorro Garrido Moreno

Sr. Rafael Gil Nievas

Sra. Elena Oñoro Sainz

Sra. Amaia Rivas Kortazar

Sr. Mariano Rojo Pérez

Sra. M^a José Ruiz Sanchez

Sr. Diego Santacruz Descartín

Sr. Francisco de la Torre Diaz

Sr. Alberto Torró Molés

Sr. Luis Vacas Chalfoun

Abogacía General del Estado

Departamento de Arbitrajes Internacionales

c/ Marqués de la Ensenada, 14-16,

2^a planta,

28004, Madrid

España

ÍNDICE DE CONTENIDOS

IN	FRODUCCION	1
LA	S PARTES	1
AN	TECEDENTES PROCESALES	2
A.	Acto de Registro y Constitución del Tribunal	2
B.	La Primera Sesión	3
C.	La primera solicitud de intervención de la Comisión Europea	4
D.	Primera ronda de presentaciones escritas de las partes	5
E.	Exhibición de Documentos y Admisibilidad de Documentos Nuevos	5
F.	La Segunda Solicitud de Intervención de la Comisión Europea	8
G.	Segunda Ronda de Presentaciones Escritas de las Partes	9
Н.	Procedimientos Previos a la Audiencia	9
I.	Primera Audiencia Sobre Jurisdicción y Fondo	10
J.	Procedimientos Posteriores a las Audiencia	12
K.	La Propuesta de la Comisión Europea del 16 de mayo de 2018	14
L.	Segunda Audiencia sobre Jurisdicción y Fondo	14
AN	TECEDENTES DE HECHO	16
A.	Los Inversores	16
B.	Las Inversiones de las Demandantes	16
C.	La Decisión de Invertir en España	20
D.	El Marco Regulatorio y su Evolución	24
	(1) Características Básicas	24
	(2) Actores Estatales	25
	(3) Ley 54/1997	26
	(4) RD 2818/1998	28
	(5) RD 436/2004	30
	(6) RDL 7/2006	36
	(7) RD 661/2007	40
	(8) RD 1578/2008	51
	(9) RDL 6/2009	54
	(10) RD 1614/2010	59
	(11) RDL 14/2010	68
	LA AN A. B. C. D. E. H. I. J. K. L. AN A. B. C.	B. La Primera Sesión C. La primera solicitud de intervención de la Comisión Europea D. Primera ronda de presentaciones escritas de las partes E. Exhibición de Documentos y Admisibilidad de Documentos Nuevos F. La Segunda Solicitud de Intervención de la Comisión Europea G. Segunda Ronda de Presentaciones Escritas de las Partes H. Procedimientos Previos a la Audiencia I. Primera Audiencia Sobre Jurisdicción y Fondo J. Procedimientos Posteriores a las Audiencia K. La Propuesta de la Comisión Europea del 16 de mayo de 2018 L. Segunda Audiencia sobre Jurisdicción y Fondo ANTECEDENTES DE HECHO A. Los Inversores B. Las Inversiones de las Demandantes C. La Decisión de Invertir en España D. El Marco Regulatorio y su Evolución (1) Características Básicas (2) Actores Estatales (3) Ley 54/1997 (4) RD 2818/1998 (5) RD 436/2004 (6) RDL 7/2006 (7) RD 661/2007 (8) RD 1578/2008 (9) RDL 6/2009 (10) RD 1614/2010

		(12) RDL 1/2012	72
	E.	Las Medidas Controvertidas	77
		(1) Ley 15/2012	77
		(2) RDL 2/2013	78
		(3) RDL 9/2013	79
		(4) Ley 24/2013	80
		(5) RD 413/2014	81
		(6) OM IET/1045/2014	81
		(7) OM IET/1168/2014	83
	F.	Sentencias de Tribunales españoles sobre las Medidas Controvertidas	83
	G.	El Déficit de Tarifa	87
	Н.	Derecho de la Unión Europea	89
		(1) Legislación europea sobre ayudas estatales	89
		(2) Compatibilidad del TCE con el Derecho de la Unión Europea	93
		(3) Vattenfall AB c. Alemania, Decisión sobre Achmea	95
		(4) UP y CD Holding c. Hungría	96
V.	LA	S RECLAMACIONES Y PETITORIOS DE LAS PARTES	97
	A.	Las Demandantes	97
	B.	El Demandado	100
VI.	JU	RISDICCIÓN	101
	A.	La Objeción Intracomunitaria	101
		(1) La posición del Demandado	101
		(2) La posición de las Demandantes	102
		(3) El análisis del Tribunal	103
		(a) El alcance original del TCE	104
		(b) Tratados posteriores de la UE y Decisiones	107
		(4) Conclusiones	109
	B.	LA RECLAMACIÓN SOBRE IMPUESTOS	117
		(1) La posición del Demandado	117
		(2) La posición de las Demandantes	120
		(3) El análisis del Tribunal	
I.	EL	FONDO DE LA RECLAMACIÓN	127
	Α.	Introducción	127

B.	RES	SUMEN DE LAS POSICIONES DE LAS PARTES	128
	(1)	La posición de las Demandantes	128
		(a) La evolución del marco regulatorio	128
		(b) El Acuerdo de 2010	133
		(c) La aprobación de las Medidas Controvertidas	135
		(d) El Impacto de las Medidas Controvertidas	137
		(e) Las expectativas de las Demandantes	141
	(2)	La posición del Demandado	144
		(a) La evolución del marco regulatorio	144
		(b) El Acuerdo de 2010	151
		(c) La aprobación del nuevo régimen regulatorio	153
		(d) El impacto de las medidas controvertidas	156
		(e) Las expectativas de las Demandantes	162
C.	LAS	RECLAMACIONES DE FONDO BAJO EL TCE	166
	(1)	La Demanda de Expropiación (Artículo 13 del TCE)	167
		(a)La posición de las Demandantes	167
		(b)La posición del Demandado	168
		(c) El análisis del Tribunal	170
	(2)	La Demanda de Cláusula Paraguas (Artículo 10 del TCE, última oración)	174
		(a)La posición de las Demandantes	174
		(b)La posición del Demandado	176
		(c) El análisis del Tribunal	178
		(d) Conclusión sobre la Cláusula Paraguas	190
	(3)	La Reclamación de Trato Justo y Equitativo: Artículo 10.1, primera y seguoración	
		(a) El análisis del Tribunal	190
	(4)	Supuestas infracciones por parte de España del Artículo 10.1 del TCE, terroración	
		(a) La posición de las Demandantes	213
		(b) La posición del Demandado	215
		(c) El análisis del Tribunal	216
	(5)	Los argumentos sobre ayudas estatales de la UE	218
		(a) Las solicitudes de la CE y las posiciones de las Partes	219

(b) El enfoque del Tribunal	224
(6) Las conclusiones del Tribunal sobre Responsabilidad	240
VII. DAÑOS	244
(A) La posición de las Demandantes	244
(B) La posición del Demandado	246
(C) El análisis del Tribunal	250
(D) La Reclamación sobre Impuestos	251
VIII.CONCLUSIONES	253

TABLA DE ABREVIATURAS SELECCIONADAS

9REN c. España (Laudo)	Laudo dictado el 31 de mayo de 2019, en el caso <i>9REN Holding S.à.r.l. c. Reino de España</i> , Caso CIADI No. ARB/15/15
Achmea	Decisión del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en el caso <i>Slowakische Republik</i> (<i>República Eslovaca</i>) c. <i>Achmea</i> , <i>BV</i> , Caso C 284/16, 6 de marzo de 2018
AEE	Asociación Empresarial Eólica
AES Summit c. Hungría (Laudo)	Laudo dictado el 23 de septiembre de 2010, en el caso <i>AES Summit Generation Limited y AES-Tisza Erömü Kft c. República de Hungría</i> , Caso CIADI No. ARB/07/22
Antaris c. República Checa (Laudo)	Laudo dictado el 2 de mayo de 2018, en el caso <i>Antaris GMBH (Alemania) y Dr. Michael Göde (Alemania) c. República Checa</i> , Caso CPA N° 2014-01
Antin c. España (Laudo)	Laudo dictado el 15 de junio de 2018, en el caso Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à r.l. y Antin Energia Termosolar B.V. c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/13/31
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
Audiencia mayo 2018	Audiencia celebrada en el Palacio de la Paz en La Haya del 22 al 23 de mayo de 2018
Audiencia noviembre 2017	Audiencia sobre Jurisdicción y Fondo, celebrada en las instalaciones de la CCI en París del 6 al 10 de noviembre de 2017
Babcock	Babcock & Brown GmbH
BayWa AH	BayWa r.e. Asset Holding GmbH
BayWa RE	BayWa r.e. Renewable Energy GmbH
BCG	Boston Consulting Group

Blusun c. Italia (Laudo)	Laudo dictado el 27 de diciembre de 2016, en e caso Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier Michael Stein c. República Italiana, Cas CIADI ARB/14/3			
C-#	Anexo de las Demandantes			
CE	Comisión Europea			
Charanne c. España (Laudo Final)	Laudo Final dictado el 21 de enero de 2016, en el caso de <i>Charanne B.V. Construction Investments S.à r.l. c. Reino de España</i> , Arbitraje CCE N° 062/2012			
CIADI o el Centro	Centro Internacional de Arreglo de Diferencia. Relativas a Inversiones			
CL-#	Anexo Legal de las Demandantes			
CNE	Comisión Nacional de Energía			
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia			
Complemento de Energía Reactiva	Bonificación (o descuento) introducida por el RD 2818/1998 aplicada a los ingresos por venta de energía por mantener (o no mantener) determinados factores de potencia en base horaria, que necesarios para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico			
Continental c. Argentina (Laudo)	Laudo dictado el 5 de septiembre de 2008, en el caso <i>Continental Casualty Company c. República Argentina</i> , Caso CIADI No. ARB/03/9			
CVDT	Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados			
Decisión de la CE sobre Ayudas estatales	Decisión C(2017) 7384 de la Comisión Europea de 10 de noviembre de 2017			
Decisión de la Comisión Europea sobre Ayudas Estatales	Decisión de la Comisión Europea sobre el Marco de Ayudas Estatales para Recursos Renovables de 23 de noviembre de 2017			

Decisión del Tribunal Supremo de 2005	Decisión del Tribunal Supremo de España de 15 de diciembre de 2005
Decisión del Tribunal Supremo de 2006	Decisión del Tribunal Supremo de España del 25 de octubre de 2006
Decisión del Tribunal Supremo de marzo de 2007	Decisión del Tribunal Supremo de 20 de marzo de 2007, relativa a la modificación del RD 436/2004 en su metodología de actualización de primas
Decisión del Tribunal Supremo de octubre de 2007	Decisión del Tribunal Supremo de España del 9 de octubre de 2007
Declaración del Sr. Schulz	Declaración Testimonial de las Demandantes por Errol Schulz, de fecha 1 de febrero de 2016
Declaración del Sr. Taft	Declaración Testimonial de las Demandantes por Matthias Taft, de fecha 24 de febrero de 2016
Dúplica de las Demandantes	Dúplica sobre Jurisdicción de las Demandantes, de fecha 24 de mayo de 2017
Dúplica del Demandado	Dúplica del Demandado sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción, de fecha 7 de abril de 2017
Ecolgás	Elcogás S.A. c. Administración del Estado e Iberdrola S.A. [2014] ECLI:EU:C:2014:2314, Caso N° 275/13
Eiser c. España (Laudo)	Laudo dictado el 4 de mayo de 2017, en el caso Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/13/36
Electrabel c. Hungría (Decisión sobre Jurisdicción)	Decisión sobre Jurisdicción, Ley Aplicable y Responsabilidad, emitida el 30 de noviembre de 2012, en el caso <i>Electrabel S.A. c. República de</i> <i>Hungría</i> , Caso CIADI No. ARB/07/19
Empresas del Proyecto	Parque Eólico La Carracha, S.L. y Parque Eólico Plana de Jarreta, S.L.

Eureko c. Polonia (Laudo Parcial)	Laudo Parcial dictado el 19 de agosto de 200 en el caso <i>Eureko B.V. c. República de Polonia</i> CNUDMI, Laudo Parcial		
FCD	Flujo de Caja Descontado		
FiP	Prima Feed-in		
FiT	Tarifa Feed-in		
FPS	Protección y Seguridad Plenas, por sus siglas en inglés		
Greentech c. España (Laudo Final)	Laudo dictado el 14 de noviembre de 2018, en el caso (1) Foresight Luxembourg Solar 1 S.à r.l., (2) Foresight Luxembourg Solar 2 S.à r.l., (3) Greentech Energy Systems A/S, (4) GWM Renewable Energy I S.P.A., (5) GWM Renewable Energy II S.P.A. c. Reino de España, Arbitraje CCE V (2015/150)		
Hulley c. Rusia (Laudo Final)	Laudo Final dictado el 18 de julio de 2014, en el caso <i>Hulley Enterprises Limited (Chipre) c. la Federación Rusa</i> , Caso CPA No. AA 226		
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía		
Informe Bemm	Informe de <i>Due Diligence</i> elaborado por el estudio de abogados de Madrid Bemm & Asociados sobre los proyectos en España, de fecha 1 de septiembre de 2009		
Informe CNE 3/2007	Informe 3/2007 de la CNE relativo a la Propuesta de Real Decreto [RD 661/2007] 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 de 14 de febrero de 2007		
Informe de Impacto Regulatorio 2010	Memoria Explicativa del proyecto de Real Decreto 1614/2010		
Informe de Roland Berger	Informe de Roland Berger "Análisis de estándares de proyectos de producción de		

	electricidad en régimen especial", de fecha 31 de octubre de 2014		
IPC	Índice de Precios de Consumo		
Isolux c. España (Laudo)	Laudo dictado el 17 de julio de 2016, en el caso <i>Isolux Netherlands, BV c. Reino de España</i> , Caso CCE V2013/153		
IVPEE	Un gravamen del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica, establecido por la Ley 15/2012		
JSW Solar c. República Checa (Laudo)	Laudo dictado el 11 de octubre de 2017, en caso del <i>Sr. Jürgen Wirtgen, Sr. Stefan Wirtge Sra. Gisela Wirtgen, JSW Solar (zwei) GmbH Co. KG c. República Checa</i> , Caso CPA N 2014-03		
KWh	Kilovatios hora		
Ley 15/2012	Ley 15/2012, de 1 de enero de 2013, que introduce el IVPEE		
Ley 54/1997	Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997		
LG&E c. Argentina (Decisión sobre Responsabilidad)	Decisión sobre Responsabilidad emitida el 3 de octubre de 2006, en el caso LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E International Inc. c. República Argentina, Caso CIADI No. ARB/02/1		
Masdar c. España (Laudo)	Laudo dictado el 16 de mayo de 2018, en el caso Masdar Solar & Wind Cooperatief UA c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/14/1		
Memorial de Contestación del Demandado	Memorial de Contestación sobre el Fondo Memorial sobre Jurisdicción del Demandad de fecha 15 de junio de 2016		
Memorial de las Demandantes	Memorial sobre el Fondo de las Demandantes, de fecha 3 de marzo de 2016		
Ministerio de Energía	Ministerio de Industria, Energía y Turismo		

Mohammad Al-Bahloul c. República de Tayikistán (Laudo)	Laudo Parcial sobre Jurisdicción y Responsabilidad dictado el 2 de septiembre de 2009, en el caso Mohammad Ammar Al-Bahlou c. República de Tayikistán, Caso CCE No V (064/2008)		
MW	Megavatios		
MWh	Megavatios hora		
Nations Energy c. Panamá (Laudo)	Laudo dictado el 24 de noviembre de 2010, en el caso <i>Nations Energy Inc. c. República de Panamá</i> , Caso CIADI No. ARB/06/19		
NextEra c. España (Decisión sobre Jurisdicción)	Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios de <i>Quantum</i> emitida el 12 de marzo de 2019, en el caso <i>NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. Reino de España</i> , Caso CIADI No. ARB/14/11		
NextEra c. España (Laudo)	Laudo dictado el 31 de mayo de 2019, en el caso NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/14/11		
Noble Energy c. Ecuador (Decisión sobre Jurisdicción)	Decisión sobre Jurisdicción emitida el 5 de marzo de 2008, en el caso Noble Energy Inc. y Machala Power Cia. Ltda. c. República del Ecuador y Consejo Nacional de Electricidad, Caso CIADI No. ARB/05/12		
Noble Ventures c. Rumania (Laudo)	Laudo dictado el 12 de octubre de 2005, en el caso <i>Noble Ventures, Inc. c. Rumania</i> , Caso CIADI No. ARB/01/11		
OM	Orden Ministerial		
ORIE	Organizaciones Regionales de Integració Económica		
Parques Eólicos o Proyectos	Parque Eólico La Carracha y Parque Eólico Plana de Jarreta		
PDF Project Development	PDF Project Development Fund GmbH & Co KG		

Plan de Energías Renovables 2000	Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010		
Plan de Energías Renovables en España 2005- 2010	Plan de Energías Renovables en España 200 2010 aprobado por el Consejo de Ministros España de 26 de agosto de 2005		
Plana de Jarreta	Parque Eólico Plana de Jarreta		
Planes de Promoción de Renovables	Planes 2000 y 2005 elaborados por el Ministerio de Energía y el IDAE		
PreussenElektra	Sentencia del Tribunal de Justicia Europeo, PreussenElektra c. Schleswag, Caso C-379/98, de fecha 13 de marzo de 2001		
Primer Informe de Daños de KPMG	Informe Pericial de Daños de KPMG de fec de 3 de marzo de 2016		
Primer Informe Econ One	Informe Pericial de Econ One Research Inc., de fecha 15 de junio de 2016		
Primer Informe Regulatorio de KPMG	Informe Pericial KPMG de fecha 3 de marzo de 2016		
Primera Solicitud de la CE	Solicitud de la de Autorización de Intervención de la CE como Parte no Contendiente, de fecha 16 de febrero de 2016		
R-#	Anexo del Demandado		
RAIPRE	Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial		
RB	Roland Berger		
RD 1565/2010	Real Decreto 1565/2010 de 23 de noviembre de 2010		
RD 1578/2008	Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre de 2008		
RD 1614/2010	Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre de 2010		
RD 2818/1998	Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre de 1998		

RD 436/2004	Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo de 2004				
RD 661/2007	Real Decreto RD 661/2007 de 25 de mayo d 2007				
RDL 1/2012	Real Decreto-Ley 1/2012 de 27 de enero d 2012				
RDL 14/2010	Real Decreto-Ley 14/2010 de 23 de diciembr de 2010				
RDL 2/2013	Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero de 2013				
RDL 6/2009	Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 de abril de 2009				
RDL 7/2006	Real Decreto-Ley de 23 de junio de 2006				
RDL 9/2013	Real Decreto-Ley 9/2013 de 12 de julio de 20				
Refinanciación 2016	Refinanciación de los préstamos de la Demandantes en 2016				
Renerco	RENERCO Renewable Energy Concepts AG				
Réplica de las Demandantes	Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción de las Demandantes, de fecha 6 de febrero de 2017				
RL-#	Anexo Legal del Demandado				
RP2	Resolución Procesal No. 2 de fecha 23 de mayo de 2016				
RP6	Resolución Procesal No. 6 de fecha 4 de abril de 2017				
RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad)	Decisión sobre Responsabilidad y sobre Principios de <i>Quantum</i> emitida el 30 de noviembre de 2018, en el caso <i>RREEI Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan European Infrastructure Two Lux S.à r.l. de Reino de España</i> , Caso CIADI No. ARB/13/30				
SdA	Solicitud de Arbitraje de fecha 16 de abril de 2015				

Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso	Segunda Declaración Testimonial de Demandado por el Sr. Juan Ramón Ayuso, de fecha 7 de abril de 2017				
Segunda Solicitud de la CE	Segunda Solicitud de Autorización de Intervención de la CE como Parte N Contendiente, de fecha 17 de enero de 2017				
Segundo Informe de Daños de KPMG	Informe Pericial Complementario de Daños de KPMG de fecha 6 de febrero de 2017				
Segundo Informe Econ One	Segundo Informe Pericial de Econ One Research Inc., de fecha 7 de abril de 2017				
Segundo Informe Regulatorio de KPMG	Informe Pericial Complementario de KPMG de fecha 6 de febrero de 2017				
Shell	Shell Overseas Holdings Limited				
SPVs	Parque Eólico La Carracha, S.L. y Parqu Eólico Plana de Jarreta, S.L.				
Tarifa Eléctrica Media o TMR	Tárifa Eléctrica Media o de Referencia				
TCE	Tratado sobre la Carta de la Energía, firmado en diciembre de 1994 y en vigor desde el 16 de abril de 1998				
TIR	Tasa Interna de Retorno				
TJE	Tribunal de Justicia Europeo				
TJUE	Tribunal de Justicia de la Unión Europea				
TMR	Tarifa eléctrica Media o de Referencia				
Tr-Esp. Día [#] [Expositor(es)] [página:línea]	Transcripción de la Audiencia en español				
UP y C.D Holding c. Hungría (Laudo)	Laudo dictado el 9 de octubre de 2018, en e caso <i>UP y C.D Holding c. Hungría</i> , Cas CIADI No. ARB/13/35				
Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea)	Decisión sobre la Cuestión de Achmea emitida el 31 de agosto de 2018, en el caso <i>Vattenfall</i> <i>AB y otros c. República Federal de Alemania</i> , Caso CIADI No. ARB/12/12				

Vukos c. Rusia (Laudo Final)	Laudo Final dictado el 18 de julio de 2014, en el caso <i>Yukos Universal Limited (Isla de Man)</i> c. Federación Rusa, CNUDMI, Caso CPA N° AA 227
------------------------------	--

I. INTRODUCCIÓN

- 1. El presente caso ha sido presentado ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI" o el "Centro") sobre la base del Tratado sobre la Carta de la Energía, el cual entró en vigor el 16 de abril de 1998 para el Reino de España y la República Federal de Alemania (el "TCE") y el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados, en vigor desde el 14 de octubre de 1966 (el "Convenio CIADI").
- 2. El caso versa sobre una controversia entre dos inversores alemanes y el Reino de España que surge de medidas implementadas por el gobierno de España, modificando el régimen regulatorio y económico de proyectos de energía renovable.

II. LAS PARTES

- 3. Las Demandantes son BayWa r.e. Renewable Energy GmbH ("BayWa RE")² y BayWa r.e. Asset Holding GmbH ("BayWa AH"),³ sociedades constituidas bajo las leyes de Alemania (en conjunto, los "Demandantes"). El Demandado es el Reino de España ("España" o el "Demandado").
- 4. Las Demandantes y el Demandado son referidos conjuntamente como las "Partes". Los representantes de las partes y sus domicilios se encuentran indicados en la página (i).

¹ TCE, CL-0008.

² Extracto de *BayWa's Energy Commercial Registry*, Anexo C-0001.

³ Extracto de *BayWa's Asset Holding Commercial Registry*, Anexo C-0002.

III. ANTECEDENTES PROCESALES

A. ACTO DE REGISTRO Y CONSTITUCIÓN DEL TRIBUNAL

- 5. El 16 de abril de 2015, las Demandantes presentaron una Solicitud de Arbitraje en contra de España (la "**SdA**").
- 6. El 8 de mayo de 2015, la Secretaria General del CIADI registró la SdA de conformidad con el Artículo 36.3 del Convenio CIADI y notificó a las Partes.
- 7. El 9 de julio de 2015, las Partes comunicaron al Centro su acuerdo sobre el número de árbitros y el método para la constitución del Tribunal. De conformidad con dicho acuerdo, el Tribunal estaría compuesto por tres árbitros, uno nombrado por cada una de las Partes y el tercero, el árbitro presidente, nombrado por acuerdo de las Partes. Si no se llegase a un acuerdo a más tardar el 7 de septiembre de 2015, cualquiera de las Partes podría solicitar a la Secretaria General que designara al Presidente después de consultar con ambas Partes mediante un procedimiento de votación. Igualmente se acordó que el árbitro presidente no debía ser seleccionado necesariamente de la Lista de Árbitros.
- 8. El 10 de julio de 2015, el Centro invitó a las Partes a esclarecer determinados aspectos del procedimiento de votación propuesto. Las Demandantes y el Demandado suministraron dichas aclaraciones mediante comunicaciones enviadas el 15 y 16 de julio, respectivamente.
- 9. De conformidad con el acuerdo de las Partes, las Demandantes nombraron al Dr. Horacio A. Grigera Naón, de nacionalidad argentina, el 17 de julio de 2017 y el Demandado nombró a la Sra. Loretta Malintoppi, de nacionalidad italiana, el 27 de julio de 2017, como árbitros.
- 10. El 8 de septiembre de 2015, las Demandantes informaron al Centro no haber llegado a ningún acuerdo. En consecuencia, solicitaron a la Secretaria General proponer una lista

- de posibles candidatos de conformidad con el acuerdo de las Partes. El 17 de septiembre de 2015, la Secretaria General envió dicha lista a las Partes.
- 11. El 5 de octubre de 2015, el Centro informó a las Partes que el procedimiento de votación no resultó en ningún candidato mutuamente aceptable, y que la Secretaria General procedería con el nombramiento del árbitro presidente de conformidad con el método predeterminado por las Partes.
- 12. Mediante carta de fecha 28 de octubre de 2015, la Secretaria General comunicó su intención de nombrar al Juez James R. Crawford e invitó a las Partes a enviar sus comentarios, de haberlos, a más tardar el 4 de noviembre de 2015. El 5 de noviembre de 2015, luego de no recibir comentario alguno, la Secretaria General informó a las Partes que el Centro procedería con el nombramiento propuesto del Juez Crawford como Presidente del Tribunal.
- 13. El 6 de noviembre de 2015, la Secretaria General notificó a las Partes la aceptación de los tres árbitros a sus nombramientos y que, por ende, se entendía que el Tribunal se encontraría constituido en dicha fecha, de acuerdo con la Regla 6.1 de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje (las "Reglas de Arbitraje") del CIADI. El Sr. Francisco Grob, Consejero Jurídico del CIADI, fue designado Secretario del Tribunal. Los antecedentes profesionales del Sr. Grob fueron comunicados a las Partes mediante carta enviada el 26 de mayo de 2015.

B. LA PRIMERA SESIÓN

- 14. De conformidad con la Regla de Arbitraje 13.1 del CIADI, el Tribunal sostuvo una primera sesión con las Partes el 10 de diciembre de 2015, por teleconferencia.
- 15. Después de la primera sesión, el 29 de diciembre de 2015, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N ° 1 en la que se recogen los acuerdos de las Partes sobre cuestiones procesales y las decisiones del Tribunal sobre cuestiones controvertidas. La Resolución Procesal N° 1 establece, entre otras cosas, que las Reglas de Arbitraje aplicables son las que están en

vigor a partir del 10 de abril de 2006 y que los idiomas del procedimiento serían inglés y español. Además, la Resolución Procesal Nº 1 estableció un cronograma para los procedimientos escritos y orales.

C. LA PRIMERA SOLICITUD DE INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA

- 16. El 16 de febrero de 2016, la Comisión Europea ("CE") presentó una Solicitud de Autorización para Intervenir como Parte No Contendiente de conformidad con el Artículo 37.2 de las Reglas de Arbitraje del CIADI ("Primera Solicitud de la CE"). La CE solicitó intervenir sobre la cuestión relativa a si el Tribunal tenía jurisdicción sobre disputas de inversión intracomunitarias en el marco del TCE.
- 17. Tras las observaciones de las Partes, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N° 2 ("RP 2"), de fecha 23 de mayo de 2016. El Tribunal consideró prematura la solicitud, ya que el Demandado no había planteado ninguna objeción jurisdiccional hasta ese momento, ni había presentado siquiera su Memorial de Contestación. En opinión del Tribunal:

Debido a la ausencia a la fecha de presentaciones del Demandado acerca de la propia cuestión respecto de la cual la Comisión pretende intervenir, el Tribunal considera que no está actualmente en condiciones de determinar si la intervención de la Comisión ayudaría o no al Tribunal en los términos de la Regla 37(2)(a) de las Reglas de Arbitraje CIADI. A juicio del Tribunal, este criterio solo puede evaluarse apropiadamente una vez que el Demandado haya tenido la oportunidad de referirse a la jurisdicción del Tribunal (es decir, luego del Memorial de Contestación que ha de presentarse el 15 de junio de 2016).⁴

18. Consecuentemente, el Tribunal rechazó la Primera Solicitud de la CE, sin perjuicio de cualquier solicitud adicional de la CE luego de la presentación del Memorial de Contestación.

⁴ RP2, para. 27.

D. PRIMERA RONDA DE PRESENTACIONES ESCRITAS DE LAS PARTES

- 19. El 3 de marzo de 2016, las Demandantes presentaron su Memorial sobre el Fondo ("Memorial de las Demandantes") acompañado por las declaraciones testimoniales del Sr. José Alberto Ceña Lázaro, Sr. Andreas Helber, Sr. Errol G. Schulz ("Declaración del Sr. Schulz") y el Sr. Matthias Taft ("Declaración del Sr. Taft"), y por el Primer Informe Regulatorio ("Primer Informe Regulatorio de KPMG") y de Daños ("Primer Informe de Daños de KPMG") de KPMG.
- 20. El 15 de junio de 2016, el Demandado presentó su Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción, ("Memorial de Contestación del Demandado"), acompañado por la declaración testimonial del Sr. Juan Ramón Ayuso y el Informe Pericial de Econ One ("Primer Informe Econ One").

E. EXHIBICIÓN DE DOCUMENTOS Y ADMISIBILIDAD DE DOCUMENTOS NUEVOS

- 21. El 12 de septiembre de 2016, cada Parte presentó una solicitud de exhibición de documentos de conformidad con la Sección 15.2.5 de la Resolución Procesal N° 1.
- 22. El 3 de octubre de 2016, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N° 3 concerniente a las solicitudes de exhibición de documentos de las Partes.
- 23. El 18 de noviembre de 2016, el Demandado solicitó permiso para introducir el laudo final dictado el 17 de julio de 2016, en el caso *Isolux Netherlands, B.V. c. Reino de España*, CCE, Caso V2013/153 ("*Isolux c. España* (Laudo)").
- 24. Siguiendo la invitación del Tribunal, las Demandantes presentaron sus observaciones el 2 de diciembre de 2016. Se opusieron a la solicitud del Demandado, alegando que era incoherente con la negativa del propio Demandado a presentar otras decisiones y laudos del TCE durante la fase de producción de documentos y también con la conclusión del Tribunal de que dichas decisiones no eran relevantes o significativas para este caso. Además, el Demandado violaría la presunta confidencialidad del procedimiento de

arbitraje de *Isolux* si se le permitiera presentar dicho laudo sin el consentimiento de las Demandantes en ese caso, Isolux Netherlands BV.

25. El 21 de diciembre de 2016, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N° 4 relativa a la solicitud del Demandado del 18 de noviembre. Consideró que no le correspondía decidir si el Demandado debía o no presentar un determinado anexo legal en apoyo de su caso; por regla general, no se requiere autorización previa del Tribunal para presentar un anexo legal junto a escritos procesales programados, siempre que se cumplan las normas de procedimiento aplicables. Tampoco corresponde al Tribunal hacer cumplir las presuntas obligaciones de confidencialidad que incumben a un tercero que no es parte en el procedimiento:

En lo que se refiere a la confidencialidad, no es tarea de este Tribunal hacer valer presuntas obligaciones de confidencialidad que involucran a un tercero ajeno a este procedimiento. Sin perjuicio de la discrecionalidad de este Tribunal para rehusarse a ordenar la exhibición de un documento confidencial o de otro modo excluir del expediente información que se debe mantener con tal carácter entre las partes, le corresponde por lo general a la persona obligada por el deber de confidencialidad procurar obtener el consentimiento necesario para la divulgación de información protegida y a la persona a quien se le debe tal obligación garantizar que dicha información no sea divulgada indebidamente, e instar porque se adopten las medidas necesarias para ello, de ser necesario.⁵

26. Por lo tanto, el Tribunal denegó la solicitud del Demandado, sin perjuicio del derecho de cualquiera de las Partes, de citar en el curso de los escritos procesales, las decisiones presentadas en el expediente o de dominio público que consideren pertinentes para este caso, y del derecho de la otra Parte a responder a las mismas.⁶

⁵ Resolución Procesal N° 4, párr. 5.

⁶ Finalmente, el laudo *Isolux* fue presentado con la Dúplica sin objeción, y fue discutido por las Partes en los alegatos orales. RL-0088. El laudo del 4 de mayo de 2017 en *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI N ° ARB/13/36 (en adelante "*Eiser c. España* (Laudo)"), fue presentado por las Demandantes junto con su Dúplica de Jurisdicción, CL-0217, y discutido extensamente durante el alegato

- 27. Mientras tanto, el 13 de diciembre de 2016, las Demandantes presentaron una solicitud impugnando el cumplimiento de la Resolución Procesal N° 3 por parte del Demandado. Las Demandantes afirmaron que el Demandado no había realizado búsquedas adecuadas ni presentado copias completas de los documentos que el Tribunal ordenó exhibir.⁷
- 28. Por invitación del Tribunal, el Demandado presentó sus comentarios a la solicitud de las Demandantes el 20 de diciembre de 2016.
- 29. El 23 de enero de 2017, el Tribunal emitió la Orden Procesal N° 5 relativa a la solicitud de las Demandantes del 13 de diciembre. Entre otras cosas, el Tribunal ordenó al Demandado entregar los documentos solicitados en relación con el trabajo que le fue

oral. Los laudos y decisiones posteriores presentados con el consentimiento del Tribunal y comentados por las Partes fueron: Sr. Jürgen Wirtgen, Sr. Stefan Wirtgen, Sra. Gisela Wirtgen, JSW Solar (zwei) GmbH & Co. KG c. República Checa, Caso CPA Nº 2014-03, Laudo, 11 de octubre, 2017 (en adelante "JSW Solar c. República Checa (Laudo)"), CL-0225, Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Grand Ducado de Luxemburgo), SICAR c. Reino de España, Caso CCE Nº V 063/2015, Laudo Final, 15 de febrero de 2018 (en adelante "Novenergia II c. España (Laudo Final)"), CL-0227; Slowakische Republik (República Eslovaca) c. Achmea, TJUE, BV, Caso C 284/16, 6 de marzo de 2018 ("Achmea"), RL-0111; Masdar Solar & Wind Cooperatief UA c. Reino de España, Caso CIADI Nº ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018 (en adelante "Masdar c. España (Laudo)"), CL-0231; 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 (en adelante "Antin c. España (Laudo)"), CL-0234; Vattenfall AB y otros c. República Federal Alemana, Caso CIADI Nº ARB/12/12, Decision sobre la Cuestión Achmea, 31 de agosto de 2018 (en adelante "Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea)"), CL-0236; UP y C.D Holding c. Hungría, Caso CIADI N° ARB/13/35, Laudo, 9 de octubre de 2018 (en adelante "UP y C.D Holding c. Hungría (Laudo)"); CL-0237; Antaris GMBH (Alemania) y Dr. Michael Göde (Alemania) c. República Checa, Caso PCA Nº 2014-01, Laudo, 2 de mayo de 2018 (en adelante "Antaris c. República Checa (Laudo)"), CL-0243; (1) Foresight Luxembourg Solar 1 S.à.r.l., (2) Foresight Luxembourg Solar 2 S.à.r.l., (3) Greentech Energy Systems A/S, (4) GWM Renewable Energy I S.P.A., (5) GWM Renewable Energy II S.P.A. c. Reino de España, Arbitraje CCE V (2015/150), Laudo Final, 14 de noviembre de 2018, (en adelante "Greentech c. España (Laudo Final)"), CL-0238; 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 Responsabilidad y sobre Principios de Quantum, 30 de noviembre de 2018 (en adelante "RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad)"), CL-0239, NextEra Energy Global Holdings B.V. and NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. Reino de España, Caso CIADI Nº ARB/14/11, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios de Quantum, 12 de marzo de 2019 (en adelante "NextEra c. España (Decision sobre Jurisdicción)"), RL-0121, NextEra Energy Global Holdings B.V. and NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. Reino de España, Caso CIADI Nº ARB/14/11, Laudo, 31 de mayo de 2019 (en adelante "NextEra c. España (Laudo)"), RL-0122, 9REN Holding S.à.r.l. c. Reino de España, Caso CIADI Nº ARB/15/15, Laudo, 31 de mayo de 2019 (en adelante "9REN c. España (Laudo)"), RL-0123.

⁷ Estos documentos se referían, entre otras cosas, a las presentaciones realizadas por las autoridades españolas sobre el marco jurídico español para las energías renovables; el compromiso de *Invest in Spain* con la agencia alemana de desarrollo empresarial internacional AHP Gruppe; y los trabajos realizados por Roland Berger y Boston Consulting Group para el Demandado en relación con la OM IET/1045/2014.

realizado por Roland Berger ("RB") y Boston Consulting Group ("BCG"), así como los relativos a la participación de Invest in Spain en la agencia alemana de desarrollo de negocios internacionales, AHP Gruppe.

F. LA SEGUNDA SOLICITUD DE INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA

- 30. El 17 de enero de 2017, la CE presentó una Segunda Solicitud de Autorización para Intervenir como Parte No Contendiente de conformidad con el Artículo 37.2 de las Reglas de Arbitraje del CIADI ("Segunda Solicitud de la CE").
- 31. Después de recibir las observaciones de las Partes, el Tribunal emitió, el 4 de abril de 2017, la Resolución Procesal N° 6, por la que rechazó la Segunda Solicitud de la CE ("RP6"). El Tribunal estimó que una presentación de la CE no añadiría a la suma total de información disponible sobre la jurisdicción intra-EU en el marco del TCE en los términos de la Regla 37(2)(a), mientras que lo más probable es que causara costos adicionales a las Partes. En opinión del Tribunal:
 - [...] Una parte no contendiente a la que se le haya permitido efectuar una presentación en virtud de esa Regla no se convierte por ello en una parte del procedimiento, y el Tribunal no tiene competencia para dictar una condena en costas en su contra. Sin duda alguna, una autorización para efectuar una presentación de este tipo podría sujetarse a una condición previa consistente en una provisión de garantía para costos, pero el Tribunal entiende que la Comisión, enfrentada a dicha condición, se ha negado a efectuar presentaciones o proveer tal garantía.⁸
 - [...] Estas cuestiones han sido discutidas de manera extensa en un número de laudos publicados, y han sido vastamente ventiladas en la doctrina. Las partes en el presente caso son plenamente capaces de presentar los temas legales en juego. ⁹

⁸ RP6, párr. 32.

⁹ RP6, párr. 34.

G. SEGUNDA RONDA DE PRESENTACIONES ESCRITAS DE LAS PARTES

- 32. Las Demandantes presentaron su Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción ("Réplica de las Demandantes") el 6 de febrero de 2017, acompañada por la segunda declaración testimonial del Sr. José Alberto Ceña Lázaro y el Informe Pericial de Réplica ("Segundo Informe Regulatorio de KPMG") e Informe Complementario sobre Daños ("Segundo Informe de Daños de KPMG") de KPMG.
- 33. El Demandado presentó su Dúplica sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción, el 7 de abril de 2017 ("**Dúplica del Demandado**"), acompañada por la declaración testimonial del Sr. Daniel Lacalle y la segunda declaración testimonial del Sr. Juan Ramón Ayuso ("**Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso**"), y por el Segundo Informe Pericial de Econ One ("**Segundo Informe Econ One**").
- 34. El 24 de mayo de 2017, las Demandantes presentaron su Dúplica sobre Jurisdicción ("Dúplica de las Demandantes").

H. PROCEDIMIENTOS PREVIOS A LA AUDIENCIA

- 35. El 13 de septiembre de 2017, acorde a lo programado, cada Parte notificó al Tribunal de los testigos y peritos que querían llamar para el contrainterrogatorio.
- 36. De conformidad con la Sección 19.1 de la Resolución Procesal N° 1, se realizó una teleconferencia previa a la audiencia el 5 de octubre de 2017, entre el Presidente del Tribunal y las Partes.
- 37. Luego de esta teleconferencia, el Tribunal emitió la Resolución Procesal Nº 7 de fecha 10 de octubre de 2017. Esta Resolución refleja los acuerdos de las Partes y las decisiones del Tribunal en las demás materias pertinentes a la organización de la audiencia.
- 38. El 23 de octubre de 2017, las Partes informaron que habían enviado al Secretario del Tribunal cinco dispositivos USB que contenían una copia completa en hipervínculo del expediente del caso. Los dispositivos USB incluían nuevos documentos y traducciones

acordadas por las Partes para su incorporación al expediente de conformidad con la Sección 25 de la Resolución Procesal Nº 7, así como listas actualizadas de anexos documentales y legales.

39. El 25 de octubre de 2017, las Demandantes enviaron una carta al Tribunal en la que solicitaban aclarar su reserva de derechos con respecto al tratamiento tributario de la reclamación por daños, solicitud que el Demandado objetó mediante una carta de fecha 30 de octubre. El 1 de noviembre, las Demandantes respondieron y, el 3 de noviembre, el Demandado replicó. Mediante una comunicación enviada el 5 de noviembre, se informó a las Partes que el Tribunal las escucharía sobre este asunto en la audiencia y que luego se pronunciaría al respecto.

I. PRIMERA AUDIENCIA SOBRE JURISDICCIÓN Y FONDO

40. Se celebró una primera audiencia sobre Jurisdicción y Méritos en las instalaciones de la CIC en París desde el 6 al 10 de noviembre de 2017 (la "Audiencia de noviembre 2017"). Las siguientes personas estuvieron presentes en la Audiencia de noviembre 2017:

Tribunal:

Juez James R. CrawfordPresidenteDr. Horacio A. Grigera NaónÁrbitroSra. Loretta MalintoppiÁrbitro

Secretaría CIADI:

Sr. Francisco Grob Secretario del Tribunal

Por las Demandantes:

Sr. Alberto Fortún Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. Luis Pérez de Ayala Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. Miguel Gómez Jene Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sra. Maribel Rodríguez Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. Antonio Delgado Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. José Ángel Rueda Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sra. Mónica Lasquibar Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. José Ángel Sánchez Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. Ignacio Frutos Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P. Sr. Kai Peters BayWa r.e. renewable energy GmbH

Sr. Tobias Steegmann BayWa r.e. Asset Holding GmbH

Por el Demandado:

Sra. Amaia Rivas Kortazar

Sr. Antolín Fernández Antuña

Sr. Roberto Fernández Castilla

Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás

Sra. María José Ruiz Sánchez

Abogacía General de Estado

Abogacía General de Estado

Abogacía General de Estado

Sra. Carmen Roa Tortosa IDAE

41. Durante la Audiencia de noviembre 2017, las siguientes personas fueron examinadas:

En nombre de las Demandantes:

Sr. Andreas Helber BayWa AG

Sr. Matthias Taft BayWa r.e. renewable energy GmbH

Sr. Errol Schulz NAB

Sr. José Alberto Ceña Lázaro Asociación Empresarial Eólica

Sr. Carlos Solé KPMG Asesores S.L.
Sr. Gregorio Mednik KPMG Asesores S.L.
Sr. Fernando Cuñado KPMG Asesores S.L.
Sr. Alberto Rabano KPMG Asesores S.L.
Sr. Alfonso Manzano KPMG Asesores S.L.

En nombre del Demandado:

Sr. Juan Ramón Ayuso Ortíz

Sr. Daniel Lacalle

Sr. Daniel Flores Econ One Sr. Andrés León Econ One Sr. Juan Riveros Econ One

42. Durante la audiencia, el Tribunal se pronunció sobre la solicitud de las Demandantes de que se aclarara su petición de reparación. Declaró que "[...] no consideramos que este documento haya sido presentado en contravención de las órdenes procesales. No se trata de modificación del petitorio ."¹⁰

¹⁰ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 86:13-16 (el Presidente).

43. Por consiguiente, se tomó nota de la solicitud y el Tribunal informó a las Partes de que examinaría las cuestiones sustantivas relacionadas con ella, si las hubiera, a medida que surgieran.

J. PROCEDIMIENTOS POSTERIORES A LAS AUDIENCIA

- 44. El 23 de noviembre de 2017, el Demandado solicitó autorización para introducir en el expediente una decisión emitida por la Comisión Europea sobre el Marco Español de Ayudas Estatales para Recursos Renovables. Tras un intercambio entre las Partes, el Tribunal autorizó al Demandado a presentar este documento y estableció un calendario para que las Partes formularan sus observaciones al respecto.
- 45. El 13 de diciembre de 2017, las Partes presentaron sus correcciones acordadas a las transcripciones de la Audiencia de noviembre, que fueron aprobadas por el Tribunal mediante carta fechada 13 de enero de 2018.
- 46. El 12 de enero de 2018, El Demandado presentó sus comentarios sobre la Decisión de Ayudas Estatales de la Comisión Europea, a los que siguieron los comentarios de las Demandantes el 29 de enero de 2018.
- 47. El 13 de febrero de 2018, El Demandado solicitó permiso para presentar el laudo dictado en *JSW c. República Checa*. A invitación del Tribunal, las Demandantes respondieron el 21 de febrero de 2018, quienes aceptaron la introducción del laudo de *JSW Solar* a condición de que la opinión disidente por el árbitro Gary Born adjunta al mismo, se añadiera igualmente al expediente. Además, solicitaron que el laudo en el caso *Novenergia II c. Reino de España* fuera presentado por el Demandado. No creyeron que fueran necesarias presentaciones adicionales sobre estas decisiones.
- 48. El 7 de marzo, el Tribunal escribió a las Partes lo siguiente:

Desde la audiencia del año pasado, se han producido una serie de acontecimientos. El 10 de noviembre de 2017, la Comisión Europea emitió su decisión sobre la Ayuda Estatal, que ahora forma parte del

expediente (RL-0117). En febrero de 2018, se hicieron públicos los laudos en JSW Solar vs. la República Checa (Caso CPA No. 2014-03) y Novenergia II vs. el Reino de España (Caso CCE No. V 063/2015). El Demandado ha solicitado introducir la primera de estas decisiones y las Demandantes la segunda. Además, [ayer] el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) emitió su decisión en el procedimiento de Slowakische Republik (República Eslovaca) c. Achmea BV, Caso C 284/16, a la que se ha hecho referencia en los escritos de ambas partes (por ejemplo, Dúplica del Demandado, párrs. 36-38; Dúplica de las Demandantes, párrs. 38 y 51; anexos CL-143 y CL-220).

Sin perjuicio de cualquier decisión definitiva, el Tribunal considera apropiado estar informado de estos acontecimientos y conocer las opiniones de las Partes sobre los mismos, mientras se encuentre sesionando. Por lo tanto, el Tribunal está dispuesto a admitir las decisiones anteriormente mencionadas, que aún no figuren en el expediente. [Traducción del Tribunal]

- 49. Además, el Tribunal invitó a las Partes a comentar, tanto oralmente como por escrito, sobre (1) las implicaciones (de haberlas) de la decisión del TJUE sobre la jurisdicción del Tribunal en el marco del TCE; (2) la pertinencia (de haberla) de las recientes decisiones de los tratados de inversión; y (3) las implicaciones (de haberlas) de la decisión de Comisión Europea sobre las Ayudas Estatales sobre la jurisdicción y el fondo. Se fijó un calendario y una audiencia posteriores.
- 50. El 4 de mayo de 2018, las Partes presentaron sus comentarios sobre los tres puntos referidos en el párrafo que antecede.
- 51. El 23 de octubre de 2018, el Tribunal invitó a comentar sobre las decisiones jurisdiccionales recientes potencialmente relevantes para la cuestión de *Achmea*. Las Partes presentaron sus observaciones el 13 de noviembre de 2018.

¹¹ Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), CL-0236; UP y CD Holding c. Hungría (Laudo), CL-0237.

K. LA PROPUESTA DE LA COMISIÓN EUROPEA DEL 16 DE MAYO DE 2018

52. El 16 de mayo de 2018, la CE escribió "para informar al Tribunal de que, en caso de que

el Tribunal lo considerara útil para sus deliberaciones, la Comisión seguiría estando

disponible para presentar observaciones escritas o asistir a cualquier audiencia, a la luz de

la reciente sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en el Caso C-284/16

Achmea c. República Eslovaca y, en particular, para exponer su punto de vista sobre las

consecuencias de dicha sentencia en los casos de arbitraje pendientes basados en el

Tratado sobre la Carta de la Energía". [Traducción del Tribunal].

53. El 18 de mayo de 2018, cada Parte presentó sus observaciones a la propuesta. El

Demandado instó al Tribunal a aceptar la intervención de la CE. Las Demandantes se

opusieron a ello.

54. El 29 de mayo de 2018, el Tribunal rechazó la propuesta de la CE. Consideró que los

nuevos alegatos y argumentos orales de las Partes eran suficientes para informar al

Tribunal sobre el derecho de la UE relativo a las reclamaciones y posiciones de las Partes

en el presente procedimiento.

L. SEGUNDA AUDIENCIA SOBRE JURISDICCIÓN Y FONDO

55. Una segunda audiencia se celebró en el Palacio de la Paz en La Haya los días 22 y 23 de

mayo de 2018 (la "Audiencia de mayo 2018"). Las siguientes personas estuvieron

Presidente

presentes en la Audiencia de mayo 2018:

Tribunal:

Juez James R. Crawford Dr. Horacio A. Grigera Naón

Dr. Horacio A. Grigera Naón Árbitro Sra. Loretta Malintoppi Árbitro

Secretaría CIADI:

Sr. Francisco Grob

Secretario del Tribunal

Por las Demandantes:

Sr. Alberto Fortún

Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P.

14

Sr. Iñigo Quintana Aguirre

Sr. Miguel Gómez Jene

Sra. Maribel Rodríguez

Sr. José Ángel Rueda

Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P.

Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P.

Cuatrecasas, Gonçalves Pereira, S.L.P.

Por el Demandado:

Sra. Amaia Rivas Kortazar Abogacía General del Estado Sr. Antolín Fernández Antuña Abogacía General del Estado Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás Abogacía General del Estado Sra. María José Ruiz Sánchez Abogacía General del Estado

- 56. Las Partes presentaron sus escritos sobre costos el 2 de julio de 2018.
- El 28 de enero de 2019, el Demandado solicitó al Tribunal introducir como anexo legal adicional una Declaración de los Representantes de los Gobiernos de los Estados Miembros del 15 de enero de 2019, sobre las consecuencias jurídicas de la sentencia del Tribunal de Justicia en *Achmea* y sobre la protección de las inversiones en la Unión Europea. La declaración fue firmada por 22 miembros de la UE. Por invitación del Tribunal, las Demandantes presentaron su respuesta el 6 de febrero de 2019, oponiéndose a la exhibición. El Tribunal emitió su decisión el 6 de febrero de 2019, declarando que de conformidad con la Sección 16.3 de la Resolución Procesal No. 1, no existían circunstancias excepcionales para admitir el documento propuesto en una etapa tan avanzada del procedimiento. Por lo tanto, denegó la solicitud.
- 58. Mediante cartas del 17 de mayo y 5 de junio de 2019, el Tribunal invitó a las Partes a formular observaciones sobre cinco nuevas decisiones que habían pasado al dominio público. ¹² A continuación se analizan éstos y otros casos posteriores.

¹² Las decisiones fueron: *Antaris c. República Checa* (Laudo), CL-0243/RL-0117; *Greentech c. España* (Laudo Final), CL-0238/RL-0118; *REEFF c. España* (Decisión), CL-0239/RL-0119; *NextEra c. España* (Decisión), CL-0240/RL-0121; *9Ren c. España* (Laudo), CL-0242/RL-0123.

IV. ANTECEDENTES DE HECHO¹³

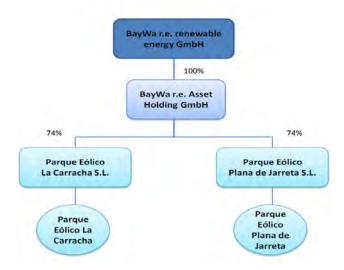
A. LOS INVERSORES

- 59. Las Demandantes son dos empresas alemanas, BayWa RE y BayWa AH. BayWa RE posee el 100% de las acciones de BayWa AH. BayWa RE, a su vez, es una filial de propiedad exclusiva de BayWa AG ("BayWa AG"), una empresa relacionada, constituida con arreglo a las leyes de Alemania que, sin embargo, no es Demandante en el presente procedimiento.
- 60. Entre 2009 y 2012, BayWa Re adquirió el total de las acciones de Renerco Renewable Energy Concepts AG ("**Renerco**").
- 61. En aquel momento, Renerco poseía acciones y otras participaciones en los proyectos en juego en este arbitraje. Tras esta adquisición, Renerco cambió su nombre a BayWa AH el 27 de marzo de 2013 y su forma corporativa por la de una sociedad de responsabilidad limitada alemana (*GmbH*).

B. LAS INVERSIONES DE LAS DEMANDANTES

62. Las Demandantes poseen acciones y préstamos participativos en dos sociedades constituidas en España, Parque Eólico La Carracha, S.L. y Parque Eólico Plana de Jarreta, S.L. (colectivamente las "SPVs", por sus siglas en inglés). Estas empresas son propietarias y gestoras de dos parques eólicos con una capacidad instalada de unos 49 MW cada uno, situados en La Muela, provincia de Zaragoza, España: La Carracha y Plana de Jarreta (los "Parques Eólicos" o los "Proyectos").

¹³ Hay varias traducciones al inglés de los mismos documentos en el expediente. Para las citas, la decisión utiliza las traducciones que el Tribunal ha considerado más precisas. Se hace referencia a la fuente de la traducción en cada caso.



- 63. Los Parques Eólicos fueron desarrollados en 1997 por una empresa alemana, Thyssem Rheinstahl GmbH en colaboración con un fabricante de turbinas eólicas danés.
- 64. En 1999, Thyssen, junto con otras cuatro empresas patrocinadoras de los Proyectos, constituyó en Alemania una empresa llamada PDF Project Development Fund GmbH & Co. KG ("PDF Project Development"). El 11 de marzo de 1999, PDF Project Development formó las SPVs en España, cuyo objetivo era la explotación de los Parques Eólicos.
- 65. Los Parques Eólicos fueron registrados provisionalmente en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial ("RAIPRE") el 28 de junio de 1999.

 De acuerdo con la normativa aplicable, fueron autorizados a acogerse al Régimen Especial establecido en el RD 2818/1998 sujeto a la ejecución de los Proyectos y a la realización de la inscripción definitiva en el RAIPRE.

¹⁴ El Certificado de instalación de producción bajo Régimen Especial concedido al Parque Eólico La Carracha, 5 de julio de 1999, C-0047; y el Certificado de instalación de producción bajo Régimen Especial concedido al Parque Eólico Plana de Jarreta, 5 de julio de 1999, C-0048.

- 66. El 28 de diciembre de 2001, los principales participantes en los Proyectos en aquel momento celebraron un acuerdo de financiación ("Contrato Marco para la inversión en los Parques Eólicos"). Los Parques Eólicos serían financiados con una proporción estimada de 25% de capital y 75% de deuda. El capital fue aportado por los participantes/inversores utilizando una combinación de capital y préstamos subordinados. Un sindicato de bancos proporcionó la financiación bancaria.
- 67. El 25 de noviembre de 2002, se pusieron en marcha las instalaciones. ¹⁶ La Diputación General de Aragón certificó su Inscripción Definitiva en el RAIPRE, con efecto a partir del 22 de noviembre de 2002, mediante Certificados emitidos el 26 de marzo de 2003. ¹⁷ Alrededor de las mismas fechas los Parques Eólicos iniciaron su operación comercial.
- 68. El 28 de julio de 2003, PDF Project Development, entonces accionista indirecto de los Proyectos, y otras dos empresas alemanas, incluyendo otro accionista, se fusionaron para crear Renerco (posteriormente rebautizada como BayWa AH). Renerco se constituyó en Alemania el 7 de noviembre de 2003. Desde la fecha de su creación hasta 2009, poseyó aproximadamente un 32,6% de participación en las SPVs, heredando la cartera de proyectos de sus matrices fundadoras.
- 69. El 30 de junio de 2006, los propietarios de los Proyectos acordaron reestructurar la deuda con los acreedores. ¹⁹ Los Proyectos distribuyeron cerca de 17,3 millones de euros entre los accionistas. Los fondos se distribuyeron en forma de dividendos, reducción del capital

¹⁵ Contrato Marco para la inversión en los Parques Eólicos, de fecha 28 de diciembre de 2001, C-0067.

¹⁶ Autorización de puesta en marcha del Parque Eólico La Carracha, 25 de noviembre de 2002, C-0059, y autorización de puesta en marcha del Parque Eólico Plana de Jarreta, 25 de noviembre de 2002, C-0060.

¹⁷ Certificado de inscripción definitiva del Parque Eólico La Carracha en el RAIPRE, 22 de noviembre de 2002, C-0061, y Certificado de registro definitivo del Parque Eólico Plana de Jarreta en el RAIPRE, 22 de noviembre de 2002, C-0062. Los certificados dicen: "De acuerdo con el artículo 12 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre [...] la instalación [...] ha sido inscrita, con carácter definitivo [...], en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial de la Diputación General de Aragón [...]."

¹⁸ Traducción de un extracto informativo de RENERCO Renewable Energy Concepts Aktiengesellscaft, C-0074.

¹⁹ Declaración del Sr. Taft, párr. 56. Escritura de Novación Modificativa de Contrato de Préstamo Mercantil celebrado con Parque Eólico La Carracha, S.L [sic]., de 30 de junio 2006, C-0078, y Parque Eólico La Carracha, de la misma fecha, C-0228 (sólo español).

social y pagos de capital de los préstamos de los accionistas.²⁰ Luego de la reestructuración, la deuda pasó a representar el 91% del capital total, en vez del 75% inicial.²¹

- 70. El 3 de noviembre de 2009, BayWa RE (en ese entonces BayWa Green Energy GmbH) adquirió el 87,7% del capital social de Renerco de Babcock & Brown GmbH ("**Babcock**") y se convirtió en el accionista mayoritario.²² BayWa RE adquiriría el 12,2% de los accionistas minoritarios restantes mediante una cesión en octubre de 2012.²³ En ese momento, la participación de Renerco en los SPVs ascendería a 32,6%.²⁴
- 71. El 8 de septiembre de 2011, Renerco (en ese entonces bajo control de BayWa) adquirió la participación de *Shell Overseas Holdings Limited* ("**Shell**"), quien al momento era accionista en los SPVs.²⁵ A raíz de esta operación, Renerco se convirtió en el accionista mayoritario en los Proyectos, con un 73,1% en Parque Eólico La Carracha y un 72,2% en Parque Eólico Plana de Jarreta.²⁶
- 72. El 12 de marzo de 2012, Renerco adquirió la participación que la Corporación Empresarial Pública de Aragón tenía en ambos Proyectos (0,9% en La Carracha y 1,8% en La Plana de Jarreta).²⁷

²⁰ Ver Primer Informe Econ One, párr. 64, RER-001; Segundo Informe de Daños de KPMG, párr. 146, CER-0004.

²¹ Declaración del Sr. Taft, párr. 56 ("Desde nuestro punto de vista, la voluntad de los Prestamistas de conceder financiación adicional y exponerse aún más con un modelo de *project finance* sin recurso fue siempre una buena señal").

²² Comunicado de prensa de BayWa AG, de fecha 3 de noviembre de 2009, C-0098.

²³ Ver Extracto Informativo de Renerco, C-0074. Ver también Memorial de las Demandantes, párr. 286.

²⁴ Audiencia noviembre 2017, Presentación de Apertura de las Demandantes, pág. 12.

²⁵ Contrato de Asignación de Préstamos de Accionistas celebrado entre Renerco y Shell, del 8 de septiembre de 2011, Cláusula 1.1, C-0196.

²⁶ Declaración del Sr. Taft, párr. 87.

²⁷ Contrato de Compraventa de Participaciones Sociales suscrito entre la Corporación Empresarial Pública de Aragón y Renerco sobre el Parque Eólico La Carracha, del 12 de marzo de 2012, C-0197; y Contrato de Compraventa de Participaciones Sociales suscrito entre la Corporación Empresarial Pública de Aragón y Renerco sobre el Parque Eólico Plana de Jarreta, del 12 de marzo de 2012, C-0198.

73. Como resultado, Renerco adquirió una participación del 74% en cada uno de los SPVs, que corresponde a la inversión de capital social que actualmente posee en los Proyectos.²⁸ La evolución de las inversiones de Renerco se muestra en la siguiente tabla.

Renerco/BayWa AH	2003-2008	2009	2010	2011	2012
Participación en los Proyectos	32,6%	32,6%	32,6%	72,6%	74%

Fuente: Presentación Econ One, Audiencia noviembre 2017, Diapositiva 8

74. En 2013, Renerco cambió su nombre a BayWa AH. El siguiente cuadro muestra las participaciones de BayWa AH y BayWa RE, respectivamente, en las SPVs:

BayWa RE	2003-2008	2009	2010	2011	2012
Participación Directa en Renerco/BayWa AH	0%	87,8%	87,8%	87,8%	100%
Participación Indirecta en los Proyectos	0%	28,7%	28,7%	63,4%	74%

Fuente: Presentación Econ One, Audiencia noviembre 2017, Diapositiva 9

C. LA DECISIÓN DE INVERTIR EN ESPAÑA

75. BayWa RE hizo una primera oferta por las acciones de Babcock en Renerco en agosto de 2009. Las Demandantes afirman que esta oferta se basó en un análisis y una presentación realizada por la sociedad financiera Goetzpartners Corporate Finance Gmbh, que examinó el proyecto (entonces denominado "Nova" o "Grupo Nova") y sugirió "una valoración conservadora en el extremo inferior del rango de 42 millones de euros a 45 millones de euros como precio de compra para una participación del 88% [...]".²⁹ La presentación apunta a "cambios en las condiciones legales" como "posibles riesgos", afectando al

Memorial de las Demandantes, párr. 398; Memorial de Contestación del Demandado, párr. 374. Véase también el modelo D-1A adjunto a los Contratos de Compraventa de Participaciones Sociales, última página, C-0197 y C-0198.
 Proyecto Nova, Adquisición Potencial en el Área de Energías Renovables, de fecha 18 de agosto de 2009, C-0099, p. 3. [Traducción del Tribunal]

segmento de negocio de Renerco del "desarrollo del proyecto", un riesgo considerado como "medio a alto". En cuanto al segmento "generación de energía", la presentación indica que "modelos fijos de compensación (tal como la Ley de Energías Renovables) contribuyen significativamente" al plan de negocios.³⁰ Para el Demandado, esto demuestra que las Demandantes conocían el riesgo de cambios legales.³¹ Las Demandantes sostienen que dicho riesgo se refería al segmento de desarrollo del proyecto del negocio de Renerco; sin embargo, La Muela había sido desarrollada más de seis años antes y debe considerarse como perteneciente al segmento de generación de energía. La presentación no hizo referencia a cuestiones de ayudas estatales.

76. Tras esta oferta, BayWa RE tuvo acceso a dos informes de *due dilligence*, ambos encargados por el vendedor: (i) Informe de *Due Diligence*, de fecha 4 de septiembre de 2009, elaborado por el despacho de abogados Stock Aders + Partners Rechtsanwälte,³² con sede en Múnich, que incluía un informe legal elaborado por el despacho de abogados madrileño Bemm & Asociados sobre los proyectos en España ("Informe Bemm");³³ e (ii) Informe de *Due Diligence* de Proveedores, de fecha 8 de septiembre de 2009, elaborado por KPMG AG.³⁴ El informe de KPMG contiene principalmente información financiera sobre las operaciones de energía renovable de Renerco en Europa. El Informe Bemm es más específico. Se presenta como un "*due diligence* de proveedor legal limitado", que afecta a los parques eólicos de Renerco en España, La Carracha y Plana de Jarreta. Contiene una visión detallada del "marco legal español para la construcción y operación de parques eólicos en tierra", así como análisis de otras cuestiones legales como la estructura corporativa, permisos y licencias, venta de energía, acuerdos de financiación,

³⁰ Ibid, p. 4. [Traducción del Tribunal]

³¹ Dúplica del Demandado, párr. 1147.

³² Nova Stock Aders + Partners Attorneys at Law, *Vendor Due Diligence Report*, de fecha 4 de septiembre de 2009, C-0100

³³ "Project Nova" Babcock & Brown GmbH, Vendor Due Diligence Report on the Spanish affiliated companies of Renewable Energy Concepts AG, de fecha 1 de septiembre de 2009, C-0101.

³⁴ Project Nova, KPMG, Vendor Due Diligence Report, de fecha 8 de septiembre de 2009, C-0102.

reglamentos de uso del suelo, entre otros. En lo que respecta al marco regulatorio, establece:

Las energías renovables han experimentado varias modificaciones en su marco legal. Sin embargo, al día de hoy, las normas aplicables se recogen fundamentalmente en el Real Decreto 661/2007, de fecha 25.5.2007, por el que se establece el marco para la producción de energía bajo el 'Régimen Especial' (en adelante, 'RD 661/2007'). Los productores de energía a partir de energías renovables que cumplan las disposiciones pertinentes podrán solicitar el reconocimiento de la condición de 'Régimen Especial' que faculta al beneficiario y propietario de dichas centrales a (i) alimentar a la red y vender la totalidad de la producción energética de dichas centrales y (ii) obtener los beneficios (primas, complementos y otras ventajas) otorgados por bajo a todos los productores de energía inscritos en el 'Registro de Centrales de Régimen Especial'... [notas a pie de página y énfasis omitidos] [...]

No obstante, en ningún caso dicho cambio en la normativa legal aplicable afectará en modo alguno a la existencia legal y validez de las licencias y permisos otorgados a Carracha SL, Jarreta S.L. y La Muela AIE. [...]³⁵

Lo anterior no implica que no puedan existir nuevas regulaciones a las que estén sujetos los Parques Eólicos y que afecten sus asuntos.³⁶

- 77. En septiembre de 2009, Renerco realizó una presentación en Múnich con el propósito de presentar la empresa a BayWa AG.³⁷ La presentación contenía información sobre el portafolio de activos europeos de Renerco, incluyendo los Parques Eólicos.
- 78. El 6 de octubre de 2009, Lovells LLP elaboró un informe para BayWa AG en relación con la adquisición prevista de las acciones de Babcock en Renerco. El informe dice:

³⁵ "Project Nova" Babcock & Brown GmbH, Vendor Due Diligence Report on the Spanish affiliated companies of Renewable Energy Concepts AG, de fecha 1 de septiembre de 2009, C-0101, p. 5 [PDF]. [Traducción del Tribunal]

³⁶ Ibid, p. 6 [PDF]. [Traducción del Tribunal]

³⁷ Project Nova RENERCO, Presentación Gerencial, Múnich, de fecha septiembre de 2009, C-0103.

Para fines de la Operación, BayWa nos ha confiado la realización de un *due diligence* legal limitado, con exclusión de cualquier cuestión comercial, financiera, de seguros y fiscal, y para la identificación de riesgos legales exclusivamente relacionados con la operación. Los riesgos legales relevantes para las transacciones en el sentido anteriormente mencionado son exclusivamente riesgos legales, los cuales reconocidamente para nosotros en nuestra estimación, son de relevancia económica para la decisión de la adquisición de BayWa.³⁸

No realizamos declaración alguna sobre si el alcance del examen es suficiente para los propósitos de BayWa o si es satisfactorio o constituye una base suficiente para una decisión para la continuación del desarrollo de la operación por parte de BayWa y en dicha medida no asumimos ninguna responsabilidad.³⁹

En términos generales, hemos revisado toda la documentación del VDR relativa al cumplimiento de la normativa y del derecho medioambiental. Excepto como se explica más adelante, no hemos detectado ninguna contingencia sustancial que pudiera afectar la Operación. 40

79. El 8 de octubre de 2009, BayWa RE propuso la adquisición de las acciones de Renerco al Consejo de Administración de BayWa AG. En ese momento, informó que "[e]n el curso del *due diligence*, no se identificaron problemas que impidieran la posible adquisición del Grupo Nova". Su modelo de negocio fue considerado de riesgo "bajo a medio" en base a dos consideraciones: "Rendimiento de negocio fácilmente previsible y uniforme basado en tarifas fijas de alimentación [y] Tarifas *Feed-in* para proyectos existentes garantizadas durante 20 años." La presentación apunta a un "cambio en el entorno legal (por ejemplo,

³⁸ Informe *Due Diligence* Limitado (solo lo destacado), elaborado por Lovells LLP, Borrador del 6 de octubre de 2009, p. 9, R-0448. [Traducción del Tribunal]

³⁹ Id. [Traducción del Tribunal]

⁴⁰ Informe *Due Diligence* Limitado (solo lo destacado), elaborado por Lovells LLP, Borrador del 6 de octubre de 2009, pp. 12 (La Carracha) and 14 (Plana de Jarreta), R-0448. [Traducción del Tribunal]

⁴¹ Project Nova, Resumen de Resultados, Presentación Gerencial, de 8 de octubre, 2009, diapositiva 3, C-0104, p. 14. [Traducción del Tribunal]

⁴² Ibid, p. 6 [Traducción del Tribunal]

la tarifa de alimentación para futuros proyectos)" como uno de los "los riesgos específicos del proyecto". ⁴³ La rentabilidad se evaluó en "alrededor de un 7% a un 9% para el capital social". ⁴⁴ El 3 de noviembre de 2009, BayWa AG aprobó la adquisición del 87,8% de Renerco por 50 millones de euros.

- 80. El 1 de abril de 2011, Renerco -ya bajo el control de BayWa- consideró la adquisición de una participación mayoritaria en los Parques Eólicos. Un documento interno señalaba en ese entonces que "el marco regulatorio de las energías renovables en España [había] experimentado cambios significativos en los últimos 12 meses... [s]in embargo, como antes, RENERCO no clasifica como vulnerable el potencial local a largo plazo en el sector eólico de las instalaciones existentes."
- 81. El 8 de septiembre de 2011, Renerco adquirió la participación de Shell en los Parques Eólicos, convirtiéndose en el accionista mayoritario de los Proyectos.

D. EL MARCO REGULATORIO Y SU EVOLUCIÓN

(1) Características Básicas

82. El sistema jurídico español tiene una estructura jerárquica. La Constitución es la ley suprema. Subordinadas a la Constitución, se encuentran las leyes que son promulgadas por el Parlamento. Los Reales Decretos Leyes son medidas promulgadas por el Gobierno para hacer frente a situaciones de emergencia que tienen efecto inmediato pero que requieren de ratificación parlamentaria. Los Reales Decretos son actos ejecutivos promulgados por los Ministerios en el ejercicio de sus potestades reglamentarias. Se

⁴³ Ibid, p. 9. [Traducción del Tribunal]

⁴⁴ Ibid, p. 6. [Traducción del Tribunal]

⁴⁵ Investment Application 'Wind Farm La Muela (99MW), Spain', elaborado por Renerco, de fecha 1 de abril de 2011, Sección 5.2 sobre "Riesgos", p. 6, C-0194. [Traducción del Tribunal]

implementan mediante Órdenes y Resoluciones Ministeriales. La jurisprudencia del Tribunal Supremo complementa este régimen normativo.⁴⁶

- 83. Como miembro de la Unión Europea, España está sujeta a los tratados de la UE (especialmente el TFUE), reglamentos, directivas y decisiones de la UE. Por lo general, los reglamentos son de aplicación automática y no requieren medidas de implementación. Las Directivas obligan a los Estados Miembros a lograr un resultado específico, aunque sin indicar los medios para hacerlo. Las decisiones son vinculantes para las partes a las que van dirigidas.
- 84. Otras herramientas interpretativas invocadas por las partes en relación con la aplicación de la legislación española son los preámbulos de los estatutos legales (también denominados exposiciones de motivos); los Planes de Energías Renovables y las notas de prensa emitidas por el Consejo de Ministros; los expedientes financieros y reglamentarios de los informes de impacto en los proyectos de decretos; informes y estudios adicionales elaborados por diversas autoridades como el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, que desde 2011 pasó a denominarse Ministerio de Industria, Energía y Turismo (el "Ministerio de Energía"), la Secretaría de Estado de Energía, la Comisión Nacional de Energía ("CNE"), desde 2013 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ("CNMC"), y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía ("IDAE"). También han sido invocadas las presentaciones realizadas por algunas de estas autoridades, en particular por funcionarios de la CNE e IDAE, y los empleados de la agencia española "Invest in Spain".

(2) Actores Estatales

85. El Consejo de Ministros es un órgano administrativo integrado por el Presidente, el Primer Ministro y distintos ministros. Entre otras cosas, el Consejo promulga reales decretos. El

⁴⁶ Artículo 1.6 del Código Civil español ("La jurisprudencia complementará el ordenamiento jurídico con la doctrina que, de modo reiterado, establezca el Tribunal Supremo al interpretar y aplicar la ley, la costumbre y los principios generales del derecho."), R-0095.

Ministerio de Energía es responsable de las políticas del Gobierno en materia de electricidad y de la regulación de los asuntos energéticos. Propone reales decretos al Consejo de Ministros y aprueba las Órdenes Ministeriales que implementan legislación de energía. Está dividido en Secretarías, una de las cuales es la Secretaría de Energía, presidida por el Secretario de Estado de Energía. El IDAE está subordinado a la Secretaría de Energía, que contribuye a la definición de la política energética, asesora en temas técnicos y económicos y prepara planes nacionales de energía renovable. También está en contacto con la industria. El Presidente del IDAE es el Secretario de Estado de Energía. "Invest in Spain", por su parte, es un organismo público dependiente del Ministerio de Economía y Competitividad, que promueve inversión extranjera en España. Finalmente, la CNE, sustituida posteriormente por la CNMC, asesora al Gobierno en materia energética. Emite informes y dictámenes no vinculantes sobre las medidas legislativas propuestas en materia de regulación energética.

(3) Ley 54/1997

86. En 1997, España liberalizó su mercado eléctrico, promulgando la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico ("Ley 54/1997"). El fomento de la producción de energía renovable fue uno de los objetivos del nuevo marco jurídico, el cual incluía objetivos específicos en materia de energía renovable. Esto se ajustaba a los compromisos internacionales adoptados por España en aquel momento (y posteriormente) para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la cuota de fuentes de energía renovable. Entre ellos figuraban el Protocolo de Kioto y varias directivas de la UE. 48

⁴⁷ Ley 54/1997, Preámbulo, C-0032. Ver también Ley 54/1997, Disposición transitoria decimosexta ("A fin de que para el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12 por 100 del total de la demanda energética de España, se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas.")

⁴⁸ Comunicado de la Comisión. 'Energy for the Future: Renewable Sources of Energy', White Paper for a Community Strategy and Action Plan. COM (97) 599 final, 26 de noviembre de 1997, C-0031 (estableciendo un Plan de Acción para fomentar las fuentes de energía renovables "encaminado al objetivo de lograr una penetración del 12% de las energías renovables en la Unión para 2010"). Ver también: Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de

- 87. Las actividades de generación de energía se organizaron en dos regímenes separados: ordinario y especial. El "Régimen Ordinario" regía las instalaciones de generación convencional que utilizan fuentes de energía no renovables. A ellos se les exigía vender su producción de electricidad en el mercado mayorista de electricidad a precio de mercado (también conocido como "pool price"). El "Régimen Especial", por el contrario, se aplicaba a los productores de electricidad cualificados que utilizaban fuentes de energía renovables, como la eólica, con una capacidad instalada inferior a 50 MW, como los Parques Eólicos de las Demandantes. 49 Las instalaciones del Régimen Especial tenían derecho a una retribución equivalente al precio de mercado, y "de corresponder", una prima complementaria por la electricidad entregada a la red. 50 Las retribuciones de los participantes en el mercado de la electricidad debían imputarse a las tasas, precios y gastos de transporte y distribución. 51
- 88. Para poder acogerse a uno u otro régimen, se requería la inscripción en un registro administrativo (RAIPRE).⁵² Aunque la definición de los incentivos económicos específicos del Régimen Especial se dejó en manos de reglamentos de implementación, la Ley 54/1997 ordenaba al Gobierno tomar en cuenta factores tales como el nivel de voltaje, contribución medioambiental, eficiencia energética y costes de inversión, con el fin de "alcanzar tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado

energía renovable en el mercado eléctrico interno, RL-0015 ("todos los Estados Miembros [...] deben establecer objetivos nacionales indicativos de consumo de electricidad generada a partir de fuentes renovables" - el objetivo específico indicativo de España fue alcanzar el 29,4% de su consumo total proveniente de renovables para el 2010); y la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Objetivo 20-20-20, RL-0017. [Traducción del Tribunal]

⁴⁹ Ley 54/1997, Artículo 27, C-0032.

⁵⁰ Ibid, Artículo 16.7.

⁵¹ Ibid, Artículo 15.1. Ver C-0032 ("Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a los peajes y los precios satisfechos"); o R-0079 ("las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos").

⁵² Artículos 21.4 y 31, Ley 54/1997, R-0079.

de capitales".⁵³ También se daba prioridad de acceso a los productores en Régimen Especial a las redes de distribución y transporte.⁵⁴

(4) RD 2818/1998

- 89. El 23 de diciembre de 1998, España adoptó el Real Decreto 2818/1998 ("RD 2818/1998"), que introdujo un sistema *feed-in* en forma de dos incentivos de retribución en el marco general de la Ley 54/1997. Este régimen y sus incentivos se aplicaría a las instalaciones de energía renovable, incluidas las instalaciones de energía eólica. ⁵⁵ Los Parques Eólicos objeto del presente arbitraje fueron construidos y puestos en marcha bajo este real decreto. Sus características principales incluyen:
 - (i) Los propietarios de instalaciones registradas podían elegir entre vender su electricidad a los distribuidores a cambio de una tarifa *feed-in* por cada kWh producido (Artículo 28.3), o en el mercado mayorista y recibir una prima *feed-in* además del precio del mercado (Artículos 23, 28 y 28.3);⁵⁶
 - (ii) El Ministerio de Energía debía actualizar cada año las primas y tarifas teniendo en cuenta la evolución de un índice, a saber, el precio medio de la electricidad en el mercado (Artículo 28.2);

⁵³ "Para la determinación de las primas se tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y los costes de inversión en que se haya incurrido [...]" Artículo 30.4 de la Ley 54/1997, R-0079.

⁵⁴ Artículo 30.2, Ley 54/1997, R-0079.

⁵⁵ El Artículo 2.1.b del RD 2818/1998 incluye en el "Grupo b.2." aquellas instalaciones "que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica". C-0026.

⁵⁶ El Artículo 23 establecía que los propietarios de instalaciones de menos de 50 MW, con registro definitivo en el RAIPRE, "no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista" y tenían derecho a "vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo que tomará los valores recogidos en el presente capítulo." El Artículo 28 establecía las primas para cada Grupo, estableciendo una prima de 5,26 pesetas/kWh para las instalaciones eólicas de menos de 50 MW, incluidas en el Grupo b.2. El Artículo 28.3 establecía que las instalaciones eólicas del Grupo b.2 podían optar por "no aplicar las primas [...] y aplicar en todas las horas un precio total a percibir de [...] 11,02 pesetas/kWh". El RD 2818/1998 introdujo un sistema básico de alimentación que garantizaba a las instalaciones eólicas de menos de 50 MW un FiP de 5,26 pesetas/kWh y un FiT de 11,02 pesetas/kWh "sin límite de tiempo".

- (iii) Las primas debían ser revisadas cada cuatro años teniendo en cuenta la evolución de los precios del mercado de la electricidad, la cobertura de la demanda de las instalaciones y el efecto en la gestión del Sistema Eléctrico en su conjunto (Artículo 32);
- (iv) No se especificaba ningún plazo máximo para la aplicación de primas o tarifas;⁵⁷
- (v) Se establecía un plazo transitorio para que las instalaciones existentes se unieran al nuevo régimen (disposición transitoria primera).
- 90. Adicionalmente, el RD 2818/1998 preveía un complemento o penalidad, según las circunstancias, por energía reactiva ("Complemento de Energía Reactiva"). Se trata de una bonificación (o descuento) aplicada a los ingresos procedentes de la venta de energía por mantener (o no mantener) determinados factores de potencia por hora, que son necesarios e1 funcionamiento del sistema eléctrico. Este para buen complemento/penalidad se aplicó en virtud del RD 2818/1998 y posteriores reales decretos, con independencia del régimen de retribución elegido.
- 91. De acuerdo con la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, el Gobierno español aprobó en diciembre de 1999, un Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 ("Plan de Energías Renovables 2000"). Este Plan establecía la política del Gobierno para alcanzar el objetivo del 12% de energía renovable para el año 2010, tal como fue fijado por la Unión Europea.⁵⁸ En lo que respecta a la energía eólica, no se consideraba necesario ningún cambio, ya que "[e]s una tecnología suficientemente

⁵⁷ Preámbulo, Real Decreto 2818/1998, C-0026 ("Para 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").

⁵⁸ "A fin de que para el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12 por 100 del total de la demanda energética de España, se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas." C-0032. Ver también R-0079 ("A fin de que para el año 2010 las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12 por 100 del total de la demanda energética de España, se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas.")

desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica".⁵⁹

92. El Plan hace referencia a una "rentabilidad de los proyectos tipo: calculada sobre la base de mantener una Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en pesetas corrientes y para cada proyecto tipo, mínima de un 7%, con recursos propios, antes de financiación y después de impuestos". ⁶⁰ También se hace referencia a un aumento anual proyectado de la demanda de electricidad de alrededor del 2%, una vida útil de las instalaciones de energía eólica como los Parques Eólicos de las Demandantes de 20 años y una estimación de 2.400 horas de funcionamiento al año. ⁶¹ El Plan explica la metodología utilizada de la siguiente manera:

Tomando como base de partida los objetivos energéticos propuestos, se han determinado las necesidades de financiación para cada tecnología en función de su rentabilidad, definiendo para el modelo de cálculo unos proyectos tipo. Estos proyectos tipo han sido caracterizados por parámetros técnicos relativos a su dimensión, horas de funcionamiento equivalentes, costes unitarios, períodos de ejecución, vida útil, costes de operación y mantenimiento y precios de venta de la unidad energética final. Asimismo, se ha aplicado unos supuestos de financiación y una serie de medidas o ayudas financieras.⁶²

28 de julio de 2003 – Se forma Renerco (BayWa no es accionista aún)

(5) RD 436/2004

93. El 1 de enero de 2003, España puso en vigor el RD 1432/2002 del 27 de diciembre. Este reglamento estableció una nueva metodología para el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia ("Tarifa Eléctrica Media" o "TMR"), uno de los componentes para

⁵⁹ R-0292, pág. 203.

⁶⁰ Ibid, pág. 182.

⁶¹ Ibid, págs. 31 y 70 ("el consumo final de energía crece en el Escenario Tendencial a una tasa media anual del 2%"), ("La vida operativa de la instalación se estima en 20 años y la producción eléctrica media la equivalente a 2.400 horas anuales de funcionamiento a potencia nominal").

⁶² R-0292, Sección 2, págs. 180-181.

determinar la retribución de las instalaciones de energías renovables. El TMR sería fijado anualmente por el Gobierno y publicado por adelantado sobre la base de los costes estimados necesarios para remunerar la oferta de electricidad proyectados y la demanda de consumo.

94. El 22 de enero de 2004, la CNE emitió un informe sobre un borrador de regulación que luego se convirtió en el Real Decreto 436/2004. Entre otros, el informe afirma:

Las instalaciones de producción incluidas en el régimen especial tienen derecho a la percepción de una determinada retribución por la energía vendida, pero lógicamente sólo tienen el derecho adquirido a percibir dicha retribución respecto a la energía ya vendida, pero no respecto a la energía que prevean vender en el futuro, que únicamente constituye una expectativa.⁶³

- 95. En cuanto a la financiación de los proyectos, la memoria económica del RD 436/2004 elaborado por el Ministerio de Energía asume que:
 - [...] en todos los casos, que se realiza 100 por ciento con fondos propios. El apalancamiento y el porcentaje entre fondos propios y ajenos, son decisiones propias de cada proyecto y de cada promotor que, caso de estar bien tomadas, deben proporcionar mejores ratios que los aquí estimados.⁶⁴
- 96. El 12 de marzo de 2004, España promulgó el Real Decreto 436/2004 ("RD 436/2004"), por el que se adaptó el sistema de *Feed-in* a la nueva metodología TMR, sustituyendo así al RD 2818/1998. Su preámbulo establece que esta nueva regulación debe servir para cumplir con los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2000, proporcionando "seguridad y estabilidad" y estableciendo un "marco regulatorio duradero, objetivo y transparente" con el fin de fomentar la inversión en proyectos de

⁶³ Informe CNE 4/2004 del 22 de enero de 2004, en el RD 436/2004 propuesto, pág. 42, R-0126.

⁶⁴ Memoria Económica, pág. 5/10, R-0262.

energías renovables. El RD 436/2004 otorgaba a los productores eólicos el derecho a elegir, anualmente, entre:

- (i) una tarifa fija calculada ahora como un porcentaje específico de la TMR, definida como una tasa fija única y, de corresponder, un complemento para energía reactiva ("Tarifa Fija" o "Tarifa Regulada").
- el precio pool más prima y un incentivo para participar en el mercado ("**Opción Prima**")⁶⁵ y, en su caso, un complemento para la energía reactiva. La prima, el incentivo y el complemento se calculaban todos en relación con el TMR como un porcentaje fijo.
- 97. En ambas opciones, los productores podían vender la totalidad de la cantidad neta de energía generada, aunque los porcentajes específicos de la tarifa fija de la TMR disminuían progresivamente después del quinto año de funcionamiento y con ello la retribución de las instalaciones.⁶⁶
- 98. De conformidad con el Artículo 40.3 del RD 436/2004, las revisiones de las retribuciones sólo serían prospectivas teniendo en cuenta los costes, el grado de implantación de cada tecnología y, el impacto económico correspondiente en el sistema. El Artículo 40.3 establece:

Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor

_

⁶⁵ A diferencia de la Tarifa Fija, la opción Prima e Incentivo implicaba un riesgo de mercado, ya que parte de la retribución procedía del precio mayorista de la electricidad. Por lo tanto, se ofreció un incentivo (además de la prima) para tener en cuenta dicho riesgo y hacer más atractiva esta opción. Véase el RD 436/2004, Preámbulo, C-0027, ("si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.") 66 Para los parques eólicos terrestres de más de 5 MW de capacidad instalada (como los Parques Eólicos), la Tarifa Fija se estableció como (i) 90% de la TMR para sus primeros 5 años de operación, (ii) 85% de la TMR del año 6 al año 15 de operación, y (iii) 80% de la TMR del año 16 de operación en adelante para toda la vida útil del parque eólico.

referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores.⁶⁷

- 99. Esta es una de las disposiciones en las que se basan las Demandantes como una supuesta cláusula de estabilización. Esto se discute más adelante.
- 100. Por último, a las instalaciones sujetas al RD 2818/1998, que ya habían obtenido la inscripción definitiva en el RAIPRE, se les concedía un periodo transitorio durante el cual podían elegir entre permanecer sujetas al RD 2818/1998 durante un tiempo limitado, o cambiar al RD 436/2004 de forma inmediata.⁶⁸ Una modificación de ésta y otras disposiciones del RD 436/2004 dio lugar a un recurso de apelación que fue resuelto por el Tribunal Supremo español en una sentencia del 25 de octubre de 2006.⁶⁹
- 101. La nueva regulación fue criticada por algunos productores de energía renovable. En abril de 2004, la Asociación de Productores de Energías Renovables ("APPA") realizó una presentación en la que abordó el RD 436/2004. Entre los "aspectos negativos" de la nueva regulación, APPA señaló su 'retroactividad' debido a que los "[p]lazos [son] contados a partir de la 'puesta en marcha' en lugar de contar a partir de la entrada en vigor del Decreto."
- 102. Alrededor de la misma época, el 24 de mayo de 2005, el IDAE preparó un folleto informativo titulado "El Sol Puede ser Suyo". Este folleto describía las principales características del marco regulatorio español de la *tecnología fotovoltaica*. Se hace referencia a una TIR de entre el 5,5% y el 13,5%, dependiendo del tipo de instalación

⁶⁷ RD 436/2004, Artículo 40.3, C-0027. El tenor de R-0099 no es sustancialmente diferente.

⁶⁸ RD 436/2004, Disposición Transitoria Segunda ("podrán optar por acogerse plenamente a este Real Decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando, en su caso, la correspondiente modificación de su inscripción en función de las categorías, grupos y subgrupos a los que se refiere el artículo 2.1. Una vez acogidos a este Real Decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria."), C-0027.

⁶⁹ Ver párrafo 112 abajo.

⁷⁰ Presentación Power Point "Nuevo Decreto de Régimen Especial", Jornada Informativa de APPA, 19 de abril de 2004, Diapositiva 25, R-0301.

fotovoltaica, aunque el folleto señala que la rentabilidad puede llegar "en ocasiones [...] al 15%".⁷¹ También se mencionan alternativas de financiamiento.⁷²

- 103. El 30 de septiembre de 2005, los Parques Eólicos de las Demandantes optaron por vender su producción neta de electricidad bajo la opción Precio de Mercado más Prima e Incentivo del RD 436/2004, con la posibilidad de cambiar anualmente y recibir el Complemento para Energía Reactiva. En relación con dicho Complemento, los Parques Eólicos permanecieron bajo el RD 2818/1998 hasta enero de 2007.
- El 26 de agosto de 2005, el Consejo de Ministros aprobó el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 ("Plan de Energías Renovables 2005-2010"). El nuevo plan reevaluó la situación de las energías renovables en España, incluidos los costes implicados en su apoyo. No se consideró necesario modificar el régimen retributivo de la energía eólica para alcanzar los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables 2000-2010,⁷³ que en ese momento llegaban al 91% de la capacidad prevista para el 2010 bajo el Plan de Energías Renovables 2000. ⁷⁴ En cambio, se estableció un objetivo más ambicioso para esta tecnología. ⁷⁵ Al igual que en el Plan de Energías Renovables 2000, los cálculos se basaron en "hipótesis técnico-financieras" para "proyectos-tipo", ⁷⁶ incluyendo, en lo que respecta a las instalaciones eólicas como los Parques Eólicos de las Demandantes, una vida operativa de 20 años, ⁷⁷ 2.350 horas de funcionamiento, ⁷⁸ y proyecciones de demanda. ⁷⁹ El plan se basaba en la "Rentabilidad de los proyecto tipo: calculada sobre la

⁷¹ IDAE, *El Sol puede ser suyo* 'Respuestas a todas las Preguntas Clave', 24 de mayo de 2005, pág. 43. C-0089. El 6 de junio de 2007, IDAE publicó otro folleto con el mismo título, en el cual se hace referencia a una rentabilidad que "pudiendo llegar en ocasiones hasta el 20%.", pág. 4, C-0090.

⁷² IDAE, El Sol puede ser suyo 'Respuestas a todas las Preguntas Clave', 24 de mayo de 2005, pág. 33. C-0089.

⁷³ Plan de Energías Renovables 2005-2010, págs. 60, 282-284, R-0119.

⁷⁴ Plan de Energías Renovables 2005-2010, pág. 41, C-0033.

⁷⁵ Plan de Energías Renovables 2005-2010, R-0119, págs. 60-64. Ver también el Primer Informe Regulatorio de KPMG, párrs. 188-190, CER-0001.

⁷⁶ Plan de Energías Renovables 2005-2010, R-0119, Sección 4.2, págs. 273-4.

⁷⁷ Ibid, pág. 284.

⁷⁸ I.d

⁷⁹ Plan de Energías Renovables 2005-2010, R-0119, Sección 5.4, pág. 323 ("...dos escenarios energéticos generales (denominados Escenario Tendencial y Escenario de Eficiencia) y otros tres escenarios de desarrollo de las energías

base de mantener una Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en moneda corriente y para cada proyecto tipo, próxima a un 7%, con recursos propios (antes de financiación) y después de impuestos."⁸⁰ Entre otras razones, el éxito del régimen en la promoción de energías renovables se atribuye a la existencia de un "marco normativo estable".⁸¹ El plan estimó que alrededor del 77% de la inversión en energías renovables sería probablemente financiada con deuda y alude a "*project finance*" como una de las alternativas de financiación disponibles para los inversores.⁸²

- 105. En octubre de 2005, se publicó un informe de la Asociación de la Industria Fotovoltaica ASIF ("Informe ASIF 2005"). En lo que respecta a la nueva regulación, el Informe señala:
 - [...] [RD 436/2004] proporciona, para una instalación estándar media, un retorno razonable de la inversión. Este retorno razonable, se considera [...] tal como indica el Plan de las Energías Renovables, tener una tasa interna de retorno de los recursos propios invertidos entre el 5 y 7%.83
- 106. El 6 de octubre de 2005, los gobiernos español y alemán hicieron una declaración conjunta en Madrid en la que se comprometían a "fomentar las energías renovables" y a "mejorar el sistema de primas y precios fijos a las fuentes de energía renovables en sus respectivos países". Además, ambos gobiernos crearon la *International Feed-in Cooperation*, una plataforma internacional para promover los sistemas de retribución *feed-in* entre otros

renovables (Actual, Probable y Optimista), habiéndose elegido como referencia para el establecimiento de objetivos del Plan, el escenario energético Tendencial, y como escenario de energías renovables, el llamado "Probable".)

⁸⁰ Plan de Energías Renovables 2005-2010, R-0119, Sección 4.2, pág. 274.

⁸¹ Plan de Energías Renovables 2005-2010, pág. 46, C-0033.

⁸² Plan de Energías Renovables 2005-2010, pág. 282 ("Financiación ajena: 77.1%", ENG – PDF, p. 23) y ("Financiación ajena: 77.1%", ENG – PDF, p. 46), R-0119.

⁸³ Informe ASIF Hacia una electricidad respetuosa con el medioambiente, octubre de 2005, pág. 9. R-0294.

⁸⁴ Declaración Conjunta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Reino de España y del Ministerio Federal del Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania sobre cooperación en materia de desarrollo y promoción de un sistema de primas y precios fijos que incrementen el uso de las fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica, Cláusula 1, C-0082.

países y para financiar proyectos de investigación a través de IDAE (para España) y Fraunhofer ISI (para Alemania).

107. El 15 de diciembre de 2005, el Tribunal Supremo de España dictó sentencia sobre un recurso de apelación interpuesto por una asociación de productores de energías renovables contra el RD 436/2004 (la "Sentencia del Tribunal Supremo de 2005"). Entre otros argumentos, la asociación alegó que el RD 436/2004 no preveía un mecanismo de actualización respecto de una de las dos opciones tarifarias (es decir, la Tarifa Fija), mientras que establecía requisitos técnicos más estrictos aplicables no sólo a instalaciones nuevas sino también a instalaciones existentes. El Tribunal Supremo desestimó el recurso en todos los puntos. Basándose en su sentencia anterior de julio de 2005, el Tribunal consideró que las actualizaciones no venían impuestas por la Ley 54/1997, sino por un procedimiento ideado por el RD 2818/1998: "[d]ado el rango normativo de este Real Decreto, nada impide que otra norma del mismo nivel jerárquico pueda modificarlo."85 En cuanto a los requisitos adicionales, el Tribunal Supremo sostuvo:

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. Y si bien puede resultar necesario en virtud del principio de confianza legítima establecer medidas transitorias de adaptación al nuevo sistema para las empresas ya existentes, en modo alguno llega dicha exigencia hasta el extremo de respetar el régimen anterior sin el menor cambio durante un tiempo más o menos prolongado.⁸⁶

(6) RDL 7/2006

108. El 23 de junio de 2006, el Gobierno aprobó el Real Decreto Ley 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes para el sector energético ("RDL 7/2006"). Entre otras cosas, el RDL 7/2006 suspendió la revisión de la retribución de las tecnologías de energía

⁸⁵ Sentencia del Tribunal Supremo del 15/12/2005, Séptimo Fundamento, R-0137.

⁸⁶ Ibid, Octavo Fundamento Legal, R-0137..)

renovable, incluida la energía eólica, hasta que se desarrollara un nuevo sistema de retribución disociado de la TMR (disposición transitoria segunda) y pidió al Gobierno que lo hiciera lo antes posible (disposición final segunda). 87 El Demandado sostiene que el RDL 7/2006 fue promulgado para remediar el perverso efecto de retroalimentación de la TMR ("las tarifas no van a pagar ninguna fiesta"). 88

109. El Preámbulo reza:

La regulación vigente desde 2003 de la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, establece un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa y determinados costes a incluir en su cálculo. La experiencia de su aplicación, especialmente desde 2005 [...] hace necesaria una habilitación al Gobierno que permita modificar los costes a considerar, así como flexibilizar los límites de variación tarifaria y de los diferentes grupos tarifarios. Y ello con la urgencia determinada por la revisión tarifaria prevista para el 1 de julio de 2006, como fecha límite.⁸⁹

30 de junio de 2006, los Proyectos Eólicos son refinanciados (BayWa aún no es accionista)

En respuesta a esta nueva regulación, las principales asociaciones del sector de las 110. energías renovables, lideradas por APPA, la Asociación Empresarial Eólica ("AEE") y la ASIF, dirigieron una carta conjunta al Ministro de Energía con fecha 26 de julio de 2006. La carta señalaba:

> "las asociaciones empresariales comparecientes sólo pueden expresarle su rechazo, su más hondo malestar y su más grave preocupación, tanto por el fondo como por las formas en que se está

⁸⁷ Disposición transitoria segunda: "Hasta que se desarrolle reglamentariamente lo previsto en los apartados uno a doce del artículo 1 de conformidad con lo establecido en la disposición final segunda de este Real Decreto-ley; 2. La revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial." R-0087. 88 Ver declaración del Ministro en el Senado: Memorial de Contestación del Demandado, párr. 430, Dúplica del Demandado, párr. 695. Las Demandantes niegan esto y sostienen que este RDL efectivamente permitió al gobierno

a incrementar las tarifas: Réplica de las Demandantes, párr. 80.

⁸⁹ RDL 7/2006, R-0087.

llevando a cabo el proceso. [...] el RDL7/2006 quiebra sustancialmente la regulación de las energías renovables establecida por la Ley del Sector Eléctrico [...]". 90

111. En una nota publicada poco después, la APPA criticó la nueva regulación:

El pasado junio se aprobó el Real Decreto-Ley 7/2006, que contiene un ataque frontal contra la política nacional de fomento a las renovables: elimina la banda 80-90% y los mecanismos de estabilidad retributiva [del RD 436/2004], sin contemplar además las garantías y los plazos temporales establecidos. La norma, que rompe las reglas de juego en mitad de la partida, introduce retroactividad y quiebra gravísimamente la confianza legítima de los inversores. [...] el RD-L 7/2006 se ha dado a conocer como en los viejos tiempos: con nocturnidad y alevosía: sin consultas previas a los agentes implicados, y, en contra de la palabra dada reiteradamente, se han cambiado las reglas del juego en mitad del partido. Con retroactividad se han modificado derechos adquiridos. ⁹¹

112. El 25 de octubre de 2006, el Tribunal Supremo dictó otra sentencia relativa a una modificación del RD 436/2004 que había sido introducida por un decreto posterior, no controvertido en el presente arbitraje, a saber, el Real Decreto 2351/2004 (la "Decisión del Tribunal Supremo 2006"). 92 Según las recurrentes, el RD 2351/2004 modificó "el sistema de cálculo de las primas [...] en régimen especial", por un lado, estableciendo una nueva metodología para la actualización de las mismas hacia el futuro y, por otro, elevando de 10 a 15 MW la potencia mínima exigida por el RD 436/2004 para poder acogerse a la prima. Entre otros argumentos, las recurrentes invocaron el principio de la confianza legítima en el derecho español, alegando que habían invertido en el

^{90 &}quot;Decretazo energético", Diario Informativo APPA Nº 22, mayo-julio 2006. R-0191.

⁹¹ "Decretazo energético", Diario Informativo APPA N° 22, mayo-julio 2006. R-0191 [Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 429 y 427].

⁹² Sentencia del Tribunal Supremo del 25 de octubre de 2006, R-0138. Ver también Sentencia del Tribunal Supremo del 20 marzo de 2007, R-0139.

entendimiento de que determinadas condiciones jurídicas permanecieran estables. El Tribunal Supremo desestimó el recurso:

Mientras no sea sustituida por otra, la regulación legal antes reseñada (artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico) permite a las empresas correspondientes aspirar a que las primas incorporen en su fijación como factor relevante el de obtener 'unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales' o, por decirlo una vez más con palabras del preámbulo del Real Decreto 436/2004, 'una retribución razonable para sus inversiones'. El régimen retributivo que analizamos no garantiza, por el contrario, a los titulares de instalaciones en régimen especial la intangibilidad de un determinado nivel de beneficios o ingresos por relación a los obtenidos en ejercicios pasados, ni la permanencia indefinida de las fórmulas utilizables para fijar las primas.⁹³

- 113. El 26 de octubre de 2006, el Ministro de Energía compareció ante el Senado. Declaró en relación con la energía renovable:
 - [...] Es importante que todos los operadores reciban este mensaje, deben saber que nuestra hoja de ruta pasa por la adaptación a este marco lo más rápidamente posible, lo que supone generar más mercado que esperamos sea eficiente, porque en ocasiones no lo son y, evidentemente, las tarifas no van a pagar ninguna fiesta. Las tarifas por ley solo pueden contemplar los costes energéticos y las aventuras accionariales no son costes energéticos.⁹⁴
- 114. El 8 de noviembre de 2006, el Secretario de Energía también compareció ante el Parlamento. Declaró:
 - [...] La regulación de la eólica en el año 2004 no fue muy afortunada. Lo que se hizo en el año 2004 con el Real Decreto actual, el 436, fue fijar unas primas sobre la base de una expectativa de precios en el mercado [...] ¿Qué ha ocurrido? Que el precio de mercado ahora es de 55 o de 60 y la eólica tiene una retribución total

⁹³ Sentencia del Tribunal Supremo del 25 de octubre de 2006, tercer fundamento, R-0138.

⁹⁴ Comparecencia del Ministro de Energía ante la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Senado Español, 26 de octubre de 2006, R-0293.

de casi 100 euros/megavatio-hora. Con esta retribución tiene unas TIR, unas rentabilidades de alrededor del 20 por ciento. Yo soy el primero que creo en las energías renovables, pero también creo que tenemos que hacer las cosas con racionalidad. Unas tecnologías — es un poco mi idea— que tienen garantizada la inversión a través de una prima —su riesgo es prácticamente nulo, lo único que tienen es el riesgo financiero del endeudamiento en el proyecto— no pueden tener unas rentabilidades del 20 por ciento, que no tiene nadie. Los tienen algunos especuladores. Tenemos que ser racionales [...]⁹⁵

(7) RD 661/2007

115. El 28 de noviembre de 2006 se publicó el borrador inicial de lo que sería el RD 661/2007. Este borrador no contenía un lenguaje explícito que protegiera a las plantas existentes de las revisiones cuatrienales. El Artículo 40.3 disponía:

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 limites inferior y superior definidos en este real decreto, para su aplicación a partir de enero de 2011, 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. Cada cuatro años, se efectuará una nueva revisión. 96

116. La versión final añadió un párrafo, según el cual:

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

⁹⁵ Comparecencia del Secretario General de Energía ante el Parlamento Español, R-0302.

⁹⁶ Proyecto de RD 661/2007, pág. 24, C-0095.

- 117. El 19 de enero de 2007, la AEE publicó una nota en donde criticó este borrador:
 - [...] la propuesta es desconcertante porque aboga incluso por modificarlas para las instalaciones ya en funcionamiento y para las inversiones en curso, al suprimir el derecho que reconoce la regulación actual a percibir las que había establecido, lo que afectaría gravemente a la seguridad jurídica y la confianza fundada que se había generado en la perdurabilidad que garantiza esta regulación.⁹⁷
- 118. El 14 de febrero de 2007, la CNE emitió un informe sobre este borrador ("Informe CNE 3/2007"). Señaló que los incentivos económicos son un instrumento regulador esencial para alcanzar los objetivos de energía renovable establecidos por el Gobierno. También destacó la importancia de la estabilidad jurídica para los inversores y financistas, y sugirió que cualquier revisión futura al régimen de incentivos debería estar predefinida como en el RD 436/2004 y que no debería afectar a las instalaciones existentes. ⁹⁸ Señaló al mismo tiempo:

Como ha puesto de manifiesto tanto la doctrina científica como jurisprudencial [...] dichos principios [de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima] no impiden la innovación dinámica del mismo, tampoco que las nuevas previsiones normativas puedan ser aplicadas pro futuro a situaciones preexistentes, pero que continúan a la entrada en vigor de las nuevas normas.⁹⁹

119. Una versión preliminar de este informe hace referencia específica a la sentencia del Tribunal Supremo del 25 de octubre de 2006 y reproduce gran parte de ella. La CNE la calificó de "muy ilustrativa" en relación con la legalidad de los cambios regulatorios en la legislación española. 100

⁹⁷ Artículo de La Gaceta, Sombras de una contradicción, AEE, 19 de enero de 2007, R-0364.

⁹⁸ Informe CNE 3/2007, págs. 16, 23 y 24, R-0128.

⁹⁹ R-0128, pág. 18.)

Ver el borrador del informe del CNE del 25 de enero de 2007, adjunto R-0128, págs. 134 y siguientes, específicamente, pág. 21 [PDF, pág. 153]. Ver también Memorial de Contestación del Demandado, párr. 485; Dúplica del Demandado, párrs. 384-385, 605-607.

- 120. El 19 de marzo de 2007, el Gobierno presentó a consulta un nuevo proyecto de real decreto. 101
- 121. El 20 de marzo de 2007, el Tribunal Supremo de Justicia dictó otra sentencia relativa a la modificación del régimen transitorio establecido en el RD 436/2004 en relación con la metodología de actualización de las primas ("Decisión del Tribunal Supremo de marzo de 2007"). Esta medida había sido impugnada y resuelta en la Decisión del Tribunal Supremo 2006. La recurrente alegó, entre otras cosas, que la modificación reducía en un 22,6% el valor de la prima en vigor el año anterior, socavando sus expectativas legítimas con arreglo a la legislación española, dado que habían invertido confiando en que ésta y otras condiciones legales se mantendrían estables. El Tribunal Supremo no estuvo de acuerdo y rechazó el recurso, citando extensamente su sentencia de 2006.
- 122. El 21 de marzo de 2007, el Ministerio de Energía elaboró un informe sobre la nueva regulación propuesta que, según las Demandantes, es un documento interno que sólo se publicó durante la exhibición de documentos. ¹⁰³ Según el informe:

La tarifa regulada se ha calculado con el fin de garantizar una rentabilidad de entre un 7% y 8% dependiendo de la tecnología. Las primas se han calculado, siguiendo los mismos criterios que en el Real Decreto 436/2004, es decir, se ha calculado la prima como diferencia entre la tarifa regulada y el precio medio previsto de mercado por estas tecnologías. [...]

Con la retribución contemplada, la rentabilidad obtenida sería del 7% en la opción de tarifa regulada, y limitada entre un 5% y un 9%, si se opta por la opción de venta en el mercado. 104

¹⁰¹ 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 19 de marzo de 2007, R-0434.

¹⁰² Sentencia del Tribunal Supremo del 20 de marzo de 2007, R-0139.

¹⁰³ Réplica de las Demandantes, párr. 515.

¹⁰⁴ Informe del MITYC del 21 de marzo de 2007 (evaluación legal y económica del proyecto RD 661/2007), Sección 1 (Introducción) Secciones 3 y 3.2.3, C-0394.

123. El proyecto de RD 661/2007 fue criticado por APPA. En sus alegaciones al proyecto del RD 661/2007, APPA sostuvo que la nueva regulación violaba el "principio de seguridad jurídica y de confianza legítima": modificando el "régimen económico de forma retroactiva" en el caso de las instalaciones que habían entrado en funcionamiento bajo el RD 436/2004, en circunstancias en las que, en su opinión, el Artículo 40.3 sólo contemplaba las revisiones cuatrienales, pero excluía cualquier otro tipo de ajuste a las retribuciones. También reclamó por la utilización por parte del Gobierno de decretos posteriores para cambiar los regímenes de retribución de forma encubierta, eludiendo el Artículo 40.3 del RD 436/2004. Además, declaró que, en caso de que el Gobierno siguiera adelante con el reglamento propuesto...

dejará de ser creíble para el futuro: un inversor racional, a la hora de proyectar una instalación de esta naturaleza, ha de tener en cuenta no sólo los costes y la retribución previsible, sino que también ha de tomar en consideración el riesgo de que tal retribución sea revisable a la baja [en el futuro]. ¹⁰⁵

124. El 9 de mayo de 2007, la AEE emitió un comunicado de prensa criticando el proyecto:

Para AEE hoy lo esencial es no dejar la puerta abierta a cambios de los parámetros retributivos a mitad de camino como lo hace la actual redacción del decreto. El carácter "estable" del plazo de veinte años que propone el nuevo real decreto para la asignación de las retribuciones es una ficción si las modificaciones de las primas tienen carácter retroactivo como contradictoriamente se regula ahora. 106

125. El 25 de mayo de 2007, España promulgó el Real Decreto 661/2007 ("**RD 661/2007**"). La nueva regulación:

¹⁰⁵ Presentaciones de APPA del 3 de abril de 2007 al Proyecto de RD 661/2007, págs. 1, 6, R-0304. Ver también Eólica 2007, Anuario del sector: análisis y datos de la Asociación Empresarial Eólica, pág. 35, R-0184; AEE, Nota de prensa sobre el RD 661/2007, 9 de mayo de 2007, R-0365.

¹⁰⁶ Comunicado de prensa de la AEE sobre el RD 661/2007, de fecha 9 de mayo de 2007, R-0365.

- (i) fijó primas y tarifas en términos numéricos (EUR/kWh), vinculadas al índice de precios al consumo ("IPC"); por lo tanto, los incentivos quedaron permanentemente desvinculados de la TMR (incluso para fines de las revisiones suspendidas por el RDL 7/2006) (Artículo 44);¹⁰⁷
- (ii) mantuvo el complemento (o, en su caso, la penalidad) por energía reactiva y el derecho a vender la totalidad de la cantidad neta de electricidad (Artículo 17.b);
- (iii) fijó límites inferior y superior a la retribución de las instalaciones elegibles (distintas a las instalaciones fotovoltaicas) en el marco de la opción de precio de mercado más prima vinculada a la variación del precio de la electricidad en el mercado ("**Topes**" y "**Pisos**") (Artículos 27 y 36);
- (iv) estableció la disponibilidad de tarifas y primas fijas por los "primeros 20 años" de funcionamiento de las instalaciones eólicas. "A partir de entonces", las primas se reducirían a cero, pero la opción de la tarifa fija seguiría estando disponible en un valor reducido sin límite de tiempo específico (Artículo 36, sub.b.2.1). 108
- 126. En el RD 661/2007 se incluyó una disposición transitoria, que las Demandantes alegan (en referencia a la declaración testimonial del Sr. Ceña ¹⁰⁹) fue acordada entre la AEE y el Gobierno, junto con los topes y pisos. Esta disposición otorgó a los parques eólicos existentes (es decir, los que entraron en servicio antes del 1 de enero de 2008, como los Parques Eólicos de las Demandantes) la posibilidad de optar entre tres esquemas de retribución alternativos:

¹⁰⁷ "debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, *desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia*, utilizada hasta el momento." RD 661/2007, Preámbulo, R-0101 (Énfasis añadido).

¹⁰⁸ RD 661/2007, Artículo 36, subgrupo b.2.1, R-0101 y C-0028.

¹⁰⁹ Memorial de las Demandantes, párrs. 249-254.

- (i) Mantener la Tarifa Fija del RD 436/2004 y seguir percibiendo esta forma de retribución durante toda la vida útil restante del parque eólico;
- (ii) Recibir los valores de retribución *feed-in* establecidos en el RD 661/2007;
- (iii) Optar antes del 1 de enero de 2009 por un periodo transitorio de aproximadamente 5 años (es decir, hasta el 31 de diciembre de 2012), durante el cual los parques eólicos serían remunerados bajo la anterior Opción Prima disponible en el RD 436/2004. Una vez finalizado este período transitorio (es decir, a partir del 1 de enero de 2013), los valores de retribución *feed-in* y la opción de elegir entre las opciones de Tarifa Regulada y Prima del RD 661/2007 se aplicarían a los parques eólicos existentes, aunque sin las revisiones de la TMR que, según afirma el Demandado, fueron eliminadas definitivamente por el RDL 7/2006. 110
- 127. Los Parques Eólicos seleccionaron la tercera opción y fueron remunerados bajo la Opción Prima del RD 436/2004 hasta el 31 de diciembre de 2012. 111 A partir de entonces, ya no se beneficiarían de las actualizaciones de primas establecidas en el RD 436/2004, ya que esa opción fue eliminada por el RDL 7/2006. El Demandado alega que por esta razón el RD 661/2007 fue criticado públicamente por los productores de energías renovables. 112 Las Demandantes sostienen que estas críticas se dirigían al anterior proyecto del RD 661/2007, no al aprobado, el cual era equilibrado. 113 Prácticamente todas las instalaciones eólicas optaron por la opción de prima transitoria del RD 436/2004. 114 Por el contrario, el RD 661/2007 eliminó el derecho a elegir entre tarifa fija y precio de mercado más prima para instalaciones fotovoltaicas de más de 100 kW sin periodo transitorio, motivo por el cual fue impugnado por un inversor fotovoltaico. El Tribunal

¹¹⁰ RD 661/2007, Disposición transitoria primera, R-0101.

Memorial de las Demandantes, párr. 254. Ver también Declaración del Sr. Taft, párr. 64; Declaración del Sr. Schulz, párr. 28; y correos electrónicos de fecha 18 y 20 de junio de 2008, C-0305.

¹¹² Comunicado de prensa de la AEE del 10 de enero de 2008, R-0163; Presentaciones de la APPA ante el Consejo de Estado sobre el Proyecto de RD 661/2007, abril de 2007, R-0304.

¹¹³ Réplica de las Demandantes, párr. 166.

¹¹⁴ Memorial de las Demandantes, párr. 248, nota al pie 182.

Supremo se pronunció sobre esta impugnación en una sentencia dictada el 3 de diciembre de 2009, a la que se hace referencia más adelante. 115

128. Al igual que el RD 436/2004, las revisiones establecidas en el Artículo 44.3 del RD 661/2007 sólo serían prospectivas; no afectarían a las instalaciones existentes ya inscritas en el Régimen Especial:

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. 116

- 129. El RD 661/2007 también estableció objetivos de capacidad instalada por tecnología con referencia al Plan de Energías Renovables 2005-2010. 117 Una vez alcanzado el 85% de un objetivo tecnológico, la Secretaría de Energía establecería un plazo no inferior a 12 meses para que todos los proyectos existentes que utilizaran dicha tecnología (en desarrollo y/o construcción) pudiesen beneficiarse del régimen económico del RD 661/2007. Las instalaciones incluidas en el RAIPRE después de este período no tendrían derecho al plan de retribución. Las instalaciones fotovoltaicas alcanzaron el objetivo del 85%, por lo que el Gobierno promulgó una nueva regulación aplicable a las instalaciones fotovoltaicas registradas posteriormente. Este fue el RD 1578/2008, que se examina más adelante. 118
- 130. El mismo día, 25 de mayo de 2007, el Gobierno emitió un comunicado de prensa, uno de los comunicados de prensa en los que se basan las Demandantes para apoyar sus expectativas legítimas y sus reclamaciones en virtud de la cláusula paraguas. El comunicado de prensa dice:

¹¹⁵ Ver párrafo 148 más adelante.

¹¹⁶ RD 661/2007, Artículo 44.3, segundo párrafo, R-0101.

¹¹⁷ Ibíd, ver Preámbulo.

¹¹⁸ Ver párrafo 138 más adelante.

¹¹⁹ Ver párrafos 436 y 453 más adelante.

El Gobierno prima la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto de energías renovables y cogeneración.

El fin de este Real Decreto es mejorar la retribución de aquellas tecnologías menos maduras, como la biomasa y la solar térmica, para de este modo poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 [...].

La nueva normativa garantiza una rentabilidad del 7% a las instalaciones eólicas e hidráulicas que opten por ceder su producción a las distribuidoras, y entre el 5% y el 9% si participan en el mercado de producción de energía eléctrica [...].

[...] La apuesta gubernamental a favor de estas tecnologías energéticas ha sido la razón por la que en la nueva regulación se busca una estabilidad en el tiempo que permita a los empresarios una programación a medio y largo plazo, así como una rentabilidad suficiente y razonable que, unida a la estabilidad, dote de atractivo a la inversión y a la dedicación a esta actividad.

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. 120

131. El 4 de julio de 2007, el Gobierno español promulgó la Ley 17/2007. Esta normativa modificó el Artículo 18.1 de la Ley 54/1997 en los siguientes términos: "estas tarifas de último recurso se fijarán de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado." Esta es una de las disposiciones en las que se basa el Demandado para plantear la existencia de un principio de sostenibilidad o autosuficiencia del sistema eléctrico. También actualizó la

¹²⁰ Comunicado de prensa oficial del Ministerio de Energía del 25 de mayo de 2007, págs. 1, 2, C-0094.

¹²¹ Ley 17/2007, del 4 de julio de 2007, que modifica la Ley 54/1997, C-0501. Véase también R-0272.

disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 para reflejar el nuevo objetivo del 20% de energías renovables fijado por la Unión Europea. 122

132. En julio de 2007, Pöyry publicó un informe sobre el mercado español de energías renovables, centrado en la energía eólica. Señaló que:

El Gobierno español ha estado históricamente preocupado por los aumentos de la tarifa regulada en la medida en que afectan a la inflación y a la competitividad españolas. La tarifa media de referencia (TMR) fue uno de los componentes clave de la retribución de un parque eólico, representando alrededor del 50% de los ingresos de los parques eólicos en la Opción Mercado o casi la totalidad de sus ingresos en la Opción Tarifa Fija bajo el RD 436. Por lo tanto, el aumento de las tarifas medias fue beneficioso para los generadores eólicos.

Sin embargo, debido al déficit tarifario y las ganancias extraordinarias de los parques eólicos durante 2005 y 2006, el Gobierno español ha revisado el marco legal del Régimen Especial (cogeneración y energías renovables).

Los generadores eólicos recibieron (bajo el RD 436) un pago vinculado a la TMR. Sin embargo, esto tuvo un desafortunado efecto secundario de una retroalimentación (como se describe en los informes eólicos de Pöyry de 2004). En esencia, esto significó mayores costes del sistema como resultado de que los parques eólicos provocaban mayores TMRs, lo que a su vez aumentaba la retribución de los parques eólicos, lo que daba lugar a mayores costes del sistema y a mayores TMRs, etc.

Dada la probabilidad de que se produzcan déficits arancelarios en el futuro, el Gobierno decidió desvincular permanentemente la retribución de la TMR. Desde la implantación del RD 7/2006 en junio de 2006, los generadores eólicos han recogido el 50% (40%)

¹²² La Ley 17/2007 modificó el contenido de la Disposición Transitoria Decimosexta de la Ley 54/1997 y la reubicó en la Disposición Adicional Vigésima Quinta, que reza así: "El Gobierno, modificará el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020, manteniendo así el compromiso que este plan establecía del 12% para 2010. Estos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas a este tipo de instalaciones." R-0079.

como prima y 10% como incentivo) de la TMR de enero de 2006, que es de 76.588 €/MWh.

- [...] Como suele ocurrir en España, la legislación resultante, el RD 661/2007, es un compromiso negociado que la mayoría de la industria considera positivo, aunque los principales miembros de la mayor asociación eólica de España (AEE) no se han mostrado muy satisfechos con los cambios que contiene. 123
- 133. Asimismo, en 2007, la ASIF publicó un artículo en el cual abordaba el RD 661/2007. Luego de notar que la normativa busca otorgar un retorno razonable a los inversores, el artículo señala:
 - [...] pero, ¿qué es una tasa de rentabilidad razonable para una inversión en energías renovables, concretamente en energía fotovoltaica? [...] Se considera algo razonable que un período de retorno de la inversión sea del orden de diez años, y una tasa interna de retorno de proyecto (sin apalancamiento financiero) del orden del 7%, lo cual está en alineado con otras inversiones reguladas. [...]¹²⁴
- 134. El 9 de octubre de 2007, el Tribunal Supremo emitió una sentencia sobre otra modificación del RD 436/2004 ("Sentencia del Tribunal Supremo de octubre 2007"). 125 La enmienda establecía que las instalaciones de cogeneración de gas con una capacidad instalada superior a 50 MW podían (o no) recibir una prima determinada por el Gobierno. Las recurrentes alegaron que dejar el asunto a la discreción del Gobierno infringía las directivas de la UE, la Ley 54/1997 y los principios generales del derecho. El Tribunal Supremo rechazó la demanda. En opinión del Tribunal, el derecho de la UE concede a los Estados miembros un amplio margen de discrecionalidad a la hora de diseñar los incentivos específicos que desean utilizar para promover las instalaciones de cogeneración de gas, los que, sin embargo, deben estar en línea con las restricciones

¹²³ ILEX-Pöyry Report Current and Future State of Wind Energy in Spain and Portugal 2007, pág. 81, R-0411.
[Traducción del Tribunal]

¹²⁴ Ver Javier Anta Fernández (ASIF), "Visión desde la Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica", publicado en Informe "Energía solar: Estado actual y perspectiva inmediata", editado por la Universidad Pontifica de Comillas, 2007, pág. 197, R-0416.

¹²⁵ Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 9 de octubre de 2007, R-0140.

impuestas por las normas de la UE en materia de ayudas estatales. ¹²⁶ Las instalaciones de cogeneración de gas con una potencia instalada superior a 50 MW no están incluidas en el Régimen Especial y, por ende, no tienen derecho al régimen de primas establecido en el Artículo 30.4. ¹²⁷ No hay impedimento para que un real decreto sea enmendado por otro bajo el principio de jerarquía de las normas. ¹²⁸ Basándose en las sentencias del Tribunal Supremo de octubre de 2006 y marzo de 2007, el Tribunal sostuvo que los productores de energía renovable no tienen un derecho intangible al régimen de primas, ni un derecho adquirido con respecto dichas primas, sino una mera expectativa. ¹²⁹

135. En el mismo año, la AEE criticó el RD 661/2007 en su anuario industrial:

Desde la perspectiva regulatoria el nuevo RD 661/2007 se desentiende de la senda trazada por el regulador y no sólo revisa las retribuciones reduciendo la prima, sino que básicamente modifica los mecanismos en su asignación y deroga en su totalidad el citado RD 436/2004, regulando de nuevo las mismas materias tan sólo dos años después de su aprobación [...]. Por otra parte, el nuevo decreto suprime el incentivo a la participación en el mercado eléctrico y deja sin efecto la irretroactividad de esta revisión y de las futuras en lo que afecta a las primas y a los complementos de las retribuciones, por lo que la aplica universalmente a todas las instalaciones independientemente de la fecha de su puesta en marcha. La propuesta también encierra un alto grado de inseguridad en lo que se refiere a los índices de actualización anual de todos los parámetros [...]. En efecto se ha señalado como una contradicción con la asignación de estos valores para el plazo de 20 años, perdurabilidad que resulta meramente ficticia, en la medida en que también se han programado posteriores modificaciones de dichos valores que consecuentemente se aplicarán retroactivamente. 130

136. Entre 2007 y 2008, *Invest in Spain*, una entidad pública, realizó una serie de presentaciones en el extranjero (incluyendo Alemania) sobre "oportunidades en energías

¹²⁶ Ibíd, Segundo fundamento, R-0140.

¹²⁷ Ibíd, tercer fundamento.

¹²⁸ Ibíd, cuarto fundamento.

¹²⁹ Ibíd, quinto fundamento.

¹³⁰ Anuario Industrial AEE 2007, Análisis y Datos, R-0184, págs. 33 y 35.

renovables en España". Estas presentaciones presentan a España como el "país más atractivo del mundo para los proyectos de inversión en energías renovables"; ¹³¹ ofreciendo "una de las combinaciones más atractivas de incentivos, bajos costes, estabilidad política y transparencia económica"; ¹³² y "uno de los cinco primeros países en cuanto a nueva capacidad eólica instalada". ¹³³ También se hace referencia al "Plan de Energías Renovables - PER 2005-2010" y al "sistema de primas garantizado" del RD 661/2007. ¹³⁴

137. El 10 de enero de 2008, la AEE emitió una nota de prensa en la que evaluaba el impacto del RD 661/2007 sobre las instalaciones eólicas. Señala:

Los bajos precios del mercado eléctrico registrados durante la mayor parte del año 2007[...] han reducido la retribución media de la energía eólica hasta los valores de los años 2003 y 2004. En los siete meses de vigencia del nuevo RD 661/2007 la prima ha sido inferior a la del RD 436/2004 en 5,07 €/MWh. Todos los parques han permanecido en el RD 436/2004 con una remuneración promedio de 77,62 €/MWh a lo largo del año 2007, dado que de haberse pasado al RD 661/2007 habría sido de 74,11 €/MWh. 135

(8) RD 1578/2008

138. El 26 de septiembre de 2008, el Real Decreto 1578/2008 ("RD 1578/2008") estableció un nuevo régimen de retribución aplicable a las instalaciones fotovoltaicas no registradas en el plazo previsto por el RD 661/2007. El nuevo régimen ofrecía retribuciones más bajas y creó un Registro de Preasignación de Retribución que, entre otras cosas, otorgó al Gobierno la facultad de dosificar la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones.

¹³¹ Presentación "Opportunities in Renewable Energy in Spain", 15 de noviembre de 2007, en la diapositiva 4, C-0091; y presentación "Opportunities in Renewable Energy in Spain", noviembre de 2008, en la diapositiva 4, C-0092. [Traducción del Tribunal]

¹³² Presentación "Opportunities in Renewable Energy in Spain", 15 de noviembre de 2007, en la diapositiva 40, C-0091. [Traducción del Tribunal]

¹³³ Presentación "Opportunities in Renewable Energy in Spain", noviembre de 2008, en la diapositiva 6, C-0092. [Traducción del Tribunal]

¹³⁴ Presentación "*Opportunities in Renewable Energy in Spain*", noviembre de 2008, en las diapositivas 20 y 21, C-0092. [Traducción del Tribunal]

¹³⁵ "La retribución de la eólica descendió en 2007 a los niveles de los años 2003 y 2004", comunicado de prensa de la AEE del 10 de enero de 2008, R-0163.

El RDL 6/2009 (discutido más adelante) hizo algo similar con respecto a otras tecnologías de energía renovable, incluida la energía eólica. ¹³⁶ El Preámbulo dice:

El crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado. [...] Así como una retribución insuficiente haría inviables las inversiones, una retribución excesiva podría repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivaría la apuesta por la investigación y el desarrollo [...]. De ahí que se considere necesaria la racionalización de la retribución y, por ello, el real decreto que se aprueba modifica el régimen económico a la baja, siguiendo la evolución esperada de la tecnología, con una perspectiva a largo plazo. 137

139. El 16 de octubre de 2008, el Secretario de Energía compareció ante el Senado y declaró:

[...] El déficit tarifario que se generó por primera vez en el año 2000 se va haciendo cada vez mayor y, por lo tanto, más insostenible. Su eliminación es uno de los grandes retos que nos planteamos resolver a lo largo de la legislatura. [...] Queremos obtener inversiones que generen riqueza, no solamente que absorban recursos de los consumidores. [...] debemos de ser conscientes de la sostenibilidad económica del coste de la energía [...]. 138

140. El 29 de octubre de 2008, el Sr. Fernando Martí Scharfhausen, vicepresidente del CNE, realizó una presentación en Power Point titulada "El Marco Jurídico y Normativo de las energías renovables". En ella hacía referencia a:

b. Estabilidad regulatoria. Predictibilidad y seguridad en los incentivos económicos durante la vida de la instalación (animar a los inversores y menor coste financiero): no retroactividad.¹³⁹

¹³⁶ Ver párrafo 144 más adelante.

¹³⁷ RD 1578/2008, Preámbulo, R-0102.

¹³⁸ Secretario General de Energía ante el Senado español el 16 de octubre de 2008 (PDF, págs. 5 y 22), R-0332.

¹³⁹ Sr. Fernando Martí Scharfhausen "El Marco Jurídico y Normativo de las energías renovables, 29 de octubre de 2008, (diapositiva 25), C-0415 (Énfasis omitido). Véase también F. Martí Scharfhausen, "*Renewable Energy Regulation in Spain*", febrero de 2010, diapositiva 29, C-0418. La presentación destaca la importancia de la "seguridad y predictibilidad de los soportes económicos" para eliminar el "riesgo regulatorio (garantía por ley)" y reducir la incertidumbre de los "inversores (y Bancos)". [Traducción del Tribunal]

141. Durante el 2009, funcionarios del Gobierno español participaron en eventos en el extranjero en los que destacaron el marco regulatorio de las energías renovables en España. Por ejemplo, el Sr. Sebastián declaró en la Conferencia de la Agencia Internacional de Energía Renovable en Bonn:

España ha realizado una clara apuesta para lograr la máxima aportación de las energías renovables a nuestro sistema energético y como consecuencia de esa apuesta, España se sitúa entre los líderes mundiales en lo que se refiere a capacidad instalada en tecnologías tales como la eólica, la fotovoltaica, la solar térmica, la solar termoeléctrica y los biocarburantes. De un total de 91 GW de potencia eléctrica instalada, 34 GW corresponden a instalaciones renovables que generan aproximadamente el 20% de nuestra producción eléctrica total. Nuestro sector eólico es especialmente relevante. La contribución del viento a la producción eléctrica supera ya, el 10% del total. [...]

De acuerdo con nuestra experiencia, uno de los factores clave que explican este éxito, es el diseño de un marco regulatorio apropiado que dé la estabilidad necesaria en el largo plazo para que se cometan las inversiones necesarias. 140

142. El 9 y 13 de febrero de 2009, los funcionarios de la CNE, Sres. Carlos Solé y Luis Jesús Sánchez de Tembleque realizaron una presentación titulada "Estudio económico de las Energías Renovables", en la que analizaron la rentabilidad económica de las energías renovables. La presentación afirma que "[p]ermitir una remuneración de las inversiones con una rentabilidad mayor al WACC implica que la empresa podrá acometer el proyecto con rentabilidad." También se habló de la financiación de proyectos de energías

¹⁴⁰ Dr. Miguel Sebastián Gascón, Ministro de Energía, vídeo del discurso en la conferencia de IRENA, Bonn, 26 de enero de 2009, C-0416. También se puede hacer referencia a este respecto al discurso del Dr. Miguel Sebastián en Denver, CO, en octubre de 2009: "Un factor importante ha sido la pronta adopción en España de una política energética adecuada, que ofrece a los productores la garantía de que toda la electricidad que produzcan será adquirida por las empresas distribuidoras a diferentes primas sobre el precio de mercado", C-0357 [Traducción del Tribunal]; y la ponencia del Dr. Marín en Los Ángeles, CA, también en octubre de 2009: "Mecanismos feed-in han brindado un entorno regulatorio confiable y estable", C-0358. [Traducción del Tribunal]

¹⁴¹ C. Solé Martín y L.J. Sánchez de Tembleque, "Estudio económico de las Energías Renovables," Cartagena de Indias, 9-13 de febrero de 2009, C-0417.

¹⁴² Ibíd, Diapositiva 31.

renovables a través de la "financiación de los proyectos", mencionando un "apalancamiento financiero entre el 55% y el 90% de la inversión" ¹⁴³

(9) RDL 6/2009

143. El Real Decreto Ley 6/2009, del 30 de abril de 2009, adoptó nuevas medidas en el sector energético ("RDL 6/2009"). Su preámbulo reza:

El creciente déficit tarifario, esto es, la diferencia entre la recaudación por las tarifas reguladas que fija la Administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados y por las tarifas de acceso que se fijan en el mercado liberalizado y los costes reales asociados a dichas tarifas, está produciendo graves problemas que, en el contexto actual de crisis financiera internacional, está afectando profundamente al sistema y pone en riesgo, no sólo la situación financiera de las empresas del sector eléctrico, sino la sostenibilidad misma del sistema. Este desajuste resulta insostenible [...]¹⁴⁴

El RDL 6/2009 impuso condiciones adicionales a los posibles inversores para acceder al Régimen Especial. Se creó un Registro de Pre-Asignación similar al establecido por el RD 1578/2008 para las instalaciones fotovoltaicas, con requisitos más estrictos para lograr la pre-asignación, y otorgó al Gobierno la facultad de dosificar la entrada en funcionamiento de las instalaciones ya registradas cuando la sostenibilidad económica o técnica del sistema así lo requiriera (Disposición Transitoria Quinta). Esta facultad se ejerció a través del Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de noviembre de 2009, al que se hace referencia más adelante. También establecía que, a partir de 2013, los peajes de acceso debían ser suficientes para satisfacer todos los costes de las actividades reguladas sin déficit *ex ante* (Artículo 1).¹⁴⁵

¹⁴³ Ibíd, Diapositiva 30.

¹⁴⁴ RDL 6/2009, Preámbulo, C-0399. Ver también R-0088.

¹⁴⁵ El Artículo 1.1 del RDL 6/2009 modificó la Disposición Transitoria Vigésima Primera de la Ley 54/1997 y estableció que "a partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas sin que pueda aparecer déficit *ex ante*", C-0399.

145. El RDL 6/2009 no fue bien acogido por los productores de energías renovables. Por ejemplo, la asociación de energías renovables APPA comentó que:

Miguel Sebastián, que nunca ha recibido ni ha tenido en cuenta para los cambios regulatorios al sector, ratificaba así su declarado compromiso de alcanzar los objetivos europeos. Mientras, en España había dejado otra piedra en el camino de las renovables españolas. Efectivamente, a los dos días se publicó en el BOE el Real Decreto Ley 6/2009, aprobado en Consejo de Ministros el 30 de abril, que adopta diversas medidas destinadas a reducir el déficit tarifario y que aumenta las trabas administrativas a energías limpias. Las medidas del RDL [...] dificultarán aún más el desarrollo del sector, que sufre, como el resto, los problemas de financiación derivados de la crisis. 146

146. El 20 de mayo de 2009, la APPA y Greenpeace presentaron al Ministerio de Energía un anteproyecto de ley sobre una Ley de Fomento de las Energías Renovables. 147 El anteproyecto proponía incentivos económicos para lograr "tasas de rentabilidad razonables", que se ajustaban a las normas *feed-in* ya vigentes. Los cálculos se basaban en costes estimados por tipo de instalación y en "un porcentaje anual equivalente a la media del año anterior de la retribución de las obligaciones del Tesoro a 10 años, incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos". Se incluían disposiciones sobre derechos adquiridos.

3 de noviembre de 2009 – BayWa adquiere el 87,8% de Renerco

^{146 &}quot;Europa, Nueva Directiva. España, Nuevo Decretazo". Informativo APPA 29 de mayo de 2009. Editorial, pág. 3. R-0219. Véase también: "Las asociaciones de renovables denuncian que algunos de los requisitos que exige el Artículo 4 del RDL 6/2009 son prácticamente imposibles de cumplir e impedirán la realización de muchos de los proyectos previstos, con la consiguiente paralización de la industria y la pérdida de puestos de trabajo. Hay una experiencia clara y nefasta en el RD 1578, que regula la actividad de la tecnología solar fotovoltaica y que ha provocado de hecho la paralización de este sector, con cierres de fábricas y deslocalización de inversiones. El nuevo RDL puede provocar el mismo efecto en el resto de las tecnologías renovables y afectar incluso a la más desarrollada, la eólica." APPA, ADAP, APREAN, EolicCat, GiWatt y el *Cluster* de la Energía en Extremadura, "RDL 6/2009, nuevo decretazo contra las renovables", pág. 13, R-0219.

¹⁴⁷ Anteproyecto de Ley de Fomento de las Energías Renovables de APPA y Greenpeace, 21 de mayo de 2009, R-0187.

- 147. El 13 de noviembre de 2009, el Consejo de Ministros emitió una resolución sobre las instalaciones de energías renovables sujetas al RDL 6/2009. El Gobierno español decidió aceptar nuevas funciones en el Régimen Especial por encima de los objetivos iniciales de la eólica y solar termoeléctrica (CSP), basándose en dos informes técnicos que concluían que era técnica y económicamente viable, aunque no exenta de riesgos ante el descenso de la demanda de electricidad. Según la resolución, los beneficios globales de las instalaciones renovables adicionales "exceden ampliamente a los costes y justifican el marco regulatorio de apoyo a las energías renovables". 149
- 148. El 3 de diciembre de 2009, el Tribunal Supremo rechazó una impugnación contra el RD 661/2007 interpuesto por propietarios de instalaciones fotovoltaicas (la "Sentencia del Tribunal Supremo del 3 de diciembre de 2009"). Las recurrentes pretendían revertir la exclusión de las instalaciones fotovoltaicas del período transitorio del RD 661/2007, en virtud del cual otras instalaciones, incluyendo parques eólicos, podían seguir siendo remuneradas de acuerdo con la opción Precio Pool más Prima e Incentivo disponible en el anterior RD 436/2004 hasta diciembre de 2012, mientras que las instalaciones fotovoltaicas no podían hacerlo. Entre otros argumentos, sostuvieron que el RD 661/2007 vulneró la confianza legítima que la ley española les garantizaba al "afectar la garantía de no retroactividad establecida por el artículo 40.3 del Real Decreto 436/2004." El Tribunal Supremo desestimó todos los motivos de impugnación. Sostuvo que dicha "petrificación" del régimen económico no era conforme a la Ley 54/1997, que otorga al Gobierno un margen de discrecionalidad para fijar los valores de la retribución

¹⁴⁸ Resolución del Consejo de Ministros del 13 de noviembre de 2009, publicada en el Boletín Oficial del Reino de España el 24 de noviembre de 2009, C-0405. Véase también el Informe sobre la Integración de Generación Renovable a Medio Plazo para el Período 2009-2014 elaborado por Red Eléctrica de España, R-0407.

¹⁴⁹ Resolución del Consejo de Ministros del 13 de noviembre de 2009, publicada en el Boletín Oficial del Reino de España el 24 de noviembre de 2009, pág. 3, C-0405.

¹⁵⁰ Decisión del Tribunal Supremo del 3 de diciembre de 2009, R-0141.

¹⁵¹ Ibíd, cuarto fundamento legal, R-0141.

y delimitar los períodos transitorios según corresponda. Para ello, se basó en la Sentencia del Tribunal Supremo de 2005. 152

El 9 de diciembre de 2009, el Tribunal Supremo emitió otra sentencia sobre esencialmente la misma enmienda en cuestión en la Sentencia del Tribunal Supremo de 2007 ("Sentencia del Tribunal Supremo del 9 de diciembre de 2009"). La enmienda establecía que las instalaciones de cogeneración de gas con una capacidad instalada superior a 50 MW podían recibir una prima sujeta a la discreción del Gobierno. Los recurrentes alegaron que dejar el asunto a la discreción del Gobierno infringía las Directivas de la UE, la Ley 54/1997 y los principios generales del derecho español. El Tribunal Supremo consideró que las modificaciones se ajustaban a las Directivas de la UE y a la Ley 54/1997, señalando que las instalaciones de cogeneración de gas como las de las recurrentes no estaban incluidas en el Régimen Especial y no tenían derecho al sistema de primas establecido en el Artículo 30.4. Añadió:

[...] [la Actora] no presta la atención suficiente a la jurisprudencia de esta Sala [...] 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. 154

150. En respuesta a la Directiva 2009/28/CE, que establecía nuevos objetivos de energías renovables para España, el Gobierno aprobó el 30 de junio de 2010, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España. Los cálculos de este Plan se basaron de nuevo en hipótesis técnicas y financieras para proyectos tipo, incluyendo las pretensiones

¹⁵² Ver párrafo 107 *supra*.

¹⁵³ Sentencia del Tribunal Supremo del 3 de diciembre de 2009, segundo y tercer fundamento legal, R-0106.

¹⁵⁴ Ibíd, Sexto Fundamento Legal, R-0106.

de alcanzar tasas de retorno razonables en relación con el coste del dinero en el mercado de capitales. También se hizo referencia a los "criterios de sostenibilidad", a la necesidad de "estabilidad" y a la minimización de "los riesgos especulativos, provocados en el pasado por rentabilidades excesivas que dañan, no sólo a consumidores sino a la industria en la percepción que se tiene de ella". ¹⁵⁵

151. El 31 de diciembre de 2009, se publicó la OM ITC/3519/2009. Esta orden contenía los valores *feed-in* actualizados aplicables a las instalaciones eólicas de acuerdo con el Artículo 44.1 del RD 661/2007. Las Demandantes manifiestan que estos son los valores que se habrían aplicado a sus instalaciones a partir de 2013 (es decir, al final del periodo transitorio del RD 661), incluyendo la opción para elegir entre la tarifa regulada o la prima, si España no hubiera derogado el régimen en 2013:¹⁵⁶

Periodo	Tarifa Regulada €0,01/KWh	Prima de Referencia €0,01/KWh	Límite Mayor €0,01/KWh	Límite Menor €0,01/KWh
Primeros 20 años	7,7471	3,0988	8,9866	7.5405
En adelante	6,4746	0	0	0

Fuente: OM ITC/3519/2009, Anexo III, sub.b.2.1¹⁵⁷

152. En febrero de 2010, se publicó un estudio de la jurisprudencia del Tribunal Supremo en una revista del sector de las energías renovables. El estudio afirma que:

[...] retroactividad en las primas ya se dio y se razonó por el Tribunal Supremo [...] Como decimos no es nada nuevo, y veremos el porqué: Recientemente, la [...] por sentencia de fecha 3 de diciembre de 2009, [...] amparados en una sentencia de fecha de 15 de diciembre de 2005, señalo textualmente que: 'las entidades mercantiles recurrentes no tienen un derecho a que se mantenga inalterado el régimen retributivo del sector de la energía eléctrica, [...] la situación existente; la cual puede ser modificada en el marco

¹⁵⁵ Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, R-0120.

¹⁵⁶ Memorial de las Demandantes párr. 562. Ver también párrafos 126-127 *supra*.

¹⁵⁷ Memorial de las Demandantes párr. 562.

de la facultad de apreciación de las instituciones y poderes públicos para imponer nuevas regulaciones apreciando las necesidades del interés general. [La apelación se rechazó ya que] la rentabilidad de la actividad de generación a partir de esta tecnología era superior a la considerada como retribución suficiente y razonable. 158

153. En abril de 2010, APPA publicó otro informe sobre la jurisprudencia del Tribunal Supremo en materia de energías renovables. El informe dice:

La jurisprudencia del Tribunal Supremo es concluyente: justifica abierta y contundentemente la retroactividad de las normas que regulan o puedan regular el régimen económico del régimen especial, mientras se respeten los principios establecidos en la Ley [...]

[...] 'tasas de rentabilidad razonable' que el propio Tribunal Supremo tiene fijadas, por indicación del IDAE, en una Tasa Interna de Retorno del 7 por ciento.

[conviene] huir de cualquier optimismo [...], una determinada modificación de las primas [...] por debajo de ese 7 por ciento [...] podría ser perfectamente 'convalidada' por el tribunal de turno simplemente sosteniendo que la 'razonabilidad' de las tasas de rentabilidad en el año 2006 o 2007 podrían estar en el mencionado 7 por ciento, pero que no tienen por qué coincidir con dicha cifra al tiempo de efectuar la modificación. ¹⁵⁹

(10) RD 1614/2010

154. También en abril de 2010, el Ministerio de Energía publicó un conjunto de expedientes incluyendo un documento de ocho páginas titulado "Elementos para un acuerdo sobre la política energética". ¹⁶⁰ Entre otras medidas, este documento proponía la:

Adaptación de los mecanismos de retribución de las energías renovables a la evolución experimentada por las tecnologías,

¹⁵⁸ Noticias Suelo Solar, "Existen claros antecedentes en la retroactividad de las primas fotovoltaicas", 16 de febrero de 2010, R-0279.

¹⁵⁹ Informe APPA, de 30 de abril de 2010. R-0276.

¹⁶⁰ C-0124. (Énfasis omitido)

garantizando en todo caso una retribución razonable a las instalaciones, y permitiendo la compatibilidad del cumplimiento de los objetivos de participación renovable con los principios de suficiencia en costes y de eficiencia de los sistemas energéticos. [...] Plazo: Antes del 1 de julio, [2010]

- 155. Entre abril y julio de 2010 se produjeron varios contactos y propuestas entre funcionarios del Gobierno del Ministerio y de la Secretaría de Energía, y representantes de la AEE. 161

 En estos intercambios se debatieron diversos aspectos de la normativa propuesta, en particular la limitación de las horas sujetas a prima, el valor de las primas, los períodos transitorios y el alcance de las futuras revisiones.
- 156. El 2 de julio de 2010, la Secretaría de Energía envió un borrador al Sr. José Donoso, presidente de la AEE, titulado "Acuerdo con el Sector Eólico". Informó además de que el Ministerio de Energía había "alcanzado con el sector eólico un acuerdo por el que se compromete a promover las siguientes actuaciones":
 - 1. Reducción temporal y extraordinaria de un 35% de la prima de referencia actualmente vigente para las instalaciones eólicas acogidas al real decreto 661/2007, aplicable desde la entrada en vigor del nuevo real decreto y hasta el 31/12/2012 sin perjuicio de las correspondientes actualizaciones anuales de la prima de referencia de acuerdo con el propio real decreto 661/2007. El régimen previsto en la Disposición Transitoria Primera se mantiene sin variación hasta el 31/12/2012 pasando a partir de entonces al actual régimen del real decreto 661/2007, con las correspondientes actualizaciones anuales.
 - 2. Modificación del art. 44.3 del real decreto 661/2007 estableciendo que las revisiones futuras de las primas no afectarán a las instalaciones existentes, de manera idéntica a lo establecido actualmente para tarifas reguladas, y límites superior e inferior, ni a las que en el momento de la aprobación de la revisión estuvieran ya inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución creado por el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril.

¹⁶¹ Ver documentos citados en la Memorial de las Demandantes, párr. 319, nota al pie 252.

- 3. Para aquellos años en que los valores medios de producción del conjunto del sector superen el previsto en el PER2005-2010 (2.350h), las horas de cada planta por encima de 2.589h (2.345+10%) serán retribuidas a pool. [...]¹⁶²
- 157. El mismo día, 2 de julio de 2010, se emitió un comunicado de prensa en el que el Demandado anunciaba lo siguiente:

02.07.10. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha cerrado con las patronales eólica y termosolar, la Asociación Eólica Empresarial (AEE) y Protermosolar, respectivamente, sendos acuerdos para la revisión de los marcos regulatorios de la producción eléctrica con estas tecnologías.

Los acuerdos incluyen medidas de corto plazo, que permitirán reducir el impacto de estas tecnologías sobre los precios de la electricidad, así como medidas de largo plazo, que dotarán a estas tecnologías de estabilidad y certidumbre para su desarrollo futuro.

Las primas de la tecnología eólica previstas en el RD 661/2007 se reducirán un 35% hasta el 1 de enero de 2013. [...]

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

Con esta medida, que no compromete la rentabilidad de las instalaciones existentes, se garantizará que las producciones renovables por encima de las esperadas reviertan en beneficio de los consumidores y no comprometan la sostenibilidad económica del sistema.

Este pacto supone, asimismo, el refuerzo de la visibilidad y estabilidad de la regulación de estas tecnologías a futuro, garantizándose las primas y tarifas actuales del RD 661/2007 para

_

¹⁶² Correo electrónico del Secretario de Estado de Energía al Sr. José Donoso Alonso, 2 de julio de 2010, C-0153.

las instalaciones en operación (y para las incluidas en el pre-registro) a partir de 2013. [...]

Industria iniciará de inmediato la tramitación que permita trasladar a la normativa el contenido de los acuerdos. ¹⁶³

158. El 9 de julio de 2010, la AEE emitió un boletín informativo sobre el acuerdo alcanzado con el Gobierno. 164 El boletín mencionaba:

La Asociación Empresarial Eólica (AEE), en representación del sector eólico, ha llegado finalmente a un acuerdo con el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICyT) por el que tendrá lugar una rebaja temporal de la retribución a las instalaciones en funcionamiento a cambio de una mayor estabilidad regulatoria. 165

159. El 13 de julio de 2010, se publicó un informe legal sobre la jurisprudencia en materia de energías renovables en una revista de derecho española. La opinión manifestó:

Tal y como ha quedado expuesto, entendemos que una modificación de las tarifas establecidas en el RD 1578/2008 (LA LEY 13234/2008) aplicable a instalaciones autorizadas y en funcionamiento con anterioridad a dicha modificación, podría entenderse por parte de los Tribunales como 'previsible' y en ningún caso mermadora del principio de confianza legítima. 166

160. El 15 de julio de 2010, se divulgó a la AEE un primer borrador de lo que pasó a ser el RD 1614/2010, de fecha 14 de julio de 2010. La AEE sugirió cambios específicos a este borrador en una comunicación enviada el 20 de julio. El 30 de julio de 2010, siguió

¹⁶³ Comunicado de prensa emitido por el Ministerio de Energía el 2 de julio de 2010, C-0152.

¹⁶⁴ Boletín Interno de la AEE, 9 de julio de 2010, págs. 1-2, C-0155.

¹⁶⁵ Id. (Énfasis omitido)

¹⁶⁶ "El riesgo de la modificación retroactiva de la tarifa de las instalaciones solares fotovoltaicas (en especial de las reguladas en el Real Decreto 1578/2008)", La Ley, 13 de julio de 2010, por la Sra. Yurena Medina, Asociada Senior actual del estudio jurídico KPMG Abogados, R-0321.

¹⁶⁷ Ver correo electrónico del Sr. José Donoso Alonso al Sr. Alberto Ceña *et al*, del 14 de julio de 2010, reenviando el correo electrónico del Sr. Antonio Hernández al Sr. José Donoso Alonso del 14 de julio de 2010, C-0179.

¹⁶⁸ Ver correo electrónico del Sr. José Donoso Alonso al Sr. Alberto Ceña *et al*, del 21 de julio de 2010, reenviando el correo electrónico del Sr. Antonio Hernández al Sr. José Donoso Alonso del 20 de julio de 2010, C-0181.

uno nuevo que fue distribuido para observaciones junto con un primer informe explicativo (Memoria) de la misma fecha. ¹⁶⁹

161. El 30 de agosto de 2010, la AEE formuló observaciones con respecto a este nuevo borrador. Declararon:

La modificación propuesta del régimen retributivo de la energía reactiva, de aprobarse, estaría dotada de una retroactividad que, según jurisprudencia del Tribunal Constitucional, puede considerarse de 'grado mínimo' puesto que únicamente tiene impacto en los efectos económicos que en un futuro se producirán aunque la relación o situación básica haya surgido conforme a la anterior.

Es cierto que el Tribunal Supremo ha declarado, en relación con ese tipo de modificaciones retroactivas, que no existe un 'derecho inmodificable' a que se mantenga inalterado [...] reconociendo así un margen relativamente amplio al 'ius variandi' de la Administración en un sector regulado donde intervienen intereses generales. [...] la jurisprudencia ha establecido límites [...] en cuanto a la modificación retroactiva de ese marco retributivo, en especial 'que se respeten las prescripciones de la Ley del Sector Eléctrico en cuanto a la rentabilidad razonable de las inversiones'.

Por último, el sector ha sido sensible a la situación económica de España y la excepcional caída de la demanda eléctrica, que podrían requerir de medidas e de corresponsabilidad que, en el caso de la tecnología eólica, deben ser necesariamente limitadas en su duración temporal y alcance, proporcionadamente a las especificidades de esta tecnología y a su aportación al sistema eléctrico. 170

162. El 26 de octubre de 2010, el Ministerio de Energía emitió un informe en el que se hacía referencia a lo que se convertiría en el Artículo 5.3 del reglamento propuesto:

¹⁶⁹ Ver correo electrónico del Sr. José Donoso Alonso al Sr. Alberto Ceña *et al*, del 30 de julio de 2010, reenviando el correo electrónico del Ministro de Energía al Sr. José Donoso Alonso del 30 de julio de 2010, C-0182.

¹⁷⁰ Propuesta presentada por la asociación mayoritaria de energía eólica de la AEE ante la CNE en contra del anteproyecto del RD 1614/2010, del 30 de agosto de 2009, págs. 6, 2, R-0166. (Énfasis omitido)

El artículo 4 del proyecto, para compensar la restricción antedicha, también garantiza a las instalaciones termoeléctricas cubiertas por el Real Decreto 661/2007 y afectadas por el mismo, que no les aplicarán las futuras tasas de revisión cuatrienal, primas y límites superior e inferior para este tipo de tecnología previstas en el artículo 44.3 del mismo.¹⁷¹

163. El 4 de noviembre de 2010, después de que el Gobierno decidiera dividir la nueva normativa en dos decretos (es decir, el RD 1614/2010 y el RD 1565/2010), se publicó un nuevo informe explicativo (Memoria) del proyecto de Real Decreto (1614/2010) ("Informe de Impacto Regulatorio 2010"). Esta Memoria afirma que:

Los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, se han alcanzado o superado para las tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Si bien este desarrollo puede considerarse un logro muy importante de todos los actores implicados: administraciones públicas, operadores técnico y económico del sistema y empresas (promotores, fabricantes, instaladores, empresas de red, etc.), también ha ocasionado problemas que es necesario abordar antes de que supongan un riesgo irreversible para la sostenibilidad económica y técnica del sistema.

[...] Este real decreto contempla una serie de medidas de austeridad para, salvaguardando la seguridad jurídica de las inversiones y el principio de rentabilidad razonable, contribuir a la transferencia a la sociedad de la ganancia de la adecuada evolución de estas tecnologías en cuanto a la competitividad en costes relativos, reduciendo el déficit del sistema eléctrico. 172

164. En relación con el límite introducido para las horas de funcionamiento por las que se pagarían las primas, el Informe de Impacto Regulatorio 2010 señalaba que:

Los valores retributivos del Real Decreto 661/2007 fueron calculados al objeto de obtener unas tasas de rentabilidad razonables y tomando como hipótesis de partida las horas de funcionamiento medias de las instalaciones de estas tres tecnologías. Estas horas de

¹⁷¹ Réplica de las Demandantes, párr. 345 (no existe documento fuente y, no se ha encontrado documento fuente en el registro). [Traducción del Tribunal]

¹⁷² Memoria del Análisis de Impacto Normativo del Proyecto del Real Decreto (1614/2010). R-0082.

funcionamiento se encuentran en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, para todas las tecnologías. Posteriormente, en la operación real del sistema, se ha demostrado que las horas de funcionamiento de las instalaciones, en algunos casos, superan las inicialmente previstas, por diversas razones, mejora tecnológica, sobreinstalación, etc. En todo caso, esto significa que, para ellas, la retribución que están obteniendo es superior a la razonable.¹⁷³

165. Con respecto a las revisiones futuras, estableció que:

[...] Ligado con la medida prevista en el apartado anterior, como compensación a la reducción de la retribución durante el periodo de un año referido, se modifica la redacción del artículo 44 del Real Decreto 661/2007, asegurando a las instalaciones en funcionamiento y a las preasignadas, el mantenimiento en el tiempo, además del valor de las tarifas reguladas y límites, también del valor de la prima.¹⁷⁴

El 23 de noviembre de 2010, se promulgó el Real Decreto 1565/2010 ("RD 1565/2010"). El RD 1565/2010 afectó principalmente a las instalaciones fotovoltaicas (incluyendo las instalaciones pre registradas en el RAIPRE). Limitó la cantidad de electricidad producida por las centrales fotovoltaicas que era elegible para recibir tarifas de incentivo y eliminó dichas tarifas después de 25 años de operación (Artículo 1. Décimo), extendiéndolas posteriormente a 28 años y luego a 30 años. Como se ha indicado más arriba, el RD 661/2007 establecía una tarifa para los primeros 25 años de funcionamiento de una instalación fotovoltaica y, posteriormente, el 80% de la tarifa feed-in para el resto de la vida útil de la instalación (ambos reajustados por inflación). El RD 1565/2010 también modificó el Artículo 18 del RD 661/2007 para imponer requisitos técnicos adicionales y redujo la tasa tarifaria disponible para las instalaciones fotovoltaicas bajo el régimen del RD 1578/2008. Bajo el RD 1578/2008 (según lo promulgado), las tarifas arancelarias disminuían de un año a otro, en función de la maduración del sector, y se estableció una fórmula para el cálculo de las tarifas futuras. El RD 1565/2010 promulgó un nuevo nivel

¹⁷³ Ibid

¹⁷⁴ Ibíd. Véase también Réplica de las Demandantes, párr. 346.

de tarifas que, según las Demandantes, dio lugar a un "notable recorte en el régimen económico primado aplicable al subsector FV". 175

- 167. El RD 1565/2010, junto con el RDL 14/2010 al que se hace referencia más adelante, fueron impugnados al amparo del TCE en *Charanne B.V.* y *Construction S.A.R.L. c. Reino de España*, donde el tribunal resolvió a favor de España.
- 168. El 3 de diciembre de 2010, el Gobierno anunció la aprobación del RD 1614/2010 con el siguiente comunicado de prensa:

El Consejo de Ministros ha aprobado un Real Decreto que regula el régimen de retribución de la producción de electricidad de las tecnologías eólica y solar termoeléctrica.

La nueva normativa, que fue pactada con ambos sectores el pasado mes de julio, tiene como principal objetivos [sic] conseguir ahorros en beneficio de los consumidores y compatibilizar los objetivos de fomento de las energías renovables con los de limitación de los costes de producción de la electricidad para garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico.

La norma supone, asimismo, el refuerzo de la visibilidad y estabilidad de la regulación de estas tecnologías a futuro, y se garantizan las primas y tarifas actuales del Real Decreto 661/2007 a partir de 2013 para las instalaciones en operación y para las incluidas en el pre-registro.

ENERGÍA EÓLICA

Para las instalaciones de tecnología eólica acogidas al citado Real Decreto de 2007 y aquellas de potencia superior a 50 MW vinculadas a las de régimen especial, para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor del presente real decreto y el 31 de diciembre de 2012, se reducen las primas en un 35 por 100.

¹⁷⁵ Memorial de las Demandantes, párr. 354.

Desde el 1 de enero de 2013 estas instalaciones recuperarán los valores de las primas, ya que les serán de aplicación las primas fijadas en la Orden ministerial de 2009 por la que se revisan las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. ¹⁷⁶

- 169. El 8 de diciembre de 2010, se publicó el Real Decreto 1614/2010 ("RD 1614/2010"). Según las Demandantes, con ello se pretendía implementar el acuerdo de julio de 2010 entre los operadores y el Gobierno. Tra Su Preámbulo establece: "el presente real decreto pretende resolver determinadas ineficiencias en la aplicación del [...] Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, para las tecnologías eólica y solar termoeléctrica."
- 170. En cuanto a la energía eólica, el RD 1614/2010 estableció que los valores de las primas del RD 661/2007 se reducirían en un 35% aproximadamente y que dicha reducción se aplicaría a todas las instalaciones salvo a aquellas que hubieran optado (según la Disposición Transitoria Primera del RD 661/2007) por ser remuneradas de acuerdo con el RD 436/2004, tal y como lo habían hecho los Parques Eólicos de Las Demandantes. ¹⁷⁹ Dichas instalaciones permanecerían sujetas al valor de las primas del RD 436/2004 hasta el 31 de diciembre de 2012. A partir de entonces, sin embargo, todas las instalaciones existentes, incluyendo los Parques Eólicos, estarían sujetos a los valores de prima establecidos en el RD 661/2007 para el año 2010 (en lugar de los valores superiores de 2013 que se habrían aplicado de lo contrario) (Artículo 5.2). ¹⁸⁰
- 171. Adicionalmente, el RD 1614/2010 limitó el número de horas de funcionamiento sujetas a prima en el caso de que se superaran ciertos límites (Artículo 2.4). Asimismo, señaló que esta limitación no se revisaría posteriormente para las instalaciones inscritas en el

¹⁷⁶ C-0190.

¹⁷⁷ Réplica de las Demandantes, párrs. 86-99, 221, 265.

¹⁷⁸ RD 1614/2010, R-0105. Con respecto a las instalaciones solares termoeléctricas, el RD 1614/2010 suspendió esta opción retributiva por doce meses.

¹⁷⁹ Ver párrafo 127 *supra*.

¹⁸⁰ Ver Memorial de las Demandantes, párr. 336.

RAIPRE (como los Parques Eólicos de las Demandantes) o en el Registro de preasignación creado por el RDL 6/2009 (Artículo 2.4, *in fine*):

Para las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas a fecha 7 de mayo de 2009 y para aquellas inscritas en el Registro de preasignación de retribución al amparo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y cumplan la obligación prevista en su artículo 4.8. 181

172. Además, de conformidad con el Artículo 5.3 del RD 1614/2010:

Sin perjuicio de lo previsto en el presente real decreto, para las instalaciones de tecnología eólica acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, las revisiones de las tarifas, primas y limites inferior y superior, a las que se refiere el artículo 44.3 del citado real decreto, no afectarán a las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas a fecha 7 de mayo de 2009, ni a las que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución al amparo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril y cumplieran la obligación prevista en su artículo 4.8. 182

(11) RDL 14/2010

173. Pocos días después, el 23 de diciembre de 2010, se introdujo un nuevo peaje de acceso mediante el Real Decreto Ley 14/2010 sobre medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario en el sector eléctrico ("RDL 14/2010"). Todos los productores de electricidad, tanto en régimen Ordinario como en Régimen Especial, debían pagar un peaje para utilizar las redes de transporte y distribución. El RDL 14/2010 también limitó las horas de funcionamiento anuales sujetas a prima por las que las instalaciones

¹⁸¹ RD 1614/2010, Artículo 2.4, C-0029.

¹⁸² Ibíd, Artículo 5.3.

fotovoltaicas podían recibir tarifas *feed-in*. El Preámbulo contenía los siguientes considerandos:

El impacto de la crisis global que atraviesa la economía española ha supuesto una significativa caída de la demanda de energía eléctrica [...] Para ello se establecen un conjunto de disposiciones de tal forma que, todos los agentes del sector, contribuyan con un esfuerzo adicional y compartido a la reducción del déficit del sistema eléctrico. [...] especial atención y cuidado en no afectar al equilibrio económico financiero de las empresas del sector [...] las empresas de generación de régimen especial, éstas tengan asegurada una retribución suficiente y razonable. [...]

[...] parece razonable que los productores de régimen especial realicen también una contribución para mitigar los sobrecostes del sistema, contribución que debe ser proporcional a las características de cada tecnología, [...] margen existente en la retribución cuya rentabilidad razonable queda en todo caso garantizada. De este modo, con esta misma finalidad, se han venido aprobando en los últimos meses por el Gobierno medidas regulatorias dirigidas a los productores de energía eléctrica eólica, termosolar y de cogeneración. 183

174. Tras la reunión del Consejo de Ministros en la que se aprobó el RDL 14/2010, el Gobierno emitió el siguiente comunicado de prensa:

El Consejo de Ministros ha aprobado un Real Decreto Ley que contiene una serie de medidas destinadas a reducir los costes regulados del sistema eléctrico cuyo principal objetivo es garantizar su sostenibilidad económica y contribuir a eliminar el denominado déficit de tarifa según el calendario previsto en el año 2009.

El sector eléctrico está atravesando una situación coyuntural excepcional causada por una repentina caída de la demanda eléctrica. [...]

La consecuencia directa de esta coyuntura ha sido una pérdida de ingresos para el conjunto del sistema y, adicionalmente, un aumento

_

¹⁸³ Preámbulo del RDL 14/2010, 23 de diciembre de 2010, págs. 1-3. R-0089...

del montante total de los costes regulados por el efecto de la caída de la demanda.

Ya desde 2009 el Gobierno ha adoptado una serie de medidas tendentes a racionalizar los costes regulados y reducir el déficit de tarifa. [...]

Durante 2010 el Gobierno ha seguido trabajando en la reducción de costes y ha adoptado una serie de medidas de carácter técnico para mejorar la calidad:

-Acuerdo con el sector eólico para reducir temporalmente sus primas un 35 por 100 y limitación del número de horas con derecho a prima [...] eliminó la opción de retribución a precio de mercado más prima (más ventajosa que la opción de tarifa regulada) para todas las plantas inscritas en el pre-registro durante un año, retraso en la fecha de entrada en operación de las plantas inscritas en el pre registro y limitación del número de horas con derecho a prima en función de las distintas tecnologías. 184

175. El 26 de enero de 2011, el Ministro de Energía, Miguel Sebastián Gascón, compareció ante la Cámara Baja del Parlamento. Declaró:

[...] desde 2009 el Gobierno viene trabajando para la adopción de un conjunto de medidas cuyo denominador común es la racionalización de los costes regulados y la reducción del déficit de tarifa [...]¹⁸⁵

Estas actuaciones de 2009 [...] han tenido continuidad durante este año pasado 2010, en primer lugar, con la consecución de un acuerdo con el sector eólico, por el que se reducen temporalmente sus primas en un 35 por ciento y se limita permanentemente el número de horas con derecho a prima. [...]¹⁸⁶

Todas estas medidas han nacido del diálogo, tanto con los sectores afectados como con las principales fuerzas políticas. Pero estas

 ¹⁸⁴ Comunicado de prensa de la reunión del Consejo de Ministros de España del 23 de diciembre de 2010, C-0164.
 185 R-0227, pág. 47..

¹⁸⁶ C-0166, pág. 47. (Énfasis omitido). Se pueden encontrar más referencias a un "acuerdo" con el sector eólico en las págs. 48, 54, 56 y 58.

medidas de 2009 y 2010 no han sido suficientes. Los desequilibrios se han acentuado como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias adversas, en algunos casos excepcionales, de las que me gustaría resaltar dos. Por una parte, el crecimiento por encima de lo previsto de algunos de los costes regulados a lo largo de 2010, en especial de las primas del régimen especial, y, por otra parte, la evolución de la demanda de electricidad, que en 2009 sufrió una caída del 4,7 por ciento. Se trata de la primera caída de la demanda eléctrica tras 25 años de incrementos sostenidos próximos al 4 por ciento anual. Estas disminuciones de la demanda eléctrica reducen los ingresos del sistema y suponen que los costes fijos tienen que pagarse entre menos usuarios de electricidad, lo que eleva el coste por usuario. Estas dos circunstancias han elevado el déficit tarifario e hicieron que las medidas adoptadas hasta ahora para garantizar la reducción progresiva del déficit de tarifa de una forma equilibrada entre todos los agentes del sector fueran insuficientes. Por ello, la necesidad de aprobar de manera urgente nuevas medidas. 187

- 176. Como se ha señalado anteriormente, el RDL 14/2010 (junto con otras medidas que afectan a los inversores fotovoltaicos) fue impugnado y refrendado en *Charanne*. Las Demandantes aquí niegan que esta medida haya podido infringir el TCE porque el Artículo 17 de la Ley 54/1997 permitía al Demandado imponer peajes de acceso. Era conocido y aceptado. 188
- 177. En marzo de 2011, la consultora Pöyry publicó un informe sobre el "Estado actual y Tendencias Futuras de la Industria Solar en España". El informe señala:

[...] es improbable que el objetivo de déficit cero se cumpla a finales de 2012 [...]. Si para finales de 2012, el objetivo de déficit tarifario cero se pospone, se abrirá la oportunidad de generar más déficit. Teniendo en cuenta el comportamiento del Gobierno, es probable que se introduzcan cambios en el futuro si se considera necesario. [...] Creemos que el Gobierno está en condiciones de continuar con la misma política energética, si se considera un requisito, incluida la

¹⁸⁷ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 567.

¹⁸⁸ Réplica de las Demandantes, párrs. 359-361.

aplicación de nuevas reducciones en la retribución de las energías renovables y las tecnologías no renovables. 189

178. En junio de 2011, APPA interpuso un recurso contra el RD 1565/2010 en el que declaraba:

Una serie de sentencias de ese Alto Tribunal han venido siguiendo la tesis de que está en manos del legislador administrativo ir variando la retribución del régimen especial de generación eléctrica para ir adaptándolo a las cambiantes circunstancias que el transcurso del tiempo impone con el solo requisito de que tales cambios respeten lo establecido en el artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico en el sentido de que las modificaciones introducidas no se afecten a las 'tasas de rentabilidad razonable con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales' que se garantizan en el mencionado precepto. Estas sentencias del Tribunal Supremo son las dictadas el 25 de octubre de 2006; 20 de marzo de 2007; 3 de diciembre de 2009; 9 de diciembre de 2009 (Tarragona Power, S.L.) y otra también de la misma fecha. 190

8 de septiembre de 2011 - Renerco [bajo el control de BayWa] adquiere acciones de Shell y aumenta su propia participación en los SPVs desde el 32,6% hasta el 73%. El precio de la compraventa no fue revelado al Tribunal.

179. En diciembre de 2011, el Partido Popular tomó posesión luego de elecciones generales.

(12) RDL 1/2012

180. El 27 de enero de 2012, el nuevo Gobierno español aprobó el Real Decreto-Ley 1/2012 ("RDL 1/2012"). El RDL 1/2012 suprimió el régimen de retribución *feed-in* del RD 661/2007 para nuevas instalaciones de Régimen Especial. Las instalaciones que, en el momento de la entrada en vigor del RDL 1/2012, habían sido finalmente inscritas en el

 ¹⁸⁹ Pöyry Management Consulting "Current and Future Trends in the Spanish Solar Industry (marzo 2011)", pág.
 154, R-0354. [Traducción del Tribunal] Ver también Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 681 y 682.
 190 Recurso de APPA contra el RD 1565/2010 ante el Tribunal Supremo, 8 de junio de 2011, pág. 9, R-0409. (Énfasis omitido)

¹⁹¹ Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos (BOE, 28 de enero de 2012), C-0199.

RAIPRE -como los Parques Eólicos de Las Demandantes- quedaron excluidas de su ámbito de aplicación. En el preámbulo se resumen los esfuerzos realizados por el RDL 6/2009 y el RDL 14/2010 para hacer frente al déficit tarifario. Luego dice:

[...] las medidas adoptadas hasta la fecha no resultan suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.

De acuerdo con lo expuesto se ha considerado oportuna la supresión de los regímenes económicos incentivadores para ciertas instalaciones de régimen especial y para ciertas instalaciones de régimen ordinario de las mismas tecnologías, así como la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para las mismas, de forma que pueda acometerse la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable. En la adopción de dicha medida, el Gobierno ha optado por limitar su alcance a las instalaciones de régimen especial que no hayan obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, con excepción de aquellos supuestos en que dicha circunstancia consecuencia del incumplimiento sea correspondiente plazo de resolución por la Administración. En similar sentido, en lo que concierne a las instalaciones de régimen ordinario, no sometidas al mecanismo de preasignación, se ha decidido limitar el alcance de la medida en términos que excluyan su incidencia sobre inversiones ya ejecutadas.

Este Real Decreto-ley mantiene el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución. 192

181. El mismo día, el Gobierno emitió un comunicado de prensa, en el que afirmaba que era necesario adoptar nuevas medidas para corregir el déficit tarifario, reafirmando la necesidad de apoyo a las energías renovables y señalando que...

¹⁹² RDL 1/2012, Exposición de Motivos, párrs. 5, 14 y 16, C-0199...

La norma no tiene carácter retroactivo, es decir, no afectará a las instalaciones ya en marcha, a las primas ya autorizadas ni tampoco a las instalaciones ya inscritas en los registros de preasignación. ¹⁹³

182. El mismo día en que se aprobó el RDL 1/2012, se celebró una conferencia de prensa. El nuevo Ministro de Energía, Sr. José Manuel Soria López, afirmó que la nueva regulación no afectaría derechos adquiridos:

[...] no afecta, en modo alguno, este Real Decreto Ley a ningún derecho adquirido, ya no sólo por parte de quienes tengan plantas en funcionamiento de energías renovables, si no tampoco de aquellas empresas que hayan obtenido una preasignación, sin perjuicio de que hayan o no hayan iniciado ya el funcionamiento de la planta. Por tanto, quiero decir que no es ninguna norma que incorpore ningún tipo de retroactividad; sólo estamos planteándolo desde ahora hasta el futuro. 194

12 de marzo de 2012: Renerco llega a su actual 74% de acciones en las SPVs

183. A partir de abril de 2012,¹⁹⁵ el Tribunal Supremo dictó varias sentencias en recursos interpuestos por productores contra el RD 1565/2010 y el RDL 14/2010 que, como se ha señalado anteriormente, eliminó las tarifas reguladas para las instalaciones fotovoltaicas tras 25 años de funcionamiento (posteriormente extendido a 28 y luego a 30 años) e introdujo nuevos peajes de acceso, respectivamente.¹⁹⁶ Entre otros motivos, los productores alegaron que estos cambios eran retroactivos e infringían el principio de confianza legítima del derecho español, ya que habían invertido confiando en una tarifa

¹⁹³ Comunicado de prensa oficial del Consejo de Ministros de España del 27 de enero de 2012, C-0201.

 ¹⁹⁴ C-0202; Memorial de las Demandantes, párr. 406. Véase también Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados, año 2012, X Legislatura, N ° 30, 31 de enero de 2012, C-0449, pág. 30 ("- el real decreto no suspende—y la incidencia que comentaba sobre los efectos en puestos de trabajo, a diferencia de los reales decretos que en esta materia fueron aprobados en el año 2009 con la corrección subsiguiente del año 2010, este real decreto no pisa — permítanme la expresión— ni un solo derecho adquirido.")
 195 La primera decisión relativa a la impugnación del RD 1565/2010 fue resuelta mediante sentencia del 20 de

¹⁹⁵ La primera decisión relativa a la impugnación del RD 1565/2010 fue resuelta mediante sentencia del 20 de diciembre de 2011. Sin embargo, esta impugnación se basaba en un supuesto conflicto de competencias entre el Gobierno español y la comunidad autónoma de Galicia. Ver Sentencia del Tribunal Supremo del 20 de diciembre de 2011, (caso N° 16/2011), R-0143.

¹⁹⁶ Ver párrafos 166 y 173 supra.

regulada sin límite de tiempo, tal como se establece en el RD 661/2007. El Tribunal Supremo rechazó todas estas impugnaciones, remitiéndose a sus decisiones anteriores. Por ejemplo, en una sentencia dictada el 12 de abril de 2012, cuyo razonamiento ha sido confirmado en varias decisiones posteriores, el Tribunal sostuvo con respecto a la reclamación de retroactividad:

El concepto de 'retroactividad prohibida' es mucho más limitado que el de la mera 'retroactividad' [...]

[...] no entran dentro del ámbito de la retroactividad prohibida las disposiciones que, carentes de efectos ablativos o peyorativos hacia el pasado (no obligan a revisar ni remueven los hechos pretéritos, no alteran la realidad ya consumada en el tiempo, no anulan los efectos jurídicos agotados), despliegan su eficacia inmediata hacia el futuro aunque ello suponga incidir en una relación o situación jurídica aún en curso.

A partir de esta premisa, una medida normativa como la impugnada en el presente litigio, cuya eficacia se proyecta no 'hacia atrás' en el tiempo sino 'hacia adelante', a partir de su aprobación, no entra en el ámbito de la retroactividad prohibida. [...]

[...] La retroactividad se produciría si la nueva norma obligase a los titulares de las instalaciones fotovoltaicas a devolver el importe de las tarifas ya percibidas en ejercicios anteriores, pero no cuando se limita a disponer que el cobro de éstas cesará dentro de treinta años. En rigor, ni siquiera podría calificarse de medida retroactiva y mucho menos si utilizamos este concepto jurídico en su acepción 'propia'. 197

184. Respecto a la reclamación de confianza legítima, la sentencia señala que el régimen regulatorio establecido en el RD 661/2007, incluyendo las disposiciones que ofrecían una tarifa regulada por tiempo indefinido tras 25 años de funcionamiento de una instalación

¹⁹⁷ Tribunal Supremo, 12 de abril de 2012, Recurso No. 40/2011, tercer fundamento legal, R-0144. Ver también: Tribunal Supremo, 12 de abril de 2012, Recurso N° 35/2011, R-0145; Tribunal Supremo, 19 de junio de 2012, Recurso N° 62/2011, R-0146; Tribunal Supremo, 24 de septiembre de 2012, Recurso N° 60/2011, R-0147; Tribunal Supremo, 25 de septiembre de 2012, Recurso N° 71/2011, R-0148 (todos ellos desestimando las impugnaciones contra el RD 1565/2010).

fotovoltaica, estaba sujeta a límites "implícitos" derivados de la vida operativa de una instalación estándar de energías renovables. ¹⁹⁸ La sentencia también se refiere a la curva de aprendizaje del Gobierno con las tecnologías de energía renovable. Añadió:

[...] como tantas veces hemos afirmado, los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un 'derecho inmodificable' a que se mantenga inalterado el régimen económico.

Los agentes u operadores privados que 'renuncian' al mercado, aunque lo hagan más o menos 'inducidos' por una retribución generosa que les ofrece el marco regulatorio, sin la contrapartida de la asunción de riesgos significativos, sabían o debían saber que dicho marco regulatorio público, aprobado en un determinado momento, del mismo modo que era coherente con las condiciones del escenario económico entonces vigente y con las previsiones de demanda eléctrica realizadas entonces, no podía ulteriormente ser ajeno a las modificaciones relevantes de los datos económicos de base, ante las cuales es lógica la reacción de los poderes públicos para acompasarlo a las nuevas circunstancias. [...] Y ello tanto más ante situaciones de crisis económica generalizada y, en el caso de la energía eléctrica, ante el crecimiento del déficit tarifario que, en una cierta parte, deriva del impacto que sobre el cálculo de los peajes de acceso tiene la retribución de aquéllas por la vía de la tarifa regulada, en cuanto coste imputable al sistema eléctrico.

- [...] 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 [...]
- [...] De modo que el sistema de actualización y revisión de las tarifas, primas y complementos que estableció el artículo 44 del Real Decreto 661/2007 y concretó el artículo 36 del mismo Real Decreto para las instalaciones de categoría b) puede ser modificado por el Real Decreto 1565/2010, cuyas determinaciones no están sujetas al dictado del anterior. No existiendo entre ambos, relaciones de

¹⁹⁸ Ibíd, cuarto fundamento legal, R-0144.

jerarquía normativa mal puede afirmarse que el precepto contenido en un Real Decreto 'vulnere' preceptos de otro del mismo rango [...]

185. De forma similar, otra sentencia con respecto a una impugnación al RD 1565/2010 emitida en junio de 2012 dictaminó:

Según la demanda, [...] la 'pérdida relevante de rentabilidad' [...] debería compararse contrastando las tasas de retorno derivadas de aquél con las resultantes de la normativa anterior a dicho Real Decreto [...] La tesis según la cual la 'rentabilidad razonable' que se estimó en un determinado momento debe mantenerse inalterada, sin más, en los sucesivos no puede ser compartida. En función del cambio de circunstancias económicas y de otro tipo un porcentaje de rentabilidad puede ser 'razonable' en aquel primer momento y requerir su ajuste ulterior precisamente para mantener la 'razonabilidad' ante la modificación de otros factores económicos o técnicos. 199

186. El Tribunal desestimó las impugnaciones contra el nuevo peaje de acceso introducido por el RDL 14/2010 siguiendo un razonamiento similar.²⁰⁰

E. LAS MEDIDAS CONTROVERTIDAS

187. A partir de diciembre de 2012, el Demandado adoptó las siguientes medidas que son impugnadas por las Demandantes en este caso (las "**Medidas Controvertidas**").

(1) Ley 15/2012

188. El 1 de enero de 2013, entró en vigor la Ley 15/2012. Esta normativa introdujo un impuesto del 7% sobre todos los ingresos procedentes de la generación de electricidad ("IVPEE"), ya sea de fuentes convencionales o renovables. En el preámbulo se afirma que esta medida se introdujo para abordar el desequilibrio tarifario y por motivos

¹⁹⁹ Tribunal Supremo, 19 de junio de 2012, Recurso N° 62/2011, R-0146.

²⁰⁰ Ver, por ejemplo, Tribunal Supremo, 25 de junio de 2013, Recurso Nº 252/2012, R-0150 (desestimando una impugnación indirecta al RD 1565/2010 y al RDL 14/2010); Tribunal Supremo, Sentencia 63/2016, 21 de enero de 2016, Recurso Nº 627/2012, R-0155 (desestimando una impugnación del RD 1565/2010, RDL 14/2010 y de la Ley 2/2011).

medioambientales. Asimismo, estableció que un importe igual al recaudado a través del IVPEE se destinaría a financiar los costes del Sistema Eléctrico (Disposición Adicional Segunda).

189. La Ley 15/2012 creó tres impuestos adicionales, que no se disputan en este arbitraje: (i) un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, (ii) un impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, y (iii) un gravamen sobre la utilización de las aguas continentales para la producción de electricidad.

(2) RDL 2/2013

- 190. El 1 de febrero de 2013, se dictó el Real Decreto Ley 2/2013 ("RDL 2/2013"), con vigencia a partir del 1 de enero. Este Decreto fijó la prima de la opción Prima del RD 661/2007 en 0 EUR/kWh (eliminando así en los hechos esta opción) (Artículo 2). Según el Testigo del Demandado, el Sr. Ayuso, esto llevó a que todas las instalaciones eólicas existentes optaran por la tarifa fija a partir de esa fecha.²⁰¹
- 191. Adicionalmente, el RDL 2/2013 anuló el mecanismo de actualización de tarifas, primas y demás elementos de la retribución de acuerdo con el Índice de Precios al Consumo, sustituyéndolo por un índice diferente, el IPC a tasas impositivas constantes, que excluía los alimentos no procesados y los productos energéticos (Artículo 1). También eliminó la posibilidad de elegir anualmente la opción de retribución *feed-in* (Artículo 3), lo que significaba que aquellas instalaciones del Régimen Especial que tras la entrada en vigor del RDL 2/2013, el 2 de febrero de 2013, optaron por vender su electricidad bajo la "nueva" Prima a 0 EUR/kWh ya no tendrían derecho a elegir la opción de tarifa fija durante el resto de su vida operativa.²⁰²

²⁰¹ Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, párr. 33.

²⁰² El 14 de febrero de 2013, España puso en vigor estas modificaciones mediante la OM IET/221/2013.

(3) RDL 9/2013

- 192. El 12 de julio de 2013, España adoptó el Real Decreto Ley 9/2013 ("RDL 9/2013"), con vigencia a partir del 1 de enero de 2013. El RDL 9/2013 modificó el Artículo 34 de la Ley 54/1997 (que creó el Régimen Especial para los productores de energías renovables) y derogó el RD 661/2007 en su totalidad. Eliminó el régimen de incentivos *feed-in* (es decir, tarifas y primas fijas) tanto para las instalaciones nuevas como para las ya existentes, y sustituyó un sistema que preveía incentivos por una "retribución específica" basada en costes "tipo" por unidad de potencia instalada, más montos estándar para los costes operacionales en función del tipo de tecnología y de instalación.
- 193. La "retribución específica" se define como el monto sobre los ingresos de mercado necesarios para proporcionar la tasa de rentabilidad objetivo de una instalación tipo durante su "vida útil regulatoria". Consta de dos componentes principales: (1) una "retribución a la inversión" calculada por MW de capacidad instalada (Rinv); y (2) una "retribución a la operación" calculada por MWh de producción de electricidad (Ro). La retribución a la inversión busca compensar a los inversores por el coste de capital de su inversión (CAPEX), mientras que la retribución a la operación pretende compensar a las instalaciones por la diferencia entre los costes operacionales de una instalación de energía renovable (OPEX) y el precio de la electricidad en el mercado. Por otra parte, las "instalaciones tipo" representan instalaciones que tienen características similares (por ejemplo, tipo de tecnología, capacidad, fecha de instalación, ubicación, vida útil, etc.), todas las cuales reciben incentivos de inversión y de funcionamiento de acuerdo con los mismos parámetros. Además de Rinv y Ro, se utilizan otros parámetros, aunque de menor importancia relativa, para establecer las retribuciones.²⁰³

²⁰³ RD 413/2014, Artículo 13.2, R-0110.

- 194. El RDL 9/2013 fijó el objetivo de rentabilidad en 300 puntos por encima del rendimiento medio a diez años de los bonos del Gobierno Español de diez años.²⁰⁴ Detalles adicionales fueron dejados para ser determinados en decretos de implementación.
- 195. A la espera de dicha regulación, el RDL 9/2013 previó un sistema de "pago a cuenta". Las instalaciones de energías renovables seguirían percibiendo una retribución bajo el RD 661/2007 en su versión modificada, pero sujetas a "regularización y compensación finales en fecha futura e indefinida" cuando el nuevo régimen entrara en vigor (Disposición Transitoria Tercera). Además, el RDL 9/2013 suprimió las disposiciones del RD 661/2007 relativas al suplemento de energía reactiva, pero mantuvo la penalización correspondiente.

(4) Ley 24/2013

196. En diciembre de 2013, el Demandado adoptó la Ley 24/2013, que sustituyó la Ley 54/1997. El objetivo de esta Ley era desarrollar el nuevo marco regulatorio de energías renovables previsto en el RDL 9/2013. Establecía que la retribución en el marco del nuevo sistema de apoyo a las energías renovables debía ser "compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico" y:

no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable. ²⁰⁶

²⁰⁴ RDL 9/2013, Preámbulo y Disposición Adicional Primera, R-0094.

²⁰⁵ Memorial de las Demandantes, párr. 502.

²⁰⁶ Ley 24/2013, Artículo 14.7, R-0076.

- 197. La Ley 24/2013 también estableció un mecanismo para que los productores de energías renovables financiaran cualquier desequilibrio tarifario hasta un límite del 2% por cada ejercicio fiscal determinado (y del 5% en términos de desequilibrio acumulado).²⁰⁷
- 198. Entre julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014, mientras el Demandado estaba elaborando el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014, se pagó una remuneración provisional a los productores de energías renovables.

(5) RD 413/2014

199. En junio de 2014, España anunció los términos precisos del nuevo régimen, cuando promulgó el RD 413/2014 (que establece el nuevo régimen) y la OM IET/1045/2014 (que publica los detalles de las nuevas fórmulas de remuneración).

(6) OM IET/1045/2014

- 200. Esta Orden Ministerial, del 16 de junio de 2014, fija los parámetros de remuneración de las instalaciones "tipo", incluyendo los "costes tipo" y la "vida útil regulatoria" estimados que se aplicarán bajo el nuevo régimen regulatorio. Para efectos de identificación, se asigna un código de instalación estándar a cada instalación elegible ("IT").
- 201. De conformidad con el Anexo III de la OM IET/1045/2014, la "rentabilidad razonable" anunciada en el RDL 9/2013 se fijó en el 7,398% (antes de impuestos) para las instalaciones de energía renovable existentes sobre la base de una "vida útil regulatoria" predefinida, la cual, en el caso de las instalaciones de energía eólica como las de las Demandantes, se fijó en 20 años. Lo cual significaba que, después de la fecha de su puesta en marcha, toda instalación de energía eólica no recibiría retribución especial alguna a partir del año 20, sino únicamente el precio pool, con independencia de los costes de éstas.
- 202. Según el RD 413/2014, este objetivo de rentabilidad se aplica hasta el 31 de diciembre de 2019 (es decir, hasta el final del Primer Período Regulatorio, comprendido entre el 12 de

²⁰⁷ Ibíd, Artículo 19.

julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2019), y estaría entonces sujeto a revisiones periódicas por períodos regulatorios posteriores de 3 a 6 años cada uno. Una vez transcurridos dichos períodos, muchas de las hipótesis sobre las que se calculan los incentivos se revisarán en función del comportamiento real de los indicadores, incluyendo el precio de mercado y el objetivo de rentabilidad,²⁰⁸ por lo que los incentivos también podrán revisarse al alza o a la baja. Por el contrario, el CAPEX inicial y la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo no están sujetas a revisiones posteriores.²⁰⁹

- 203. Las instalaciones de las Demandantes fueron clasificadas bajo la Instalación Tipo IT-00652. Esto corresponde a instalaciones eólicas en tierra con más de 5MW de potencia instalada puestas en marcha en 2002. La Orden IET 1045/2014 atribuye a las instalaciones IT-00652 una inversión inicial (CAPEX) de 94,7 millones de euros, un cierto nivel de gastos de operación y una vida útil regulatoria de 20 años.
- 204. Se considera que las instalaciones IT-00652 ya han cubierto sus CAPEX (y OPEX) estimados y que han obtenido una tasa de rentabilidad más alta que 7,398%, antes del final de la vida útil regulatoria de 20 años.²¹⁰ Para hacer esta determinación, se calculan los pagos recibidos bajo el Régimen Especial. Por lo tanto, como se muestra en el cuadro siguiente, estas instalaciones no reciben una "retribución a la inversión" en virtud de la OM IET/1045/2014. Tampoco reciben una "retribución a la operación", porque su OPEX estimado es menor que los ingresos de mercado esperados.²¹¹

²⁰⁸ RD 413/2014, Artículo 19.1, R-0110.

²⁰⁹ Ibíd, Artículo 20.1.

²¹⁰ Ver Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, párr. 130 ("La tasa interna de retorno del proyecto obtenida por la IT-00652 al finalizar el año 2013 alcanzaba el 8,08%, superando ya, en sus primeros 11 años de explotación la tasa de rentabilidad razonable establecida por la Orden IET/1045/2014.") España estima que bajo el nuevo régimen la TIR de las instalaciones IT-00652 se situará en torno al 9,96% antes de impuestos al final de su vida regulatoria en 2023. Ver Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, párr. 129.

²¹¹ Ibíd, párrs. 131-132.

Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (**) (h)
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	0	0,000	-	-	-
20	3.609	0,000		210	126
20	8.557	0,000	-	219	131
	20 20 20 20 20 20 20 20 20 20	Vida Útil Regulatoria (años) Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW) 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 0 20 3.609	Vida Útil Regulatoria (años) Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW) la Operación Ro 2013 (€/MWh) 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000 20 0 0,000	Vida Útil Regulatoria (años) Retribución a Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW) Ro 2013 (*) (€/MWh) Ge/MWh Ro 2013 (h) 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 - 20 0 0,000 -	Vida Útil Regulatoria (años) Retribución a Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW) Recipion Rinv 2013 (*) (€/MWh) Recipion Rinv 2013 (*) (€/MWh) Retribución a la Operación máximo para la percepción de Ro 2013 (h) Ro 2013 (*) (h) Quita (**) (h) 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - - 20 0 0,000 - - -

Fuente: OM IET/1045/2014, pág. 46531, R-0115, C-0216

205. Por consiguiente, desde 2014, los ingresos de los parques eólicos de BayWa proceden exclusivamente de los ingresos del mercado; no reciben incentivo retributivo alguno.

(7) OM IET/1168/2014

206. La Orden Ministerial IET/1168/2014, del 3 de julio de 2014, suplementó el RDL 9/2013 y, en particular, el RD 413/2014, al disponer que las instalaciones que anteriormente tenían derecho a la retribución *feed-in* se inscribirían automáticamente en el nuevo registro, RRRE, a partir del 9 de julio de 2014.²¹²

F. SENTENCIAS DE TRIBUNALES ESPAÑOLES SOBRE LAS MEDIDAS CONTROVERTIDAS

207. A partir de 2014, el Tribunal Supremo y el Tribunal Constitucional han dictado una serie de sentencias sobre la impugnación de las Medidas Controvertidas.²¹³ Dichas decisiones,

²¹² OM IET/1168/2014, Primera Provisión, C-0225.

²¹³ Ver, por ejemplo, Tribunal Constitucional, Sentencia 183/2014, 6 de noviembre de 2014, Recurso Nº 1780-2013, R-0019 (desestimando un recurso de inconstitucionalidad contra la Ley 15/2012 y el RDL 2/2013); Tribunal Constitucional, Sentencia 28/2015, 19 de febrero de 2015, Recurso Nº 6412-2013, R-0151 (desestimando un recurso de inconstitucionalidad contra el RDL 2/2013); Tribunal Supremo, Sentencia 966/2015, 16 de marzo de 2015,

de forma consistente, aunque no siempre unánime, desestimaron las distintas reclamaciones, sosteniendo que ni el RD 661/2007 como tampoco el RD 1565/2010 prometían ni garantizaban que el régimen jurídico fuera inmune a cambios introducidos por posteriores reales decretos o normas jerárquicamente superiores.

- 208. El Tribunal no tiene conocimiento de ninguna decisión específica sobre el Artículo 44 (revisiones de tarifas) o el Artículo 36 (plazo de tasa de tarifas). Pareciera que el Tribunal Supremo consideró que estas cuestiones habían quedado resueltas en su jurisprudencia anterior. Con estas salvedades, la legalidad de las Medidas Controvertidas en su conjunto fue confirmada de acuerdo al derecho español, con breve referencia también al derecho de la UE.
- 209. Por ejemplo, el Tribunal Constitucional sostuvo en varias sentencias que las Medidas Controvertidas no vulneraban el principio español de confianza legítima ni la prohibición de retroactividad. El Tribunal reiteró su jurisprudencia anterior sobre la distinción entre la retroactividad prohibida y permitida de una norma. Consideró que el RDL 9/2013 no tenía efectos retroactivos de aquellos no permisibles ya que "no incide en derechos patrimoniales ya consolidados e incorporados definitivamente al patrimonio del destinatario, o en situaciones jurídicas favorables ya agotadas o consumadas."²¹⁴ También

Recurso Nº 118/2013, R-0152 (desestimando, por mayoría, un recurso contra la OM IET/221/2013 que implementaba el RDL 2/2013); Tribunal Supremo, Sentencia 1159/2015, 26 de marzo de 2015, Recurso Nº 133/2013, R-0153 (por el que se desestimó, por mayoría, un recurso contra la OM IET/221/2013 que implementó el RDL 2/2013); Tribunal Constitucional, 17 de diciembre de 2015, Recurso Nº 5347/2013, R-0154; Tribunal Constitucional, 18 de febrero de 2016, Recurso Nº 5852/2013, R-0156; y Tribunal Constitucional, 18 de febrero de 2016, Recurso Nº 6031/2013, R-0157 (los tres últimos desestimando los recursos de inconstitucionalidad contra el RDL 9/2013); Tribunal Supremo, Sentencia 1260/2016, 1 de junio de 2016, Recurso Nº 649/2014, R-0149 (por el que se desestimó, por mayoría, una impugnación contra el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014); Tribunal Supremo, Sentencia 1730/2016, 12 de julio de 2016, Recurso Nº 456/2014, R-0351 (por el que se desestimó, por mayoría, una impugnación contra el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014); Tribunal Supremo, Sentencia 1964/2016, 22 de julio de 2016, Recurso Nº 500/2014, R-0352 (por el que se desestimó, por mayoría, una impugnación contra el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014).

²¹⁴ Tribunal Constitucional, 17 de diciembre de 2015, Recurso N° 5347/2013, R-0154 (desestimando recursos de inconstitucionalidad contra el RDL 9/2013).

subrayó que los cambios no eran imprevistos si se tiene en cuenta el creciente déficit de tarifa, la crisis económica y los cambios ya introducidos. Para el Tribunal:

[...] las medidas cuestionadas implican, ciertamente, una modificación respecto del régimen anterior, decisión que el legislador de urgencia adopta a la vista de la situación en la que se encontraba el sistema eléctrico. No cabe calificar de inesperada la modificación producida, pues la evolución de las circunstancias que afectaban a dicho sector de la economía, hacían necesario acometer ajustes de este marco normativo, como efecto de las difíciles circunstancias del sector en su conjunto y la necesidad de asegurar el necesario equilibrio económico y la adecuada gestión del sistema. No cabe, por tanto, argumentar que la modificación del régimen retributivo que se examina fuera imprevisible para un 'operador económico prudente y diligente', atendiendo a las circunstancias económicas y a la insuficiencia de las medidas adoptadas para reducir un déficit persistente y continuamente al alza del sistema eléctrico no suficientemente atajado con disposiciones anteriores.²¹⁵

210. Por su parte, el Tribunal Supremo, en una de las primeras sentencias relativas a un recurso de apelación contra el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014, dictada por mayoría el 1 de junio de 2016, y a la que se suele hacer referencia en decisiones posteriores, declaró lo siguiente:

[...] este Tribunal ha venido insistiendo, ante sucesivas modificaciones normativas, en que no era posible reconocer pro futuro a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, 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. [...] la jurisprudencia de esta Sala ha sido constante a lo largo de los años.²¹⁶

²¹⁵ Id

²¹⁶ Tribunal Supremo, Sentencia 1260/2016, 1 de junio de 2016, Recurso N° 649/2014, R-0149.

- 211. En otra decisión mayoritaria emitida por el Tribunal Supremo el 12 de julio de 2016, con respecto a una impugnación presentada por AEE (la asociación de energía eólica), el Tribunal sostuvo:
 - [...] desde luego no existe, o al menos no se invoca en la demanda, ningún tipo de compromiso o de signo externo, dirigido por la Administración a los recurrentes, en relación con la inalterabilidad del marco regulatorio vigente en el momento de inicio de su actividad de generación de energía procedente de fuentes renovables.

Tampoco estimamos que el ordenamiento vigente en aquel momento pudiera considerarse —por sí mismo- un signo externo concluyente bastante para generar en la parte recurrente la confianza legítima, esto es, la creencia racional y fundada, de que el régimen retributivo de la energía eléctrica que producía no podía resultar alterado en el futuro, pues ninguna disposición del Real Decreto 661/2007, al que estaban acogidas sus instalaciones, garantizaba que la tarifa regulada fuera inmodificable.

En este sentido, la jurisprudencia de esta Sala ha sido constante a lo largo de los años al señalar, en la interpretación y aplicación de las normas ordenadoras del régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, que las mismas garantizan a los titulares de estas instalaciones el derecho a una rentabilidad razonable de sus inversiones, pero no les reconocen un derecho inmodificable a que se mantenga inalterado el marco retributivo aprobado por el titular de la potestad reglamentaria [...]²¹⁷

212. Tres de los siete jueces de la Sala Contencioso Administrativo disintieron.²¹⁸ Consideraron que el nuevo sistema, tal como se implementa en el RD 413/2014 y en la OM IET/1045/2014, infringía la prohibición de la retroactividad de la legislación Española y los principios españoles de seguridad jurídica y confianza legítima. Esto era

²¹⁷ Sentencia del Tribunal Supremo 1730/2016, 12 de julio de 2016, Recurso Nº 456/2014, R-0351. Los jueces disidentes fueron el Sr. Eduardo Calvo Rojas, Sra. Isabel Perelló Domenech y Sr. Eduardo Espín Templado.

²¹⁸ Sentencia del Tribunal Supremo 1260/2016, 1 de junio de 2016, Recurso № 649/2014, R-0149. Ver también C-0455, C-0456 y C-0457.

así, como dijo uno de ellos, porque el nuevo sistema reduce el nivel de remuneración que las plantas tienen derecho a percibir con referencia a las ganancias pasadas y "se aplica a la entera vida regulatoria de cada instalación, esto es, no sólo pro futuro, sino desde la misma puesta en marcha de las instalaciones." Dos de ellos también opinaron que "la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, debería haber sido declarada nula por carecer de justificación técnica los valores y parámetros de diversa índole que en ella se fijan como definidores del régimen retributivo para cada instalación tipo." 220

G. EL DÉFICIT DE TARIFA

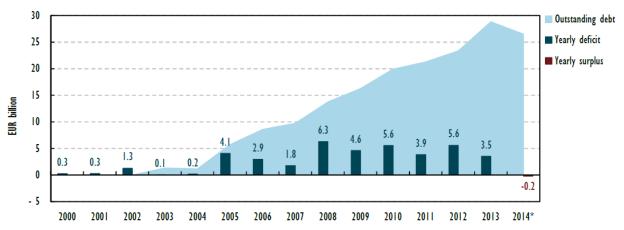
213. Un hecho relevante durante los años de inversión de las Demandantes fue el creciente déficit de tarifa, que se financió con fondos públicos. Esto se vio agravado por la crisis financiera mundial de 2008, aunque no fue causado por ella. Para el 2013, el déficit acumulado era de casi 30.000 millones de euros, como se muestra en los siguientes cuadros publicados por la Agencia Internacional de la Energía basados en cifras del Ministerio de Energía.²²¹

²¹⁹ Opinión Disidente del Juez Sr. Eduardo Espín Templado, Sentencia del Tribunal Supremo 1260/2016, 1 de junio de 2016, Recurso Nº 649/2014, R-0149.

²²⁰ Opiniones Disidentes de los Magistrados Sr. Eduardo Calvo Rojas e Isabel Perelló Domenech, Sentencia del Tribunal Supremo Español 1260/2016, 1 de junio de 2016, R-0149.

²²¹ Energy Policies of IEA Countries - Spain 2015 Review, Agencia Internacional de la Energía, pág. 99, EO-34.

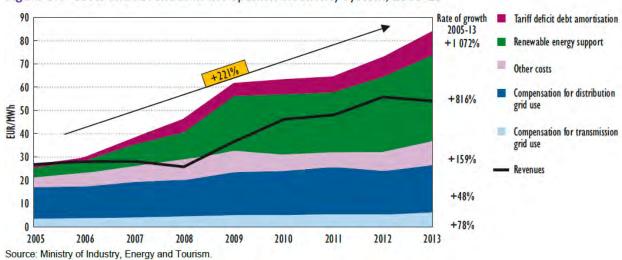
Figure 8.5 Tariff deficit accumulated in Spain, 2000-14



* Estimated.

Source: Ministry of Industry, Energy and Tourism.

Figure 8.6 Costs and revenues in the Spanish electricity system, 2005-13



214. En el caso de las instalaciones IT-00652, como los Parques Eólicos de las Demandantes, España afirma que alrededor del 47% de sus ingresos durante los primeros 10 años de funcionamiento procedieron de subsidios.²²²

²²² Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, párr. 135 (la figura era para el "32% para el conjunto de su vida útil regulatoria": ibíd.).

215. Según las Demandantes "[l]as Medidas objeto de la controversia han sido efectivas a la hora de eliminar el Déficit de tarifa,". ²²³ Pero reclaman que "el Demandado intenta recuperar el Déficit de tarifa acumulado a lo largo del tiempo" en violación de sus obligaciones en virtud del TCE. ²²⁴

H. DERECHO DE LA UNIÓN EUROPEA

216. También es necesario referirse a ciertas decisiones tomadas a nivel europeo. Esto incluye decisiones sobre el tema específico de las ayudas estatales en el sector de las energías renovables y la cuestión general de la incompatibilidad del TCE con el derecho europeo.

(1) Legislación europea sobre ayudas estatales

- 217. España reconoce que el Régimen Especial de la Ley 54/1997 nunca fue notificado por España a la CE de conformidad con el Artículo 108.3 del TFUE, por razones nunca explicadas al Tribunal. Esto fue así a pesar de que las sucesivas Directivas comunitarias sobre energías renovables se declararon expresamente "sin perjuicio de los artículos 87 y 88 del Tratado". ²²⁵
- 218. En marzo de 2001, el TJUE consideró en el caso *PreussenElektra c. Schleswag* que la obligación de comprar electricidad procedente de fuentes de energía renovables a precios mínimos fijos, impuesta por la Ley alemana a las empresas regionales de distribución de electricidad, no constituía una ayuda estatal:

En el presente caso, la obligación impuesta a las empresas privadas de suministro de electricidad de comprar electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables a precios mínimos fijos no

²²³ Réplica de las Demandantes, párr. 1139. Ver también Segundo Informe Regulatorio de KPMG, párr. 137, CER-0003 ("El Primer Informe Pericial de KPMG no pone en duda la eficacia a corto plazo de las Medidas de julio de 2013 como una herramienta para reducir los costes regulados. Por el contrario, nuestra evaluación negativa de la razonabilidad de estas medidas se centró en su falta de ortodoxia regulatoria").

²²⁴ Réplica de las Demandantes, párr. 1139.

²²⁵ Directiva 2001/77/CE, 27 de septiembre de 2001, Artículo 4, RL-0015; Directiva 2009/28/CE, 23 de abril de 2009, Artículo 3.3, RL-0017. Ver arriba, párrafo 86.

implica ninguna transferencia directa o indirecta de recursos Estatales a las empresas que producen ese tipo de electricidad.

Por consiguiente, la asignación de la carga financiera derivada de esta obligación a dichas empresas privadas de suministro de electricidad entre ellas y otras empresas privadas tampoco puede constituir una transferencia directa o indirecta de recursos Estatales.

En aquellas circunstancias, el hecho de que la obligación de compra esté impuesta por ley y confiera una ventaja innegable a determinadas empresas no puede conferirle el carácter de ayuda Estatal en el sentido Artículo 92(1) del Tratado.²²⁶

219. En septiembre de 2001, la UE emitió la Directiva 2001/77/CE relativa a la Promoción de Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interior de la Electricidad. En la Directiva se establecía que los Estados miembros de la UE debían fijar las ayudas estatales para las fuentes de energía renovables de forma coherente con las obligaciones impuestas en los Artículos 87 y 88 del Tratado sobre las ayudas estatales. ²²⁷ La Directiva les obligaba a "adoptar las medidas adecuadas para fomentar un mayor consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables" con el fin de "cumplir más rápidamente los objetivos de Kioto", y exigía a "todos los Estados Miembros ... establecer objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables", e informar periódicamente a la UE sobre sus progresos en el cumplimiento de dichos objetivos. El objetivo indicativo específico de España era que el 24,9% de su electricidad procediera de fuentes renovables en 2010. El Tribunal entiende que los sistemas notificados fueron generalmente aprobados por la CE. ²²⁸

²²⁶ PreussenElektra c. Schleswag, Caso C-379/98, Sentencia, TJE, 13 de marzo 2001 (en adelante "PreussenElektra"), párrs. 59-61, C-0547. [Traducción del Tribunal]

²²⁷ Considerando (12) de la Directiva 2001/77/CE, RL-0015.

²²⁸ De acuerdo a un informe de la CE, 'las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente... son bastante generosas con [...] sistemas de apoyo. Sobre esta base, durante el periodo 2001 a 2004, la Comisión aprobó unos 60 regímenes de ayudas estatales en apoyo de las fuentes de energía renovables':

220. En abril de 2009, la UE emitió la Directiva 2009/28/CE, que derogó la Directiva 2001/77/CE e incrementó el objetivo comunitario de energía total procedente de fuentes renovables del 12% para 2010 al 20% para el 2020.²²⁹ Se invitaba a los Estados Miembros que siguieran las Directrices sobre ayuda estatal en favor del medio ambiente y la energía, aprobadas el año anterior.²³⁰ Estas Directrices establecían que "el montante de la ayuda debe limitarse al mínimo necesario para alcanzar la protección deseada del medio ambiente".²³¹ Para hacerlo:

Los Estados Miembros podrán conceder ayudas a la explotación para compensar la diferencia entre el coste de producir energía a partir de fuentes renovables, incluida la depreciación de las inversiones adicionales para la protección ambiental, y el precio de mercado del tipo de energía de que se trate. Sólo se podrán conceder ayudas a la explotación hasta la amortización total de las instalaciones con arreglo a las normas de contabilidad habituales. La producción adicional de energía de dichas instalaciones no podrá ser objeto de ninguna ayuda. No obstante, la ayuda también podrá contemplar una rentabilidad normal del capital.²³²

- 221. En diciembre de 2013, la CJUE dictaminó en *Vent de Colère!* que los mecanismos de apoyo financiado por los consumidores constituyen ayuda estatal si un organismo público participa en la gestión de los fondos, posición que reafirmó en el 2014 en el caso *Elcogás*, con respecto al régimen español de energías renovables.²³³
- 222. El 10 de noviembre de 2017, la CE emitió una decisión en la que consideraba que el nuevo régimen regulatorio de España era compatible con las normas de la UE sobre ayudas

Comunicación de la Comisión, El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (COM(2005) 627, párr. 3.5. [Traducción del Tribunal]

²²⁹ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 23 de abril de 2009. RL-0017.

²³⁰ Directrices Comunitarias sobre Ayudas Estatales en Favor del Medio Ambiente (2008/C/82/01). R-0064.

²³¹ Ibíd, párr. 31.

²³² Ibíd, párr. 109.

²³³ Elcogás SA c. Administración del Estado e Iberdrola SA. [2014] ECLI:EU:C:2014:2314, Caso N° 275/13 (en adelante "*Ecolgás*") párr. 25, RL-0090.

estatales.²³⁴ La Comisión examinó una muestra de 21 instalaciones tipo. Observó que el nuevo "régimen sustituye y reemplaza al régimen de primas económicas [...], que se regía por los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008. Los pagos en virtud del régimen económico de primas están comprendidos por la decisión con el fin de evaluar la proporcionalidad, es decir, la ausencia de sobrecompensación".²³⁵ Para ser proporcional, según la CE, la ayuda debe limitarse tanto en el tiempo (es decir, no puede durar más que el período de depreciación de la instalación) como en su importe; debe limitarse al mínimo necesario para lograr la "igualdad de condiciones".²³⁶

223. La CE añadió:

Como comentario general, la Comisión recalca que 'no existe ningún derecho a Ayuda Estatal'. Un Estado Miembro siempre puede decidir no conceder una ayuda o poner fin a un régimen de ayudas [...]²³⁷

En la situación muy específica del presente caso, cuando un Estado Miembro concede una ayuda Estatal a los inversores, sin respetar la obligación de notificación y suspensión del Artículo 108(3) del TFUE, se excluyen las expectativas legítimas con respecto a esos pagos de ayuda Estatal. Ello se debe a que, según la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, un beneficiario de ayuda Estatal no puede, en principio, tener una confianza legítima en la legalidad de una ayuda que no ha sido notificada a la Comisión.²³⁸

[...] En una situación intra-UE, el Derecho de la Unión forma parte de la legislación aplicable, ya que constituye el Derecho internacional aplicable entre las partes de la disputa. Por consiguiente, sobre la base del principio de interpretación conforme, el principio de trato justo y equitativo no puede tener un alcance más amplio que los conceptos de seguridad jurídica y confianza legítima

²³⁴ Decisión de la Comisión Europea, 10 de noviembre de 2017, relativa al Apoyo a la Generación de Electricidad a partir de Fuentes de Energía Renovables, Cogeneración y Residuos (Ayuda Estatal S.A. 40348 (2015/NN)) (en adelante "**Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales**"), RL-0107.

²³⁵ Ibíd, párr. 4. [Traducción del Tribunal]

²³⁶ Ibíd, párrs. 113 ss. [Traducción del Tribunal]

²³⁷ Ibíd, párr. 155. [Traducción del Tribunal]

²³⁸ Ibíd, párr. 158. [Traducción del Tribunal]

del Derecho de la Unión en el contexto de un régimen de ayuda Estatal. [...] Esto ha sido expresamente reconocido por Tribunales de Arbitraje.²³⁹

[...] Si conceden una compensación, como en el caso *Eiser c.España*, o si lo hicieran en el futuro, esta compensación constituiría ayuda Estatal notificable de conformidad con el Artículo 108(3) del TFUE y estaría sujeta a la obligación de suspensión.²⁴⁰

(2) Compatibilidad del TCE con el Derecho de la Unión Europea

224. El 6 de marzo de 2018, el TJUE emitió su decisión en *Achmea*. El TJUE concluyó que la cláusula compromisoria del Artículo 8 del TBI entre los Países Bajos y Eslovaquia es incompatible con los Artículos 267 y 344 del TFUE:

[...] Los Artículos 267 y 344 del TFUE deben interpretarse en el sentido de que se oponen a una disposición de un acuerdo internacional celebrado entre Estados miembros, como el Artículo 8 del TBI, en virtud del cual un inversor de uno de esos Estados Miembros puede, en caso de controversia relativa a inversiones en el otro Estado Miembro, entablar un procedimiento en contra de este último ante un tribunal arbitral cuya competencia dicho Estado Miembro se haya comprometido a aceptar.²⁴¹

225. Achmea se refería a la situación de un laudo de la CNUDMI a favor de demandantes neerlandeses contra la República Eslovaca en virtud de un TBI celebrado entre el Reino de los Países Bajos y la República Federal Checa y Eslovaca, a la que sucedió Eslovaquia en el momento de la independencia. No se trataba del TCE. Eslovaquia se convirtió en miembro de la UE en 2004. Solicitó a los tribunales alemanes (siendo Alemania el lugar del arbitraje) que anularan el laudo basándose en que el arbitraje en virtud del Artículo 8 del TBI era incompatible con el derecho de la UE.

²³⁹ Ibíd, párr. 164. [Traducción del Tribunal]

²⁴⁰ Ibíd, párr. 165. [Traducción del Tribunal]

²⁴¹ Achmea, párr. 31, RL-0111. [Traducción del Tribunal]

226. El Tribunal consideró que era incompatible, ya que:

- (1) Al decidir una controversia en virtud del TBI, se podría exigir al tribunal que aplicara el derecho de la UE "como parte de la legislación vigente en cada Estado Miembro y como derivada de un acuerdo internacional entre los Estados miembros".²⁴²
- (2) El tribunal no estaba "situado dentro del sistema judicial de la UE" ... en el sentido de que sus decisiones están sujetas a mecanismos capaces de asegurar la "plena eficacia del derecho de la UE".²⁴³
- (3) "[A]parte del hecho de que las controversias que caen dentro de la jurisdicción del tribunal arbitral al que se refiere el Artículo 8 del TBI pueden estar relacionadas con la interpretación, tanto de ese acuerdo como de la legislación de la UE, la posibilidad de someter esas controversias a un órgano que no forma parte del sistema judicial de la UE está prevista en un acuerdo que no fue celebrado por la UE sino por los Estados Miembros". Así pues, el Artículo 8 del TBI "tiene un efecto adverso sobre la autonomía del derecho de la UE".²⁴⁴
- (4) En estas circunstancias, "los Artículos 267 y 344 del TFUE deben interpretarse en el sentido de que se oponen a una disposición de un acuerdo internacional celebrado entre Estados Miembros, como el Artículo 8 del TBI, en virtud del cual un inversor de uno de esos Estados Miembros puede, en caso de una disputa relativa a inversiones en el otro Estado Miembro, entablar una acción contra este último Estado Miembro ante un tribunal arbitral cuya jurisdicción se ha comprometido a aceptar". ²⁴⁵

²⁴² Ibíd, párr. 41. [Traducción del Tribunal]

²⁴³ Ibíd, párrs. 43, 45, y 56. [Traducción del Tribunal]

²⁴⁴ Ibíd, párrs. 58 y 59. [Traducción del Tribunal]

²⁴⁵ Ibíd, párr. 60. [Traducción del Tribunal]

227. La decisión del TJCE ha sido seguida de otras decisiones y acontecimientos, a los que se hará referencia en caso de considerarse pertinentes y necesarios. Dos de estas decisiones requieren una mención específica aquí.

(3) Vattenfall AB c. Alemania, Decisión sobre Achmea

- 228. El tribunal en el asunto *Vattenfall AB c. Alemania* confirmó su jurisdicción en virtud del TCE, a pesar de *Achmea*.
- 229. En cuanto al derecho aplicable, el tribunal decidió que la ley que determina su jurisdicción es el Artículo 26 del TCE en conjunción con el Artículo 25 del Convenio del CIADI. 246 El tribunal sostuvo que el Artículo 26.6 constituye una elección de ley de conformidad con el Artículo 42.1 del Convenio del CIADI y se aplica únicamente al fondo de la controversia. 247 Por lo tanto, el derecho de la UE no es aplicable a la jurisdicción del tribunal. Aunque conforme al Artículo 31.3.c CVDT se tendrá en cuenta cualquier regla pertinente de derecho internacional aplicable en las relaciones entre las partes, "(i) no es función propia del Artículo 31(3)(c) de la CVDT reescribir el tratado que se está interpretando, o sustituir una lectura simple de una disposición del tratado por otras reglas de derecho internacional, ajenas al tratado que se está interpretando, que contradigan el significado ordinario de sus términos". 248 Por lo tanto, el derecho de la UE no puede tenerse en cuenta en virtud del Artículo 31 CVDT para interpretar el Artículo 26 del TCE, ya que no se prevé una desviación del significado ordinario del Artículo 26. 249
- 230. Además, el tribunal rechazó las alegaciones de la CE de que (i) las relaciones entre las Partes Contratantes que son miembros de Organizaciones Regionales de Integración Económica ("ORIE") se rigen, a efectos del TCE, por las disposiciones contenidas en el acuerdo por el que se establece la ORIE; (ii) las inversiones de los inversores de un Estado miembro de la UE en el área de otro Estado miembro de la UE se realizan dentro del

²⁴⁶ Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), párr. 166, CL-0236.

²⁴⁷ Ibíd, párrs. 117, 121.

²⁴⁸ Ibíd, párr. 154. [Traducción del Tribunal]

²⁴⁹ Ibíd, párr. 165.

"Área" de la misma parte; y (iii) la oferta de la UE de arbitrar sólo se realiza a los inversores de Estados no miembros de la UE. 250 Los Artículos 1.2, 1.3 y 1.10 del TCE no excluyen los arbitrajes intracomunitarios. Además, habría sido posible excluir expresamente los arbitrajes intracomunitarios, lo cual estuvo previsto pero finalmente se abandonó. El Artículo 16 del TCE confirma el análisis del tribunal. Tanto el significado ordinario del Artículo 26.6 como el del Artículo 16 dejan claro que no es posible leer en el Artículo 26 una interpretación por la cual ciertos inversores se verían privados de su derecho a la solución de controversias. 253

231. Por último, el tribunal de *Vattenfall* analizó, aunque brevemente, si el derecho de la UE prevalece en un análisis de conflicto de leyes. Llegó a tres conclusiones: en primer lugar, las normas contenidas en el TFUE no constituyen una *lex posterior* al TCE; ²⁵⁴ en segundo lugar, el TCE no ha sido modificado por Alemania y España *inter se*, ²⁵⁵ y, en tercer lugar, el Artículo 16 del TCE es *lex specialis* en relación con el Artículo 351 del TFUE. ²⁵⁶

(4) UP y CD Holding c. Hungría

232. Vattenfall debe contrastarse con la decisión de un tribunal del CIADI en el caso UP y CD Holding c. Hungría, que se basó en la exclusividad de jurisdicción en virtud del Convenio del CIADI. El tribunal identificó tres diferencias fundamentales entre su situación y la del tribunal en Achmea. En primer lugar, en Achmea (un arbitraje de la CNUDMI), la sede estaba en Frankfurt, por lo que el derecho alemán se aplicaba al procedimiento de arbitraje, mientras que el tribunal de UP era un tribunal del CIADI deslocalizado, por lo que el Convenio y el Reglamento de Arbitraje del CIADI se aplicaban exclusivamente al procedimiento. En segundo lugar, mientras que en Achmea los tribunales alemanes tenían

²⁵⁰ Ibíd, párrs. 178-182.

²⁵¹ Ibíd, párr. 184.

²⁵² Ibíd, párr. 205.

²⁵³ Ibíd, párr. 196.

²⁵⁴ Ibíd, párr. 218.

²⁵⁵ Ibíd, párr. 220.

²⁵⁶ Ibíd, párr. 229.

derecho a ejercer la revisión judicial de la validez del laudo, en *UP* la revisión judicial estaba sujeta exclusivamente al procedimiento de anulación en virtud del Artículo 52 del Convenio del CIADI. En tercer lugar, mientras que en *Achmea* el *Bundesgerichtshof* alemán presentó una cuestión preliminar al TJE, en *UP* no era posible ninguna otra revisión judicial por parte de ningún otro tribunal.²⁵⁷

233. Hungría había argumentado que su adhesión a la UE implicaba su retirada *pro tanto* del Convenio del CIADI.²⁵⁸ Pero el tribunal sostuvo que, aun cuando Hungría se hubiera retirado efectivamente del Convenio del CIADI, ²⁵⁹ tanto el Artículo 72 del Convenio del CIADI como la cláusula de supervivencia del Artículo 12.2 del TBI entre Francia y Hungría habrían permitido a UP mantener su reclamación.²⁶⁰

V. LAS RECLAMACIONES Y PETITORIOS DE LAS PARTES

A. LAS DEMANDANTES

- 234. El petitorio de las Demandantes está formulado en su Memorial sobre el fondo de la siguiente manera:
 - (i) DECLARANDO que las acciones y omisiones del Demandado en relación con la Inversión de las Demandantes en el subsector eólico en España constituyen violaciones de las obligaciones del Demandado conforme a la Parte III del Tratado sobre la Carta de la Energía, así como conforme a las reglas y principios de derecho internacional aplicables;
 - (ii) ORDENANDO que el Demandado pague a los Demandantes una indemnización por la cantidad de 61.931.524 euros; indemnización que puede aumentar;

²⁵⁷ UP v CD Holding c. Hungría (Laudo), párrs. 254, 255, CL-0237.

²⁵⁸ Ibíd, párr. 258.

²⁵⁹ Ibíd, párrs. 261, 265.

²⁶⁰ Ibíd, párr. 265.

- (iii) ORDENANDO que el Demandado pague los costes totales del arbitraje y todos los costes legales soportados por las Demandantes;
- (iv) ORDENANDO que el Demandado pague a los Demandantes intereses anteriores y posteriores al laudo sobre todas las cantidades reclamadas, compuestos mensualmente, hasta completar su pago íntegro; y,
- (v) ORDENANDO cualquier medida adicional que el Tribunal Arbitral considere adecuada.
- 235. El petitorio de las Demandantes está formulado en su Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción de la siguiente manera:
 - (i) DECLARANDO que el Tribunal Arbitral tiene competencia para conocer de todas las reclamaciones planteadas por los Demandantes al amparo del Tratado sobre la Carta de la Energía y, por consiguiente, rechazando todas las objeciones preliminares formuladas por el Demandado contra la competencia del Tribunal Arbitral en sus Objeciones sobre Jurisdicción de 15 de junio de 2016;
 - (ii) DECLARANDO que las acciones y omisiones del Demandado en relación con la Inversión de los Demandantes en el subsector eólico en España constituyen violaciones de las obligaciones del Demandado en virtud de la Parte III del Tratado sobre la Carta de la Energía y conforme a las reglas y principios de derecho internacional aplicables;
 - (iii) ORDENANDO que el Demandado pague a los Demandantes una indemnización por importe de 67.347.516 euros (esta cuantía podría incrementarse);
 - (iv) ORDENANDO que el Demandado pague las costas totales del arbitraje y todos los costes legales soportados por los Demandantes;
 - (v) ORDENANDO que el Demandado pague a los Demandantes los intereses anteriores y posteriores al laudo,

compuestos, sobre todas las cantidades reclamadas hasta completar su pago íntegro, conforme a los tipos especificados por los Demandantes;

- (vi) DECLARANDO que el Laudo del Tribunal Arbitral se dicte neto de impuestos y que el Demandado no pueda imponerle impuestos a los Demandantes derivados del Laudo del Tribunal Arbitral;
- (vii) ORDENANDO al Demandado indemnizar a los Demandantes por el importe de cualquier deuda tributaria que sea exigible en Alemania y/o en otro país, en relación con la indemnización concedida en el Laudo del Tribunal Arbitral;
- (viii) ORDENANDO cualquier medida adicional que el Tribunal Arbitral considere adecuada.
- 236. El petitorio de las Demandantes está formulado en su Dúplica sobre Jurisdicción de la siguiente manera:
 - (i) DECLARANDO que el Tribunal Arbitral tiene jurisdicción para conocer todas las pretensiones de los Demandantes al amparo del Tratado sobre la Carta de la Energía y, por consiguiente, RECHAZANDO todas las objeciones preliminares que el Demandado ha formulado contra la jurisdicción del Tribunal Arbitral en su Contestación sobre el fondo y Objeciones Jurisdiccionales de 15 de junio de 2016, y que mantiene en su Réplica sobre Objeciones Jurisdiccionales de 7 de abril de 2017;
 - (ii) DECLARANDO que las acciones y omisiones del Demandado con respecto a la Inversión de los Demandantes en el subsector eólico en España constituyen violaciones de las obligaciones del Demandado en virtud de la Parte III del Tratado sobre la Carta de la Energía y en virtud de las reglas y principios de derecho internacional aplicables y, por consiguiente, ORDENANDO que el Demandado pague una indemnización en los términos establecidos por los Demandantes en su Réplica sobre el fondo de 6 de febrero de 2017 (puntos (iii) a (viii) del *Petitum* de la Réplica);

- (iii) ORDENANDO al Demandado el pago de todas las costas de este arbitraje y los gastos legales de los Demandantes, concretamente los gastos legales soportados por los Demandantes en relación con (i) las objeciones jurisdiccionales planteadas por el Demandado en su Escrito de 15 de junio de 2016 y (ii) las solicitudes de presentación de un escrito de *amicus curiae* por parte de la Comisión Europea de 16 de febrero de 2016 y 17 de enero de 2017.
- (iv) ORDENANDO que el Demandado pague a los Demandantes los intereses anteriores y posteriores al laudo sobre todas las cantidades reclamadas, compuestos, hasta completar su pago íntegro, conforme a los tipos especificados por los Demandantes; y
- (v) ORDENANDO cualquier medida adicional que el Tribunal Arbitral considere adecuada.
- 237. Mediante comunicación de fecha 25 de octubre de 2017, las Demandantes se ofrecieron a aclarar una de sus peticiones, a saber, su solicitud de "conceder una indemnización neta de impuestos". Después de considerar las posiciones de las Partes sobre este asunto, el Tribunal se pronunció al respecto, como se indica en el párrafo 42 supra.

B. El Demandado

- 238. El Demandado solicita al Tribunal en su Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción (reiterándolo en su Dúplica sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción) que:
 - a) Declare carecer de jurisdicción para conocer de las reclamaciones de las Demandantes, o en su caso la inadmisibilidad de las mismas, de conformidad con lo expuesto en los Memoriales de Objeciones de Jurisdicción y Réplica sobre Objeciones de Jurisdicción;
 - b) Subsidiariamente, para el caso de que el Tribunal Arbitral decida que tiene jurisdicción para conocer de la presente controversia, que desestime todas las pretensiones de las Demandantes en cuanto al fondo, ya que el Reino de España no ha

incumplido en modo alguno el TCE, de acuerdo con lo expuesto en las secciones II y III del presente Escrito;

- c) Subsidiariamente, que se desestimen todas las pretensiones resarcitorias de las Demandantes, por cuanto ésta no tiene derecho a una compensación, de conformidad con lo expuesto en la sección IV del presente Escrito; y
- d) Condene a las Demandantes al pago de todas las costas y gastos que se deriven del presente arbitraje, incluidos los gastos administrativos incurridos por CIADI, los honorarios de los árbitros y los honorarios de la representación letrada del Reino de España, sus peritos y asesores, así como cualquier otro coste o gasto en que se haya incurrido, todo ello incluyendo una tasa de interés razonable desde la fecha en que se incurra en dichos costes hasta la fecha de su pago efectivo.

VI. JURISDICCIÓN

239. El Demandado impugna la jurisdicción del Tribunal por dos motivos, uno general y otro específico. En primer lugar, niega que el TCE se aplique entre los Estados Miembros de la UE; como corolario, el Tribunal carece de competencia con respecto a las reclamaciones en virtud del TCE presentadas por inversores alemanes contra España. En segundo lugar, incluso si el Tribunal tuviese jurisdicción con respecto a algunas de las Medidas Controvertidas, esto no se extiende a la Ley 15/2012 que impone el IPVEE, que está específicamente excluido como medida impositiva por el Artículo 21 del TCE.

A. LA OBJECIÓN INTRACOMUNITARIA

(1) La Posición del Demandado

240. Según España, bajo el principio de primacía, el derecho comunitario excluye la aplicación de cualquier otra normativa en las cuestiones que surjan entre los Estados Miembros de la UE y sus ciudadanos.²⁶¹ Además, España sostiene que los tratados de inversión entre

²⁶¹ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 100. Dúplica del Demandado, párrs. 21-5, 32.

Estados Miembros de la UE son incompatibles con el derecho de la UE.²⁶² España señala que las Demandantes son inversores nacionales de la UE y que, como tales, se les concede una protección especial, preferente a la prevista por el TCE y por cualquier TBI.²⁶³ Dado que ésta es una controversia intracomunitaria,²⁶⁴ España sostiene que el derecho de la UE es el derecho internacional aplicable para la resolución de la disputa²⁶⁵ y que el TCE no es aplicable.

(2) La Posición de las Demandantes

- 241. Para las Demandantes, los Artículos 26.6 del TCE y 42.1 del Convenio del CIADI son las disposiciones que determinan el derecho que el Tribunal debe aplicar al fondo de la controversia. El Artículo 42.1 del Convenio del CIADI dispone que el Tribunal "decidirá la diferencia de acuerdo con las normas de derecho acordadas por las partes". El Artículo 26.6 del TCE exige que el Tribunal aplique "el presente Tratado [TCE] y las normas y principios aplicables del derecho internacional." ²⁶⁶
- 242. El derecho comunitario forma parte del derecho español y, por lo tanto, está subordinado al derecho internacional, que debe prevalecer. Los reglamentos y decisiones emitidos por los órganos de la UE no son "derecho internacional". Son simples hechos, que no pueden primar sobre las obligaciones y compromisos de España en materia de derecho internacional. En este sentido, el "TJUE no es ni más ni menos que el tribunal supremo de una Parte Contratante". 268

²⁶² Dúplica del Demandado, párr. 17.

²⁶³ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 61.

²⁶⁴ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 5, 1116:21-22,1117:1.

²⁶⁵ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 271:3-5.

²⁶⁶ Presentación de las Demandantes del 4 de mayo de 2018, párr. 42. [Traducción del Tribunal]

²⁶⁷ Presentación de las Demandantes del 29 de enero de 2018, párr. 15.

²⁶⁸ Presentación de las Demandantes del 4 de mayo de 2018, párr. 18. [Traducción del Tribunal]

243. Incluso si se aceptara la proposición de que el derecho de la UE podría considerarse como derecho internacional aplicable, en lugar de un hecho, la aplicación del derecho de la UE estaría subordinada al TCE en virtud del Artículo 16 del TCE.²⁶⁹

(3) El Análisis del Tribunal

- 244. Antes de *Achmea*, la objeción intracomunitaria se había planteado en reiteradas ocasiones ante tribunales de inversiones, tanto en el contexto del TCE como de los TBI intracomunitarios, y había sido rechazado repetidamente.²⁷⁰ También fue rechazada, con base en razones detalladas, por el Abogado General Wathelet en *Achmea*.²⁷¹ Sin embargo, fue aceptada por el TJEU en ese caso, lo que llevó a este Tribunal a ordenar nuevas presentaciones escritas y orales, como se describe en los párrafos 49, 50, 51, 55, 57 y 58 *supra*.
- 245. En cuanto al fondo, la objeción relativa a la UE plantea dos cuestiones distintas. La primera es si el TCE tenía aplicación *inter se* antes de la adopción del TFUE. La segunda es si el TFUE cambió algo a este respecto. Dado que el TJUE en *Achmea* se basó en el

²⁶⁹ Ibíd, párr. 53.

²⁷⁰ Eastern Sugar B.V. c. República Checa, Caso CCE No 088/2004, Laudo Parcial, 27 de marzo de 2007, párrs. 160, 165, 167-8, 175, 180, CL-0141; Rupert Binder c. República Checa, Laudo sobre Jurisdicción (Reglamento de la CNUDMI), 6 de junio de 2007, párrs. 60-1, 63-6; Jan Oostergetel y Theodora Laurentius c. La República Eslovaca, CNUDMI, Decisión sobre Jurisdicción, 30 de abril de 2010, párr. 190, CL-0142; Eureko B.V. c. La República Eslovaça, CNUDMI, Caso CPA No. 2008-13, Laudo sobre Jurisdicción, Arbitrabilidad y Suspensión, 26 de octubre de 2010, párrs. 225, 229, 233-245, 249-55, 259-6, 274-77, 279-83, CL-0143; European American Investment Bank AG (EURAM) c. La República Eslovaca, Caso CPA No. 2010-17, CNUDMI, Laudo sobre Jurisdicción, 22 de octubre de 2012, párrs. 185-6, 191-7, 209-10, 212, 218, 234, 236, 238, 248-87, CL-0220; Electrabel S.A. c. la República de Hungría, Caso CIADI No. ARB/07/19, Decisión sobre Jurisdicción, Derecho Aplicable y Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012 (en adelante, "Electrabel c. Hungría (Decisión sobre Jurisdicción)"), párrs. 4.11, 4.194, 4.196, 5.32, 5.34-7, RL-0002; Micula c. Romania, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, párrs. 319, 321, 326, CL-0100, confirmado en la Anulación, 26 de febrero de 2016, párrs. 189, 191-2, 195, 201-2; Charanne B.V. Construction Investments S.à.r.l. c. Reino de España, Arbitraje CCE, Arbitraje No. 062/2012, Laudo Final, 21 de enero de 2016 (en adelante "Charanne c. España (Laudo Final)"), párrs. 429, 435-9, 443-4, CL-0006; 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. 74-6, 79-88, CL-0166; Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. la República Italiana, Caso CIADI ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016, (en adelante "Blusun c. Italia (Laudo)") párrs. 277-303, RL-0105; Isolux c. España, (Laudo), párrs. 636-640, 644-6, 653-6, RL-0088; Eiser c. España (Laudo), párrs. 183-4, 186-199, 204-7, RL-0108.

²⁷¹ La República Eslovaca c. Achmea BV (Caso C-284/16), Opinión del Abogado General Wathelet, 19 de septiembre de 2017, CL-0223.

TFUE como base para su conclusión, es principalmente relevante para la segunda cuestión.

(a) El alcance original del TCE

- 246. España sostiene que cuando se firmó el TCE, los Estados Miembros de la Comunidad Europea no podían contraer obligaciones entre sí en relación con el Mercado Interior y ésta es la razón, porque la UE es parte contratante del TCE²⁷²
- 247. A primera vista, no hay nada en el texto del TCE que margine o excluya cuestiones que surjan entre los Estados miembros de la UE.
 - (1) El prefacio del TCE indica que tiene la intención de "facilit[ar] [...] la cooperación en materia de energía y el establecimiento de un marco jurídico estable y fiable" basándose en los "objetivos políticos establecidos en la declaración política la Carta Europea de la Energía". Esto implica que el ámbito de aplicación de la Carta Europea de la Energía (no vinculante) de 17 de diciembre de 1991 se reprodujo de forma vinculante en el TCE. No hay ninguna indicación de exclusión *inter se* en la Carta, que se refiere a una "nueva voluntad de cooperación a escala europea y mundial, basada en el respeto y la confianza mutuos", y también al "apoyo de la Comunidad Europea, en especial mediante la realización de su mercado interior de la energía". ²⁷³ La CE y Euratom fueron firmantes de la Carta. Esto fue, por supuesto, antes del Tratado de Maastricht, por no hablar del Tratado de Lisboa.
 - (2) El Artículo 1.2 del TCE define "Parte Contratante" como "un Estado u Organización Regional de Integración Económica que han acordado vincularse mediante el presente Tratado y para los cuales el Tratado está en vigor". De acuerdo con esta definición, todos los Estados miembros de la UE y la UE son Partes Contratantes. Al menos a primera vista, un tratado se aplica por igual entre

²⁷² Memorial de Contestación del Demandado, párr. 90.

²⁷³ TCE, Preámbulo, RL-0006.

sus partes. Se necesitaría una disposición expresa o un entendimiento claro entre las partes negociadoras para lograr otro resultado.

- (3) No existe tal disposición expresa (o 'cláusula de desconexión') en el TCE ²⁷⁴
- (4) Si bien no es admisible en un contexto en el que los términos del tratado son claros basarse en los trabajos preparatorios, ²⁷⁵ cabe mencionar que los *travaux préparatoires* parecen apuntar en contra de insinuar una cláusula de desconexión: una cláusula así fue propuesta en el curso de las negociaciones del TCE, pero no fue adoptada. ²⁷⁶
- España afirma que los Estados Miembros de la UE han transferido competencias sobre ciertos asuntos de forma irrevocable y vinculante a la UE y que parte de los asuntos comprendidos en el TCE son exclusivamente decididos por la UE;²⁷⁷ cita las normas de votación aplicables a una ORIE.²⁷⁸ Sin embargo, no hay nada en el texto que apoye este argumento. El mero hecho de que la UE sea parte del TCE no implica que los Estados Miembros de la UE no tengan competencia para contraer obligaciones *inter se* en el Tratado. En cambio, el TCE parece contemplar la posibilidad de que haya superposición de competencias. El término ORIE se define en el Artículo 1.3 del TCE como una "organización constituida por Estados a la que éstos han transferido competencias relativas a determinados ámbitos, algunos de los cuales están regulados por el presente Tratado, incluida la facultad de tomar decisiones vinculantes para dichos Estados con respecto a dichos ámbitos". El territorio de la ORIE también se define en el Artículo 1.10,

²⁷⁴ Para una disposición expresa, compárese la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, Montego Bay, 10 de diciembre de 1982, 1833 UNTS 397, Artículo 35 y Anexo IX, especialmente Artículo 4. ²⁷⁵ CVDT, Artículo 32, RL-0010.

²⁷⁶ Ver Tratado de la Carta de la Energía, Proyecto de Declaración Ministerial del Tratado de la Carta de la Energía, versiones 2-7 (versión 7, pág. 6), 17 de marzo de 1994, y véanse los proyectos anteriores: Secretaría de la Conferencia de la Carta Europea de la Energía, Proyecto de Acuerdo Básico para la Carta Europea de la Energía, 12 de agosto de 1992, párr. 27.18. Las Partes discutieron la existencia (o falta de) una cláusula de desconexión en sus presentaciones. Ver Dúplica del Demandado, párrs. 74-83.

²⁷⁷ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 75-8. Dúplica del Demandado, párrs. 61-5.

²⁷⁸ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 81. Dúplica del Demandado, párrs. 66-8.

con referencia al derecho de la UE. Pero nada en el Artículo 1, ni en ninguna otra disposición del TCE, sugiere que los Estados Miembros de la UE hubieran concedido entonces a la UE competencia exclusiva sobre todas las cuestiones de inversión y resolución de controversias.

- 249. De conformidad con el Artículo 6 de la CVDT, todo Estado tiene capacidad para celebrar tratados y está obligado a cumplir esas obligaciones de conformidad con el principio de pacta sunt servanda. En el momento en que se firmó el TCE no se comunicó ninguna limitación de la competencia de los Estados miembros de la UE. El Artículo 46 de la CVDT establece que un Estado no podrá invocar las disposiciones de su derecho interno relativas a la competencia para celebrar tratados para invalidar un tratado, a menos que se trate de una violación manifiesta de una norma de fundamental importancia. Si bien el derecho de la UE opera tanto en el plano interno como en el internacional, debe aplicarse un principio similar. Incluso si, como cuestión de derecho comunitario, la CE tenía entonces competencia exclusiva sobre cuestiones de inversión interna, el hecho es que los Estados miembros de la UE firmaron el TCE sin calificación ni reserva. Las obligaciones inter se del TCE no son de alguna manera inválidas o inaplicables debido a una asignación de competencias que, según España, se puede deducir de un conjunto de leyes y reglamentos de la UE (en su mayoría posteriores) que tratan sobre inversión. La explicación más probable, que es coherente con el texto del TCE, es que, en el momento de la firma del TCE, la competencia era compartida.
- 250. España sostiene que no hay diversidad de territorio entre los inversores y el Estado anfitrión, como exige el Artículo 26 del TCE, ya que ambos forman parte de la misma "Parte Contratante" para efectos del TCE.²⁷⁹ Según España, el TCE sólo se aplicaría a una disputa entre un inversor de un tercer país signatario del TCE y un Estado Miembro de la UE.²⁸⁰ Pero si, como el Tribunal se inclina a considerar, los Estados Miembros eran Partes

²⁷⁹ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 57-60. Dúplica del Demandado, párrs. 6, 15.

²⁸⁰ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 92.

Contratantes del TCE por derecho propio, no hay ninguna dificultad en aplicarles el Artículo 26 por separado en asuntos relativos a su propio territorio y responsabilidad.

251. Por estas razones, el Tribunal sostiene que el TCE tuvo aplicación *inter se* antes del TFUE. La cuestión es si esta posición ha cambiado desde la adopción del TFUE.

(b) Tratados posteriores de la UE y Decisiones

(i) La Posición del Demandado

- 252. El Demandado alega que, aunque el TCE se hubiera aplicado originalmente a asuntos *inter se*, esta situación cambió en 2007 con el Tratado de Lisboa. ²⁸¹ En su opinión, este Tratado "recaba expresamente a favor de la UE competencia en materia de inversiones exteriores" y prevalece sobre el TCE en virtud de la regla de la *lex posterior* de los Artículos 30 y 59 de la CVDT, ²⁸² según la cual "los tratados sucesivos relativos a la misma materia" prevalecerán sobre los anteriores en la medida en que los tratados no sean compatibles.
- 253. Enfocándose en primer lugar a las obligaciones esenciales de inversión, España alega que éstas son incompatibles con los derechos de inversión protegidos bajo el derecho europeo. España hace referencia a las normas que establecen el mercado interior europeo, con la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales.²⁸³ España sostiene que medidas discriminatorias no están permitidas por la legislación europea.²⁸⁴
- 254. En cuanto a la solución de controversias, el Demandado alega que la cláusula de solución de controversias, el Artículo 26 del TCE, impide que un inversor intracomunitario inicie un procedimiento de arbitraje contra un Estado Miembro de la UE en relación con su inversión, y que la cláusula es en sí misma incompatible con el Artículo 344 del TFUE²⁸⁵ que establece que "los Estados Miembros se comprometen a no someter las controversias

²⁸¹ Dúplica del Demandado, párrs. 50-1.

²⁸² Id.

²⁸³ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 65-6.

²⁸⁴ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 78-9. Dúplica del Demandado, párrs. 45-6.

²⁸⁵ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 83-4, 101.

relativas a la interpretación o aplicación de los Tratados a un procedimiento de solución distinto de los previstos en los mismos".

- 255. El Demandado también afirma que, en virtud de las normas del Artículo 16 del TCE sobre la compatibilidad entre los tratados anteriores y posteriores y el TCE, los tratados que regulan la UE prevalecen sobre el TCE en las relaciones intracomunitarias.²⁸⁶
- 256. El Demandado alega que el derecho comunitario debe ser aplicado por el Tribunal de conformidad con el Artículo 26.6 del TCE como "derecho internacional". El derecho de la UE también forma parte de las leyes de España y es un hecho relevante para decidir la controversia. ²⁸⁷
- 257. Además, el núcleo de la controversia en este caso gira en torno a cuestiones de ayuda estatal. Los subsidios públicos son el componente más importante de las tarifas *feed-in*. Se trata de una cuestión regulada por el derecho de la UE, que es, por tanto, decisiva para determinar el alcance de los derechos de los inversores en el marco reglamentario de las energías renovables en España.
- 258. El derecho de la UE no se limita a los tratados entre los Estados miembros de la UE. También incluye los actos jurídicos pertinentes de las instituciones de la UE, tales como reglamentos, directivas y decisiones, tal como se establece en el Artículo 288 del TFUE.²⁸⁸

(ii) La Posición de las Demandantes

259. Para las Demandantes, los Artículos 26.6 del TCE y 42.1 del Convenio del CIADI son las disposiciones que determinan el derecho que el Tribunal debe aplicar al fondo de la controversia. El Artículo 42.1 del Convenio del CIADI dispone que el Tribunal "decidirá la diferencia de acuerdo con las normas de derecho acordadas por las partes". El Artículo

²⁸⁶ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 79.

²⁸⁷ Presentación del Demandado del 4 de mayo de 2018, párrs. 10-21, 109.

²⁸⁸ Ibíd, párrs. 31-36.

26.6 del TCE exige que el Tribunal aplique "el presente Tratado [TCE] y las normas y principios aplicables del derecho internacional".²⁸⁹

- 260. El derecho comunitario forma parte del derecho español y, por lo tanto, está subordinado al derecho internacional, que debe prevalecer. ²⁹⁰ Los reglamentos y decisiones emitidos por los órganos de la UE no son "derecho internacional". Son simples hechos, que no pueden prevalecer sobre los compromisos de las obligaciones del derecho internacional de España. En este sentido, el "TJEU no es ni más ni menos que el tribunal supremo de una Parte Contratante". ²⁹¹
- 261. Incluso si se aceptara la proposición de que el derecho de la UE podría considerarse como derecho internacional aplicable, en lugar de un hecho, la aplicación del derecho de la UE estaría subordinada al TCE en virtud del Artículo 16 del TCE.²⁹²

(4) Conclusiones

- 262. El Tribunal comienza observando que la fuente de su competencia es el TCE, un tratado multilateral válido en el que son parte todos los Estados miembros de la UE y la propia UE y que se rige por el derecho internacional. Específicamente, el Artículo 26 define la jurisdicción del Tribunal, que (como ya se ha dicho) tenía aplicación *inter se* cuando se concluyó. El hecho de que esa jurisdicción haya sido excluida por acontecimientos posteriores en el ámbito de la Unión Europea depende de las normas de derecho internacional sobre las relaciones entre tratados sucesivos.
- 263. El punto de partida es el Artículo 26.6 del TCE, que establece:

²⁸⁹ Presentación de las Demandantes del 4 de mayo de 2018, párr. 42. [Traducción del Tribunal]

²⁹⁰ Presentación de las Demandantes del 29 de enero de 2018, párr. 15.

²⁹¹ Presentación de las Demandantes del 4 de mayo de 2018, párr. 18. [Traducción del Tribunal]

²⁹² Ibíd, párr. 53.

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.

264. En Vattenfall c. Alemania, el tribunal sostuvo que:

[...] El Artículo 26(6) del TCE, ya sea visto a través del Artículo 42(1) del Convenio del CIADI o interpretado independientemente del Convenio del CIADI, se aplica únicamente al fondo de una controversia entre las Partes. No se aplica a cuestiones o asuntos relacionados con la jurisdicción del Tribunal. Por esta razón, el argumento del Demandado de que el Artículo 26(6) hace aplicable el derecho de la UE y la Sentencia del TJE en el contexto de la jurisdicción del Tribunal debe fracasar.²⁹³

265. Pero lo que el tribunal de *Vattenfall* excluyó a través de la puerta principal del Artículo 26.6, lo devolvió sustancialmente como derecho de los tratados independientemente del Artículo 26.6. Lo hizo en dos aspectos clave. Primero, continuó diciendo que tenía que aplicar "los principios de derecho internacional relativos a la interpretación y aplicación de los tratados y otros aspectos de los tratados, que hacen que el TCE sea viable. Estos principios se reflejan en la CVDT y constituyen el marco a través del cual se interpretan y aplican todos los tratados". ²⁹⁴ En segundo lugar, estuvo de acuerdo con el tribunal de *Electrabel* en que el derecho de la UE es parte del derecho internacional "porque está enraizado en los tratados internacionales". ²⁹⁵ Prosiguió matizando esa conclusión hasta cierto punto, en el siguiente pasaje:

[...] Sería más exacto decir que el corpus de legislación de la UE deriva de tratados que son en sí mismos parte del, y regidos por, el derecho internacional, y contiene otras normas que son aplicables en el plano del derecho internacional, mientras que también contiene normas que operan sólo dentro del ordenamiento jurídico interno de la UE y, al menos discutiblemente, no son parte del derecho

²⁹³ Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), párr. 121, CL-0236. [Traducción del Tribunal]

²⁹⁴ Ibíd, párr. 125. [Traducción del Tribunal]

²⁹⁵ Electrabel c. Hungría (Decisión sobre Jurisdicción), párr. 4.120, RL-0002, citado en *Vattenfall AB c. Alemania* (Decisión sobre *Achmea*), párr. 146, CL-0236. [Traducción del Tribunal]

internacional; pero para los presentes propósitos la fórmula de *Electrabel* es suficiente. ²⁹⁶

- 266. El presente Tribunal no necesita explorar la supuesta excepción de "ordenamiento jurídico interno" planteada en este pasaje. Es evidente que las disposiciones del derecho europeo invocadas por el Demandado y por el Tribunal de *Achmea* -como los Artículos 107, 108, 267 y 344 del TFUE- se aplican como disposiciones de un tratado entre la UE y sus Estados miembros y no se refieren únicamente al "ordenamiento jurídico interno de la UE".²⁹⁷
- 267. Para resumir el punto de vista del Tribunal, el Artículo 26.6 es en sí mismo parte del TCE, que se rige por el derecho internacional. El Artículo 26.6 es una disposición ordinaria, que igual habría tenido que ser inferida si no hubiera sido expresada. ¿Qué otras normas, además de aquellas del TCE y las normas de derecho internacional conexas relativas a la jurisdicción de los tribunales y al contenido e interpretación de los tratados, serían aplicables si se diera una interpretación restrictiva al Artículo 26.6? Cualquiera que sea la ruta que se tome para llegar a la ley aplicable, el resultado es efectivamente el mismo.
- 268. La pregunta pasa entonces por determinar qué es lo que el TCE y las normas pertinentes del derecho internacional tienen que decir sobre la aplicación del derecho de la UE.
- 269. Esta cuestión se regula en primer lugar por el Artículo 16 del TCE ("Relación con otros Acuerdos"), que establece:

Cuando dos o más Partes Contratantes [...] firmen un acuerdo internacional posterior, cuyas condiciones afecten [...] a las cuestiones reguladas en las Partes III ó V del presente Tratado, [...]

(2) nada de lo dispuesto en el otro acuerdo se interpretará de manera que deje sin efecto ninguna disposición de las Partes III ó V del presente Tratado o del derecho de exigir una solución de la

²⁹⁶ Ibíd. [Traducción del Tribunal]

²⁹⁷ Ver la discusión de la CIJ sobre el "Marco Constitucional" para Kosovo como derecho internacional en Declaraciones Unilaterales de Independencia, Informes de la CIJ 2010 pág. 403 en 439-442 (párrs. 88-93).

controversia relativa a ello con arreglo al presente Tratado, en la medida en que tales disposiciones sean más favorables para los inversores o la inversión.

- 270. Por consiguiente, se da prioridad a las Partes III y V del TCE cuando se cumplen dos condiciones: (1) el otro tratado (en este caso el TFUE) es aquel cuyos términos se refieren a la materia de la Parte III ó V, y (2) el otro tratado es menos favorable para el inversor o la inversión.
- 271. El Tribunal se inclinaría, si fuera el caso, por considerar que la segunda condición se cumple aquí, en el sentido de que el Artículo 10 del TCE, en conjunción con la Parte V, es más favorable para el Inversor o la Inversión. Ninguna disposición del TFUE permite que un Inversor impugne directamente una medida del Estado que le resulte perjudicial por los motivos especificados en el Artículo 10, o por motivos más favorables. El TFUE tampoco prevé un tribunal internacional para resolver las controversias directamente entre los inversores y los Estados anfitriones, como lo hace la Parte V del TCE. Sin embargo, la primera condición no se cumple, en opinión del Tribunal, porque el TFUE no es un acuerdo internacional relativo a la materia de la Parte III o V del TCE. Por consiguiente, el Artículo 16 no resuelve los posibles conflictos entre el TFUE y el TCE.
- 272. Argumentando, España sostuvo que el Artículo 30 de la CVDT resolvería ese conflicto, pero no lo hace. El Artículo 30 se titula "Aplicación de tratados sucesivos relativos a la misma materia". En la parte pertinente dispone:
 - 3. Cuando todas las partes en el tratado anterior sean también partes en el tratado posterior, pero el tratado anterior no quede terminado ni su aplicación suspendida conforme al articulo 59, el tratado anterior se aplicará únicamente en la medida en que sus disposiciones sean compatibles con las del tratado posterior.

²⁹⁸ Ver Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), párr. 194, CL-0236.

²⁹⁹ Id.

- 4. Cuando las partes en el tratado anterior no sean todas ellas partes en el tratado posterior:
- (a) En las relaciones entre los Estados partes en ambos tratados se aplicará la norma enunciada en el párrafo 3;
- (b) En las relaciones entre un Estado que sea parte en ambos tratados y un Estado que sólo lo sea en uno de ellos, los derechos y obligaciones recíprocos se regirán por el tratado en el que los dos Estados sean partes.
- 5. El párrafo 4 se aplicará sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 41 y no prejuzgará ninguna cuestión de terminación o suspensión de la aplicación de un tratado conforme al artículo 60 ni ninguna cuestión de responsabilidad en que pueda incurrir un Estado por la celebración o aplicación de un tratado cuyas disposiciones sean incompatibles con las obligaciones contraídas con respecto a otro Estado en virtud de otro tratado.
- 273. El Artículo 30 sólo se refiere a los tratados sucesivos relativos a la misma materia (véase el Artículo 30.1), mientras que, como ya se ha señalado, el TFUE no es un tratado relativo a la misma materia que el TCE. Incluso si lo fuera, la regla de la *lex posterior*, que se establece en el Artículo 3.3.a y que da prioridad al tratado posterior en el que ambos Estados son partes, no es aplicable aquí.³⁰⁰ Cuando se aplica a los casos en que las partes que negocian el tratado posterior no incluyen a todas las partes en el anterior, el Artículo 3.3.a no desplaza al Artículo 41 ni las cuestiones de responsabilidad que puedan surgir de la coexistencia de tratados incompatibles: véase el Artículo 30.5. Esto deja claro que, incluso sobre una base *inter se*, pueden surgir cuestiones de responsabilidad.
- 274. La disposición pertinente es, pues, el Artículo 41 de la CVDT, titulado "Acuerdos para modificar tratados multilaterales entre algunas de las partes únicamente". Es también la disposición más importante, por la posición adoptada por España (en el supuesto de que, como el Tribunal ha declarado, el TCE originalmente tenía aplicación *inter se* dentro

³⁰⁰ Ibíd, párrs. 216-218.

³⁰¹ Ibíd, considerado brevemente en el párr. 221.

de la UE tanto en cuanto al fondo (Parte III del TCE) como en cuanto al procedimiento (Parte V del TCE) es que las partes en el TFUE excluyeron de ese modo el TCE entre ellas.

275. El Artículo 41 de la CVDT establece:

- 1. Dos o más partes en un tratado multilateral podrán celebrar un acuerdo que tenga por objeto modificar el tratado únicamente en sus relaciones mutuas:
- (a) Si la posibilidad de tal modificación está prevista por el tratado; o
- (b) Si tal modificación no está prohibida por el tratado, a condición de que:
- (i) No afecte al disfrute de los derechos que a las demás partes correspondan en virtud del tratado ni al cumplimiento de sus obligaciones; y
- (ii) No se refiera a ninguna disposición cuya modificación sea incompatible con la consecución efectiva del objeto y del fin del tratado en su conjunto.
- 2. Salvo que en el caso previsto en el apartado a) del párrafo 1 el tratado disponga otra cosa, las partes interesadas deberán notificar a las demás partes su intención de celebrar el acuerdo y la modificación del tratado que en ese acuerdo se disponga.
- 276. Cabe destacar que, a diferencia del Artículo 16 del TCE o del Artículo 30 de la CVDT, el Artículo 41 no se limita a los tratados que tienen la misma materia. *A priori*, puede aplicarse a la derogación *inter se* por el TFUE del TCE, siempre que se cumplan las condiciones establecidas por el Artículo 41, en tanto éstas reflejen el derecho internacional consuetudinario de la modificación de los tratados. Sin embargo, en opinión del Tribunal, hay dos formas en que tales condiciones no se han cumplido. En primer lugar, nadie ha sugerido siquiera que las partes en el TFUE hayan notificado a las demás partes la

modificación prevista del TCE. En segundo lugar, es muy dudoso que la derogación *inter se* del TCE entre los Estados miembros de la UE sea compatible "con la ejecución efectiva del objeto y fin del [TCE] en su conjunto". El Artículo 16 del TCE sugiere que no lo es, ya que pone de manifiesto la intención, incluso entre tratados sobre la misma materia, de preservar los derechos de los inversores y las inversiones, que constituyen un pilar importante de ese tratado multilateral.³⁰²

277. Esta interpretación encuentra apoyo en el comentario de la CDI sobre el Artículo 41. El comentario del proyecto de Artículo 37 (aprobado sin cambios sustanciales como Artículo 41) distingue claramente entre las modificaciones y enmiendas *inter se* de un tratado multilateral en el que participan todas las partes en el tratado (este último aspecto se aborda en el Artículo 40 de la CVDT):

Es evidente que una operación en la que dos o un pequeño grupo de partes se proponen modificar el tratado entre ellas solas sin dar a las demás partes la opción de participar en él, se encuentra en una situación diferente a la de un acuerdo de modificación elaborado entre las partes en general, aunque en última instancia no todas lo ratifiquen. En efecto, es más probable que un acuerdo *inter se* tenga una finalidad y un efecto incompatibles con el objeto y el fin del tratado. ³⁰³

278. En cuanto a la condición de procedimiento establecida en el Artículo 41.2 de la CVDT, en el comentario se subraya su importancia como medio para notificar a los Estados Partes en el tratado anterior la intención de modificarlo y, por consiguiente, apoya la conclusión de que el requisito refleja el derecho internacional general:

El párrafo 2 tiene por objeto añadir una mayor protección a las partes contra las modificaciones ilegítimas del tratado por algunas de ellas mediante un acuerdo *inter se*, exigiéndoles que notifiquen a

³⁰² Análogamente, Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), párr. 229, CL-0236.

³⁰³ CDI Libro anual 1966 vol II, pág. 235. [Traducción del Tribunal]

las demás partes por adelantado su intención de celebrar el acuerdo y las modificaciones que prevé. ³⁰⁴

- 279. En el Artículo 41.2 se establece un corolario del principio expresado en el Artículo 40.2, que protege el derecho de las partes existentes en los tratados multilaterales a participar en su enmienda o modificación.³⁰⁵
- 280. Por estas razones, el Tribunal, si tuviera la libertad de hacerlo, sostendría que, en virtud del derecho internacional, el TFUE no modificó *inter se* las disposiciones del TCE, ni en cuanto al fondo (Parte III, en particular el Artículo 10) ni en cuanto a la competencia (Parte V, en particular el Artículo 26). La cuestión es si la decisión del TJUE en *Achmea* obliga a la conclusión contraria. Porque, así como los tratados europeos forman parte del derecho internacional, el TJEU, que ejerce su jurisdicción entre los Estados miembros de la UE, es un tribunal internacional cuyas decisiones son vinculantes para esos Estados *inter se*. El derecho internacional permite a los Estados parte de un tratado marco establecer sus propios tribunales internacionales con jurisdicción y autoridad para vincular a los Estados miembros en cuestiones de derecho internacional que les afecten. También permite a esos Estados establecer la prioridad del tratado marco sobre otras fuentes de derecho internacional, al menos mientras no haya normas imperativas implicadas. ³⁰⁶
- 281. Como se ha señalado en el párrafo 224 supra, el TJEU sostuvo en Achmea que:

Los Artículos 267 y 344 del TFUE deben interpretarse en el sentido de que se oponen a una disposición de un acuerdo internacional celebrado entre Estados miembros, como el Artículo 8 del TBI, en virtud del cual un inversor de uno de esos Estados Miembros puede, en caso de controversia relativa a inversiones en el otro Estado

³⁰⁴ Ibíd. [Traducción del Tribunal]

³⁰⁵ En cuanto a la opinión de que los Artículos pertinentes, que se aprobaron sin oposición en la Conferencia de Viena, reflejan el derecho internacional general, ver ME Villiger, *Commentary on the Vienna Convention on the Law of Treaties* (2009) 516 (Artículo 39), 526 (Artículo 38), 538 (Artículo 41). Pero la doctrina está dividida.

³⁰⁶ Ver Artículo 53 CVDT, RL-0010. Un grupo de estados no podría autorizar a un tribunal establecido por ellos a anular una norma imperativa más de lo que ellos mismos podrían autorizar. Pero aquí no se plantea ningún problema de aplicación de normas imperativas, ni tampoco ningún problema de aplicación del Artículo 103 de la Carta de las Naciones Unidas: *cf.* Artículo 30.1 CVDT.

Miembro, entablar un procedimiento en contra de este último ante un tribunal arbitral cuya competencia se haya comprometido a aceptar.³⁰⁷

- 282. Si este dictamen se aplicara al TCE, establecería con autoridad que, entre Alemania y España, el TFUE modifica el Artículo 16 del TCE sobre una base *inter se*. Pero el TJUE en *Achmea* estaba considerando un tratado bilateral "celebrado entre Estados miembros", no un tratado multilateral como el TCE. En segundo lugar, el TJUE estaba discutiendo "un acuerdo que no fue concluido por la UE sino por los Estados miembros", ³⁰⁸ mientras que el TCE fue concluido también por la UE y sus términos son oponibles a la UE. ³⁰⁹
- 283. Por estas razones, el Tribunal concluye que su competencia no queda anulada por la decisión sobre *Achmea*. Esta conclusión no significa que el derecho europeo, en particular el derecho sobre ayudas estatales, sea irrelevante para el fondo de la presente controversia. Su pertinencia e impacto serán discutidos a su debido tiempo.

B. LA RECLAMACIÓN SOBRE IMPUESTOS

(1) La Posición del Demandado

- 284. El Demandado sostiene que el Tribunal carece de competencia para determinar si el impuesto del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica introducido por la Ley 15/2012 constituye un incumplimiento de las obligaciones de España en virtud del Artículo 10.1 del TCE, ya que el IVPEE es una medida impositiva exenta del TCE en virtud de la excepción del Artículo 21 del TCE.³¹⁰
- 285. El Demandado alega que no ha consentido someter a arbitraje la resolución de las controversias derivadas de medidas fiscales como el IVPEE. De conformidad con el Artículo 26.3 del TCE, España sólo consintió en arbitrar las controversias derivadas de

³⁰⁷ Achmea, párr. 60, RL-0111. [Traducción del Tribunal]

³⁰⁸ Ibíd, párr. 58. [Traducción del Tribunal]

³⁰⁹ Análogamente, *Masdar c. España* (Laudo), párr. 682, CL-0231; *Vattenfall AB c. Alemania* (Decisión sobre *Achmea*), párrs. 161-165, CL-0236.

³¹⁰ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 104–211, Dúplica del Demandado, párrs. 85–157.

supuestos incumplimientos de la Parte III del TCE. Mientras que el Artículo 10.1 del TCE está incluido en la Parte III, el IVPEE -cuya introducción supuestamente incumple las obligaciones de España en virtud del Artículo 10.1- es una medida impositiva exenta del ámbito de protección del Artículo 10.1 en virtud del Artículo 21.1 del TCE, el cual establece que "no existe disposición alguna en el presente Tratado que establezca derechos o imponga obligaciones con respecto a las medidas impositivas de las Partes Contratantes". El Artículo 21.5 hace aplicable el Artículo 13 a medidas tributarias, con sujeción a un proceso de remisión preliminar a "las autoridades fiscales competentes", cuestión a la que el Tribunal volverá más adelante. Pero el Artículo 10.1 queda excluido.

- 286. El Demandado sostiene que el IVPEE es una "Medida impositiva" según se define en el Artículo 21.7.a.i del TCE. De acuerdo con esta definición, el IVPEE es el resultado de una ley nacional de España, promulgada por el Parlamento español de acuerdo con los procedimientos pertinentes de la legislación española,³¹¹ y es reconocido como un impuesto en virtud de la legislación española e internacional.³¹²
- 287. Además, contrariamente a lo que afirman las Demandantes,³¹³ el IVPEE es una medida impositiva *bona fide*. Es un impuesto de aplicación general a los productores de energía renovable y convencional, a los que se les concede el mismo tratamiento sin ofrecer beneficios fiscales a los productores de energía renovable que no se conceden a otros.³¹⁴ El Tribunal Constitucional de España confirmó el derecho del legislador a promulgar el IVPEE, desestimando el recurso interpuesto por la Junta de Andalucía contra la supuesta inconstitucionalidad de la Ley 15/2012.³¹⁵

³¹¹ Dúplica del Demandado, párrs. 91-94.

³¹² Ibíd, párrs. 95-111.

³¹³ Réplica de las Demandantes, párrs. 68-84.

³¹⁴ Dúplica del Demandado, párrs. 121-124.

Dúplica del Demandado, párr. 130, citando R-0019, Sentencia 183/2014 de la Sesión Plenaria de la Corte Constitucional, 6 de noviembre de 2014, (Rec. 1780/2013).

- 288. España sostiene además que, en el caso *Yukos c. Rusia*,³¹⁶ al que las Demandantes se refieren como ejemplos de impuestos no *bona fide*,³¹⁷ las medidas fiscales impuestas perseguían un objetivo totalmente ajeno al de obtener ingresos para el Estado, como la destrucción de una empresa y la eliminación de un opositor político. Tales circunstancias extraordinarias no se dan aquí.³¹⁸
- 289. Además, se neutralizan los efectos económicos del IVPEE sobre los productores de energía renovable, ya que los productores de energía renovable sujetos al pago del IVPEE reciben una remuneración especial para recuperar los costos del IVPEE, que, a diferencia de los productores convencionales, no pueden recuperar en el mercado, lo que permite una rentabilidad razonable y los pone en pie de igualdad con los productores de energía convencional.³¹⁹
- 290. Asimismo, el objetivo del IVPEE es recaudar ingresos para España y contribuir a los recursos del Estado que financian el gasto público. Los ingresos del IVPEE se contabilizan en los Presupuestos Generales anuales de España; no se trata de un recorte de tarifas encubierto dirigido a los productores de energías renovables.³²⁰
- 291. Finalmente, el Demandado se refiere a la jurisprudencia arbitral de *Isolux c. España*,³²¹ donde el tribunal se declaró incompetente para decidir sobre la reclamación por la supuesta violación del Artículo 10.1 del TCE mediante la introducción del IVPEE por la Ley 15/2012³²²

³¹⁶ Yukos Universal Limited (Isle of Man) c. La Federación Rusa, CNUDMI (Caso CPA No. AA 227), Laudo Final, 18 de julio de 2014 (en adelante "Yukos c. Rusia (Laudo Final)"), RL-0082.

³¹⁷ Réplica de las Demandantes, párr. 71.

³¹⁸ Dúplica del Demandado, párr. 115.

³¹⁹ Ibíd, párrs.142-145.

³²⁰ Ibíd, párrs. 146-150.

³²¹ Isolux c. España (Laudo), párr. 741, RL-0088.

³²² Dúplica del Demandado, párrs. 151-155.

(2) La Posición de las Demandantes

- 292. Las Demandantes argumentan que la excepción al Artículo 21.1 del TCE sólo se aplica a las medidas tributarias que son *bona fide*, es decir, no a las acciones disfrazadas de impuesto que tienen como objetivo lograr un propósito diferente.³²³ A este respecto, el tribunal de *Yukos* decidió que la excepción fiscal no se aplica a las medidas que se llevan a cabo bajo la apariencia de impuestos y que tienen otro objetivo que el de aumentar los ingresos del Estado.³²⁴
- 293. Además, las Demandantes explican que el IVPEE establecido por la Ley 15/2012 no es, en su opinión, un impuesto de buena fe, sino un artificio encubierto para que los productores de energías renovables reembolsen a España el déficit de tarifa.³²⁵
- 294. Las Demandantes sostienen que incluso el Gobierno español explicó que el verdadero objetivo del IVPEE "era recortar la retribución garantizada por el RD 661/2007 a los productores en Régimen Especial, con el fin de reducir el déficit de tarifa". 326
- 295. Además, las Demandantes sostienen que los argumentos de las demandantes en *Isolux c. España* no son los mismos que los utilizados por las Demandantes en este arbitraje. Ello se debe a dos razones. En primer lugar, en *Isolux* las demandantes argumentaron que el IVPEE no era un impuesto *bona fide* porque "(1) existía una contradicción entre el fin medioambiental que la Ley 15/2012 asigna al IVPEE y su verdadera finalidad (reducir el déficit de tarifa); y (2) el IVPEE discriminaba a los productores fotovoltaicos". En cuanto a estos argumentos, el tribunal decidió que sólo porque exista una contradicción entre la finalidad ambiental teórica del IVPEE y su finalidad real, no torna al IVPEE *mala fide*. Sen segundo lugar, los demandantes en *Isolux* no observaron que, incluso si el

³²³ Réplica de las Demandantes, párrs. 70-84.

³²⁴ Ibíd, párr. 71, citando a Yukos c. Rusia (Laudo Final), CL-0134.

³²⁵ Réplica de las Demandantes, párr. 79.

³²⁶ Ibíd, párrs. 76-79.

³²⁷ Dúplica de las Demandantes, párr. 84.

³²⁸ Ibíd, párrs. 83-87.

IVPEE se considerara un impuesto a los efectos del Artículo 21 del TCE, entraría en el ámbito de aplicación de un impuesto distinto "de los impuestos sobre la renta o el capital".³²⁹ Esto se debe a que el IVPEE impone un gravamen sobre los "ingresos brutos", que no está incluido en la definición de "renta" según el Artículo 21 del TCE.³³⁰

296. Las Demandantes también alegan que tienen derecho al trato de NMF de conformidad con el Artículo 10.7 del TCE en relación con la tributación de las inversiones extranjeras por parte del Demandado. El Artículo 10.7 del TCE exige que el Demandado conceda el trato de NMF a los inversores alemanes en el sector energético español. En otros tratados de inversión, el Demandado ha aceptado observar también en relación con medidas tributarias la típica gama de protecciones a la inversión (cláusula paraguas, trato justo y equitativo, protección y seguridad constantes y no deterioro). Por lo tanto, las Demandantes tienen derecho a la misma protección de las inversiones en relación con el IVPEE en virtud de los Artículos 21.3 y 10.7 del TCE.³³¹

(3) El Análisis del Tribunal

297. De acuerdo con todos los demás tribunales que han abordado esta cuestión, el Tribunal considera que el IVPEE es una medida impositiva excluida de su jurisdicción en virtud del Artículo 10.1 del TCE por el Artículo 21.1 del TCE, que establece lo siguiente:

(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.³³²

³²⁹ Réplica de las Demandantes, párrs. 85-97.

³³⁰ Ibíd, párrs. 90-97, Dúplica de las Demandantes, párrs. 88-96.

³³¹ Réplica de las Demandantes, párrs. 844-847.

³³² TCE, Artículo 21.1, RL-0006.

- 298. El término "medida impositiva" no se define en el TCE, aunque el Artículo 21.7.a incluye "las disposiciones sobre impuestos de la legislación nacional de la Parte Contratante, o de una subdivisión política de la misma o de una autoridad local dentro de ésta;", así como "las disposiciones sobre impuestos de cualquier convenio para evitar la doble imposición y de cualquier acuerdo o arreglo internacional al que esté vinculada la Parte Contratante."
- 299. En opinión del Tribunal, al término "medida impositiva" debe dársele su significado normal en el contexto del TCE. Según el tribunal de *EnCana c. Ecuador*:

La cuestión de si algo es una medida impositiva es principalmente una cuestión de su funcionamiento legal, no de su efecto económico. Una ley tributaria es aquella que impone a clases de personas la obligación de pagar dinero al Estado para fines públicos. Las repercusiones o efectos económicos de las medidas fiscales pueden ser poco claros y discutibles; no obstante, una medida es una medida impositiva si forma parte del régimen de imposición de un impuesto. Una medida que proporciona una exención fiscal es tanto una medida impositiva como una medida que impone el impuesto en primer lugar.³³³

- 300. El tribunal interpretó el término "medida impositiva" en un TBI, pero no parece haber razón para no aplicar su definición aquí. A efectos del Artículo 21.1 del TCE, basta con demostrar que el IVPEE constituye un impuesto, es decir, una exacción obligatoria de dinero por ley con fines públicos.
- 301. *Prima facie*, el IVPEE es un impuesto. Fue confirmado como tal por los tribunales españoles. El Tribunal Superior de Justicia desestimó un recurso contra la Orden Ministerial HAP/703/2013 de abril de 2013³³⁴ que aprobaba el Modelo 583 por el que los contribuyentes autoliquidaban y pagaban el IVPEE a la Hacienda Pública española. El

³³³ EnCana Corporation c. República del Ecuador (CNUDMI), Laudo, 3 de febrero de 2006, párr. 142, RL-0027 y CL-0005. [Traducción del Tribunal]

³³⁴ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 162-163.

Tribunal Superior declaró la legalidad de la Orden.³³⁵ En segundo lugar, el 6 de noviembre de 2014,³³⁶ el Tribunal Constitucional desestimó una demanda de inconstitucionalidad de los Artículos 4, 5 y 8 del IVPEE.³³⁷ El Tribunal dictaminó que "los preceptos impugnados no rebasan la libertad de configuración del legislador, al que nada le impide el uso de los tributos [...]"³³⁸ y se refirió al IVPEE como "el impuesto en cuestión".³³⁹

- 302. En cuanto a la segunda parte de la definición del término "medida impositiva", a saber, si el IVPEE constituye una exacción obligatoria de dinero por ley para fines públicos, este Tribunal está de acuerdo con la conclusión del tribunal en *Isolux c. España*. El IVPEE fue establecido por el Estado español con carácter obligatorio para todos los productores de energía eléctrica con el fin de recaudar fondos para el Estado. El objetivo de la Ley 15/2012 era abordar la producción eficiente de energía que respete el medio ambiente y la sustentabilidad. A primera vista, el IVPEE constituye una exacción obligatoria de dinero por ley para fines públicos.
- 303. Sin embargo, en opinión de las Demandantes, para que una medida impositiva entre en el ámbito de aplicación del Artículo 21.1 del TCE, debe haberse promulgado de buena fe. Esta prueba adicional de buena fe fue aplicada por los tribunales en *Yukos c. Rusia* y en *Hulley c. Rusia*. En *Yukos* el tribunal constató que:
 - [...] la excepción del Artículo 21(1) sólo puede aplicarse a acciones fiscales de buena fe, es decir, acciones motivadas por el propósito de recaudar ingresos generales para el Estado. Por el contrario, las medidas que sólo se adoptan bajo un pretexto tributario, pero que en realidad tienen por objeto lograr un objetivo totalmente independiente (tal como la destrucción de una empresa o la

³³⁵ Ver Sentencia del Tribunal Superior por la que se desestima la apelación 297/2013, 2 de junio de 2014; R-0010, Sentencia del Tribunal Superior por la que se desestima la apelación 298/2013, 2 de junio de 2014; R-0011, Sentencia del Tribunal Superior por la que se desestima la apelación 296/2013, 30 de junio de 2014. R-0012.

³³⁶ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 171.

³³⁷ Sentencia 183/2014 de 6 de noviembre de 2014, publicada en el BOE el 4 de diciembre de 2014, R-0019.

³³⁸ Ibíd, pág. 104, [PDF pág. 14].

³³⁹ Id.

³⁴⁰ Isolux c. España (Laudo), párr. 740, RL-0088.

³⁴¹ Ley 15/2012, Preámbulo, R-0003.

eliminación de un oponente político), no pueden acogerse a la exención de la norma de protección del TCE en virtud de la excepción fiscal prevista en el Artículo 21(1).³⁴²

- 304. El tribunal de *Yukos*, al igual que el tribunal de *Hulley*, distinguió entre medidas de buena fe y medidas destinadas a destruir una empresa o un oponente político.³⁴³
- 305. El Tribunal no se enfrenta a una situación similar. No hay pruebas de que España pretendiera destruir a las Demandantes por medio del IVPEE. Tal y como declaró el tribunal en el caso *Isolux c. España*, las "repercusiones económicas o los efectos del IVPEE pueden resultar oscuros y discutibles, pero eso no constituye un argumento suficiente para concluir que el IVPEE es una medida impositiva promulgada de mala fe."
- 306. En el caso *Eiser c. España*, el tribunal no decidió si existe una excepción de mala fe al Artículo 21.1:³⁴⁵ sostuvo que la alegación de mala fe "sólo podría mantenerse si España sabía o debía haber sabido que las tarifas del RD 661/2007 no podían ser sustancialmente alteradas, y que por lo tanto violó a sabiendas sus obligaciones en virtud del TCE mediante la adopción de la Ley 15/2012. Las pruebas no son suficientes para sustentar esta afirmación". ³⁴⁶ Del mismo modo, en el presente caso: existía una preocupación por el creciente déficit de tarifa, pero era una preocupación legítima y fue razonable que el sector energético en su conjunto soportara al menos una parte de la carga fiscal.
- 307. La decisión en *Antaris c. la República Checa* no es inconsistente con esta conclusión. Allí el tribunal sostuvo que un gravamen imputable únicamente a los beneficiarios de los subsidios y recaudado mediante una compensación de los derechos a los subsidios no era un impuesto. La decisión sobre este punto se distingue, entre otras cosas, por el hecho de

³⁴² Yukos c. Rusia (Laudo Final), párr. 1407, RL-0082. [Traducción del Tribunal]

³⁴³ Ibíd, párr. 1407. *Hulley Enterprises Limited (Cyprus) c. La República Federal Rusa* (Caso CPA No. AA 226), Laudo Final, 18 de julio de 2014, (en adelante "*Hulley c. Rusia* (Laudo Final)"), párr. 1407, CL-0135.

³⁴⁴ Isolux c. España (Laudo), párr. 739, RL-0088.

³⁴⁵ *Eiser c. España* (Laudo), párr. 269, CL-0217.

³⁴⁶ Id.

que el Tribunal Administrativo Supremo checo consideró que "el Gravamen Solar no es un impuesto a los efectos de la prohibición de la doble imposición en virtud de la legislación checa".³⁴⁷ El propósito declarado del gravamen era reducir las tarifas *feed-in* para determinados inversores y no aumentar los ingresos para el presupuesto del Estado.³⁴⁸

308. En contraste, el Tribunal Constitucional español, en su sentencia de 4 de diciembre de 2014, ratificó el IVPEE basándose en que:

[...] los preceptos impugnados no rebasan la libertad de configuración del legislador, al que nada le impide el uso de los tributos como un instrumento de política económica sobre un determinado sector [...] esto es, con fines de ordenación o extrafiscales [...] La aplicación generalizada del impuesto en cuestión responde a una opción del legislador, que, respetando los principios constitucionales, cuenta con un amplio margen para el establecimiento y configuración del tributo. Margen que no puede verse constreñido por la exigencia de una diferenciación que no resulta constitucionalmente obligada, por más que al recurrente le parezca conveniente u oportuna, ni tampoco por las expectativas de mantenimiento del régimen fiscal preexistente -lo que, de por sí, impediría toda innovación legislativa.³⁴⁹

- 309. Por estas razones, el Tribunal considera que el IVPEE constituye una medida impositiva a efectos del Artículo 21.1 y que la demanda está fuera de la competencia del Tribunal en la medida en que alega una supuesta infracción del Artículo 10.1 del TCE.
- 310. Las Demandantes tratan de evitar las consecuencias excluyentes de clasificar al IVPEE como "medida impositiva" basándose en el Artículo 21.3 del TCE, que establece que, con ciertas excepciones que aquí no interesan, "Los apartados 2 y 7 del artículo 10 se aplicarán a las medidas impositivas... distintas de los impuestos sobre la renta o el capital". El Artículo 10.7 contiene una disposición de NMF según la cual las Demandantes pueden invocar otros tratados internacionales de inversión en los que España sea parte. Estos

³⁴⁷ Antaris c. República Checa (Laudo), párrs. 233, 238, CL-0243. [Traducción del Tribunal]

³⁴⁸ Ibíd, párrs. 250 y siguientes.

³⁴⁹ Sentencia 183/2014 de la sesión plenaria del Tribunal Constitucional, 6 de noviembre de 2014, pág. 14 [PDF], R-0019.

acuerdos contienen la gama estándar de protecciones a la inversión, incluyendo la cláusula paraguas, disposiciones de trato justo y equitativo y disposiciones de protección constante y de seguridad y no deterioro. Por lo tanto, las Demandantes argumentan que el Artículo 21.3 deja entrar por la puerta trasera las protecciones excluidas por el Artículo 21.1 en relación con las "Medidas Impositivas".³⁵⁰

- 311. Pero sólo lo hace si el IVPEE no es un "impuesto sobre la renta o el capital". El Artículo 21.7.b del TCE define este término en términos generales como:
 - [...] cualquier impuesto sobre la totalidad de la renta, la totalidad del capital o partes de la renta o del capital, incluidos los impuestos sobre ganancias derivadas de la enajenación de bienes, los impuestos sobre la propiedad inmobiliaria, las herencias o donaciones u otros impuestos semejantes, los impuestos sobre el total de las remuneraciones o salarios pagados por las empresas, y los impuestos sobre las plusvalías del capital.
- 312. La cuestión es entonces si el IVPEE es un "impuesto sobre la renta o el capital". En tal caso, la cláusula de NMF del Artículo 10.7 no se aplicaría. Según el Informe Regulatorio de KPMG, la Ley 15/2012 introdujo un impuesto del 7% sobre el "ingreso total percibido... por la producción e incorporación de energía en el sistema eléctrico". ³⁵¹ El término "totalidad de la renta" utilizado en el Artículo 21.7.b puede equipararse al término "ingreso total" utilizado por los peritos de las Demandantes. Aunque ambos términos no son coextensivos, el Artículo 21.7.b establece que los impuestos sobre "la totalidad de la renta" también constituyen medidas impositivas sobre la renta o el capital. Si la "totalidad de la renta" no constituye el "total de las remuneraciones", sin duda constituyen "partes de la renta o del capital".
- 313. El Artículo 6 de la Ley 15/2012 establece que la "base imponible" es el "importe total que corresponda percibir al contribuyente". 352 Además, "en el cálculo del importe total se

³⁵⁰ Ver el párrafo anterior 292.

³⁵¹ Primer Informe Regulatorio de KPMG, párr. 243, CER-0001.

³⁵² Ley 15/2012, C-0203.

considerarán las retribuciones [...]". Por lo tanto, el impuesto se aplica al menos a las "partes de la renta o del capital".

314. En consecuencia, el IVPEE es un impuesto sobre la renta en el sentido del Artículo 21.7.b del TCE. En consecuencia, las Demandantes no pueden invocar ninguna otra norma de protección mediante la cláusula de NMF del Artículo 10.7 del TCE. Este fundamento adicional de la reclamación tampoco puede prosperar.

I. EL FONDO DE LA RECLAMACIÓN

A. INTRODUCCIÓN

- 315. Las Demandantes hacen valer cinco pretensiones derivadas del TCE:
 - (a) expropiación indirecta (Artículo 13 del TCE);
 - (b) incumplimiento de la cláusula paraguas (Artículo 10(1) del TCE, última oración);
 - (c) incumplimiento del trato justo y equitativo (Artículo 10(1) del TCE, segunda oración);
 - (d) incumplimiento de la obligación de protección más constante (Artículo 10(1) del TCE, tercera oración);
 - (e) menoscabo de la inversión por medidas irrazonables o discriminatorias (Artículo 10(1) del TCE, tercera oración).
- 316. Antes de pasar al fondo de estas reclamaciones, en la medida en que son de la competencia del Tribunal, es pertinente observar que se han presentado un gran número de reclamaciones paralelas contra el Demandado derivadas de las Medidas Controvertidas, que han producido resultados algo discrepantes.

317. Como cuestión general, los tribunales de inversión (como otros tribunales internacionales) no están obligados por una doctrina estricta de precedentes, sino que deben hacer sus propias apreciaciones basadas en las pruebas y argumentos que se les presentan. Por otra parte, en la práctica, los tribunales citan regularmente los laudos anteriores de dominio público, y les prestan una atención especial. En opinión del Tribunal, las decisiones concordantes sobre la interpretación y aplicación del TCE merecen ser respetadas, especialmente si alcanzan el nivel de *jurisprudence constante*. Por otra parte, cuando difieren, un tribunal posterior no tiene otra opción que formarse su propia opinión sobre el derecho pertinente y su aplicación a los hechos. Esto ha hecho el Tribunal.

B. RESUMEN DE LAS POSICIONES DE LAS PARTES

318. En esta sección se exponen las posiciones de las Partes respecto a: (a) la evolución del marco regulatorio de las energías renovables en España; (b) el alcance y efecto legal (si lo hubiera) del Acuerdo de 2010; (c) la aprobación del nuevo régimen de retribución; (d) el impacto de las Medidas Controvertidas en los Parques Eólicos; y (e) las expectativas manifestadas por las Demandantes. En la Sección VI(C) que figura a continuación se abordan las reclamaciones presentadas en virtud del TCE y los argumentos de las Partes en relación con las mismas.

(1) Las posiciones de las Demandantes

(a) La evolución del marco regulatorio

319. Según las Demandantes, España se comprometió, en virtud del derecho la UE y de otros instrumentos internacionales, a alcanzar objetivos ambiciosos en materia de energías renovables.³⁵³ Para alcanzar dichos objetivos, puso en marcha un sistema de incentivos "feed-in" específicamente diseñados para inducir a "productores renovables cualificados" a invertir en España³⁵⁴ y para facilitar su acceso a la financiación de proyectos. ³⁵⁵ Este

³⁵³ Réplica de las Demandantes, párrs. 22-62.

³⁵⁴ Ibíd, párr. 135.

³⁵⁵ Ibíd, párrs. 108-119.

sistema, que fue promovido por funcionarios gubernamentales en el extranjero para atraer inversiones extranjeras de varios países, entre ellos Alemania (Estado de origen de las Demandantes), garantizaba, entre otros, "un precio por kWh de electricidad producida durante la vida útil de su instalación de FER (TR o PR)", 356 un derecho que "estaba vinculado a la instalación, con lo que los inversores posteriores podían beneficiarse del mismo". 357

- 320. Según las Demandantes, el Artículo 30.4 de la Ley 54/1997 otorgó a los productores del Régimen Especial un derecho general a una prima (a saber, la remuneración "se complementará con una prima"). 358 Las sucesivas reglamentaciones dieron contenido a este derecho al establecer derechos específicos, que debían ser permanentes y permanecer estables a lo largo del tiempo. Estos derechos están recogidos en el RD 661/2007, que incluye el derecho a: (i) elegir anualmente entre la tarifa regulada o el Precio Pool más una Opción de Prima; (ii) vender bajo ambas opciones el importe neto completo de la electricidad producida; (iii) recibir el esquema de retribución "feed-in" durante un período de tiempo ilimitado, incluyendo así toda la vida útil de los Parques Eólicos; (iv) recibir un esquema de remuneración "feed-in" en el que las tarifas, primas y límites superior e inferior tenían que actualizarse anualmente de acuerdo con el IPC general menos 0,25% hasta finales de 2012 y menos del 0,50% en adelante; (v) al acceso prioritario a la red de transporte y distribución y a la prioridad de despacho de energía; y, (vi) a recibir, con independencia de la opción de venta elegida en virtud del Artículo 24.1 del RD 661/2007, un Complemento de Energía Reactiva para el mantenimiento de determinados valores de factor de potencia estipulados, que se estableció en 0,082954 EUR/kWh.359
- 321. Según las Demandantes, sólo "los productores renovables cualificados que lograran construir, poner en marcha e inscribir su instalación en el RAIPRE, y que contribuyeran

³⁵⁶ Ibíd, párr. 43.

³⁵⁷ Ibíd, párr. 125.

³⁵⁸ Ibíd, párrs. 247 a 255.

³⁵⁹ Memorial de las Demandantes, párrs. 11, 256, 833, 892.

a los objetivos establecidos en los Planes de Energías Renovables, tenían derecho a las TR y PR garantizadas en los Reglamentos del Régimen económico primado". En aquel momento se formó una relación jurídica entre el inversor y el Gobierno español. De este modo, España "celebró un acuerdo regulatorio con los inversores, ofreciéndoles un derecho adquirido a percbir una TR o PR a cambio de inversiones que aumentaran la potencia instalada de energías renovables en el territorio español". 362

322. Ni la Ley 54/1997 ni las regulaciones feed-in establecían que los incentivos del Régimen Especial pudieran ser modificados o eliminados como consecuencia de variables macroeconómicas, 363 basadas en algún tipo de "principio de sostenibilidad" o "principio de autosuficiencia". 364 Entre 1997 y 2007, el Artículo 15 de la Ley 54/1997 disponía simplemente que el Gobierno fijaría los precios de la electricidad en función de las tarifas y los peajes de transporte y distribución. 365 Sólo en 2007 -diez años después de la entrada en vigor de la Ley 54/1997- se introdujo un principio de "autosuficiencia" en el Artículo 18.1 de la Ley 54 mediante la Ley 17/2007, que no era el principio general de "sostenibilidad" descrito por el Demandado, sino que se refería únicamente a la situación muy específica de las tarifas de último recurso para evitar distorsiones de la competencia. 366 Si si alguna vez existió un principio de autosuficiencia más amplio en el sistema eléctrico español, éste no se introdujo como parámetro vinculante hasta diciembre de 2012, a través de la Ley 15/2012, una de las Medidas Controvertidas. Antes de ello, el Demandado había financiado parte de los costes del sistema eléctrico a través de los ingresos generales del Estado, lo que desmiente la existencia de tal principio.

³⁶⁰ Réplica de las Demandantes, párr. 135.

³⁶¹ Memorial de las Demandantes, párr. 150.

³⁶² Réplica de las Demandantes, párr. 121.

³⁶³ Ibíd, párrs. 232-246.

³⁶⁴ Ibíd, párrs. 86-99.

³⁶⁵ Ver Ley 54/1997, C-0032.

³⁶⁶ Ver Ley 17/2007, C-0501.

³⁶⁷ Ver el preámbulo de la Ley 24/2013, enmendado ("La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se ha revelado insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema"), C-0212.

323. Los Planes de Energías Renovables no se adoptaron para estimar los costes del aumento de las energías renovables ni establecieron límites discernibles a la rentabilidad de los inversores. Más bien, estimaron la cantidad de dinero necesaria para financiar el aumento deseado de la capacidad instalada y así poder decidir sobre los estímulos regulatorios efectivos para atraer ese capital en forma de inversiones.³⁶⁸ Como se ha indicado anteriormente,

RD 661/2007 garantizaba el derecho de venta de toda la electricidad producida (prioridad de expedición), con el fin de que los inversores no asumieran el riesgo de la demanda de electricidad. ³⁶⁹ Por lo tanto, la estimación de la demanda futura de los Planes de Energías Renovables no puede utilizarse para frustrar ese propósito. Tampoco pueden prevalecer las hipótesis subyacentes relativas a la rentabilidad y a la vida operativa, sobre las condiciones de los reales decretos aplicables.

324. Contrariamente a lo que afirma el Demandado, los Artículos 40.3 del RD 436/2004 y Artículo 44.3 del RD 661/2007 no se limitan a las revisiones programadas de la "tarifa regulada y los límites superior e inferior" del RD 661/2007, ni a la "tarifa, primas, incentivos y complementos" del RD 436/2004. Su alcance es mucho más amplio. Protegen las instalaciones existentes de cualquier "ajuste perjudicial" o "revisión a la baja" (distintos de los previstos en las disposiciones de actualización y revisión aplicables) o, al menos, crearon expectativas justificadas a tal efecto. ³⁷⁰ Esta interpretación se deriva del contexto en el que se emitieron estas disposiciones y del comportamiento de las autoridades españolas en relación con ellas. ³⁷¹

³⁶⁸ Réplica de las Demandantes, párr. 61.

³⁶⁹ Ibíd, párr. 727.

³⁷⁰ Ibíd, párr. 146.

³⁷¹ De lo contrario, se preguntaban las Demandantes: "¿Por qué instó la CNE al Gobierno de España a respetar la cláusula de *grandfathering* del RD 436/2004 durante la elaboración del RD 661/2007?, ¿por qué se solicitó al Abogado del Estado que elaborara un informe sobre la posible retroactividad del RD 661/2007 a la luz del artículo 40.3 del RD 436/2004?, ¿por qué llegó el Gobierno de España a un acuerdo con AEE y Protermosolar antes de introducir cambios retroactivos en el RD 661/2007 a través del RD 1614/2010? Y lo que es más, ¿cómo es posible que miles de inversores y entidades bancarias, con toda sofisticación y experiencia, fueran tan inocentes como para

- 325. Hasta 2012, el Demandado había tratado "constantemente de mejorar la estabilidad regulatoria de los proyectos de energías renovables", ³⁷² negociando cualquier propuesta de enmienda con el sector de la energía renovable antes de ponerla en marcha. El RD 661/2007 no se introdujo tras la adopción del RDL 7/2006 para remediar los "efectos perversos" del RD 436/2004 y proteger la sostenibilidad del sistema eléctrico, como sostiene el Demandado. De hecho, los cambios introducidos por el RD 661/2007 permitieron al Gobierno "increment[ar] las TR y PR", 373 los que fueron incrementados para aquellas tecnologías con menores niveles de crecimiento como la biomasa y la termosolar. También se aumentaron las tarifas reguladas para las instalaciones eólicas³⁷⁴ y el mecanismo de topes y pisos introducido en relación con las primas para todas las tecnologías no sólo benefició al Gobierno español (al establecer un tope si el precio de mercado era superior al límite máximo), sino también a los inversores (al establecer un piso si el precio de mercado era inferior al mínimo), lo que reforzó la estabilidad de precios en el marco de la opción PR. 375 Todos estos cambios fueron coherentes con el modelo de "feed-in". Además, se previó un período transitorio para proteger las instalaciones existentes.³⁷⁶
- 326. Tampoco se adoptó el RDL 6/2009 para reequilibrar la sostenibilidad del sistema eléctrico. Se trataba de otro "intento fallido del Demandado por reducir el Déficit de tarifa [...] de forma compatible con las políticas de energías renovables, sin convertir a los inversores de renovables en chivos expiatorios". Sólo afectó a posibles futuros inversores. Aun así, los inversores que lograran obtener el pre-registro y construir a tiempo se beneficiarían del régimen de remuneración previsto en el RDL 6/2009. Por ello, "a través del RD-L 6/2009, el Demandado incentivó a los futuros inversores a realizar

comprometer inversiones multimillonarias en proyectos renovables arriesgados sobre la base de disposiciones sin sentido? Réplica de las Demandantes, párr. 158. Véanse también ibíd, párrs. 264-265.

³⁷² Réplica de las Demandantes, párrs. 63-85 y 120 et seg.

³⁷³ Ibíd, párr. 82.

³⁷⁴ Ibíd, párr. 85.

³⁷⁵ Ibíd, párrs. 162-163.

³⁷⁶ Ver párrafo 126 *supra*.

³⁷⁷ Ibíd [sic], párrs. 180 y 178.

inversiones más importantes a cambio de garantías específicas de estabilidad y seguridad jurídica".³⁷⁸ Lo que es más, España aceptó finalmente una capacidad instalada adicional por encima de los objetivos iniciales sobre la base de estudios que concluían que era económicamente viable,³⁷⁹ lo que refuta que el RDL 6/2009 haya sido necesario para garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico.

327. Entendidos correctamente, la Prima *Feed-in* y la Tarifa *Feed-in* (FiT y FiP por sus siglas en inglés) no eran subsidios, sino costes para corregir las deficiencias del mercado y garantizar el correcto funcionamiento del mercado de la electricidad, diversificando y reforzando los suministros de energía. Por lo tanto, no están cubiertos por el derecho de la UE sobre ayudas estatales.

(b) El Acuerdo de 2010

- 328. Si existió en algún momento algún grado de riesgo regulatorio, el Demandado lo hizo desaparecer en el año 2010 al suscribir un acuerdo con el sector Eólico para garantizar la estabilidad de las regulaciones "feed-in". Tras largas negociaciones, ambas partes acordaron concesiones recíprocas "que llevaron a una solución de compromiso que se consignó por escrito y que el propio Ministerio designaba como un Acuerdo sin comillas". También lo hicieron múltiples autoridades españolas y la AEE. Rosteriormente, el Demandado incluyó las disposiciones de este acuerdo en el primer borrador del RD 1614/2010, publicado el 30 de julio de 2010, fecha pertinente a efectos del Artículo 24.1.c de la Ley 50/1997 sobre el Gobierno Español.
- 329. En contra de lo que sostiene el Demandado, estas negociaciones no formaron parte de ningún proceso ordinario de consulta con arreglo al Artículo 24 de la Ley 50/1997; precedieron al proyecto de real decreto y no pueden ser subsumidas bajo dicha

³⁷⁸ Ibíd [sic], párr. 188.

³⁷⁹ Ver el párrafo 147 *supra* y la Resolución del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, C-0405.

³⁸⁰ Réplica de las Demandantes, párrs. 100-107.

³⁸¹ Ibíd, párr. 317.

³⁸² Ver párrafo 158 *supra*.

disposición. El resultado de este acuerdo fue el Artículo 5.3, según el cual el Demandado se comprometía a no "aprobar ningún cambio regulatorio que afectara la retribución que debía percibir La Muela", ³⁸³ tal como se informa en documentos contemporáneos. Se trataba de "una garantía adicional de estabilidad jurídica con respecto a la que ya contenía el artículo 44.3 del RD 661/2007, que no incluía una garantía específica sobre las Primas", ³⁸⁴ siendo su objeto servir de "cláusula de intangibilidad". ³⁸⁵ Además, el Gobierno incluyó el Artículo 2.4 *in fine*, bajo el cual no se revisaría el número de horas equivalentes de funcionamiento para los parques eólicos ya registrados en el RAIPRE, como los Parques Eólicos.

- 330. El peaje de acceso introducido por el RDL 14/2010 no refuta en modo alguno la existencia de este acuerdo ni su carácter vinculante. El Artículo 17 de la Ley 54/1997 facultaba al Demandado a establecer peajes de acceso, factor que no era nuevo para las Demandantes cuando decidieron invertir en los Parques Eólicos. Para el subsector Eólico, este peaje, cuyo impacto económico fue mínimo, no se consideró como un incumplimiento del Acuerdo.
- 331. Las Demandantes solicitaron, y el Tribunal ordenó al Demandado, que presentara varios documentos relativos al Acuerdo de 2010. El Demandado no cumplió con estas solicitudes y órdenes. Por lo tanto, el Tribunal debe realizar inferencias negativas contra el Demandado al evaluar las pruebas presentadas por las Partes sobre este punto. 386

³⁸³ Réplica de las Demandantes, párr. 342.

³⁸⁴ Ibíd, párr. 347.

³⁸⁵ Ibíd, párrs. 350-353.

³⁸⁶ Ver Réplica de las Demandantes, párr. 381 ("Las Demandantes insisten en que el Demandado no ha cumplido satisfactoriamente con la OP N° 3 relativa a las Solicitudes 33-35 (autorizadas por el Tribunal Arbitral) y las Solicitudes 23-32 (no ordenadas por el Tribunal Arbitral a la luz de las manifestaciones del Demandado). En este punto, corresponde señalar que el Demandado vulneró por completo la OP n° 3 y que, de conformidad con el artículo 9.5 de las Reglas de la IBA, el Tribunal Arbitral puede inferir que, si no se pone a disposición una prueba, dicha prueba es contraria a los intereses de la parte que no la aporta, en este caso el Demandado").

(c) La aprobación de las Medidas Controvertidas

- 332. Los cambios en el marco regulatorio comenzaron en el 2012, tras la entrada de un nuevo Gobierno. La finalidad de estos cambios era reducir el déficit de tarifa, un problema de creación propia de España. Su causa fundamental radica en "la incapacidad reiterada del Gobierno para fijar tarifas de los consumidores minoristas que permitan recuperar los costes íntegros de los servicios eléctricos que regula España", 387 así como en su decisión de incluir en el sistema costes que no le pertenecen, como son los planes de apoyo a los territorios insulares españoles. Los incentivos financieros al sector eólico sólo desempeñaron un papel limitado en la acumulación del déficit de tarifa. A pesar de que el Demandado disponía de múltiples alternativas para resolver este problema, decidió adoptar las Medidas Controvertidas que no eran ni necesarias, ni proporcionadas.
- 333. En primer lugar, la Ley 15/2012 introdujo un recorte del 7% en la remuneración de los productores de energía bajo la apariencia de un impuesto medioambiental, el IVPEE. 388 Esta medida tuvo un efecto desproporcionado en las instalaciones eólicas, que en general tienen costes más elevados. También es discriminatoria porque los productores de energías renovables, a diferencia de los productores convencionales (no renovables), no pueden repercutir el impuesto en los consumidores y los Parques Eólicos de las Demandantes no reciben una retribución específica en virtud del nuevo régimen; por lo tanto, el hecho de que las cantidades pagadas por el IVPEE se consideren costes recuperables en virtud de dicho régimen, no tiene ningún efecto.
- 334. El RDL 2/2013 eliminó entonces de facto la opción Prima reduciendo a cero el valor de la prima, y con ello el "derecho" a elegir anualmente entre la opción Prima o la Tarifa Fija del RD 661/2007. Contrariamente a lo que sostiene el Demandado, esta medida no siguió la recomendación de la CNE de reducir la prima en un 12% con el fin de remediar una supuesta inconsistencia en el cálculo de la prima, sino que fue mucho más allá. Los efectos

³⁸⁷ Réplica de las Demandantes, párr. 748.

³⁸⁸ Ibíd, párrs. 384-405.

de esta medida tampoco son comparables a la terminación de la opción de la Prima respecto a los productores de energía fotovoltaica introducida en 2007. El RD 661/2007 incrementó la Tarifa Fija como compensación por dicha medida, haciendo más atractivas las inversiones en fotovoltaicas. Adicionalmente, la sustitución del IPC, otro cambio producido por el RDL 2/2013, tuvo un impacto negativo en la rentabilidad de los Parques Eólicos desde enero de 2013 hasta mediados de julio de 2013.

- 335. Sólo un par de meses después, el RDL 9/2013 derogó por completo el Régimen Especial de la Ley 54/1997. A continuación, el Demandado tardó un año en sustituir los parámetros específicos de retribución, período durante el cual los productores se encontraban en una situación de incertidumbre. Estos parámetros sólo se establecieron en el RD 413/2014, complementado posteriormente por la OM IET/1045/2014. Para empeorar las cosas, debían aplicarse retroactivamente a partir de la fecha de promulgación del RDL 9/2013, en julio de 2013. Mientras tanto, se efectuaron pagos a cuenta de una regularización definitiva bajo el nuevo régimen, lo que dio lugar al "pago obligatorio al Demandado de 460.000 euros 'indebidamente' recibidos [por los Parques Eólicos] entre julio de 2013 y julio de 2014"389
- 336. La totalidad de este proceso fue el resultado de un "comportamiento extremadamente arbitrario y opaco por parte del Demandado". ³⁹⁰ El proyecto del RD 413/2014 se sometió a consulta rápida sin los parámetros retributivos que se produjeron posteriormente, cuando se aprobó la OM IET/1045/2014. Esto impidió que los agentes renovables evaluaran las implicaciones económicas derivadas del nuevo sistema. Mientras tanto, el Demandado contrató a dos firmas consultoras, BCG y RB, en un oscuro proceso de licitación para calcular los parámetros retributivos y verificar las estimaciones y la metodología del IDAE. BCG y RB entregaron dos informes. Los informes criticaban las hipótesis y la metodología del IDAE, especialmente en cuanto eran aplicables a instalaciones existentes.

³⁸⁹ Memorial de las Demandantes, párr. 636(x).

³⁹⁰ Réplica de las Demandantes, Sección IV.

Entre otras cosas, BCG consideró que, debido a su heterogeneidad, no debería aplicarse a las instalaciones existentes un tipo de instalación estándar de referencia. También señaló que el IDAE no recopiló datos exactos para adoptar el Nuevo Modelo de Retribución. Ambos llegaron a la conclusión de que el Demandado consideraba que los costes de inversión estándar para cada tipo de instalación eran inferiores a sus costes reales. BCG también enfatizó que el Demandado pasó por alto los extensos costos de construcción y financiamiento incurridos por los proyectos existentes al definir el tipo de instalación estándar.

- 337. A pesar de las reiteradas solicitudes de accionistas y de sus propias normas de transparencia, el Demandado se negó a divulgar los informes de BCG y RB o, cualquier otro estudio interno. En su lugar, solicitó cambios en los informes del BCG y de RB. En espera de la implementación de estos cambios, el Demandado adoptó el Nuevo Modelo de Retribución a puerta cerrada, haciendo caso omiso del asesoramiento técnico de los expertos y de las recomendaciones del sector de las energías renovables. Tras su puesta en marcha, el Demandado rescindió el contrato de BCG, amenazó con ejecutar garantías bancarias contra BCG y se negó a revelar a los inversores cualquier parte del material de BCG o RB.
- 338. Las Demandantes solicitaron, y el Tribunal ordenó, que el Demandado presentara varios documentos relativos a estos informes. El Demandado no cumplió con estas solicitudes y órdenes. El Tribunal debe hacer inferencias negativas contra el Demandado al evaluar las pruebas presentadas por las Partes sobre este punto.³⁹¹

(d) El Impacto de las Medidas Controvertidas

339. Según las Demandantes, el nuevo régimen es un sistema sin precedentes basado en principios reguladores radicalmente diferentes del régimen anterior; más parecido a los

³⁹¹ Réplica de las Demandantes, párrs. 703–712.

monopolios naturales que a las regulaciones "feed-in" tradicionales.³⁹² Es un "cambio de paradigma" y un "caso clarísimo de oportunismo regulatorio".³⁹³

- 340. El antiguo régimen estaba diseñado para aumentar la producción de energía ofreciendo a los inversores mayores tasas de rendimiento *ex ante* si la producción de electricidad se maximizaba de forma eficiente, incluso si esto se hacía a un coste más elevado. ³⁹⁴ Ni el Artículo 30.4 de la Ley 54/1997 ni las Regulaciones sobre "*feed-in*" limitaban los rendimientos potenciales; sólo establecían un límite mínimo.
- 341. Con el nuevo régimen, las instalaciones de energía renovable ya no tienen *derecho* a incentivos y tienen muy pocas razones para maximizar la producción de electricidad. 395

 La retribución específica sólo está disponible si no se supera el tope del 7,398% en las devoluciones antes de impuestos, un tope que ni siquiera refleja el coste medio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) de la industria, como señaló la CNE. 396 Para calcular esto, las ganancias pasadas se calculan desde el inicio de la vida regulatoria de cada planta (por lo tanto, retroactivamente), aunque ninguna de las Medidas Controvertidas existía antes de 2012. Si la instalación es elegible, recibe una retribución específica por un período máximo de 20 años, independientemente de la vida útil real de la instalación. Plantas como los Parques Eólicos pueden operar hasta 41,4 años sujetos a un mínimo de reparación y tendrían derecho a incentivos "feed-in" durante todo este periodo según el RD 661/2007. KPMG estima que esto requeriría añadir alrededor de 67,5 millones de euros de CAPEX en 2028 397 (una suma que Econ One considera excesiva ya que el CAPEX inicial total de las plantas se situaba entre 94 y 99 millones de euros.

³⁹² Ibíd, párrs. 423-440.

³⁹³ Ibíd, párrs. 435, 438.

³⁹⁴ Ibíd, párrs. 476-490.

³⁹⁵ Ibíd, párrs. 471-475.

³⁹⁶ Ibíd, párr. 460.

³⁹⁷ Segundo Informe de Daños de KPMG, nota al pie 128, CER-0004.

Propone utilizar en su lugar una cifra de 17,2 millones de euros, lo que corresponde a los costes de sustitución de las palas del rotor). ³⁹⁸

- 342. El Nuevo Modelo de Retribución se aplica retroactivamente para borrar *de facto* el Régimen Especial.³⁹⁹ La "tasa de rentabilidad razonable" se calcula teniendo en cuenta los ingresos de las instalaciones según el marco regulatorio anterior. Si la retribución recibida antes de julio de 2013 supera el nivel determinado con arreglo al nuevo régimen, el exceso se compensa con una reducción de la retribución que debe percibirse a partir de julio de 2013. Este aspecto del nuevo régimen fue incluso criticado por jueces del Tribunal Supremo.⁴⁰⁰
- 343. Los costes de inversión atribuidos a los Parques Eólicos (IT-00652) son también inferiores a sus costes reales de inversión. ⁴⁰¹ La Orden IET 1045/2014 establece una inversión inicial de 94,7 millones de euros para una Instalación Tipo IT-00652, mientras que la inversión inicial de los Proyectos fue de casi 5 millones de euros más. ⁴⁰² Por otra parte, Renerco continuó realizando inversiones después de 2001, con un valor actual del total del activo inmovilizado (CAPEX total) de 108,8 millones de euros ⁴⁰³ (ni KPMG ni las Demandantes explican el impacto preciso de una mayor inversión *total* a diferencia de la inversión inicial CAPEX en daños y perjuicios.)
- 344. En cuanto a los OPEX de los Proyectos, KPMG afirma que en realidad son un 14% inferiores a los definidos en la OM IET/1045/2014. Por lo tanto, las Demandantes no hacen ninguna reclamación en relación con las estimaciones de los OPEX del Nuevo Régimen. 404

³⁹⁸ Segundo Informe Econ One, párrs. 221-222.

³⁹⁹ Réplica de las Demandantes, párrs. 501-505.

⁴⁰⁰ Ibíd, párrs. 504-505. Ver también párrafo 212 supra.

⁴⁰¹ Ibíd, párr. 483.

⁴⁰² Ver Segundo Informe de Daños de KPMG, párr. 164 y nota al pie 24, CER-0004, referido en Réplica de las Demandantes, párr. 483, nota al pie 441.

⁴⁰³ Segundo Informe de Daños de KPMG, párr. 165, CER-0004.

⁴⁰⁴ Ibíd, párrs. 159-162.

- 345. Además, el IVPEE y las penalizaciones para la energía reactiva siguen aplicándose, aunque se ha suprimido el complemento, y la nueva obligación de financiar situaciones de desequilibrio impuesta a los productores de energías renovables ha provocado retrasos significativos en los pagos. Por ejemplo, al 30 de junio de 2015, los productores de energías renovables habían recaudado sólo el 82,68% de los pagos a los que tenían derecho en virtud del nuevo régimen correspondiente al primer semestre de 2015. 405
- 346. En el caso de los Parques Eólicos de las Demandantes, han "sufrido una penalización máxima al verse privad[os] de absolutamente todos los incentivos con el argumento de que ya había[n] obtenido la rentabilidad estándar del 7,398% antes de impuestos, pese a que ese límite no existía [antes]". 406 Los flujos de caja han disminuido en un 81,2%, lo que ha dado lugar a daños y perjuicios a las Demandantes por un importe de unos 70 millones de euros. 407 Como consecuencia de ello, el Nuevo Modelo de Retribución ha reducido sustancialmente la TIR de La Muela del 9,40% a sólo el 7,08% (después de impuestos), lo que supone un "impacto y efecto en la TIR, con una diferencia del 2,33% (después de impuestos)". 408 El Nuevo Modelo de Retribución priva así a las Demandantes de sus legítimas recompensas bajo el anterior régimen regulatorio. 409 Las Demandantes asumieron riesgos tecnológicos y de construcción porque ese régimen ofrecía la posibilidad de obtener rendimientos superiores a los que el Demandado considera ahora razonables.
- 347. Debido al impacto de las Medidas Controvertidas, las Demandantes tuvieron que refinanciar sus préstamos en términos onerosos (la "Refinanciación del 2016"). BayWa AG intervino como garante (lo que contradice la naturaleza sin recurso del acuerdo de financiación original); el calendario de pagos se prolongó de 19 a 23 años; los *ratios* financieros son ahora mucho más estrictos; el tipo de interés ordinario aumentó del 0,75%

⁴⁰⁵ Memorial de las Demandantes, párrs. 579-582.

⁴⁰⁶ Réplica de las Demandantes, párr. 483.

⁴⁰⁷ Audiencia noviembre 2017, Presentación sobre Daños de KPMG, Diapositivas 27, 49.

⁴⁰⁸ Audiencia noviembre 2017, Presentación sobre Daños de KPMG, Diapositiva 75. [Traducción del Tribunal]

⁴⁰⁹ Réplica de las Demandantes, párrs. 491-500.

al 1,60%; los dividendos no podrán distribuirse a los accionistas hasta que la deuda se haya reembolsado en su totalidad y la calificación crediticia del Proyecto ha caído significativamente.

348. Por último, el Nuevo Modelo de Retribución es la antítesis de la estabilidad. Contempla profundos cambios regulatorios cada tres y seis años: "[a] día de hoy, la 'tasa de rentabilidad razonable' está fijada en el 7,398%, pero mañana podría pasar al 6% o incluso al 5%. Todo depende del estado de ánimo del Demandado, puesto que no se ha dado a conocer la metodología (si es que hay alguna) para actualizar la 'tasa de rentabilidad razonable' o, más concretamente, el diferencial que habrá que aplicar en futuros periodos regulatorios". 410

(e) Las expectativas de las Demandantes

- 349. Las Demandantes afirman que no esperaban que un determinado real decreto permaneciera congelado, pero sí esperaban, y tenían derecho a esperar, que cualquier cambio preservara "las condiciones esenciales que se les garantizaron al invertir (TR o PR durante toda la vida útil de La Muela)". 411
- 350. Los inversores originales construyeron los Parques Eólicos bajo este entendimiento. 412 Con su constitución el 7 de noviembre de 2003, BayWa AH (antes RENERCO) "asumió las expectativas de los inversores originales". 413 Dichas expectativas "evolucionaron a medida que España fue desarrollando el Régimen especial en línea con sus políticas de renovables": 414 primero, con la promulgación del RD 436/2004 que mejoraba las condiciones del RD 2818/1998 e incluía un compromiso expreso de concesión de derechos adquiridos (Artículo 40.3); y luego con el RD 661/2007 que mantenía lo esencial

⁴¹⁰ Memorial de las Demandantes, párr. 569. Ver también párrafo 202 *supra*.

⁴¹¹ Réplica de las Demandantes, párr. 209. Ver también ibíd, párr. 274.

⁴¹² Ibíd, párr. 202. Ver también el prospecto de enero de 2001 emitido para los posibles inversionistas en La Muela, C-0022.

⁴¹³ Réplica de las Demandantes, párr. 208.

⁴¹⁴ Id.

del real decreto anterior e incluía un compromiso adicional de concesión de derechos adquiridos. Las expectativas de las Demandantes se vieron confirmadas una vez más por el Acuerdo de julio de 2010 entre el Gobierno español y la AEE, en el que se hicieron nuevas promesas de estabilización. Así, cuando se presentó la oportunidad de adquirir una participación mayoritaria de Shell en La Muela, el 8 de septiembre de 2011, las Demandantes no dudaron en aumentar sus inversiones en el sector español de las energías renovables. Esta es la fecha pertinente a efectos de las expectativas legítimas. Basándose en el marco regulatorio vigente en dicho momento, BayWa AH (a través de BayWa RE) decidió adquirir una participación de control en los Parques Eólicos. Sin embargo, a efectos de la diligencia debida, la fecha pertinente debe ser el 3 de noviembre de 2009, cuando BayWa AH adquirió la mayoría de las acciones de Renerco (posteriormente rebautizada como BayWa RE).

351. Las decisiones del Tribunal Supremo citadas por el Demandado son irrelevantes para la evaluación de las expectativas de las Demandantes. ⁴¹⁷ La gran mayoría de ellas fueron dictadas "después de que los Demandantes invirtieran en La Muela (es decir, después de septiembre de 2011)". ⁴¹⁸ Aquellas dictadas anteriormente no pueden simplemente "desplazar a las numerosas declaraciones del Gobierno de España con respecto al significado del Marco Regulatorio Nº 1 y las garantías explícitas contenidas en el Acuerdo [...]". ⁴¹⁹ En primer lugar, estas decisiones se referían a recursos de nulidad de reales decretos por violación de la jerarquía normativa española. No consideraron "las expectativas legítimas de los inversores ni la responsabilidad de la Administración española como consecuencia de la frustración de dichas expectativas". ⁴²⁰ El objeto de aquellos litigios es, por tanto, muy diferente al del presente arbitraje. En segundo lugar, se trata de "modificaciones menores de determinados aspectos de la retribución de las

⁴¹⁵ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 5, Sr. Fortún, págs. 1046-1047.

⁴¹⁶ Ibíd, págs. 1048-1049.

⁴¹⁷ Réplica de las Demandantes, S. 5, párrs. 273-315.

⁴¹⁸ Ibíd, párr. 277.

⁴¹⁹ Ibíd, párr. 279.

⁴²⁰ Ibíd, párr. 284.

instalaciones", ⁴²¹ cuyo alcance se ha visto atenuado por las cláusulas de protección frente a derechos adquiridos y disposiciones transitorias. No se trataba de un cambio de paradigma completo que eliminara todos los incentivos, como en este caso. En tercer lugar, los inversores no están obligados en virtud del TCE a realizar un estudio exhaustivo de la jurisprudencia del Estado anfitrión. Todo lo que se necesita es debida diligencia. En cuarto lugar, tras estas decisiones, la AEE y el Gobierno español alcanzaron el Acuerdo de 2010. La existencia de este acuerdo y de los compromisos adoptados en virtud del mismo "tiene un efecto en las expectativas legítimas de los Demandantes claramente mayor que cualquier sentencia anterior o posterior del Tribunal Supremo". ⁴²² El Tribunal Supremo no puede contradecir las declaraciones públicas del Gobierno. En ninguna de las presentaciones de los funcionarios del Gobierno se mencionó a los posibles inversionistas la jurisprudencia del Tribunal Supremo, ni que todo el sistema podría ser derogado sin una compensación basada en variables macroeconómicas. ⁴²³

- 352. El nuevo régimen llegó inesperadamente para las instalaciones existentes. No es cierto que las nuevas medidas se anunciaran a finales de 2011 y que los inversores deberían haberlas visto venir. El nuevo régimen se desarrolló de manera caótica desde 2012 hasta finales de 2014. Incluso en julio de 2013, nadie sabía exactamente qué tipo de reforma iba a implementar el Demandado. Lo único que se anunció en 2011 fue la determinación del nuevo Gobierno de abordar el déficit de tarifa.
- 353. Asimismo, la existencia del déficit de tarifa no socava las expectativas de las Demandantes. España adoptó el RDL 6/2009 para mitigar el déficit de tarifa, al tiempo que garantizaba que, en caso de que la capacidad pre-registrada fuera superior a los objetivos de capacidad establecidos en el Artículo 37 del RD 661/2007, el régimen retributivo del RD 661/2007 se limitaría exclusivamente a las instalaciones pre-registradas (Disposición Transitoria Quinta). En estas circunstancias, las Demandantes tenían

⁴²¹ Ibíd, párr. 285.

⁴²² Ibíd, párr. 295.

⁴²³ Ibíd, párr. 314.

motivos aún más sólidos para suponer que su inversión en los Parques Eólicos, registrados desde el año 2002, no se vería afectada negativamente por las cuestiones planteadas por el Demandado en relación con el déficit de tarifa. Las mismas consideraciones se aplican con mayor fuerza a la Resolución del Consejo de Ministros del 13 de noviembre de 2009. En dicha resolución, el Gobierno decidió aceptar una capacidad superior a los objetivos iniciales sobre la base de informes en los que se llegaba a la conclusión de que el sistema podría soportar 3.100 MW por año hasta 2014. Otra razón por la que las Demandantes creyeron que la preexistencia del déficit de tarifa no pondría en peligro la estabilidad del Modelo *Feed-in* aplicable a los Parques Eólicos es el hecho de que el apoyo financiero al sector eólico, y a las energías renovables en general, no fue la causa principal del déficit de tarifa acumulado.

354. Por último, las insinuaciones del Demandado sobre la ayuda estatal no tienen ninguna relación con este caso. Era perfectamente razonable que las Demandantes creyeran que el marco normativo, tal como estaba redactado, era compatible con el derecho de la UE. Las autoridades españolas nunca notificaron su legislación sobre alimentación a la CE. Plantear esta cuestión en este momento es sólo un intento del Demandado de abusar de este procedimiento.

(2) La Posición del Demandado

(a) La evolución del marco regulatorio

- 355. La Ley 54/1997 garantizaba una rentabilidad razonable de las inversiones de los productores en Régimen Especial calculada en función al coste del dinero en el mercado de capitales (Artículo 30.4). Nada más se prometió o garantizó. 425
- 356. Para asegurar este nivel de retribución, se ofrecieron subsidios a los productores "cuando fuese aplicable" para cubrir sus costes y asegurar una ganancia (Artículo 16.7). 426 Aunque

⁴²⁴ Ibíd, párrs. 190-199.

⁴²⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 205-209.

⁴²⁶ Ibíd, párr. 210.

las subvenciones adoptaron la forma de incentivos "feed-in" a través de varios reales decretos (por ejemplo, el RD 2818/1998; el RD 436/2004 y el RD 661/2007), la Ley 54/1997 no imponía esta forma de retribución ni exigía al Gobierno que la mantuviera. 427

- 357. La Ley 54/1997 garantizaba una rentabilidad razonable y no una tasa de retribución más precisa, ya que ello habría socavado la capacidad del Gobierno para ajustar las retribuciones si la aplicación de una fórmula determinada hubiera dado lugar a rentabilidades superiores a las razonables y, por lo tanto, en contravención de la Ley 54/1997 y de la normativa de la UE en materia de ayudas estatales, o cuando la sostenibilidad del sistema así lo requiriera. Se buscaba que el marco fuera flexible para hacer frente a las cambiantes condiciones económicas, sociales y técnicas en una zona muy regulada y económicamente sensible. Además, el criterio fundamental utilizado por la Ley 54/1997 para juzgar la razonabilidad de la tasa de rentabilidad es el coste del dinero en el mercado de capitales (por ejemplo, los tipos de interés), que es en sí mismo un punto de referencia dinámico. 429
- 358. De este modo, los valores de retribución precisos se dejaron en manos de normas de rangos inferiores y fáciles de modificar, como los reales decretos, que pueden ser sustituidos por normas posteriores del mismo rango, de conformidad con el principio de jerarquía de las normas de la legislación española. Como confirmaron los tribunales españoles cada vez que los productores impugnaron una modificación desde 2005 en adelante, el Gobierno disponía de un amplio margen de maniobra para sustituir la normativa vigente y modificar las fórmulas de retribución de las instalaciones existentes y futuras, siempre que se mantuviera una rentabilidad razonable. 431

⁴²⁷ Ibíd, párrs. 230-235.

⁴²⁸ Ibíd, párrs. 93-108, 244-258 y 312-336.

⁴²⁹ Ibíd, párr. 257.

⁴³⁰ Ibíd, párr. 249.

⁴³¹ Ibíd, párrs. 259-263. Ver también los párrafos 107, 112, 134, 148, 149.

- 359. El registro en el RAIPRE no confería un derecho adquirido o inalienable a una tasa o régimen específico de retribución. Se trataba simplemente de un requisito administrativo aplicable a todas las instalaciones de régimen especial (a saber, de energía renovable) y ordinario (a saber, convencional) que alimentan de electricidad a la red. A ninguna de estas instalaciones se le concedió una licencia, contrato o concesión de acuerdo con la legislación española como resultado de su registro. La CNE lo dejó claro desde el 2004, tal como consta en un informe sobre un anteproyecto del Real Decreto 436/2004. También lo hicieron los tribunales españoles más o menos al mismo tiempo.
- 360. Los Artículos 40.3 del RD 436/2004 o 44.3 del RD 661/2007 no excluyen todo tipo de cambios perjudiciales o revisiones a la baja, como sostienen las Demandantes. Sólo se excluían las revisiones cuatrienales obligatorias de la "tarifa regulada y de los límites superior e inferior" del RD 661/2007, o de las "tarifas, primas, incentivos y complementos" del RD 436/2004, en lo que se refiere a las instalaciones inscritas. Éstas son las "revisiones contempladas [y previstas]" en las secciones correspondientes de los Artículos 40.3 y 44.3, tal como se desprende de sus propios términos. 436
- 361. Las revisiones extraordinarias seguían siendo posibles y permisibles, incluyendo "(i) las derivadas de la adopción de medidas de control macroeconómico o (ii) para evitar situaciones de sobre-retribución o de rentabilidad no razonable o (iii) las necesarias para garantizar la sostenibilidad económica del SEE". ⁴³⁷ Lo mismo ocurría con otras variables que influían en las retribuciones, como el número de horas sujetas a tarifas y primas; el índice utilizado para ajustar las tarifas y primas a la inflación; el complemento (o penalización) de la energía reactiva y los impuestos u otras medidas fiscales. Por otra

⁴³² Dúplica del Demandado, párrs. 421-439.

⁴³³ Ver el párrafo 94 *supra* relativo al Informe CNE 4/2004 de 22 de enero de 2004 sobre la propuesta del RD 436/2004, pág. 42, R-0126.

⁴³⁴ Ver el párrafo 107 *supra*, que se refiere a la Sentencia del Tribunal Supremo de 2005, R-0137.

⁴³⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 517-552.

⁴³⁶ Ver los párrafos 98 y 128 *supra*.

⁴³⁷ Dúplica del Demandado, párr. 526.

parte, ni el Artículo 40.3 del RD 436/2004 ni el Artículo 44.3 del RD 661/2007 contemplaban el derecho a elegir entre subsidios a la tarifa o a la prima.

- 362. Por ello, el Artículo 40.3 del RD 436/2004, cuya redacción es muy similar a la del Artículo 44.3 del RD 661/2007, no implicaba que el RDL 7/2006 congelara las retribuciones de todas las instalaciones inscritas. Tampoco previno que el RD 661/2007 redujera las retribuciones del RD 436/2004, incluyendo las de las plantas existentes sin excepción al 31 de diciembre de 2012. Todos estos cambios fueron confirmados por los tribunales españoles. Los tribunales de *Charanne* e *Isolux* negaron que una promesa de estabilización pudiera derivarse del Artículo 44.3 del RD 661/2007.
- 363. Según el principio de sostenibilidad económica, los ingresos regulados (por ejemplo, las tarifas pagadas por los consumidores) deberían ser suficientes para cubrir los costes regulados (por ejemplo, incentivos, primas, etc.). 441 Como reconocen los propios peritos de las Demandantes, este principio se deriva de la arquitectura del marco jurídico; no se introdujo por primera vez ni 2007 ni en 2012. 442 Desde su promulgación en 1997, el Artículo 15.1 de la Ley 54/1997 establecía que "las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos". 443 Contrariamente a lo que sostienen las Demandantes, lo que hizo la Ley 15/2012 fue establecer una excepción a este principio al autorizar que los costes del sistema eléctrico se financiaran con cargo a los ingresos generales del Estado. Esto confirma, en lugar de desestimar, la regla general de la autosuficiencia.

⁴³⁸ Ibíd, párrs. 379-387.

⁴³⁹ Ver el párrafo 126 supra.

⁴⁴⁰ Ver los párrafos 107, 112, 134, 148 y 149 *supra*.

⁴⁴¹ Dúplica del Demandado, párrs. 109-120.

⁴⁴² Dúplica del Demandado, párr. 115 donde se hace referencia al Segundo Informe Regulatorio de KPMG, párrs. 113, 123-124, 262-263, CER-0003.

⁴⁴³ Dúplica del Demandado, párrs. 117, 1110.

- 364. Así como los reales decretos no pueden interpretarse aisladamente de las normas superiores a las que están subordinados, tampoco pueden disociarse de los planes de energía renovable en los que se basan. Estos planes no sólo estimaban los costes, como sostienen las Demandantes. También evaluaban si estos costes eran sostenibles para el sistema eléctrico en su conjunto basándose en supuestos técnicos y económicos, incluyendo proyecciones de la demanda de electricidad, vida útil estándar de las plantas, horas de funcionamiento, costes promedio, entre otros. El hecho de que las regulaciones se basaran en estos planes, incluyendo sus supuestos subyacentes, no era un misterio. Los preámbulos del RD 436/2004 y del RD 661/2007 hacían referencia explícita a los Planes de Energías Renovables 2000 y 2005, respectivamente.
- 365. Como muestran estos planes, las retribuciones de los parques eólicos, como las instalaciones de las Demandantes, debían estar alrededor del 7% después de impuestos (con recursos propios) sobre la base de una estimación de alrededor de 2.350 a 2.400 horas de funcionamiento al año y una vida útil de 20 años. 447 Las instalaciones tipo se utilizaron como referencia para establecer todos estos valores. 448 Contrariamente a lo que alegan las Demandantes, los costes financieros nunca se consideraron una inversión recuperable a efectos del cálculo de las rentabilidades. Esta es la misma metodología utilizada por la CNE en sus informes sobre los proyectos de decreto 436/2004 y 661/2007. 449 Todos estos valores fueron comentados en diversos estudios realizados por asociaciones de energías renovables desde 2005. 450

⁴⁴⁴ Dúplica del Demandado, párrs. 121-147.

⁴⁴⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 264-298. Ver también párrafos 92, 104, 150 supra.

⁴⁴⁶ Ver R-0099 [PDF pág. 2] y R-0101 [PDF pág. 2].

⁴⁴⁷ Ver párrafos 92 y 104 *supra*.

⁴⁴⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 280-298.

⁴⁴⁹ Memoria Económica del Real Decreto 436/2004. R-0100. Informe CNE 4/2004, de 22 de enero, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, R-0126, págs. 8-9. ⁴⁵⁰ Dúplica del Demandado, párrs. 300-306.

- No es cierto que el RD 661/2007 pretendiera ofrecer una mayor rentabilidad⁴⁵¹ ni que 366. fuera diseñado para atraer inversiones extranjeras: "no podrá encontrarse en todo el articulado del RD 661/2007 ningún precepto destinado específicamente a esta finalidad. El RD 661/2007 ni ninguna de las normas que regulan el SEE es una Ley de Inversión Extranjera. Tampoco prevé que las tarifas y primas se fijen en moneda extranjera, ni que se actualicen con arreglo a índices no nacionales. Menos aún prevén que su modificación requiera el consentimiento del inversor extranjero". 452 Más bien, el RD 661/2007 se introdujo para sustituir al RD 436/2004 y resolver los "efectos perversos" del TMR sobre las retribuciones. 453 Este índice, al que estaban vinculadas las retribuciones del RD 436/2004, se calculó en función de los costes del sistema eléctrico. Las subvenciones a las energías renovables (en forma de primas y/o tarifas reguladas) son uno de estos costes. Por lo tanto, mientras el TMR estuvo en vigor, se produjo una retroalimentación constante (o efecto de bucle) en las retribuciones. Esto condujo a un aumento desproporcionado de los costes del sistema eléctrico y a "beneficios imprevistos" para las instalaciones de energía renovable, incluidos los parques eólicos. 454 Por ello, el RDL 7/2006 se adoptó en forma de medida urgente (es decir, un RDL) seguido del RD 661/2007. Esto se refleja claramente en el preámbulo del RDL 7/2006. 455
- 367. El Plan de Energías Renovables de 2005, en el que se basó el RD 661/2007, no contemplaba el aumento de la retribución de todas las instalaciones de energías renovables. Las Demandantes tergiversan los trabajos preparatorios para la promulgación del RD 661/2007. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010 estableció expresamente que los objetivos iniciales establecidos para la mayoría de las tecnologías, incluida la energía eólica, podrían alcanzarse manteniendo los niveles de

⁴⁵¹ Ibíd, párrs. 328-329.

⁴⁵² Ibíd, párr. 199.

⁴⁵³ Ibíd, párrs. 330-336 y 365-378.

⁴⁵⁴ Ibíd, párr. 334.

⁴⁵⁵ Ver párrafo 109 *supra*.

⁴⁵⁶ Dúplica del Demandado, párrs. 350-357.

remuneración actuales.⁴⁵⁷ De hecho, el RD 661/2007 llegó tan lejos como a reducir las condiciones de retribución de la tecnología fotovoltaica al eliminar -con efectos inmediatos- la posibilidad de elegir entre tarifa regulada y precio pool más prima. Lo hizo sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 40.3 del RD 436/2004, uno de los supuestos compromisos de estabilización de las Demandantes.

- 368. Como es bien sabido, la crisis financiera de 2009 tuvo un impacto extraordinario en la economía española. Esto condujo a una fuerte caída de la demanda de electricidad que, a su vez, provocó que las tarifas subieran mucho más que el nivel medio europeo. Muchas de las hipótesis más críticas sobre las que se basaba el RD 661/2007 fueron refutadas, incluyendo las previsiones de demanda eléctrica, que inciden profundamente en el equilibrio global del sistema.
- 369. Impulsado por la crisis, el Gobierno adoptó una serie de medidas a partir de 2009 para garantizar la sostenibilidad económica del sistema y hacer frente al creciente déficit de tarifa.⁴⁵⁸
- Este Decreto estableció un registro de preasignación y otorgó al Gobierno la facultad de postergar la entrada en funcionamiento de las instalaciones preinscritas. Aunque posteriormente se aceptaron nuevas capacidades por encima de los umbrales iniciales, los informes técnicos sobre los que se tomó esta decisión advirtieron sobre los posibles riesgos para la sostenibilidad del sistema: "[p]or tanto, cualquier inversor diligente que hubiera, al menos, leído la Exposición de Motivos del Acuerdo de 13 de noviembre de 2009, habría sabido que, de materializarse cualquiera de los riesgos advertidos, el Reino de España debería continuar adoptando medidas para garantizar la sostenibilidad

⁴⁵⁷ Ver párrafo 104 *supra*.

⁴⁵⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 388-392.

⁴⁵⁹ Ibíd, párrs. 393-420. Ver también párrafo 143 *supra*.

económica y técnica del SEE". ⁴⁶⁰ El RD 1578/2008 ya había introducido el pre-registro para las plantas fotovoltaicas y, sin embargo, el Gobierno hizo cambios en 2010. ⁴⁶¹

- 371. De igual modo, el Plan de Energías Renovables de 2010 fue más explícito que sus predecesores al subrayar la importancia de la sostenibilidad y la necesidad de minimizar "los riesgos especulativos, provocados en el pasado por rentabilidades excesivas que dañan, no sólo a consumidores sino a la industria…"⁴⁶²
- 372. El RD 1565/2010 eliminó entonces las tarifas reguladas para las instalaciones fotovoltaicas a partir de su vigésimo quinto año de funcionamiento e introdujo requisitos adicionales relativos a los parques eólicos en las instalaciones eólicas. 463

(b) El Acuerdo de 2010

- 373. Poco después se promulgó el RD 1614/2010. Al igual que las medidas anteriores, su objetivo esencial era garantizar la sostenibilidad a largo plazo del sistema eléctrico. Su Memoria del Análisis de Impacto Normativo lo deja claro. 464
- 374. En consonancia con este objetivo, el RD 1614/2010 redujo las retribuciones de las instalaciones eólicas existentes y futuras (aunque en grados diferentes), y limitó el número de horas susceptibles de recibir primas por encima de determinados límites. 465
- 375. El Artículo 5.3 no era un compromiso ni tenía la intención de impedir que el Gobierno hiciera más cambios en el futuro. 466 Esta disposición solo hizo que el Artículo 44.3, apartado 2, del RD 661/2007 (relativo a la inaplicabilidad de las revisiones de la

⁴⁶⁰ Dúplica del Demandado, párr. 419.

⁴⁶¹ Ver párrafos 138 y 144.

⁴⁶² Ver Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, R-0120, pág. 122. Ver también Dúplica del Demandado, párrs. 451-461.

⁴⁶³ Dúplica del Demandado, párrs. 462-470.

⁴⁶⁴ Memoria del Análisis de Impacto Normativo del proyecto de Real Decreto (1614/2010), R-0082, (RD 1614/2010 aborda "problemas que es necesario abordar antes de que supongan un riesgo irreversible para la sostenibilidad económica y técnica del sistema").

⁴⁶⁵ Ver párrafos 170 y 171 *supra*.

⁴⁶⁶ Dúplica del Demandado, párrs. 553-568.

retribución ordinaria de las instalaciones inscritas) fuera válido no sólo para las tarifas, techos y pisos (que ya estaban cubiertos por el Artículo 44.3) sino también para las primas (como el antiguo Artículo 40.3 del RD 436/2004), tanto para las instalaciones inscritas como para las preinscritas (es decir, las instalaciones puestas en marcha en virtud del RDL 6/2009). De esta forma, el Gobierno trató de evitar una consecuencia imprevista del RDL 6/2009, a saber, que las revisiones ordinarias contempladas en el Artículo 44.3, apartado 1, se aplicaran a las instalaciones preinscritas, lo que no se consideró conveniente en su momento. Así se señala expresamente en el preámbulo del RD 1614/2010. 467 Al igual que el Artículo 44.3 (el cual está vinculado el Artículo 5.3), el Artículo 5.3 no descartó otras revisiones o ajustes. 468

- 376. El hecho de que el RD 1614/2010 haya sido discutido y eventualmente apoyado por asociaciones de energías renovables como la AEE no cambia su naturaleza ni lo convierte en un acuerdo preclusivo de ningún tipo. Las consultas con las partes interesadas se rigen por la ley de procedimiento administrativo para la aprobación de los reales decretos (Artículo 24.1.c y d de la Ley 50/1997). Existen múltiples ejemplos de negociaciones similares. ⁴⁶⁹ Contrario a lo que sostienen las Demandantes, pueden tener lugar antes o después de las audiencias contempladas en la ley de procedimiento administrativo. Aquí tuvieron lugar antes. No hay nada excepcional en ello.
- 377. Tanto si se llega a un acuerdo como si no, el Gobierno conserva la facultad de promulgar las reglamentaciones propuestas. Por ejemplo, el RD 1565/2010 fue aprobado, a pesar de que los productores de energía fotovoltaica se opusieron fuertemente a él y no se llegó a ningún acuerdo. Además, según la legislación española, incluso si se llega a un acuerdo y se promulga el reglamento propuesto, el Gobierno puede derogarlo o modificarlo si lo

⁴⁶⁷ Ver párrafo 169 *supra*.

⁴⁶⁸ Dúplica del Demandado, párr. 566 (así, "si el artículo 40.3 del RD 436/2004 no impidió que las revisiones operadas por el RD-Ley 7/2006, el RD 661/2007, el RD-Ley 6/2009, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009 y el el [sic] RD 1565/2010 afectasen a las instalaciones existentes, los artículos 4 y 5.3 del RD 1614/2010, aprobado el 7 de diciembre, tampoco podían impedir otras revisiones").

⁴⁶⁹ Dúplica del Demandado, párr. 477.

considera oportuno. La Ley 54/1997 fue acordada y, sin embargo, fue revisada en varias ocasiones y finalmente derogada. Es revelador que ni siquiera la AEE afirmara este tipo de argumento cuando impugnó las Medidas Controvertidas ante los tribunales españoles.

378. Del mismo modo, el RD 1614/2010 no impidió que el Gobierno emitiera el RDL 14/2010 tan sólo unas semanas después de la celebración del supuesto acuerdo. Esta medida introdujo peajes de acceso para todos los productores, incluyendo las instalaciones eólicas, reduciendo así las retribuciones. Esto demuestra que ni el RD 1614/2010 ni el acuerdo en el que se dice que se basa tenían por objeto limitar la capacidad del Gobierno para introducir nuevos ajustes a las retribuciones si la sostenibilidad del sistema así lo requería. El preámbulo del RDL 14/2010 es muy claro al respecto. 471

(c) La aprobación del nuevo régimen regulatorio

- 379. Al igual que en el caso de las medidas de 2009-2011, las Medidas Controvertidas tenían por objeto garantizar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico y corregir las situaciones de sobrecompensación en el contexto de una grave crisis económica.
- 380. Como resultado de la crisis financiera mundial, el PIB español se contrajo, la tasa de desempleo creció del 8% en 2007 al 25% en 2012; la situación fiscal del gobierno se deterioró; la acumulación de déficits presupuestarios entre 2008 y 2012 dio lugar a un aumento de la deuda pública española del 39% del PIB en 2008 al 85% del PIB en 2012; los ingresos del sistema eléctrico se vieron afectados negativamente por la menor demanda de electricidad y el déficit de tarifa pasó de 2.000 millones de euros en 2005 a 26.000 millones de euros en 2012.
- 381. Fue en este contexto en el que se adoptaron las Medidas Controvertidas. Pero estas no fueron las únicas medidas adoptadas por el Gobierno. Los precios de la electricidad pagados por los consumidores se elevaron hasta convertirse en uno de los más altos de

⁴⁷⁰ Dúplica del Demandado, párrs. 501-11.

⁴⁷¹ Ver párrafo 173 supra.

Europa; el Gobierno comprometió fondos del presupuesto estatal para financiar el déficit como excepción al principio de autosuficiencia; se aplazó la entrada en funcionamiento de las instalaciones pre-registradas; se redujeron las retribuciones por las actividades de transmisión y distribución, al igual que las retribuciones por la producción de energía eléctrica en los territorios insulares, y se redujeron los pagos por capacidad, entre muchos otros pasos. Aunque los subsidios a las energías renovables son el principal costo del sistema eléctrico, el Gobierno trató de equilibrar las medidas.

- 382. La primera de estas medidas fue la Ley 15/2012, que introdujo un impuesto del 7% sobre los productores de electricidad (es decir, el IVPEE). Este impuesto no tuvo un impacto desproporcionado ni un efecto discriminatorio en los productores de energía renovable; se aplicó tanto a los productores de energía convencional como a los de energía renovable. Además, la Ley 15/2012 no sólo introdujo el IVPEE, sino que también creó tres impuestos adicionales no relacionados con las energías renovables. Por último, si los productores convencionales pudieran traspasar el impuesto a los consumidores, los productores de energía renovable, cuya retribución se calcula en función de los precios de mercado, se beneficiarían del consiguiente aumento de los precios de mercado. Esto refuta la idea de que los productores de energía renovable se vieron desproporcionadamente afectados por esta medida.
- 383. El RDL 2/2013 fijó entonces las primas a 0 EUR/kWh bajo la opción Precio más Prima e Incentivo para determinadas tecnologías, incluyendo la energía eólica, y sustituyó un nuevo índice, el IPC, para actualizar las retribuciones. La primera medida estuvo en línea con el RD 661/2007, que años antes había eliminado la opción Precio más Prima e Incentivo para la tecnología fotovoltaica, dejando a los productores de energía fotovoltaica sólo con tarifas reguladas. No es cierto que el RD 661/2007 haya aumentado la Tarifa Regulada como compensación por esta medida. En cuanto al IPC,

⁴⁷² Dúplica del Demandado, párrs. 751-757.

⁴⁷³ Ibíd, párrs. 758-771.

⁴⁷⁴ Ver párrafo 127 *supra*.

esta medida se adoptó para adecuar el mecanismo de actualización de la retribución a las prácticas económicas generalmente aceptadas en otros Estados, excluyendo algunos de los elementos más variables de la fórmula de cálculo. Durante su breve permanencia (fue sustituido por normativas subsiguientes), no causó ningún perjuicio a los Parques Eólicos de las Demandantes.

- 384. El proceso que condujo a la adopción de las Medidas Controvertidas por parte de España también fue transparente. España anunció en 2011, es decir, más de dos años antes de que se adoptara la primera medida, que estaba considerando una reforma estructural del sistema. Todas las medidas principales se sometieron a consultas públicas con las partes interesadas. Las mayores asociaciones de energías renovables, como la APPA y la AEE, participaron activamente en este proceso. Las autoridades españolas examinaron detenidamente las observaciones recibidas; muchas de estas fueron aceptadas, lo que dio lugar a cambios en los proyectos iniciales. Iniciales.
- 385. Por ejemplo, el primer borrador del RD 413/2014 se hizo público sólo 4 meses después de la entrada en vigor del RDL 9/2013. Las Demandantes basan sus críticas contra esta medida en un informe de la CNE de la época. Sin embargo, omiten decir que, precisamente como resultado de las observaciones de la CNE, el Gobierno reinició el proceso de aprobación de este decreto, incluyendo todos los pasos legislativos necesarios. Posteriormente, el CNE emitió un nuevo informe en el que elogiaba al Gobierno por haber atendido sus observaciones. En otras palabras, las críticas de las Demandantes se resolvieron durante el proceso legislativo. Del mismo modo, el primer borrador de la OM IET/1045/2014 se difundió sólo tres meses después del proyecto de RD 413/2014 y recibió observaciones de todo el sector, incluyendo la AEE. 477

⁴⁷⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 855-879.

⁴⁷⁶ Ibíd, párr. 866. Ver también R-0086.

⁴⁷⁷ Dúplica del Demandado, párrs. 870-878.

- 386. Las Demandantes tergiversan el verdadero propósito y alcance de los informes de BCG y de RB. 478 BCG y RB no fueron contratados para calcular los parámetros básicos de la OM IET/1045/2014; su rol era proporcionar apoyo y asistencia técnica. IDAE fue el verdadero experto técnico. Dado que ni BCG ni RB finalizaron sus informes a tiempo, no pudieron ser incorporados al expediente administrativo que dio lugar a la aprobación del RD 413/2014 y de la OM IET/1045/2014, ni puestos a disposición del público. Los documentos de trabajo que las Demandantes se quejan de no haber sido divulgados eran sólo borradores preliminares, aún no definitivos, y estaban sujetos a obligaciones de confidencialidad.
- 387. En cualquier caso, los costes de inversión (CAPEX) considerados por la OM IET/1045/2014 se encuentran dentro de los rangos propuestos por BCG y RB en sus documentos de trabajo y se ajustan plenamente a los promedios del mercado en el momento en que se construyeron las instalaciones de las Demandantes. Los gastos de funcionamiento (OPEX) incluidos en la OM IET/1045/2014 también coinciden con los observados por ambas empresas consultoras. La metodología empleada en la OM IET/1045/2014 fue aprobada por BCG como la única posible. Por último, tanto BCG como RB consideran que "es necesario tener en cuenta las retribuciones pasadas de las Plantas para poder fijar las futuras, sin que ello implique retroactividad". 479

(d) El impacto de las medidas controvertidas

- 388. Según España, el nuevo régimen de retribución no es "oportunista" ni constituye un "cambio de paradigma", como sostienen las Demandantes. ⁴⁸⁰ Se mantienen los aspectos esenciales del reglamento anterior, entendidas correctamente.
- 389. Tanto el régimen de retribución anterior como el nuevo pretenden proporcionar una "rentabilidad razonable" sobre los costes de inversión y funcionamiento de una instalación

⁴⁷⁸ Ibíd, párrs. 880-918.

⁴⁷⁹ Dúplica del Demandado, párr. 951.

⁴⁸⁰ Réplica de las Demandantes, párrs. 435, 438.

"tipo" de energía renovable en relación con el coste del dinero en el mercado de capitales (es decir, un punto de referencia dinámico). 481 Aunque el nuevo régimen especifica que la tasa a utilizar para este fin es el de la rentabilidad promedio del bono soberano español a diez años más 300 puntos básicos, el resultado es esencialmente el mismo: una tasa de rentabilidad del 7,398% (antes de impuestos) que es coherente con la rentabilidad del 7% que el antiguo régimen pretendía proporcionar. En este sentido, "el nuevo Sistema no sólo es continuista con el Sistema anterior, sino que dota a los inversores de mayor seguridad, porque (1) eleva a rango de ley la rentabilidad que ha de otorgarse a los inversores, (2) identifica el concreto mercado de capitales al que habrá que acudir para fijar la rentabilidad, y (3) establece la concreta rentabilidad a la que pueden aspirar los inversores". 482 También establece plazos claros para revisar el funcionamiento de los distintos criterios de retribución, cosa que el Gobierno hizo en la práctica bajo el régimen anterior mediante la promulgación de reales decretos sucesivos. 483

390. Contrariamente a las declaraciones de las Demandantes, el antiguo régimen no ofrecía subvenciones indiscriminadamente. Ellas estaban subordinadas al objetivo de proporcionar una rentabilidad razonable a los inversores como complemento a los precios de mercado. Por lo tanto, sólo debían hacerlo "cuando procediera" para lograr este objetivo. Esto queda muy claro en los términos del Artículo 30.4 y del Artículo 16 de la Ley 54/1997. Como se ha indicado anteriormente, aunque entre 1998 y 2012 se concedieron subvenciones en forma de incentivos "feed-in" mediante diversos reales decretos (por ejemplo, el RD 2818/1998; el RD 436/2004 y el RD 661/2007), la Ley 54/1997 no impuso esta forma de retribución ni exigía al Gobierno que la mantuviera. En cualquier caso, tanto el régimen de retribución anterior como el nuevo ofrecen generosas subvenciones a los productores de energía renovable. 485

⁴⁸¹ Dúplica del Demandado, párrs. 781-793, 825-854.

⁴⁸² Ibíd, párr. 784.

⁴⁸³ Ibíd, párrs. 826-827.

⁴⁸⁴ Ver párrafos 87 y 88 *supra*.

⁴⁸⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 775-776.

- 391. El Nuevo Régimen no es "retroactivo"; sólo se aplica de manera prospectiva. 486 Considera las situaciones existentes, tales como los ingresos percibidos por las instalaciones bajo el régimen anterior, con el único propósito de fijar las retribuciones a futuro. Esto es necesario para cumplir con las regulaciones de la UE sobre ayudas estatales. Sería "retroactivo" si se obligara a los productores a devolver los ingresos recibidos por encima de la tasa de rentabilidad buscada, pero ese no es el caso. Esto está expresamente prohibido por la Ley 24/2013 (Disposición Final Tercera). Por lo tanto, incluso si una instalación ha recibido pagos superiores al nivel objetivo de rentabilidad, el Estado no está autorizado a reclamar o cobrar la retribución excesiva.
- 392. La diferencia entre los dos sistemas radica en la forma en que se establecen los subsidios. 487 En el antiguo régimen (complementado por el RD 661/2007), las subvenciones se concedían en forma de incentivos "feed-in" y, por tanto, estaban vinculadas a la producción; en el nuevo régimen, las subvenciones se conceden sobre la base de estimaciones de costes. Aunque estas dos metodologías difieren en este aspecto, ambas buscan cubrir los costes estimados de inversión y operación de una instalación tipo y dejan al propietario con un beneficio de alrededor del 7%. Es importante destacar que ni siquiera bajo el antiguo régimen se concedían subvenciones por la plena producción de las plantas, sino que se limitaban a un número máximo de horas de funcionamiento. Esta limitación fue introducida por el RD 1614/2010 en relación con las instalaciones eólicas, medida que las Demandantes no han impugnado en este caso. Antes de esa fecha las horas de funcionamiento se tenían en cuenta en los planes de energías renovables junto con otras variables para calcular los incentivos permitidos para obtener una rentabilidad razonable.
- 393. Al igual que en el antiguo régimen, los productores siguen teniendo un incentivo para ser eficientes en términos de costes y para producir más de las horas de funcionamiento estimadas.⁴⁸⁸ Aunque no se conceden subvenciones por encima de ese nivel, la

⁴⁸⁶ Ibíd, párrs. 576-589.

⁴⁸⁷ Ibíd, párrs. 816-824.

⁴⁸⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 809-815.

electricidad suministrada puede venderse a precios pool y se le concede prioridad de acceso a la red. Si, además, los productores consiguen tener costes inferiores a los estimados, su beneficio neto será superior al 7,398% (antes de impuestos). La única diferencia a este respecto es que ahora el marco contempla más tipos de instalaciones tipo.

- 394. Las estimaciones de costos que el nuevo régimen busca cubrir y reflejar adecuadamente el CAPEX y el OPEX de las plantas reales. Fueron hechas cuidadosamente en base a la información recopilada por IDAE durante años sobre la operación de plantas reales en España. Pero dejando a un lado las generalidades, las Demandantes ni siquiera han comparado los costes estimados en la OM IET/1045/2014 con los costes reales de sus Parques Eólicos. En cambio, reclaman daños y perjuicios por toda la diferencia en los flujos de efectivo que, según ellos, resulta de la aplicación del nuevo régimen como si tuvieran derecho a estos flujos de ingresos en virtud del régimen legal congelado a partir de 2011.
- 395. Según Econ One, el CAPEX y el OPEX de los Proyectos han sido irrazonablemente altos, algo que las Demandantes no han podido explicar. Por ejemplo, el CAPEX inicial de los Proyectos fue superior a las estimaciones de los propios Proyectos en 2001 y, también, superior a los costes estimados de una Instalación Tipo IT-00652. Econ One cree que la explicación puede ser que el CAPEX reportado en los estados financieros auditados incluye gastos financieros capitalizados, pero estos no representan inversiones reales y deben ser excluidos. Si se corrige esta cifra, la inversión inicial de los Proyectos se reduce a "€ 95,1 millones, una cifra que está más cerca del CAPEX mostrado en el Caso Base de los Inversores (€ 93,8 millones) y la Instalación Tipo IT 00652 (€ 94,7 millones)". Del mismo modo, aunque todas las proyecciones de costes de explotación de los Proyectos que figuran en el registro (por ejemplo, la proyección de 2001, la refinanciación de 2006, la refinanciación de 2016 y, la proyección de KPMG) son inferiores a los costes de

⁴⁸⁹ Ibíd, párrs. 919-946.

⁴⁹⁰ Dúplica del Demandado, párrs. 883-884. Ver también Segundo Informe Econ One, Sección IV.C.

⁴⁹¹ Segundo Informe Econ One, párr. 75.

explotación de una Instalación Tipo IT-00652 (es decir, todas las proyecciones de costes de explotación disponibles específicas de los Proyectos indican que los Proyectos deberían obtener rentabilidades superiores a los de la Instalación Tipo), los costes de explotación históricos de los Proyectos, tal y como se han indicado en sus estados financieros, han sido, todos los casos, sustancialmente superiores a cualquier proyección de los que se hayan hecho constar en el expediente, con excepción de unos pocos años.⁴⁹² Al mismo tiempo, KPMG afirma que los costes de explotación de los Proyectos son inferiores a los definidos en la OM IET/1045/2014.⁴⁹³

- 396. En cualquier caso, si los Parques Eólicos de las Demandantes ya no tienen derecho a recibir subvenciones, es porque ya han recibido una tasa razonable de rentabilidad de sus inversiones. De 2002 a 2012, la tasa interna media de rentabilidad de las instalaciones tipo IT-00652, como los parques eólicos de las Demandantes, ha superado el 8% neto de impuestos; esto es superior a la tasa de rentabilidad prevista en el nuevo régimen. 494 Casi la mitad de los ingresos de estas instalaciones reflejaron subsidios públicos (46,85%). Además, se estima que al final de su vida regulatoria en 2022, las instalaciones IT-00652 -incluso operando sólo con los ingresos del mercado- alcanzarán una TIR del 9,6% (después de impuestos) y las subvenciones públicas representarán casi un tercio de sus ingresos totales. 495
- 397. En el caso de los Parques Eólicos de las Demandantes, Econ One ha calculado que tienen una tasa interna de rentabilidad después de impuestos del 8,88% en el escenario real (con las Medidas Controvertidas en vigor). ⁴⁹⁶ Esta es la TIR que resulta después de algunos ajustes en los cálculos de KPMG, tales como excluir los gastos de financiación capitalizados de la inversión inicial; calcular los impuestos históricos y futuros en los

⁴⁹² Ibíd, párrs. 44-45.

⁴⁹³ Ibíd, párr. 46. Ver también Segundo Informe de Daños de KPMG, párrs. 159-162, CER-0004.

⁴⁹⁴ Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, W-01080(II).

⁴⁹⁵ Segunda Declaración Testimonial del Sr. Ayuso, párr. 129. Ver también Audiencia de noviembre de 2017, Presentación de Econ One, Diapositiva 19.

⁴⁹⁶ Audiencia de noviembre de 2017, Presentación de Econ One, Diapositiva 38.

flujos de caja; estimar los costes de explotación y mantenimiento de acuerdo con la Enmienda del Contrato OMS; anticipar otros gastos de capital en 2028 por 17,2 millones de euros (es decir, el 20% del contrato EPC original) y utilizar una tasa de descuento del 7,25% para calcular el Valor de la Empresa en el Escenario Real. Pero incluso adoptando todas las hipótesis del modelo de KPMG, la TIR seguiría estando por encima del 7% (después de impuestos), concretamente del 7,08%. Este número coincide con el cálculo de la TIR de KPMG en el Escenario Actual. La diferencia es que Econ One no calcula un *But-for* TIR específico para cada caso con el que comparar esta cifra. En cambio, Econ One toma la posición de que, bajo el régimen anterior, las Demandantes sólo tenían derecho a una tasa de rentabilidad razonable de alrededor del 7%, independientemente de la tasa de rentabilidad real que resultó de la aplicación del RD 661 (modificado). Por lo tanto, no ven ningún impacto adverso como resultado de las Medidas Controvertidas.

398. Los Proyectos tampoco han perdido su valor a causa de las Medidas Controvertidas. El valor empresarial de los proyectos a 31 de diciembre de 2015, en el Escenario Actual es de unos 53 millones de euros, utilizando todas las hipótesis de KPMG, excepto su estimación de gastos de capital futuros, que es irrazonablemente elevada. La deuda de los Proyectos en la misma fecha era de unos 29 millones de euros, lo que arroja un valor de capital de los Proyectos de unos 24 millones de euros, 74% de los cuales pertenece a las Demandantes. Además, según las propias proyecciones de KPMG, se prevé que los Proyectos generen sustanciales flujos de caja de sus operaciones en el Escenario Actual de KPMG.

399. Por último, si las Demandantes tienen dificultades para pagar la deuda de los Proyectos, ello se debe a las decisiones adoptadas en 2006.⁴⁹⁹ Ese año, los propietarios de los Proyectos decidieron refinanciar la deuda de los Proyectos y utilizaron la entrada de fondos para distribuir 17,3 millones de euros entre los accionistas. Este fue un punto de

⁴⁹⁷ Ibíd, Diapositiva 6.

⁴⁹⁸ Ibíd, Diapositiva 5.

⁴⁹⁹ Segundo Informe Econ One, párrs. 24-40.

inflexión importante en la salud financiera de los Proyectos. Como resultado, en 2012 los Proyectos estaban más apalancados que al principio (es decir, a finales de 2006 la deuda representaba el 91% del capital total, frente al 74% inicial) y, por lo tanto, no estaban preparados para hacer frente a las caídas inesperadas del negocio. Esta es la razón de las dificultades financieras de los Proyectos, y no las Medidas Controvertidas.

(e) Las expectativas de las Demandantes

- 400. El Demandado afirma que 2003 y 2009 son las fechas de inversión pertinentes para evaluar las expectativas de las Demandantes. Renerco (hoy BayWa RE) se formó en 2003 con una cartera que incluía una participación del 32,6% en los Parques Eólicos. Esta es, por tanto, la fecha de la inversión de BayWa RE. Por otra parte, BayWa AH invirtió en 2009 por primera vez, cuando adquirió la mayoría de las acciones de Renerco.
- 401. En el 2003 el RD 2818/1998 se encontraba vigente. Esta ley no prevé ninguna de las presuntas promesas de estabilización en las que se basan las Demandantes en este caso. Además, los convenios de financiación de 2001 y 2006 contemplaban la posibilidad de cambios y/o recortes en el régimen retributivo. En 2009, por el contrario, sólo estaba en vigor el RD 661/2007. Esto significa que el RD 1614/2010, el RDL 14/2010 y el RDL 1/2012, todos ellos invocados por las Demandantes en un momento u otro para apoyar su caso de expectativas legítimas, no podrían haber tenido nada que ver con la decisión inicial de las Demandantes de invertir en España.
- 402. En 2009 todos los inversores conocían o deberían haber conocido la jurisprudencia de los tribunales españoles sobre los cambios normativos, que complementa el marco legal de las energías renovables y contribuye a definir los derechos de los inversores en ese ámbito. Desde el 2005, el Tribunal Supremo dejó claro que los productores de energías renovables no tenían derecho a que se mantuviera inalterada la fórmula de retribución de

⁵⁰⁰ Dúplica del Demandado, párrs. 697 y siguientes.

⁵⁰¹ Dúplica del Demandado, párrs. 704, 705. Ver también Anexos C-0078 y C-0228.

⁵⁰² Dúplica del Demandado, párrs. 148-156.

un real decreto específico, y que el Gobierno estaba autorizado, en virtud del principio de jerarquía normativa, a ajustar a la baja las retribuciones tanto de las instalaciones existentes como de las futuras, siempre que se mantuviera la rentabilidad razonable de la Ley 54/1997.⁵⁰³ Los inversores sabían que los reales decretos podían ser sustituidos y por eso presionaron al Gobierno (aunque sin éxito) para que estableciera los valores de retribución específicos en el texto de la ley.⁵⁰⁴

- 403. El Artículo 40.3 del RD 436/2004 no supuso un impedimento para la adaptación reglamentaria introducida por el RDL 7/2006 y el RD 661/2007. Tampoco el Artículo 44.3 del RD 661/2007 impidió las adaptaciones posteriores introducidas por el RD 1578/2008, el RDL 6/2009 y el RD 1614/2010. Todos estos cambios comparten el mismo *leitmotiv*: la necesidad de garantizar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico y de evitar situaciones de retribución excesiva a algunas tecnologías, incluyendo la eólica. Todos ellos fueron confirmados por los tribunales españoles a pesar de que dieron lugar a retribuciones reducidas. No es cierto que hayan mejorado las retribuciones de los productores de energía eólica, como sostienen las Demandantes. Una prueba de ello es la oposición y las fuertes críticas de las asociaciones de energías renovables cada vez que se adoptaba una de estas medidas. Todos supura de estas medidas.
- 404. Esta jurisprudencia era conocida y citada en los informes hechos por la CNE de 2007 y 2008,⁵⁰⁸ e incluso criticada por asociaciones de energías renovables en varias publicaciones de 2010.⁵⁰⁹ Antes de eso, estas asociaciones también se habían quejado de

⁵⁰³ Ibíd, párrs. 154, 205-209. Ver también párrafos 107, 112, 134, 148 v 149 *supra*.

⁵⁰⁴ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 500-551.

⁵⁰⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 157-166.

⁵⁰⁶ Ibíd, párr. 157.

⁵⁰⁷ Ibíd, párrs. 339-349, 358-363 y 631-634.

⁵⁰⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 167-191. Ver también Informe CNE 3/2007 de 14 de febrero de 2007, pág. 18. R-0128; el proyecto de informe de 25 de enero de 2007, adjunto al R-0128), pág. 17; y el Informe del CNE 30/2008 de 29 de julio de 2008, pág. 9, R-0275 [no se ha identificado ninguna decisión específica]. Ver también Memorial de Contestación del Demandado, párr. 485; Dúplica del Demandado, párrs. 167-170, 384-385, 605-607.

⁵⁰⁹ Dúplica del Demandado, párrs. 635-639. Véase el informe de la APPA de 30 de abril de 2010, R-0276, al que se hace referencia en el párrafo 153 *supra*; las observaciones de la AEE sobre el proyecto de RD 1614/2010 de 30 de

que las modificaciones anteriores eran "retroactivas" en la medida en que afectaban a las instalaciones registradas en el RAIPRE. 510 Con gran elocuencia, tras la publicación del proyecto de RD 661/2007 a principios de 2007, la APPA llegó incluso a afirmar que, a partir de ese momento, todo inversor "ha de tomar en consideración el riesgo de que tal retribución sea revisable a la baja" al margen de lo dispuesto en el Artículo 40.3. 511 Esto demuestra que, contrariamente a lo que afirman las Demandantes, los productores de energías renovables sabían que estas disposiciones no impedían que el Gobierno ajustara las retribuciones a la baja. Cualquier inversor lo suficientemente diligente como para realizar investigación básica cuando BayWa AH invirtió por primera vez en España habría sabido de ello. Además, la CNE dejó claro ya en 2004 que el registro en el RAIPRE no confería un derecho adquirido a un régimen particular de retribución. 512

405. Las Demandantes no pueden recurrir seriamente a unos pocos comunicados de prensa del Consejo de Ministros y presentaciones en power point de *Invest in Spain* o de los empleados de la CNE, cuyo conocimiento contemporáneo no han demostrado, para refutar esta jurisprudencia consistente y ampliamente difundida. Tampoco sería razonable que creyeran (si es que alguna vez lo hicieron) que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 o el Artículo 5.3 del RD 1614/2010 descartarían cambios posteriores. Las notas de prensa no tienen valor legal en la legislación española, algo que cualquier inversor razonablemente informado conoce o debería conocer. Tampoco estas notas de prensa o las presentaciones en las que se basan las Demandantes respaldan las posiciones que las Demandantes pretenden derivar de las mismas. Las primeras se limitan a resumir en términos coloquiales el contenido de las distintas medidas adoptadas por el Consejo de Ministros;

agosto de 2010, R-0166, al que se hace referencia en el párrafo 161 *supra*; y las notas de prensa publicadas por el Diario Suelo Solar los días 8 y 19 de febrero de 2010 y abril y junio de 2010, R-0278, R-0279, R-0280 y R-0281. El R-0279 se menciona en el párrafo 152 *supra*.

⁵¹⁰ Ver también Dúplica del Demandado, párr. 597. Ver también párrafo 101 *supra*.

⁵¹¹ R-0304. Artículo 44.3 es una de las presuntas disposiciones de protección de derechos adquiridos en las que se basan las Demandantes, cuya redacción es muy similar a la del RD 661/2007 Artículo 40.1. ⁵¹² Ver párrafo 94 *supra*.

⁵¹³ Dúplica del Demandado, párrs. 192-201.

las segundas se limitan a señalar determinados aspectos del régimen normativo existente en ese momento. No hay promesas de estabilización de ningún tipo.

- 406. Los documentos contractuales y de financiación de las Demandantes muestran que previeron el riesgo de cambios normativos.⁵¹⁴ La cláusula 27 de los convenios de financiación de 2001 prevé expresamente una situación en la que las retribuciones varían.⁵¹⁵ Esta cláusula permaneció inalterada después de la refinanciación de 2006.⁵¹⁶ También lo hizo la cláusula 13.4 del acuerdo firmado entre La Carracha y Plana de Jarreta con EGL España para la venta de energía, que contempla expresamente el riesgo de una modificación del régimen de retribución (a saber, el RD 436/2004 entonces).⁵¹⁷ Además, las propias pruebas de las Demandantes en este caso muestran que la industria ya había experimentado cambios adversos en las retribuciones de algunas plantas, como cuando el RD 436/2004 fue sustituido por el RD 661/2007.⁵¹⁸
- 407. Las Demandantes también sabían (o debían haber sabido) que la retribución de las instalaciones eólicas, como los Parques Eólicos de las Demandantes, debía ser de alrededor del 7% después de impuestos (con recursos propios) y que su vida útil se estimaba en 20 años.⁵¹⁹ Los planes de energía renovable de 2000 y 2005, en los que se basan las Demandantes en este caso, lo dejaron claro.⁵²⁰ Incluso el folleto informativo

⁵¹⁴ Dúplica del Demandado, párrs. 702-707, 713-727.

⁵¹⁵ C-0068, [PDF, pág. 128] ("En el supuesto de producirse cualquier modificación en la vigente legislación relativa a los sistemas de pago de la energía producida por el Prestatario conforme éstos se hayan actualmente previstos en la Ley 54/97 y el Real Decreto 2818/98 o cualquier otro sistema que sustituyera a éstos en el futuro y siempre y cuando el Prestatario estuviera facultado para elegir entre el nuevo sistema y el anteriormente en vigor, el Prestatario deberá solicitar la previa autorización escrita de la Mayoría para proceder al cambio del sistema de pago…").

⁵¹⁶ Ver C-0078, [PDF pág. 128] ("En el supuesto de que las nuevas tarifas fueran en ese momento iguales o superiores a las previstas en el Caso Base adjunto como Anexo I, no será necesaria la autorización previa y por escrito aludida…").

⁵¹⁷ R-0453 ("Las Partes han acordado expresamente revisar y modificar el presente Contrato en caso de que se apruebe un nuevo reglamento que sustituya total o parcialmente al vigente Real Decreto 436/2004 y que sea aplicable a La Carracha como productor de energías renovables. Dicha negociación se llevará a cabo de buena fe entre las Partes. El derecho de cada Parte a rescindir anticipadamente este Contrato de acuerdo con la Sección 11.2. d) anterior en caso de desacuerdo sobre los nuevos términos no se verá afectado"). [Traducción del Tribunal]

⁵¹⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 719-721. Ver también Anuario 2008 de la AEE, párr. 9, C-0406.

⁵¹⁹ Dúplica del Demandado, párrs. 708-712.

⁵²⁰ Ver párrafos 91, 104 *supra*.

("Project Information Prospectus") elaborado por los promotores iniciales de los Parques Eólicos para atraer inversiones estimó un retorno interno de alrededor del 6,98% (como resultados de la proyección de los flujos de caja a los que se refiere dicho folleto). ⁵²¹ También lo hizo la sociedad matriz de las Demandantes, BayWa AG, cuando BayWa AH (entonces Renerco) adquirió una participación adicional en los Proyectos en 2011. BayWa AG aplicó una tasa de descuento del 6,8% a los flujos de caja que se esperaba fueran generados por los Proyectos. ⁵²²

408. Contrariamente a lo que alegan las Demandantes, los costes financieros nunca se consideraron una inversión recuperable a efectos del cálculo de las rentabilidades. ⁵²³ Esta es la misma metodología utilizada por la CNE en sus informes sobre los proyectos de los decretos 436/2004 y 661/2007. ⁵²⁴ Además, todas estas cifras, hipótesis y estimaciones fueron comentadas en diversos estudios realizados por asociaciones de energías renovables desde 2005, lo que demuestra que los inversores estaban perfectamente conscientes de ellas. ⁵²⁵

C. LAS RECLAMACIONES DE FONDO BAJO EL TCE

409. Para evaluar las alegaciones sustantivas de las Demandantes, conviene primero considerarlas en el marco del TCE antes de pasar a examinar los argumentos de las Partes sobre el derecho de la UE. Las cuestiones de derecho sustantivo de la UE sólo se plantean tanto las reclamaciones formuladas sean válidas con arreglo al TCE y hasta tanto lo sean.

⁵²¹ Parques Eólicos La Muela, Zaragoza (Aragón). Folleto Informativo del Proyecto, enero de 2001, C-0022. Ver también Primer Informe Econ One, figura 11 y párr. 112.

⁵²² Ver EO-18, BayWa AG Informe Anual 2011, pág. 110.

⁵²³ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 661, 1283.

⁵²⁴ Informe Económico del Real Decreto 436/2004. R-0100. Ver Informe CNE 4/2004, de 22 de enero de 2004, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, R-0126, págs. 8-9:

⁵²⁵ Ver Informe ASIF "Hacia una electricidad amigable con el medio ambiente", octubre de 2005, pág. 9. R-0294. Ver también *The Role of Photovoltaic Generation in Spain* de Arthur D. Little, noviembre de 2007, para ASIF y APPA, R-0295, pág. 13; y noticia de AEE, "Los que invirtieron en Renovables tienen mejor rendimiento que la mayoría del Ibex": R-0296.

(1) La Demanda de Expropiación (Artículo 13 del TCE)

(a) La Posición de las Demandantes

- 410. Las Demandantes sostienen que el TCE protege a los inversores de la expropiación directa e indirecta, a menos que se lleve a cabo de conformidad con las condiciones establecidas en el Artículo 13.1 del TCE. En particular, alegan que se han visto afectados los derechos de propiedad sobre su inversión, que consiste en la gestión y disfrute económico de Parque Eólico La Carracha, S.L. y Parque Eólico Plana de Jarreta, S.L..⁵²⁶
- 411. Contrariamente a lo que alega el Demandado, las Demandantes si tienen una inversión que es susceptible de ser expropiada. Esta consiste en capital y préstamos participativos en las dos SPVs propietarias de los Parques Eólicos. Para demostrar la expropiación de sus activos, las Demandantes alegan que se cumplen los tres requisitos del estándar propuesto por el Demandado. En primer lugar, las Demandantes son propietarias de un activo. En segundo lugar, tienen un derecho de propiedad consistente en una participación accionaria indirecta en los SPVs. En tercer lugar, existe un vínculo causal entre la "derogación del Marco Regulatorio Nº 1 y la imposibilidad para los Demandantes de beneficiarse legítimamente de su inversión en las SPV". Demandantes de su inversión en las SPV".
- 412. Las Demandantes sostienen que las Medidas Controvertidas califican como una expropiación indirecta en oposición a una medida regulatoria gubernamental no compensable.⁵³⁰ Esto se debe a que las Medidas Controvertidas son contrarias al interés público, son discriminatorias contra el subsector eólico y La Muela, han causado un daño desproporcionado y no han cumplido con el debido proceso legal.⁵³¹

⁵²⁶ Réplica de las Demandantes, párr. 852.

⁵²⁷ Ibíd, párrs. 864-872.

⁵²⁸ Ibíd, párr. 867.

⁵²⁹ Ibíd, párr. 870.

⁵³⁰ Ibíd, párrs. 873-895.

⁵³¹ Ibíd, párrs. 879-895.

413. Por último, refiriéndose al caso *Charanne c. España*, ⁵³² las Demandantes sostienen que la jurisprudencia ha establecido que "el efecto de dicha expropiación indirecta puede identificarse con la privación sustancial de la inversión". ⁵³³ La privación puede verse en el efecto de las medidas sobre la gestión y el disfrute. En primer lugar, debido a las Medidas Controvertidas, las Demandantes tuvieron que centrarse en la supervivencia de las SPVs para evitar su quiebra, lo que tuvo un efecto negativo en la gestión. ⁵³⁴ En segundo lugar, las Demandantes ya no pudieron disfrutar de la inversión, ya que, desde 2011, las SPVs ya no pagan dividendos, lo que "es en sí misma una expropiación". ⁵³⁵

(b) La Posición del Demandado

- 414. El Demandado niega haber expropiado las inversiones de las Demandantes. Esto se debe a tres razones. En primer lugar, no hubo expropiación indirecta, ya que no existe ninguna inversión susceptible de ser expropiada.⁵³⁶ Segundo, las Medidas Controvertidas no expropiaron a las Demandantes.⁵³⁷ Tercero, las Medidas Controvertidas no cumplen con los criterios de una expropiación indirecta.⁵³⁸
- 415. España sostiene que las inversiones de las Demandantes no pueden ser objeto de expropiación. Dado que las inversiones de las Demandantes están constituidas por la propiedad del 74% de las participaciones en las SPVs, sus acciones y préstamos pueden ser expropiadas. Sin embargo, lo que no puede ser expropiado según la legislación española es el "derecho a la percepción de dividendos concretos y a la administración y gestión de derechos". 541

⁵³² Charanne c. España (Laudo Final), párr. 461, CL-0006.

⁵³³ Réplica de las Demandantes, párrs. 896-899.

⁵³⁴ Ibíd, párr. 898.

⁵³⁵ Ibíd, párr. 899.

⁵³⁶ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1221-1240.

⁵³⁷ Ibíd, párrs. 1241-1257.

⁵³⁸ Ibíd, párrs. 1258-1333.

⁵³⁹ Dúplica del Demandado, párrs. 1454-1506.

⁵⁴⁰ Ibíd; párr. 1471.

⁵⁴¹ Ibíd, párr. 1470.

- 416. Además, el Demandado se remite a varios otros laudos para argumentar que para que una medida constituya una "expropiación compensatoria" deben cumplirse cinco requisitos: "(i) si la medida se reconoce como uno de los poderes regulatorios del Estado; (ii) el propósito (público) y el efecto de la medida; (iii) si la medida es discriminatoria; (iv) la proporcionalidad entre los medios empleados y el objetivo perseguido; y (v) la naturaleza bona fide de la medida". ⁵⁴² A continuación, analiza los cinco requisitos para demostrar que las Medidas Controvertidas no equivalen a una expropiación. ⁵⁴³
- 417. Además, el Demandado explica que las Medidas Controvertidas no constituyen una privación sustancial de la inversión de las Demandantes.⁵⁴⁴ Esto se debe, en primer lugar, a que las Demandantes no han perdido la propiedad de las acciones.⁵⁴⁵ En segundo lugar, las Medidas Controvertidas no restringieron a las Demandantes en el ejercicio de sus supuestos derechos de gestión y disfrute de las acciones.⁵⁴⁶ En tercer lugar, no existe un vínculo causal entre las Medidas Controvertidas y las dificultades financieras de los Parques Eólicos.⁵⁴⁷ Dichas dificultades financieras surgen de la "decisión empresarial libre" tomada por las Demandantes.⁵⁴⁸ En cuarto lugar, las autoridades fiscales españolas ya han confirmado el carácter no expropiatorio del IVPEE.⁵⁴⁹
- 418. Por último, España rechaza la afirmación de que las Demandantes han sufrido alguna reducción del valor de sus acciones. Por consiguiente, el Demandado no ha incumplido el Artículo 13 del TCE. 550

⁵⁴² Dúplica del Demandado, párr. 1477, refiriéndose a Fireman's Fund c. México, CME c. la República Checa, Saluka c. la República Checa y Paso Energy International Company c. la República Argentina.

⁵⁴³ Dúplica del Demandado, párrs. 1482-1506.

⁵⁴⁴ Ibíd, párrs. 1507-1564.

⁵⁴⁵ Ibíd, párr. 1522.

⁵⁴⁶ Ibíd, párrs. 1524-1539.

⁵⁴⁷ Ibíd, párrs. 1540-1554.

⁵⁴⁸ Ibíd, párr. 1548.

⁵⁴⁹ Ibíd, párrs. 1555-1564.

⁵⁵⁰ Ibíd, párrs. 1567, 1568.

(c) El Análisis del Tribunal

- 419. El Artículo 13.1 del TCE establece lo siguiente:
 - (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. 551
- 420. Durante el alegato oral, las Demandantes no dijeron nada sobre la reclamación del Artículo 13, simplemente remitieron al Tribunal a sus presentaciones escritas. ⁵⁵² Aunque esta petición no ha sido abandonada formalmente, en las circunstancias actuales puede tratarse de manera bastante sumaria.
- 421. En primer lugar, es necesario distinguir entre la alegación de expropiación con arreglo al Artículo 13 y las solicitudes presentadas con arreglo a los incisos 1° a 3° del Artículo 10, basadas en la supuesta frustración de expectativas razonables o legítimas o de protección debida. El Artículo 13 del TCE, al igual que otras garantías contra expropiación, se refiere a la protección de intereses sobre la propiedad, incluyendo determinados derechos legales sobre el dinero o los beneficios, contra la confiscación o la apropiación, o una conducta equivalente.

⁵⁵¹ TCE, Artículo 13.1, RL-0006.

⁵⁵² Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 31:16-22 (Rodríguez).

422. En segundo lugar, cuando se trata de una conducta equivalente a una expropiación (o, como dice el Artículo 13 del TCE, una conducta de "un efecto equivalente"), es necesario tener en cuenta el principio de que la expropiación, directa o indirecta, requiere una privación sustancial del bien en cuestión. Por ejemplo, el tribunal de *Electrabel* observó:

En lo que se refiere a la expropiación indirecta, el Tribunal considera que la redacción del Artículo 13(1) del TCE exige a Electrabel a demostrar que el efecto de la terminación del PPA [por sus siglas en inglés] por parte de Hungría fue materialmente el mismo como si su inversión en Dunamenti hubiera sido nacionalizada o directamente expropiada por Hungría. En otras palabras, Electrabel debe demostrar, sobre la base de los hechos del presente asunto, que su inversión perdió todo su valor económico significativo con la resolución anticipada del PPA. ⁵⁵³

- 423. Hay muchas decisiones de tenor similar. 554
- 424. En el presente caso, las inversiones de las Demandantes en los Parques Eólicos han adoptado la forma de acciones en las Empresas del Proyecto y el control asociado a las

⁵⁵³ Electrabel c. Hungría (Decisión sobre Jurisdicción), párr. 6.53, CL-0037. [Traducción del Tribunal]

⁵⁵⁴ Ver, por ejemplo, *Charanne c. Spain* (Laudo final), párr. 464 ("Para que una pérdida de valor, sin embargo, sea equivalente a una expropiación, tiene que ser de tal magnitud que equivalga a una privación de propiedad."), RL-0049; Novenergia II c. España, (Laudo final), párr.727 ("Es incontrovertible en el arbitraje internacional que una medida estatal que resulte en una 'privación sustancial' de una inversión -es decir, cuando la medida interfiere sustancialmente en el control o el valor económico de la inversión- constituye una expropiación"), CL-0227 [Traducción del Tribunal]; Electrabel c. Hungría (Decisión sobre Jurisdicción), párr. 6.62 ("En resumen, el Tribunal considera que la masa acumulada de materiales jurídicos internacionales, que comprende tanto decisiones arbitrales como escritos doctrinales, describe para la expropiación directa e indirecta, de manera consistente, aunque en términos diferentes, el requisito del derecho internacional de que el inversionista establezca la privación sustancial, radical, severa, devastadora o fundamental de sus derechos o la virtual aniquilación, neutralización efectiva o destrucción de hecho de su inversión, su valor o disfrute.[...]"), CL-0037 [Traducción del Tribunal]; AES Summit Generation Limited y AES-Tisza Erömü Kft c. República de Hungría, Caso CIADI Nº ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, párr. 14.3.1 ("Para que se produzca una expropiación, es necesario que el inversionista sea privado, en su totalidad o en parte significativa, de la propiedad o del control efectivo de su inversión: o que su inversión sea privada, en su totalidad o en parte significativa, de su valor."), CL-0120 [Traducción del Tribunal] (en adelante "AES Summit c, Hungría (Laudo)"); Isolux c. España (Laudo), párr. 839 ("Es decir, que el impacto de las medidas tiene que ser de tal magnitud sobre los derechos o los bienes del inversor que su inversión pierde todo o parte muy significativa de su valor, lo que equivale a una privación de su propiedad"), RL-0088.

mismas. Las Demandantes tampoco han alegado un derecho legal a recibir subsidios de los que se haya privado a alguna de ellas.

425. Los tribunales españoles han negado sistemáticamente que exista tal derecho a los subsidios. Por ejemplo, en su Sentencia de 20 de marzo de 2007, la Sala Tercera del Tribunal Supremo declaró:

[El Artículo 30 de la Ley de 1997] permite a las empresas correspondientes aspirar a que las primas incorporen [...] como factor relevante el de obtener 'unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales' [...].

El régimen retributivo [...] no garantiza [...] 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. 555

- 426. La Sala Tercera del Tribunal Supremo ha afirmado en numerosas ocasiones que "(el) marco regulador público [...] no podía ulteriormente ser ajeno a las modificaciones relevantes de los datos económicos de base, ante las cuales es lógica la reacción de los poderes públicos para acompasarlo a las nuevas circunstancias". 556
- 427. En su sentencia del 3 de diciembre de 2009, por la que se desestima una impugnación del RD 661/2007, la Sala Tercera del Tribunal Supremo señaló que los productores de energía eléctrica en régimen especial "no tienen un derecho inmodificable a que se mantenga inalterado el régimen económico".

[...] el Gobierno, según el designio del legislador, un margen de apreciación para determinar los rendimientos energéticos ofrecidos,

⁵⁵⁵ Sentencia del Tribunal Supremo de 20 de marzo de 2007, Segundo Fundamento Jurídico, R-0139.

⁵⁵⁶ Ver *supra*, párrafo 184, que se refiere a la sentencia del Tribunal Supremo de 12 de abril de 2012, Caso Nº 40/2011, Tercer Fundamento Jurídico, R-0144. Ver también: Tribunal Supremo, 12 de abril de 2012, Caso Nº 35/2011, R-0145; Tribunal Supremo, 19 de junio de 2012, Caso Nº 62/2011, R-0146; Tribunal Supremo, 24 de septiembre de 2012, Caso Nº 60/2011, R-0147; Tribunal Supremo, 25 de septiembre de 2012, Caso Nº 71/2011, R-0148 (todos ellos desestimando las impugnaciones contra el RD 1565/2010).

atendiendo a claros objetivos inherentes a la ejecución de las políticas económica, energética y medioambiental, y tomando en consideración en el ejercicio de su poder regulatorio los evidentes y esenciales intereses generales involucrados en un correcto funcionamiento del sistema de producción y distribución de la energía eléctrica, y, en particular, los derechos de los usuarios. ⁵⁵⁷

- 428. Añadió que "el principio de seguridad jurídica [...] no incluye derecho alguno a la congelación del ordenamiento jurídico existente". ⁵⁵⁸ La expropiación de los derechos inmateriales requiere, *inter alia*, que los derechos en cuestión existan en el sistema jurídico pertinente, lo cual no ocurre en el presente caso.
- 429. Cabe recordar que ningún tribunal del TCE ha acogido todavía una reclamación en virtud del Artículo 13 en relación con las Medidas Controvertidas. Tales reclamaciones han sido obviadas por el hecho de que la controversia estaba cubierta por el Artículo 10, o bien rechazadas en su totalidad.⁵⁵⁹
- 430. En la medida en que la reclamación de expropiación se refiere a los intereses indirectos de las Demandantes en las Empresas del Proyecto, éstas siguen intactas y operan bajo el control último y la supervisión continua de las Demandantes, aunque su valor se ha visto afectado.
- 431. En su Réplica, las Demandantes alegaron, con carácter alternativo, que el efecto general de las Medidas Controvertidas fue una expropiación *de facto* de las acciones, ya que ningún accionista recibiría un dividendo de las compañías del proyecto hasta por lo menos 2024. Fero esto importa confundir el impacto financiero del cambio en el régimen de subsidios con la toma de propiedades. Desde ese punto de vista, todo costo o carga importante para un inversor podría equipararse a una expropiación, *pro tanto*, por parte

⁵⁵⁷ R-0141.

²⁴⁴ Id.

 ⁵⁵⁹ Como en *Charanne c. España* (Laudo final), párrs. 460-467, RL-0049; *Novenergia II c. España* (Laudo final), párrs. 759-763, RL-0112, *Isolux c. España* (Laudo), párrs. 837-854, RL-0088.
 ⁵⁶⁰ Réplica de las Demandantes, párr. 914.

de la entidad responsable del costo o carga, y la distinción general entre expropiación y violación de la norma de trato justo y equitativo tendería a desaparecer. Dentro de límites amplios, la pérdida de ventajas no debe equipararse a la apropiación de derechos.

432. El Tribunal concluye que no hubo aquí ninguna conducta equivalente a una expropiación y, que, por lo tanto, la reclamación al amparo del Artículo 13 es rechazada.

(2) La Demanda de Cláusula Paraguas (Artículo 10 del TCE, última oración)

- 433. La última oración del Artículo 10.1 establece:
 - [...] Toda Parte Contratante cumplirá las obligaciones que haya contraído con los inversores o con las inversiones de los inversores de cualquier otra Parte Contratante.
- 434. Dos aspectos de esta estipulación son inmediatamente evidentes. Se aplica a las obligaciones en general, pero sólo a aquellas que la Parte Contratante 'haya contraído con' un inversor o una inversión de otra Parte Contratante.

(a) La Posición de las Demandantes

435. En su Solicitud de Arbitraje, las Demandantes señalan que en la década de los noventa el Demandado estableció un marco legal y económico específico para promover la generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica, que a finales de la década de los noventa y durante la de los años 2000 "preveía incentivos específicos destinados a inducir a los inversores a participar en proyectos de generación de energía renovable en España." Esos incentivos se habían articulado a través de un Régimen Especial que el Demandado se había comprometido a cumplir. Sía Sin embargo, entre 2012 y 2014, el

⁵⁶¹ SdA, párr. 16. [Traducción del Tribunal]

⁵⁶² Ibíd, párrs. 17-31.

Demandado 'introdujo cambios drásticos y continuos en el marco regulatorio', ⁵⁶³ lo cual infringió el Artículo 10.1 del TCE. ⁵⁶⁴

Esto se particulariza hasta cierto punto en el Memorial de las Demandantes, que identifica 436. las "disposiciones legales y [...] los comunicados de prensa" de oficiales de las autoridades públicas como la base de la reclamación al amparo de la cláusula paraguas. 565 En concreto, las Demandantes alegan que el Demandado "estableció un marco regulatorio favorable para el subsector eólico" a través de las piezas centrales del Marco Regulatorio Nº 1 (por ejemplo, la Ley 54/1997, el RD 2818/1998, el RD 436/2004, el RD 661/2007 y el RD 1614/2010), que prevén derechos y garantías para los inversores en el subsector eólico; ⁵⁶⁶ los cuales "contenían compromisos unilaterales dirigidos a un sector empresarial concreto (las energías renovables) y a un subsector específico (el eólico) con el objetivo de atraer a inversores hacia el mismo". ⁵⁶⁷ En cuanto a las declaraciones oficiales del Demandado, las Demandantes destacan una serie de comunicados de prensa emitidos por el Demandado en los que ésta afirmaba que "el Marco Regulatorio Nº 1 no se iba a modificar para aquellas instalaciones de energías renovables que cumplieran ciertos requisitos [...] concretamente, estar ya inscritas en el RAIPRE". 568 Las Demandantes enumeran una serie de actos unilaterales del Demandado que, en su opinión, dieron lugar a obligaciones para con las Demandantes, entre las que se incluyen: comunicados de prensa oficiales de fecha 25 de mayo de 2007; 2 de julio de 2010; 3 de diciembre de 2010; 23 de diciembre de 2010; y 27 de enero de 2012; 569 declaraciones de dos Ministerios de Energía; 570 así como otros documentos (Folletos del IDAE de España, presentaciones de Invest in Spain en el extranjero, exhibiciones en ferias internacionales,

⁵⁶³ Ibíd, párr. 38. [Traducción del Tribunal]

⁵⁶⁴ Ibíd, párr. 72.

⁵⁶⁵ Memorial de las Demandantes, párr. 844.

⁵⁶⁶ Ibíd, párr. 829.

⁵⁶⁷ Ibíd, párr. 830.

⁵⁶⁸ Ibíd, párr. 839.

⁵⁶⁹ Id. Ver también párrafos 130, 157, 168, 174, 181 *supra*.

⁵⁷⁰ Ibíd, párr. 840. Ver también párrafos 175y 182 *supra*.

y ceremonias de corte de cinta en el marco de inauguraciones de instalaciones de energías renovables).⁵⁷¹

- 437. La Réplica de las Demandantes explica este argumento con más detalle. Las Demandantes argumentan que el párrafo final del Artículo 10.1 del TCE, es una de las cláusulas paraguas más extensas, ⁵⁷² en virtud de la cual un Estado puede obligarse a sí mismo ya sea mediante una relación bilateral (en el derecho de inversiones, un contrato) o una relación unilateral (es decir, un acto unilateral del Estado, como una disposición legal o una declaración oficial de las autoridades públicas). ⁵⁷³ Las Demandantes argumentan que, a través de los actos unilaterales descritos anteriormente, el Demandado se comprometió específicamente a no cambiar el marco regulatorio aplicable al sector energético de La Muela, ⁵⁷⁴ y que la cláusula paraguas protege dicho compromiso. ⁵⁷⁵ Las Demandantes sugieren que la mera derogación del RD 661/2007 y del RD 1614/2010 constituye una violación de la cláusula paraguas. ⁵⁷⁶
- 438. En su alegato final, las Demandantes, sin abandonar formalmente la reclamación de la cláusula paraguas, se basaron poco o nada en ella.⁵⁷⁷

(b) La Posición del Demandado

439. En su Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción, el Demandado niega haber violado la cláusula paraguas por seis razones. En primer lugar, el Demandado alega que la interpretación de las Demandantes de la cláusula paraguas es contraria a la redacción literal del Artículo 10.1 del TCE y al concepto dominante en la jurisprudencia y la doctrina internacional, que requeriría un compromiso bilateral (es

⁵⁷¹ Ibíd, párr. 842. Ver también párrafos 102, 136 y 140-142 *supra*.

⁵⁷² Réplica de las Demandantes, párr. 932.

⁵⁷³ Ibíd, párr. 933.

⁵⁷⁴ Ibíd, párr. 921.

⁵⁷⁵ Ibíd, párr. 937.

⁵⁷⁶ Ibíd, párrs. 954-5.

⁵⁷⁷ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 5, 1050:6-21.

decir, un acuerdo o un contrato). ⁵⁷⁸ En segundo lugar, el Demandado niega haber asumido obligaciones específicas con cualquier inversor o inversión, través del marco regulatorio, los comunicados de prensa u otros actos unilaterales.⁵⁷⁹ En tercer lugar, el Demandado afirma que las Demandantes no alegaron ni confirmaron que los actos unilaterales hubieran desempeñado un papel decisivo en su inversión, y las Demandantes aceptaron el riesgo de que el régimen de retribución que existía en el momento de la inversión pudiera cambiar. 580 En cuarto lugar, en el hipotético caso de que el Demandado hubiera asumido obligaciones específicas por los actos unilaterales, estas obligaciones nunca se habrían asumido con las Demandantes ni con su Inversión. Esto se debe a que, según el Demandado, dichas obligaciones sólo podrían ser reconocidas para instalaciones de energía renovable y no para terceros que tengan una participación o deuda en las empresas propietarias de esas instalaciones. ⁵⁸¹ En quinto lugar, el Demandado niega haber asumido ningún compromiso con las Demandantes o con su Inversión congelando el régimen retributivo que estaba en vigor cuando se realizó la inversión.⁵⁸² En sexto lugar, el Demandado afirma que las Medidas Controvertidas se ajustan al sistema español de retribución de las instalaciones que generan energía a partir de fuentes renovables y que, en particular, se han mantenido las garantías de prioridad de acceso y despacho. 583

440. En su Dúplica, sin abandonar sus argumentos anteriores, el Demandado se centró en tres puntos.⁵⁸⁴ En primer lugar, insistió en que la interpretación de las Demandantes de la cláusula paraguas es contraria a: el significado literal del Artículo 10.1 del TCE; el concepto tal como se aplica en las decisiones de arbitraje que interpretan el TCE; y el concepto que predomina en el derecho internacional.⁵⁸⁵ En segundo lugar, el Demandado niega haber realizado unilateralmente ningún compromiso con las Demandantes o con su

⁵⁷⁸ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1096-1149.

⁵⁷⁹ Ibíd, párrs. 1150-91.

⁵⁸⁰ Ibíd, párrs. 1192-3.

⁵⁸¹ Ibíd, párrs. 1194-1201.

⁵⁸² Id.

⁵⁸³ Ibíd, párrs. 1095, 1202-1213.

⁵⁸⁴ Dúplica del Demandado, párr. 1372.

⁵⁸⁵ Ibíd, párrs. 1374-1408.

inversión en virtud del marco regulatorio o de cualquier otro. El Demandado argumenta que las normas eran aplicables a todos los productores de energía eléctrica cubiertos por ellas y no contenían compromisos específicos; que la inscripción en el RAIPRE no creaba obligaciones para con las Demandantes; y que los comunicados de prensa y las giras de presentación de ofertas de venta de productos y servicios eran de carácter genérico, y que no estaban dirigidos a atraer inversiones extranjeras. En tercer lugar, el Demandado reitera que las Demandantes no demostraron que hubieran realizado la inversión basándose en esos supuestos compromisos. El Demandado agrega que las Demandantes no han probado haber visto las presentaciones de *Invest in Spain*, del IDAE o de la CNE, ni haber asistido a la inauguración de la central termosolar Gemasolar, ni haber tenido conocimiento de las notas de prensa. Además, varios de estos actos unilaterales ocurrieron después de 2003 y 2009, dos momentos esenciales para las inversiones de las Demandantes. Ser

441. En sus observaciones finales, el Demandado se basó en el análisis del tribunal de *Isolux* sobre el argumento de la cláusula paraguas. Allí el tribunal determinó que el Demandado no había celebrado acuerdos que establecieran obligaciones específicas con las demandantes o su inversión en España, y por lo tanto el tribunal se negó a examinar si había habido incumplimiento de esas obligaciones hipotéticas ⁵⁸⁸

(c) El Análisis del Tribunal

(i) La reclamación genérica

442. En opinión del Tribunal, la cláusula paraguas de la última oración del Artículo 10.1 del TCE sólo se aplica a las obligaciones contraídas específicamente por el Estado anfitrión con el inversor o la inversión. El caso paradigmático es una obligación en virtud de un contrato de inversión debidamente suscrito. En cambio, el Tribunal no acepta que las

⁵⁸⁶ Ibíd, párrs. 1409-1424.

⁵⁸⁷ Ibíd, párrs. 1425-1428.

⁵⁸⁸ Audiencia noviembre 2017, Diapositiva 181.

obligaciones dimanantes del derecho general, incluyendo la legislación del Estado anfitrión, entren en el ámbito de aplicación de la cláusula. Al promulgar legislación, un Estado establece normas de conducta vinculantes, pero no hace promesas específicas a cada persona con derecho a reclamar en virtud de la ley, ni contrae obligaciones con determinados inversores o sus inversiones, aun cuando estas entidades figuren entre los beneficiarios de la ley. Una ley general no es una promesa.

- 443. Pero incluso si fuera una promesa, sería una promesa bajo la ley española, una obligación regida por esa ley. Las obligaciones a las que se refiere la cláusula paraguas son paradigmáticamente obligaciones regidas por la ley del Estado anfitrión (en el caso de las obligaciones contractuales, la ley propia del contrato). Pero a menos que una ley nacional cree derechos adquiridos, las obligaciones de tal ley cesan cuando la ley se modifica o deroga de manera pertinente y válida. En el caso de las Medidas Controvertidas, la validez de éstas fue confirmada por numerosas decisiones del Tribunal Supremo español. Tras la sustitución de las leyes y decretos anteriores, España no tenía ninguna obligación vigente y, por lo tanto, la cláusula paraguas no era aplicable.
- 444. Esta interpretación del funcionamiento de cláusulas paraguas como las del Artículo 10.1 del TCE ha sido confirmada por numerosos tribunales de inversiones. ⁵⁹⁰
- 445. Las Demandantes invocan la opinión contraria sobre la base de declaraciones emitidas en varios casos:
 - (a) En *Plama c. Bulgaria*, el tribunal dijo que "la redacción de esta cláusula en el Artículo 10.1 del TCE tiene un amplio alcance, ya que se refiere a 'cualquier obligación'. Un análisis del significado ordinario del término sugiere que se refiere

⁵⁸⁹ Ver párrafo 207 y los casos citados en el mismo.

⁵⁹⁰ Ver, por ejemplo, *Isolux c. España* (Laudo), párrs. 769-771, RL-0088; *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, Caso CIADI Nº ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párr. 51, RL-0026 (en adelante "*Noble Ventures c. Rumania* (Laudo)"); *Oxus Gold c. República de Uzbekistán*, CNUDMI, Laudo Final, 17 de diciembre de 2005, párrs. 368-9, 848; *CMS Gas Transmission Company c. República Argentina*, Caso CIADI Nº ARB/01/8, Decisión del Comité *Ad Hoc* sobre la Solicitud de Anulación de la República Argentina, 25 de septiembre de 2007, párr. 95, RL-0031.

a cualquier obligación, independientemente de su naturaleza, es decir, si es contractual o estatutaria".⁵⁹¹ Sin embargo, el tribunal entendió que no era necesario profundizar su análisis porque en ese caso las partes se ocupaban exclusivamente de la aplicación de la cláusula paraguas a obligaciones consensuales.⁵⁹² Además, el tribunal dijo que "considera que el TCE no protege a los inversores contra todos y cada uno de los cambios en las leyes del país anfitrión".⁵⁹³

- (b) En *Amto c. Ucrania*, el tribunal expresó la opinión de que "[1]a llamada 'cláusula paraguas' del TCE es de carácter amplio en el sentido de que impone a las Partes Contratantes el deber de 'observar cualquier obligación que haya contraído con un inversionista o con una inversión de un inversionista de la otra Parte Contratante'". Una vez más, este pasaje es *obiter dictum*. En *Amto*, la disputa se refería a contratos celebrados entre la filial de un inversor y una entidad jurídica independiente del Estado ucraniano. No se refería a las obligaciones contraídas en virtud de la legislación general.
- (c) En Mohammad A. Al-Bahloul c. Tayikistán, el tribunal dijo que en el Artículo 10.1 in fine del TCE "la protección está ampliamente establecida, refiriéndose como lo hace a 'cualquier obligación' y, como tal, por el significado ordinario de las palabras, incluye tanto obligaciones legales como contractuales". ⁵⁹⁶ Sin embargo, en ese caso, las demandantes habían alegado que el demandado había incumplido sus obligaciones contractuales y que su concesión de licencias no se ajustaba a esos

⁵⁹¹ Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria, Caso CIADI Nº ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, párr. 186, CL-0013 (en adelante "*Plama c. Bulgaria* (Laudo)"), citado por Memorial de las Demandantes, párrafos 791 y 809, y Dúplica de las Demandantes, párr. 947. [Traducción del Tribunal]

⁵⁹² Plama c. Bulgaria (Laudo), párr. 187, CL-0013.

⁵⁹³ Ibíd, párr. 219. [Traducción del Tribunal]

 ⁵⁹⁴ Limited Liability Company Amto c. Ucrania, Caso CCE N° 080/2005, laudo, 26 de marzo de 2008, párr. 110, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 792. [Traducción del Tribunal]
 595 Id

⁵⁹⁶ Mohammad Ammar Al-Bahloul c. la República de Tayikistán, Caso CCE No V (064/2008), Laudo Parcial sobre Jurisdicción y Responsabilidad, 2 de septiembre de 2009 (en adelante "Mohammad Al-Bahloul c. la República de Tayikistán (Laudo)"), párr. 257, CL-0026, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 810 y Réplica de las Demandantes, párr. 946. [Traducción del Tribunal]

contratos.⁵⁹⁷ Además, el tribunal añadió que "esta disposición no se refiere a las obligaciones generales del Estado que surgen como una cuestión de derecho".⁵⁹⁸

(d) En *Liman Caspian Oil c. Kazajstán*, el tribunal planteó una analogía entre la oferta de los Estados anfitriones de someter las controversias a arbitraje y las promesas unilaterales en virtud de la cláusula paraguas.⁵⁹⁹ Sin embargo, en ese caso el tribunal dijo expresamente que no tenía que ocuparse de la reclamación de la cláusula paraguas.⁶⁰⁰ Además, el tribunal añadió que:

no queda claro en el texto de la última frase del Artículo 10(1) del TCE si la 'cláusula paraguas' abarca también la legislación estatal relativa a la protección de la inversión extranjera... las palabras 'la obligación que el Demandado ha contraído con un inversor o una inversión de un inversor de cualquier otra Parte Contratante' en la última frase del Artículo 10(1) del TCE, parecen sugerir más bien que debe existir una relación contractual o bilateral similar entre el Estado receptor y el inversor.⁶⁰¹

En cualquier caso, las Demandantes no habían demostrado ningún incumplimiento de la legislación local y, por lo tanto, no podía demostrarse ningún incumplimiento de la cláusula paraguas. ⁶⁰² Una vez más, esta decisión no apoya el argumento de las Demandantes.

(e) En *Khan Resources c. Mongolia*, el tribunal aceptó la interpretación de las demandantes del Artículo 10.1 del TCE y dictaminó que "el incumplimiento por Mongolia de cualquier obligación que pudiera tener en virtud de la Ley de Inversión Extranjera constituiría una violación de las disposiciones de la Parte III del

⁵⁹⁷ Mohammad Al-Bahloul c. Tajikistan (Laudo), párr. 258, CL-0026.

⁵⁹⁸ Ibíd, párr. 257. [Traducción del Tribunal]

⁵⁹⁹ Citado por el Memorial de las Demandantes, párr. 812.

⁶⁰⁰ Liman Caspian Oil BV y NCL Dutch Investment BV c. República de Kazajstán, Caso CIADI Nº ARB/07/14, Laudo, 22 de junio de 2010, párr. 449, CL-0014.

⁶⁰¹ Ibíd, párr. 448. [Traducción del Tribunal]

⁶⁰² Ibíd, párr. 450.

Tratado".⁶⁰³ Este caso se refería a las obligaciones derivadas de la ley de inversión extranjera del Estado anfitrión, una ley específica concebida para atraer la inversión extranjera.⁶⁰⁴ El caso actual es diferente. El marco regulatorio de España era una legislación general que no establecía distinciones o preferencias entre inversores nacionales y extranjeros.

(f) Las Demandantes también se refieren a tres arbitrajes entre Argentina y Estados Unidos: Enron, Continental Casualty y LG&E. Ninguno de estos laudos hacía referencia al TCE. (i) En Enron Corporation c. Argentina, el tribunal dijo que "cualquier obligación' se refiere a obligaciones sin importar su naturaleza". 605 El laudo de Enron fue anulado, incluyendo la conclusión sobre la cláusula paraguas. 606 Aunque el comité de anulación dijo que el razonamiento era claro, 607 también se negó a determinar si la interpretación del tribunal era correcta o convincente. ⁶⁰⁸ Por lo tanto, no puede citarse a *Enron* para apoyar el argumento de las Demandantes. (ii) En Continental Casualty c. Argentina, el tribunal sostuvo que las obligaciones que un Estado anfitrión debe cumplir en virtud de la cláusula paraguas "pueden incluir los compromisos unilaterales derivados de las disposiciones de la legislación del Estado anfitrión que regulan un determinado sector empresarial y que se dirigen específicamente a los inversores extranjeros en relación con sus inversiones". ⁶⁰⁹ En ese caso, el tribunal también dijo que la "cláusula paraguas no entra en juego cuando la violación denunciada se refiere a obligaciones generales derivadas de la

⁶⁰³ Khan Resources Inc., Khan Resources B.V. & CAUC Holding Company Ltd. c. El Gobierno de Mongolia y MonAtom LLC, Caso de la CPA N° 2011-09, Decisión sobre Jurisdicción, 25 de julio de 2012, párr. 438, CL-0078, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 811. [Traducción del Tribunal]

 $^{^{605}}$ Enron Corporation & Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina, Caso CIADI Nº ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, párr. 274, CL-0073, citado por el Memorial de las Demandantes, párr. 813.

 ⁶⁰⁶ Enron Creditors Recovery Corp. & Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina, Caso CIADI Nº ARB/01/3,
 Decisión sobre la solicitud de anulación de la República Argentina, dispositivo, punto 3, CL-0080.
 ⁶⁰⁷ Ibíd, párr. 331.

⁶⁰⁸ Ibíd, párr. 332.

⁶⁰⁹ Continental Casualty Company c. República Argentina, Caso CIADI Nº ARB/03/9, Laudo, 5 de septiembre de 2008 (en adelante "Continental c. Argentina (Laudo)"), párr. 301, CL-0064, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 819.

legislación del Estado anfitrión". 610 Siguió encontrando que las disposiciones de las Leyes de Convertibilidad e Intangibilidad del demandado no podían ser una fuente de obligaciones que el demandado había asumido específicamente con respecto a la compañía de inversión del Demandante porque esas leyes afectaban la generalidad del público del demandado, así como a los depositantes y suscriptores de instrumentos financieros. 611 Por consiguiente, el tribunal desestimó la cláusula paraguas relativa a los instrumentos extracontractuales. 612 (iii) En LG&E c. Argentina, el tribunal dijo que las "leyes y reglamentos del demandado se convirtieron en obligaciones en el sentido del Artículo II(2)(c) [la cláusula paraguas], en virtud de que se dirigían a los inversores extranjeros y se aplicaban de manera específica a sus inversiones, lo que dio lugar a la responsabilidad en virtud de la cláusula paraguas". 613 El tribunal de LG&E consideró que las disposiciones de la ley del gas eran específicas en relación con la inversión de las demandantes. ⁶¹⁴ Al Tribunal actual le resulta difícil analizar esa conclusión, dada la falta de precisión del laudo LG&E sobre este punto. Además, en el presente caso, el régimen regulatorio español no estaba dirigido a los inversores extranjeros.

(g) En *Noble Energy c. Ecuador*, un arbitraje sobre un TBI entre Ecuador y EE.UU., el tribunal observó que "las obligaciones de Ecuador con respecto a las Demandantes provienen no sólo de los Acuerdos sino también de las leyes y reglamentos. También observa que el acuerdo de inversión parece contener una cláusula de estabilización que puede constituir una obligación de un Estado que pueda entrar en el ámbito de

⁶¹⁰ Continental c. Argentina (Laudo), párr. 300, CL-0064.

⁶¹¹ Ibíd, párr. 302.

⁶¹² Ibíd, párr.303.

⁶¹³ LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E International Inc. c. República Argentina, Caso CIADI Nº ARB/02/1, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006 (en adelante "LG&E c. Argentina (Decisión sobre Responsabilidad)"), párr. 175, CL-0070 citado por el Memorial de las Demandantes, párr. 817; Dúplica de las Demandantes, párr. 952.

⁶¹⁴ LG&E c. Argentina (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 174, CL-0070.

aplicación de una cláusula paraguas". Este texto pertenece a una decisión sobre la jurisdicción, no a un laudo sobre el fondo. En ese contexto, lo que dijo el tribunal fue que las demandantes habían argumentado que el demandado había violado la cláusula paraguas al no cumplir con un acuerdo de inversión, un contrato de concesión y la regulación de la electricidad. Pero el tribunal no analizó si la regulación era un compromiso específico hacia el inversor ni se pronunció sobre el fondo.

- (h) En *Eureko c. Polonia*, un arbitraje en el marco de un TBI entre los Países Bajos y Polonia, el tribunal dijo que "el significado simple -el 'significado ordinario' de una disposición que prescribe que un Estado 'observará todas las obligaciones que pueda haber contraído' con respecto a ciertas inversiones extranjeras no es oscuro... 'Toda' obligación es amplia; significa no sólo obligaciones de cierto tipo, sino 'toda' -es decir, todas- las obligaciones contraídas con respecto a las inversiones de los inversores de la otra Parte Contratante." En ese caso, las obligaciones protegidas por la cláusula paraguas estaban contenidas en un acuerdo de compra de acciones (SPA, por sus siglas en inglés) y su primer adendum; ⁶¹⁸ es decir, eran obligaciones contractuales. No se planteó la cuestión de si la cláusula paraguas se extendía a las obligaciones previstas en la legislación general polaca.
- (i) En el caso *EDF c. Argentina*, un TBI entre Argentina y Luxemburgo y un TBI entre Argentina y Alemania, el tribunal dijo que "[1]as 'cláusulas paraguas' en cuestión están redactadas en términos amplios. Una lectura clara y ordinaria de estas disposiciones abarca los compromisos asumidos con respecto a los inversores, o

⁶¹⁵ Noble Energy Inc. y Machala Power Cia. Ltda. c. República del Ecuador y Consejo Nacional de Electricidad, Caso CIADI Nº ARB/05/12, Decisión sobre Jurisdicción, 5 de marzo de 2008 (en adelante "Noble Energy c. Ecuador (Decisión sobre Jurisdicción)"), párr. 157, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 822.

 ⁶¹⁶ Noble Energy c. Ecuador (Decisión sobre Jurisdicción), párr. 156, CL-0082.
 617 Eureko B.V. c. República de Polonia, CNUDMI, Laudo Parcial, 19 de agosto de 2005 (en adelante "Eureko c. Polonia (Laudo Parcial)"), párr. 246, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 794. [Traducción del Tribunal]
 618 Ibíd, párr. 250.

asumidos en relación con las inversiones..."⁶¹⁹ Ese caso se refería al incumplimiento de un contrato de concesión⁶²⁰ y no a la legislación general. Además, el tribunal declaró que no todas las violaciones contractuales alcanzan necesariamente el nivel de una violación de tratado.⁶²¹

(j) En el caso SGS c. Paraguay, un arbitraje en el marco del TBI entre Suiza y el Paraguay, el tribunal arbitral afirmó que:

[...] Artículo 11 [...] que impone al Estado la obligación 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. [...] Pero aun en lo que respecta a las reclamaciones basadas en el Artículo 11 que se basan directamente en el supuesto incumplimiento del Contrato por parte del Paraguay, no nos plantea dudas el que debamos tratar las obligaciones del Contrato como 'obligaciones' en la acepción dada a ese término por el Artículo 11.622

Este fue un laudo sobre jurisdicción. Lo más importante es que, en ese caso los demandantes sostuvieron que el demandado no había cumplido los compromisos contraídos en virtud de un contrato, así como las supuestas promesas posteriores de cumplir el contrato y pagar las deudas,⁶²³ y ese fue el argumento que el tribunal efectivamente analizó.⁶²⁴

⁶¹⁹ EDF International S.A., SAUR International S.A. y León Participaciones Argentinas S.A. c. República Argentina, Caso CIADI N° ARB/03/23, Laudo, 11 de junio 2012, párr. 938, CL-0019, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 795.

⁶²⁰ Ibíd, párr. 939.

⁶²¹ Ibíd, párr. 940.

⁶²² SGS Société Générale de Surveillance, S.A. c. República de Paraguay, Caso CIADI N° ARB/07/29, Decisión sobre Jurisdicción, 12 de febrero de 2010, párr. 167, CL-0072, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 798. (Énfasis omitido)

⁶²³ Ibíd, párr. 163.

⁶²⁴ Ibíd, párrs. 167-8.

- (k) En *SGS c. Filipinas*, un arbitraje bajo el TBI entre Suiza y Filipinas, el tribunal dijo que "[e]l término 'cualquier obligación' es capaz de aplicarse a las obligaciones que surjan de la legislación nacional, por ejemplo, las derivadas de un contrato... Interpretando el texto actual del Artículo X.2, parecería decir, y decir claramente, que cada Parte Contratante observará cualquier obligación legal que haya asumido, o que asuma en el futuro, con respecto a inversiones específicas cubiertas por el TBI."625 Pero en esta decisión sobre jurisdicción, el tribunal subrayó que la obligación protegida por la cláusula paraguas debe haber sido asumida en relación con la inversión. Específicamente, el tribunal entendió que "el Estado anfitrión debe haber asumido una obligación jurídica, y debe haberla asumido con respecto a la inversión específica, no como una cuestión de aplicación de alguna obligación jurídica de carácter general."626
- 446. En resumen, el argumento de las Demandantes de que las leyes generales, como las Medidas Controvertidas, pueden considerarse un compromiso protegido en virtud del Artículo 10.1 del TCE, no tiene sustento en la jurisprudencia de los tribunales internacionales de inversión. Por el contrario, los tribunales han resuelto sistemáticamente (a pesar de los ocasionales *obiter dicta* en sentido contrario) que la cláusula paraguas del TCE sólo protege las obligaciones contraídas específicamente por el Estado anfitrión con el inversionista o la inversión. Estas han sido casi siempre obligaciones contractuales. En ningún caso del que el Tribunal tenga conocimiento, se ha aplicado una disposición de la ley general de un Estado anfitrión en virtud de la cláusula paraguas del Artículo 10.1 del TCE o una disposición equivalente.

(ii) Compromisos unilaterales de España

⁶²⁵ SGS Société Générale de Surveillance S.A. c. República de Filipinas, Caso CIADI N° ARB/02/6, Decisión del Tribunal sobre las Objeciones de Jurisdicción, 29 de enero de 2004, párr. 115, CL-0074, citado por Memorial de las Demandantes, párr. 799. [Traducción del Tribunal]

⁶²⁶ Ibíd, párr. 121. [Traducción del Tribunal]

447. Alternativamente, las Demandantes argumentan que las declaraciones unilaterales realizadas por funcionarios españoles son vinculantes como tales en virtud del derecho internacional, de acuerdo con la doctrina de las declaraciones unilaterales vinculantes respaldada por la Corte Internacional en los casos de *Ensayos Nucleares*, 627 y articulada por la CDI en sus Principios Rectores aplicables a las declaraciones unilaterales de los Estados capaces de crear obligaciones jurídicas, aprobados en 2006. 628 Sin embargo, esa doctrina no se aplica a las declaraciones formuladas con respecto a partes privadas en el contexto nacional. Los compromisos del Presidente de Francia en relación con los ensayos atmosféricos se formularon en el contexto de una controversia interestatal que había dado lugar a litigios interestatales; la Corte sostuvo que estaban destinados a ser invocados *erga omnes* en el plano internacional. Dijo que:

Las declaraciones unilaterales de las autoridades francesas se hicieron fuera de la Corte, públicamente y *erga omnes*, aunque algunas de ellas fueron comunicadas al Gobierno de Nueva Zelandia. Como se observó anteriormente, para que tuvieran efectos jurídicos, no era necesario que esas declaraciones se dirigieran a un Estado en particular, ni se requería la aceptación de ningún otro Estado... La Corte tiene derecho a presumir... que esas declaraciones no se hicieron *in vacuo*, sino en relación con las pruebas que constituyen el objeto mismo del presente procedimiento, aunque Francia no ha comparecido en el caso. 629

448. Ni los Principios Rectores de la CDI aplicables a las declaraciones unilaterales de los Estados capaces de crear obligaciones jurídicas⁶³⁰, ayudan a las Demandantes. Como se explica en el primer párrafo del preámbulo, los Principios Rectores sólo se aplican al "comportamiento unilateral [de los Estados] en el plano internacional". Se definen de la siguiente manera:

⁶²⁷ Memorial de las Demandantes, párrs. 806-8. Réplica de las Demandantes, párrs. 941-2, 980.

⁶²⁸ Memorial de las Demandantes, párr. 846. Réplica de las Demandantes, párr. 979.

⁶²⁹ Nueva Zelandia c. Francia, Informes CIJ 1974, pág. 474, párr. 52, CL-0025. [Traducción del Tribunal]

⁶³⁰ Yearbook of the International Law Commission, 2006, vol II (2), CL-0086.

actos unilaterales *stricto sensu*, es decir, aquellos que adoptan la forma de declaraciones formales formuladas por un Estado con la intención de producir obligaciones en virtud del derecho internacional.⁶³¹

- 449. Ni los Principios Rectores ni los comentarios aluden a la posibilidad de caracterizar las leyes nacionales como actos unilaterales vinculantes. En el curso ordinario de los acontecimientos, una ley nacional que prevea subsidios para la generación de energía renovable no se hace más 'en el plano internacional' o 'con la intención de producir obligaciones en virtud del derecho internacional' que una ley sobre cualquier otro tema. Las Demandantes tampoco han aportado ninguna prueba de tal intención en el presente caso. En este contexto, cabe recordar que las medidas españolas no se dirigían específicamente a inversores extranjeros o a sus inversiones; son de aplicación general.
- 450. Lo expuesto es suficiente para justificar el rechazo de la reclamación de la cláusula paraguas en base a la legislación española, en particular el RD 661/2007. Pero, para completar, hay que decir algo brevemente sobre las otras supuestas fuentes de obligación en las que se basan las Demandantes.

⁶³¹ Ibíd, pág. 370. En el comentario se indica que esta definición restrictiva se "inspira muy directamente" en los dictámenes de los casos de *Ensayos Nucleares*: ibíd. [Traducción del Tribunal]

(iii) El Acuerdo 2010

- 451. En el 2010, el Demandado celebró un Acuerdo con el grupo del subsector eólico de AEE sobre el diseño del marco regulatorio que se aplicaría a los productores de energía renovable.⁶³²
- 452. Este acuerdo fue el resultado de una consulta de toda la industria, de carácter prelegislativo y no contractual. Además, se llevó a cabo con una asociación comercial sin autoridad para obligar a sus miembros. No vinculó al Demandado y no creó ninguna obligación hacia las Demandantes como tales.

(iv) Comunicados de prensa y declaraciones oficiales

453. Las Demandantes enumeran una serie de actos unilaterales del Demandado que, en su opinión, dieron lugar a obligaciones hacia las Demandantes, entre ellos: comunicados de prensa oficiales de fecha 25 de mayo de 2007; 2 de julio de 2010; 3 de diciembre de 2010; 23 de diciembre de 2010 y 27 de enero de 2012,⁶³³ y dos declaraciones del Ministerio de Energía.⁶³⁴ En opinión del Tribunal, estos documentos y declaraciones eran claramente de carácter no contractual y no creaban obligaciones específicamente contraídas por el Estado anfitrión con el inversionista o la inversión.

(v) Otros documentos

454. Las Demandantes basan su reclamación en otros documentos (folletos del IDAE, presentaciones de *Invest in Spain* en el extranjero, *roadshows* internacionales y ceremonias de inauguración de instalaciones de energías renovables).⁶³⁵ Una vez más,

⁶³² Réplica de las Demandantes, párrs. 968-970 y 976 (refiriéndose a este Acuerdo). Ver también párrafos 154-158 *supra*.

⁶³³ Memorial de las Demandantes, párr. 839; Réplica de las Demandantes, párrs. 969, 976. Ver párrafos 130, 157, 168, 174 y 181 *supra*.

⁶³⁴ Memorial de las Demandantes, párr. 840; Réplica de las Demandantes, párr. 970. Ver también párrafos 175 y 182 supra.

⁶³⁵ Memorial de las Demandantes, párr. 842; Réplica de las Demandantes, párrs. 971-972, 977. Ver también párrafos 102, 136, y 140-142 *supra*.

ninguno de estos documentos tenía carácter contractual, ni vinculaba al Demandado específicamente con respecto a las Demandantes o a sus inversiones particulares. Al igual que otros documentos considerados en los párrafos anteriores, pueden ser relevantes en relación con la reclamación del Artículo 10.1 y la doctrina de las expectativas legítimas, pero como tales no activan la cláusula paraguas.

(d) Conclusión sobre la Cláusula Paraguas

- 455. Por estas razones, el Tribunal rechaza la reclamación de las Demandantes en virtud de la cláusula paraguas del Artículo 10.1 del TCE, última frase.
 - (3) La Reclamación de Trato Justo y Equitativo: Artículo 10.1, primera y segunda oración
 - (a) El Análisis del Tribunal
 - (i) El estándar de TJE aplicable:
- 456. El Artículo 10.1 del TCE dispone, en la parte pertinente, lo siguiente:
 - [...] 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.
- 457. El Artículo 10.1 ha sido ampliamente discutido en sucesivas decisiones arbitrales, ⁶³⁶ y no tiene mucho sentido que el Tribunal vuelva sobre lo mismo. Pero, se pueden hacer algunas observaciones generales.

⁶³⁶ Ver, por ejemplo, *Petrobart Limited c. la República Kirguisa*, Caso CCE Nº 126/2003, Laudo Arbitral, 29 de marzo de 2005; *Plama c. Bulgaria* (Laudo), CL-0013; *AES Summit c. Hungría* (Laudo), CL-0120; *Electrabel c. Hungría* (Decisión sobre Jurisdicción), RL-0002; *Hulley c. Rusia* (Laudo Final), CL-0135; *Yukos c. Rusia* (Laudo Final), RL-0082; *Electrabel S.A. c. Hungría*, CIADI Nº ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, RL-0048; *Charanne c. España* (Laudo Final), RL-0049; *Isolux c. España* (Laudo), RL-0088; *Blusun c. Italia* (Laudo), RL-0105; *Eiser c. España* (Laudo), CL-0217.

- 458. Las Demandantes hicieron hincapié en la frase 'estable, equitativo, favorable y transparente' (primera oración del Artículo 10.1 del TCE). Sin embargo, como han señalado varios tribunales, la primera oración del Artículo 10.1 no puede interpretarse aisladamente de la segunda. No da un mandato general a los tribunales del TCE para decidir si las decisiones del Gobierno que afectan a las inversiones son 'equitativas' o 'favorables', más que el estándar de TJE da una discreción general a los tribunales de los TBI para imponer sus propios puntos de vista sobre la 'justicia' y la 'equidad'. Hay una norma jurídica incorporada en la segunda frase del Artículo 10.1 del TCE, que tiene en cuenta las prerrogativas y responsabilidades de los gobiernos, así como los derechos e intereses de los inversores.
- 459. El tribunal de *Antaris* hizo un resumen útil de la situación, haciendo referencia a la jurisprudencia anterior. En particular:
 - (1) Se producirá un incumplimiento del estándar de TJE cuando la estabilidad jurídica y empresarial o el marco jurídico se haya alterado de tal manera que se frustren las expectativas o garantías legítimas y razonables de estabilidad.
 - (2) Una demanda basada en la confianza legítima debe proceder de una identificación del origen de la expectativa alegada, para que su alcance pueda ser formulado con precisión.
 - (3) Un demandante debe establecer que (a) se hicieron declaraciones claras y explícitas (o implícitas) por parte del Estado o atribuibles a él para inducir la inversión, (b) los Demandantes confiaron razonablemente en dichas declaraciones, y (c) estas declaraciones fueron posteriormente repudiadas por el Estado.
 - (4) Una expectativa puede surgir de lo que se entiende por garantías específicas en la legislación.

⁶³⁷ Ver Blusun c. Italia (Laudo), párr. 315, RL-0105; Antaris c. República Checa (Laudo), párr. 365; CL-0243; Novenergia II c. España (Laudo Final), párrs. 642-646, RL-0227; contra Binder c. República Checa, 15 de julio de 2011, párr. 446.

- (5) Una declaración específica puede marcar la diferencia en la evaluación del conocimiento del inversionista y de la razonabilidad y legitimidad de su expectativa, pero no es indispensable para establecer una reclamación basada en la expectativa legítima que se plantea en el marco del estándar de TJE.
- (6) Las disposiciones de la legislación general aplicables a una pluralidad de personas o a una categoría de personas no crean expectativas legítimas de que no habrá cambios en la legislación; y dadas las facultades regulatorias del Estado, a fin de confiar en las expectativas legítimas, el inversor debe informarse de antemano sobre las perspectivas de un cambio en el marco regulatorio a la luz de los cambios que prevalezcan en ese momento o que se prevean razonablemente en las condiciones económicas y sociales del Estado anfitrión.
- (7) Las modificaciones de la legislación general pueden generar expectativas, pero, al menos en ausencia de una cláusula de estabilización, la norma de trato justo y equitativo no las impide si no exceden el ejercicio de la facultad regulatoria normal del Estado anfitrión en aras del interés público y no modifican el marco regulatorio en el que se basó el inversor en el momento de su inversión fuera del margen de cambio aceptable.
- (8) Los requisitos de expectativas legítimas y estabilidad jurídica como manifestaciones del estándar de TJE no afectan los derechos del Estado a ejercer su autoridad soberana para legislar y adaptar su sistema jurídico a circunstancias cambiantes.
- (9) El Estado anfitrión no está obligado a elevar los intereses del inversor por encima de todas las demás consideraciones, y la aplicación del estándar de TJE permite un ejercicio de equilibrio o ponderación por parte del Estado, y la determinación de un incumplimiento del estándar de TJE debe hacerse a la luz de la gran medida de deferencia que el derecho internacional generalmente reconoce a las autoridades nacionales a regular los asuntos dentro de sus propias fronteras.
- (10) Salvo cuando el Estado haga promesas o declaraciones específicas al inversor, éste no podrá basarse en un tratado de inversión como una especie de póliza de seguro contra el riesgo de

cualquier cambio en el marco jurídico y económico del Estado anfitrión. Tal expectativa no sería ni legítima ni razonable.

- (11) La protección contra el comportamiento arbitrario o irrazonable está incluida en el estándar de TJE.
- (12) También queda comprendida en la obligación de no perjudicar las inversiones mediante 'medidas ... irrazonables' (Artículo 10(1) del TCE) o 'medidas ... arbitrarias' (Artículo 2(2) del TBI entre la República Checa y Alemania).
- (13) El inversor tiene derecho a esperar que el Estado no actúe de manera notoriamente incoherente o irrazonable (es decir, que no esté relacionada con alguna política racional).⁶³⁸
- 460. El dictamen del tribunal sobre el Artículo 10.1 del TCE en el caso *Blusun c. Italia* reviste especial importancia por el contexto de los subsidios (aunque se refería a la energía solar, no a la eólica):

En ausencia de un compromiso específico, el Estado no tiene la obligación de otorgar subsidios tales como tarifas *feed-in*, o de mantenerlos sin cambios una vez otorgados. Pero si se conceden legalmente, y si se hace necesario modificarlos, esto debe hacerse de manera que no sea desproporcionada con respecto al objetivo de la enmienda legislativa, y debe tener en cuenta los intereses de confianza razonable de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior. 639

461. El tribunal añadió:

Estas consideraciones se aplican con mayor fuerza cuando el contexto es de subsidios o el pago de beneficios especiales para sectores económicos específicos. 640

⁶³⁸ Antaris c. República Checa (Laudo), párr. 360 (referencias omitidas), CL-0243. [Traducción del Tribunal]

⁶³⁹ Blusun c. Italia (Laudo), párr. 319(5), RL-0105. [Traducción del Tribunal]

⁶⁴⁰ Ibíd, párr. 372. [Traducción del Tribunal]

- 462. Esta prueba fue expresamente respaldada por ambas Partes en sus escritos. 641
 - (ii) La supuesta infracción por parte de España del Artículo 10.1 del TCE, primera y segunda oración
- 463. Aplicando el dicta de Blusun, es necesario hacer las siguientes preguntas: (1) ¿existía un compromiso específico de intangibilidad; (2) a falta de un compromiso específico, las Demandantes tenían una expectativa legítima de que los subsidios no se reducirían durante la vida del proyecto; (3) se otorgaron los subsidios en forma legal; (4) fueron los cambios de 2013-14 desproporcionados con respecto al objetivo legítimo de las enmiendas legislativas; y (5) tuvieron debidamente en cuenta los intereses de confianza razonable de los receptores que habían comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior? A modo de resumen, en las siguientes secciones, el Tribunal responde a estas preguntas de la siguiente manera: (1) no se asumieron compromisos específicos; (2) las Demandantes tenían expectativas legítimas de que se mantuvieran las subvenciones en alguna forma sustancial, pero no tenían ninguna expectativa legítima de que el régimen de subsidios del RD 661/2007 se mantuviera sin cambios durante la vida de la inversión; (3) con sujeción al derecho de la UE (considerado más adelante) los subsidios se concedieron legalmente; (4) en todos los aspectos excepto uno (la recuperación de las prestaciones ya pagadas) las Medidas Controvertidas no eran desproporcionadas, dadas las circunstancias en las que se impusieron; (5) en el mismo sentido, los cambios, de haberse aplicado sin la recuperación, tenían en cuenta los intereses de confianza razonables de los beneficiarios.
- 464. En las siguientes subsecciones, el Tribunal explica las razones de sus conclusiones. Para llegar a dichas conclusiones, el Tribunal se apoya en su lectura posterior de la Decisión sobre Responsabilidad y sobre Principios de *Quantum*, de fecha 30 de noviembre de 2018,

⁶⁴¹ Ver, por ejemplo, para las Demandantes, Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 132:18-133: 7 (especialmente 132, ll. 19 y siguientes) (Delgado): "...es la regla fue mantenida en Blusun... Nuestra postura es que no han sido respetados y, por lo tanto, aquí claramente aquí hay una regla, una regla que ha sido conculcada". Y para el Demandado, Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 276:18-22 (Rivas Kortazar): "...Blusun c. Italia. Pensamos que se aplica perfectamente al asunto que nos ocupa."

en el caso *RREEF c. España*, ⁶⁴² y se refiere a varias otras decisiones que las Partes han presentado y comentado.

- (iii) ¿Hubo un compromiso específico en cuanto al régimen FIT?
- 465. Las Demandantes aceptaron que no existía un compromiso específico sobre la inmutabilidad del régimen FIT según el RD 661/2007: "[l]as expectativas de los Demandantes se referían al comportamiento de España, no a la petrificación de un determinado Real Decreto". 643
- 466. En opinión del Tribunal, esto es correcto. No sólo es coherente con la postura adoptada por los tribunales españoles en relación con el RD 436/2004⁶⁴⁴ y el RD 661/2007;⁶⁴⁵ sino que también es coherente con las conclusiones a las que han llegado la mayoría de los tribunales que han considerado el asunto.⁶⁴⁶ Tampoco se puede extraer ninguna conclusión fiable de los diversos incumplimientos o supuestos incumplimientos del Demandado en la presentación de determinados documentos.⁶⁴⁷
 - (iv) ¿Qué expectativas legítimas tenían las Demandantes?

⁶⁴² RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), RL-0119.

⁶⁴³ Réplica de las Demandantes, párr. 209; ver también ibíd, párr. 274.

⁶⁴⁴ Véanse los párrafos 112, 121, 134, 148 y 149 *supra*.

⁶⁴⁵ Véanse los párrafos 183-186 supra.

⁶⁴⁶ Eiser c. España (Laudo), párrs. 363, 387; RL-0108, Charanne c. España (Laudo Final), párr. 503, RL-0049; Antin c. España (Laudo), párrs. 553, 555, CL-0234; Isolux c. España (Laudo), párrs. 774, 787, RL-0088. En Masdar, el tribunal sostuvo que había un "compromiso específico ... de que cada una de las Plantas calificó bajo el régimen económico del RD661/2007 para su 'vida operativa'" (Masdar c. España (Laudo), párr. 520, CL-0231). En el presente caso no existe una carta equivalente a la que ese tribunal interpretó como garantía. También sostuvo que "el RD 661/2007... incluía una cláusula de estabilización", que "es suficiente para excluir cualquier modificación de la ley, en lo que respecta a los inversores que hayan realizado inversiones en función de sus términos" (Masdar c. España (Laudo), párr. 503, CL-0231 (énfasis añadido). [Traducción del Tribunal]

⁶⁴⁷ La Demandante [sic] solicita al Tribunal que extraiga una conclusión negativa de la supuesta falta de presentación de ciertos documentos por parte del Demandado: véase los párrafos 331, 338 *supra*. El Tribunal no considera que se hayan establecido los incumplimientos que puedan haberse producido y, en todo caso, teniendo en cuenta las elaboradas pruebas documentales presentadas por ambas Partes, no cree que dichos incumplimientos alteren sus conclusiones de hecho y de derecho.

- 467. Sin embargo, las Demandantes alegaron que tenían expectativas legítimas de que el Demandado continuaría proporcionando subsidios para su producción total de energía renovable durante la vida útil de las plantas, esencialmente en la forma en que se proporcionaron en el RD 661/2007.
- 468. A este respecto, las Demandantes se refieren a lo que presentan como sucesivas 'cláusulas de intangibilidad': RD 436/2004 Artículo 40.3 y RD 661/2007 Artículo 44.3. Éstas establecían que:

Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores. (Artículo 40.3, RD 436/2004)

- [...] 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. (RD 661/2007, Artículo 44.3, inciso tercero)
- 469. También se puede hacer referencia al RD 1614/2010, Artículo 5.3, que disponía que:

Sin perjuicio de lo previsto en el presente real decreto, para las instalaciones de tecnología eólica acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, las revisiones de las tarifas, primas y límites inferior y superior, a las que se refiere el artículo 44.3 del citado real decreto, no afectarán a las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas a fecha 7 de mayo de 2009...

470. De particular importancia es la Ley 54/1997, que estuvo en vigor hasta su derogación en el 2013. El Artículo 30.4 establecía que:

Adicionalmente, la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no hidráulicas, biomasa, así como por las centrales hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW percibirán una prima que se fijará por el Gobierno:

[...]

Para la determinación de las primas se tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. (énfasis añadido)

- 471. En opinión del Tribunal, esto constituye un principio general coherente, y es incompatible con la tesis de que determinados Reales Decretos, en particular el RD 661/2007, estabilizaron el régimen. La Ley 54/1997 iba a ser aplicada mediante reglamentos que naturalmente cambiarían, y cambiaron, y no en una dirección uniforme que favoreciera a los beneficiarios.⁶⁴⁸
- 472. En particular, no existía una expectativa legítima de que los subsidios nunca se redujeran o limitaran. Algunos decretos salvaguardaron los derechos de plantas existentes, pero otros no, y aunque esta técnica puede ser una mejor práctica, no es, en opinión del Tribunal, exigido por el TCE. El Tribunal tampoco acepta que las tres 'cláusulas de intangibilidad' citadas anteriormente establezcan ningún principio general. Además, las decisiones del Tribunal Supremo español a partir de 2005 negaron sistemáticamente que el régimen de subsidios fuera intangible.
- 473. Las Partes discreparon tajantemente sobre la relación entre la disposición de 'rentabilidad razonable' establecida en el Artículo 30.4 de la Ley 54/1997 y los sucesivos regímenes de

⁶⁴⁸ Ver, por ejemplo, párrafos 108, 127, 166, 169-171.

⁶⁴⁹ A este respecto, el Tribunal está de acuerdo con el análisis en el caso *RREEF c. España* (Decisión sobre Responsabilidad), párrs. 318-321, CL-0239. Ver también párrafos 98, 128, 172 *supra*.

⁶⁵⁰ Ver párrafos 112, 121, 134, 148, 149, 183, 186, 207 supra.

subsidios establecidos por real decreto. A juicio del Tribunal, se trata de una falsa dicotomía. El Artículo 30.4 de la Ley 54/1997 establecía un principio general y facultaba a la administración a aplicarlo por vía reglamentaria. La corriente no puede subir más allá de su fuente, ni comprometer al Estado más de lo que permite el marco legislativo. La exigencia de que el sistema de retribución sea tal que permita a los beneficiarios 'conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales' es general en sus términos, pero es perfectamente inteligible e impone algunos límites a lo que se puede hacer.

- 474. En *NextEra c. España*, el tribunal señaló correctamente que el marco regulatorio "se basaba en la legislación y la legislación puede ser modificada."⁶⁵¹ En consecuencia, "los Demandantes no podían tener la expectativa de que el régimen del RD 661/2007 quedara congelado y no se pudiera modificar."⁶⁵² Sin embargo, NextEra se basó en garantías específicas dadas al inversor, que confirmaron que el Gobierno español no tenía intención de cambiar el régimen de incentivos contenido en el RD 661/2007.⁶⁵³
- 475. Un punto de vista algo diferente fue adoptado por los tribunales en dos casos más recientes contra España. En el *9REN*, el tribunal convino con la UNCTAD en que "las expectativas legítimas pueden surgir de 'normas no dirigidas específicamente a un inversor concreto, pero que se establecen con un brazo específico para inducir a las inversiones extranjeras y en las que el inversor extranjero se basó para realizar su inversión."⁶⁵⁴ En base a esto, el tribunal de *9REN* decidió que el RD 661/2007 constituye un compromiso claro y específico. Refiriéndose a *Masdar*, concluyó que las cartas específicas que el inversor en *Masdar* había recibido "simplemente confirmaban" el contenido del RD 661/2007. 656

⁶⁵¹ NextEra c. España (Decisión) párr. 584, RL-0121. [Traducción del Tribunal]

⁶⁵² Ibíd, párr. 591.

⁶⁵³ Ibíd, párrs. 592 y ss.

^{654 9}REN c. España (Laudo), párrs. 292, 294, RL-0123, refiriéndose a UNCTAD, Trato Justo y Equitativo (2012) n. 263, pág. 69.

^{655 9}REN c. España (Laudo), párrs. 294-297, RL-0123.

⁶⁵⁶ Ibíd, párr. 299 refiriéndose a Masdar c. España (Laudo), párrs. 503, 504, 511, CL-0231.

- 476. Adicionalmente, el tribunal de *Cube* consideró que el RD 661/2007 creaba expectativas al decidir que "los Demandantes tenían derecho a confiar en el mantenimiento de las tarifas y primas pertinentes establecidas en el Artículo 36 del RD 661/2007 durante toda la vida útil razonablemente prevista de cada central eléctrica." Si bien estuvo de acuerdo en que los Estados tienen el derecho de regular y cambiar su legislación, también señaló que España se comprometió a garantizar la estabilidad del régimen de incentivos. En consecuencia, decidió por mayoría que los demandantes se basaron correctamente en las manifestaciones realizadas por España en el RD 661/2007 y en la nota de prensa que lo acompañaba.
 - (v) ¿Se vulneraron esas expectativas legítimas con las Medidas Controvertidas?
- 477. En cuanto a la cuestión de la vulneración, del análisis de las expectativas legítimas que figura en los párrafos 467 a 476 *supra* se desprende que no basta con que las Demandantes demuestren que ciertas expectativas se vieron menoscabadas o afectadas por las medidas objeto de la reclamación. Recordemos la observación hecha específicamente con respecto a los subsidios en el caso *Blusun*:
 - [...] si se hace necesario modificarlos, esto debe hacerse de manera que no sea desproporcionada con respecto al objetivo de la enmienda legislativa, y debe tener en cuenta los intereses de confianza razonable de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior. 659

⁶⁵⁷ Cube Infrastructure Fund SICAV y otros c. Reino de España, Caso CIADI Nº ARB/15/20, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Decisión Parcial sobre *Quantum*, 19 de febrero de 2019 (en adelante "Cube c. España (Decisión)"), párrs. 311, 390.

⁶⁵⁸ Ibíd, párr. 397.

⁶⁵⁹ Blusun c. Italia (Laudo), párr. 319(5), RL-0105. El tribunal en RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párrs. 516, 547, CL-0239, basándose en Blusun. [Traducción del Tribunal]

- 478. Por lo tanto, es necesario evaluar la proporcionalidad del cambio en las disposiciones financieras y si se han tenido debidamente en cuenta los intereses de confianza razonables de los beneficiarios de los subsidios.
- 479. En cuanto a la finalidad de las Medidas Controvertidas, la razón principal que se adujo, entonces y ahora, fue la de abordar el déficit de tarifa del SEE (véase la Sección IV(G) *supra*). Esto ya había sido declarado 'insostenible' en el preámbulo del RD [sic] 6/2009, 660 aprobado más o menos en el momento en que las Demandantes realizaron un tramo sustancial de su inversión. En el año 2013, la inversión acumulada había alcanzado unos 29.000 millones de euros. 661 Esto no fue impugnado por BayWa, 662 que en cambio argumentó que se podrían haber adoptado otras medidas (en particular, el aumento de las tarifas para clientes) para hacer frente al problema, y que no se debería haber exigido a los productores de energía renovable que soportaran toda la carga de los recortes. 663
- 480. En opinión del Tribunal, el creciente déficit de la cuenta de energía es, y se sabía que era, insostenible. Sin embargo, no corresponde al Tribunal hacer conjeturas sobre medidas razonables adoptadas para hacer frente al déficit (incluidas las medidas que afectaron a plantas existentes), proponer políticas alternativas que podrían haberse adoptado, o sopesar por sí mismo las demandas divergentes de generadores y consumidores. Si las medidas no fueron "desproporcionada[s] con respecto al objetivo de la enmienda legislativa, y [tuvieron] en cuenta los intereses de confianza razonable de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen

⁶⁶⁰ RDL 6/2009, Preámbulo, C-0399, R-0088.

⁶⁶¹ AIE "Energy Policies of IEA Countries, Spain, 2015 Review", R-0211, pág. 10.

⁶⁶² Ver, por ejemplo, Réplica de las Demandantes, párr. 1139 ("Las Medidas objeto de la controversia han sido efectivas a la hora de eliminar el Déficit de tarifa, y ahora el Demandado intenta recuperar el Déficit de tarifa acumulado a lo largo del tiempo".) Ver Segundo Informe Regulatorio de KPMG, párr. 31, CER-0003 ("El Primer Informe Pericial de KPMG no pone en duda la eficacia a corto plazo de las Medidas de julio de 2013 como una herramienta para reducir los costes regulados. Por el contrario, nuestra evaluación negativa de la razonabilidad de estas medidas se centró en su falta de ortodoxia regulatoria"). Pero la falta de ortodoxia regulatoria no equivale a un trato injusto e inequitativo: se necesita más.

⁶⁶³ Réplica de las Demandantes, párrs. 717-721, 770-792. Ver Segundo Informe Regulatorio de KPMG, Sección 7.2 y Anexo I, CER-0003.

anterior"⁶⁶⁴, serían coherentes con el estándar de TJE del Artículo 10.1. Aplicando ese criterio, es necesario diferenciar entre los diferentes aspectos de las Medidas Controvertidas.

(vi) Vida reglamentaria en lugar de vida útil de las plantas

- 481. En su Contestación, el Demandado objetó la expectativa de las Demandantes de que la Tarifa Regulada se aplicaría a toda la vida operativa de las instalaciones. España explica que el sistema de retribución del Nuevo Régimen se basa en la vida útil reglamentaria de una instalación tipo. El final de la vida regulatoria fija el momento en que una instalación tipo ha alcanzado la rentabilidad razonable fijada por el Regulador, es decir, cuando la instalación tipo ha recuperado sus costes de inversión y operación a través de los ingresos de mercado y los subsidios recibidos.
- 482. El Tribunal observa que el experto en ingeniería de las Demandantes, el Sr. Holzmüller, expresó la opinión de que las plantas podrían durar hasta 41 años, pero aceptó que en tal caso se realizarían importantes gastos de capital a los 25 años. 666 Esta estimación no fue impugnada por Econ One, ni tampoco por el Demandado, que trató de justificar el límite de 20 años por motivos económicos.
- 483. *Cube* se refiere a plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas, fruto de una serie de inversiones realizadas en el período 2008-2011, y no a la energía eólica. El Tribunal entiende que la esperanza de vida de las plantas de energía eólica es menor que la de las plantas hidroeléctricas. Las regulaciones anteriores habían dejado claro que el régimen de incentivos duraría más de 20 años, aunque posiblemente a un nivel reducido.⁶⁶⁷ Hay

⁶⁶⁴ Blusun c. Italia (Laudo), párr. 319(5), RL-0105. [Traducción del Tribunal]

⁶⁶⁵ Dúplica del Demandado, párrs. 1215-1219.

⁶⁶⁶ Primer Informe de Daños de KPMG, Documento 3, pág. 5, CER-0002.

 $^{^{667}}$ RD 2818/1998, C-0026; RD 436/2004, C-0027; RD $\overline{661/2007}$, C-0028; RD 1614/2010, C-0029. Ver también párrafos 89, 96, 125, 169-172 supra.

razones para que 25 años sea un plazo razonable.⁶⁶⁸ Aunque ninguno de los siguientes casos se refería a plantas eólicas, casi todos los tribunales que trataron el tema consideraron que la vida útil de las respectivas plantas de energía renovable bajo el régimen regulatorio español era de 25 años:

- En el caso *Antin*, el tribunal observó que las pruebas presentadas eran inconsistentes y que la presunta vida útil abarcaba de 20 a 40 años. En particular, el tribunal señaló que debían realizarse reparaciones sustanciales en las plantas después de 25 años, lo que afectaría el subsidio según el Artículo 4.3 del RD 661/2007. Basándose en las pruebas presentadas, el tribunal decidió que la vida útil de las referidas plantas era de 25 años.⁶⁶⁹
- En el caso *Eiser*, el tribunal no estuvo convencido por los antecedentes que se le presentaron, que fueron limitados e inconsistentes. Sin embargo, el documento principal utilizado, un informe pericial de *due diligence*, apoyaba una vida de 25 años. Por consiguiente, el tribunal rechazó la afirmación de que las plantas estaban diseñadas para una vida de 40 años. ⁶⁷⁰
- En el mismo sentido, el tribunal de *Masdar* asumió una vida de 25 años, rechazando la alegación de los demandantes de una vida operacional de 40 años, basada en el peso de las pruebas, que contradecía la afirmación de los demandantes.⁶⁷¹
- El tribunal de *RREEF* estuvo de acuerdo y decidió que la vida útil de las plantas de CSP debía estimarse en 25 años, lo que se correspondía con las evaluaciones iniciales de los demandantes antes de que surgiera la controversia.⁶⁷²

⁶⁶⁸ Primer Informe de Daños de KPMG, Documento 3 - Informe "Calculation of the overall lifetime considering the actual loads", enero 2016, elaborado por el Sr. Jürgen Holzmüller, apuntando a una vida útil de 41,4 años después de la restauración, CER-0002.

⁶⁶⁹ Antin c. España (Laudo), párrs. 692-714, CL-0234.

⁶⁷⁰ Eiser c. España (Laudo), párrs. 443-452, CL-0217.

⁶⁷¹ Masdar c. España (Laudo), párrs. 613-618, CL-0231.

⁶⁷² RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 549, CL-0239.

484. En base a lo anterior, el Tribunal considera que una vida útil de 25 años es una vida regulatoria apropiada para las plantas eólicas.

(vii) ¿La 'instalación tipo' como base de cálculo?

485. Se argumentó que la expectativa legítima de las Demandantes se refería a sus propias plantas: adoptar algún otro estándar de cálculo les privaría del beneficio de su inversión y gestión prudente de las plantas.⁶⁷³ Por otra parte, España tenía que ocuparse de unas 6.000 plantas eólicas, por no mencionar otras instalaciones de ER; había elementos en la legislación anterior de cálculos basados en instalaciones tipo, y no era irrazonable, al menos para el futuro, calcular los subsidios sobre la base de instalaciones tipo, adaptadas al método de generación de energía. En definitiva, en opinión del Tribunal, este aspecto de las Medidas Controvertidas no infringió el Artículo 10.1 del TCE.

(viii) Costos estimados en virtud de las Medidas Controvertidas

486. Las Partes no han estado de acuerdo en cuanto a la suficiencia de los costos estimados bajo el nuevo régimen: sus posiciones respectivas ya han sido descritas.⁶⁷⁴ El Tribunal ha considerado que no existió un compromiso vinculante por parte de España en cuanto al nivel de subsidios según el RD 661/2007 y, por lo tanto, no hay ninguna reclamación en virtud de la cláusula paraguas del TCE.⁶⁷⁵ En cuanto a los costes estimados que constituyen o al menos contribuyen a la infracción del Artículo 10.1, primera y segunda frase, es necesario considerar separadamente los costos operativos de los costos de capital. En cuanto al OPEX, no hay ninguna reclamación de que éstos hayan sido excesivos.⁶⁷⁶ En cuanto al CAPEX, el Demandado trató de explicar la aparente subestimación del CAPEX de las Demandantes haciendo referencia a características tales como la inclusión de los costos de financiamiento que no correspondían a costos de capital. Sobre esa base, la

⁶⁷³ Réplica de las Demandantes, párrs. 88, 198; Audiencia Día 1, 71:21 ss [sic].

⁶⁷⁴ Ver párrafos 193, 203, 343-344, 394-395 supra.

⁶⁷⁵ Ver párrafos 447-455 *supra*.

⁶⁷⁶ Ver párrafo 344 *supra*.

diferencia entre el CAPEX reajustado de las Demandantes y el CAPEX atribuido en virtud de las Medidas Controvertidas es relativamente leve, y no evidencia un incumplimiento del trato justo y equitativo.⁶⁷⁷

(ix) La 'Retroactividad' y el Claw-back

- 487. Los tribunales españoles sostuvieron que las Medidas Controvertidas no eran retroactivas, y esta conclusión merece cierta deferencia. Además, España no recuperó el dinero pagado por encima de la cantidad total permitida de subsidios: el *claw-back* tuvo carácter de compensación y no de reconvención. Excepto durante un breve período anunciado en 2013-2014, antes de que se fijara y entrara en vigor el nivel de pagos en virtud de las Medidas Controvertidas, no se recuperaron completamente los 'pagos excesivos' de subsidios.
- 488. Pero las Medidas Controvertidas tuvieron en cuenta los subsidios anteriores a efectos de determinar pagos futuros, lo que dio como resultado que las instalaciones de las Demandantes dejaran de percibir subsidios. Se trata de una forma más débil de retroactividad, pero la etiqueta 'retroactiva' no es crucial: lo que importa es el fondo.
- 489. El Demandado alega que las Medidas Controvertidas no eran retroactivas porque no afectaban derechos adquiridos.

⁶⁷⁷ Ver párrafos 394-395 *supra*.

⁶⁷⁸ Tribunal Constitucional, Sentencia de 17 de diciembre de 2015, 5347/2013, 7º Fundamento Legal (a) y (c), R-0154; Tribunal Supremo español, Sentencia de 22 de julio de 2016, Sentencia Nº 1964/2016, 5º y 6º Fundamentos Legales, R-0352; Tribunal Constitucional, Sentencia de 17 de diciembre de 2015, R-0154, referida al Dictamen de la Comisión Permanente del Consejo de Estado 937/2013, de 12 de septiembre de 2013, Observación General VI, Documento, R-0123; Tribunal Constitucional, Sentencia de 18 de febrero de 2016, dictada en recurso de apelación sobre inconstitucionalidad 5852/2013, R-0156; Tribunal Constitucional, Sentencia de 18 de febrero de 2016, dictada en recurso de apelación sobre inconstitucionalidad 6031/2013, R-0157. Ver la decisión mayoritaria de la Corte Suprema (Sala de lo Contencioso Administrativo), R-0149, Sentencia 1260/2016, 1 de junio de 2016, decidida por 4-3 con disidencias esclarecedoras sobre el tema de la retroactividad; por ejemplo, el Juez Espín Templado, pág. 47: "pero el sistema en sí mismo se aplica como si hubiera estado en vigor desde el momento de que cada instalación comenzó su vida regulatoria. A mi juicio, tal proyección retroactiva, prescindiendo de aplicación *in tempore* del sistema vigente antes de [2014], como si el mismo no hubiera existido y siendo la nueva regulación manifiestamente meás desfavorable para las instalaciones afectadas, es gravemente atentatoria a la seguridad jurídica...". Ver también párrafos 210-212 *supra*.

- 490. El Tribunal está de acuerdo, por las razones ya expuestas, en que no existía un derecho adquirido a la remuneración en el futuro, y menos aún a 'una FIT fija e invariable'. Pero ese no es el punto. Una cosa es modificar los pagos por la producción futura con efecto inmediato y otra es reducir los pagos que de otro modo se habrían hecho con referencia a pagos legalmente efectuados en el pasado con respecto a producción pasada.
- 491. El Demandado también se basa en la decisión del tribunal en el caso *Nations Energy Inc. c. Panamá.*⁶⁷⁹ Se trataba de una demanda de expropiación relativa a restricciones sustanciales del derecho a invocar créditos fiscales a la inversión en virtud de una nueva ley, que los demandantes alegaban tuvo efecto retroactivo, en contra de la Constitución Panameña. El tribunal sostuvo que los demandantes no tenían el derecho que afirmaban tener a transferir sus créditos fiscales. Pero incluso de haber tenido tal derecho, la nueva legislación no lo revocó ni lo canceló, y mucho menos con efecto retroactivo: los demandantes todavía tenían derecho a la totalidad de sus créditos fiscales. Sólo se modificaron las condiciones en las que se podían hacer valer, entre otras cosas reduciendo drásticamente el límite máximo anual. El tribunal añadió que la nueva legislación "habría sido retroactiva [...] si hubiera llegado a reincorporar en el impuesto sobre la renta parte de las deducciones anteriormente practicadas, o [...] si hubiese suprimido créditos existentes."
- 492. La decisión se refería a una situación muy distinta de la actual: se trataba de una reclamación de expropiación en el marco de un TBI, no de una reclamación por incumplimiento de la garantía de estabilidad jurídica del Artículo 10 del TCE. Sin embargo, el pasaje de arriba que figura en cursiva muestra que la distinción entre medidas inmediatas y medidas retroactivas no es nada sencilla. Existe una analogía entre una ley que rechaza deducciones ya efectuadas (que afectan a las obligaciones fiscales futuras) y

⁶⁷⁹ Nations Energy Inc. c. República de Panamá, Caso CIADI Nº ARB/06/19, Laudo, 24 de noviembre de 2010 (en adelante *Nations Energy c. Panamá* (Laudo)"), párrs. 635-648, RL-0040, citado en Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 991, 1234, 1239; Dúplica del Demandado, párr. 576.

una ley que deduce subsidios ya pagados legalmente de un derecho futuro a tales subsidios.

- 493. Diferentes tribunales en los casos de ER en España han llegado a diferentes conclusiones sobre el punto relativo a la retroactividad. En el caso Charanne, que comprendía únicamente las regulaciones de 2010, el tribunal rechazó el argumento de la retroactividad, que los demandantes habían presentado en forma de reclamación de un derecho adquirido en orden a que el marco regulatorio no podía ser alterado 'de ninguna manera'. El tribunal planteó la pregunta como "en qué medida el Estado puede modificar, con aplicación inmediata, normas reglamentarias de aplicación general". 681 Pero, aunque algunos demandantes pueden haberlo expresado en estos términos, esa no es la cuestión. El Tribunal está de acuerdo en que no había ningún derecho contractual o expectativa legítima sobre un subsidio invariable, y está de acuerdo en que (sujeto a consideraciones de proporcionalidad) el Artículo 10.1 no impedía que las nuevas regulaciones tuvieran efecto inmediato. Pero una cosa es dar efecto inmediato a las nuevas medidas regulatorias para las instalaciones existentes y otra muy distinta eliminar los subsidios futuros que de otro modo serían pagaderos por referencia a las cantidades legalmente pagadas y recibidas en años anteriores sobre una base muy diferente.
- 494. El tribunal *Isolux* adoptó una posición similar, basándose también en el caso *Nations* Energy c. Panamá.⁶⁸²
- 495. El asunto fue central en la decisión en el caso *RREEF c. España*. El tribunal allí subrayó que los demandantes adquirieron un derecho a un "régimen general que garantizara las ventajas esenciales que podían esperar razonablemente cuando realizaron sus inversiones." Además, el tribunal "no [tuvo] dudas en determinar que el Demandado vulneró su obligación de respetar el principio de estabilidad" al aplicar las Medidas

⁶⁸¹ Charanne c. España (Laudo Final), párr. 545, y ver ibíd, párrs. 546-8, RL-0049.

⁶⁸² Isolux c. España (Laudo), párr. 814, RL-0088, citado en Memorial de Contestación del Demandado, párr. 991.

⁶⁸³ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 322, RL-0119.

Controvertidas con carácter retroactivo.⁶⁸⁴ Más precisamente, según el tribunal, las Medidas Controvertidas tuvieron en cuenta la retribución pasada bajo el régimen anterior y la dedujeron de los pagos futuros. Esto tiene el efecto de recuperar la retribución a la que el inversor tenía derecho en el momento en que se efectuó el pago.⁶⁸⁵

El Tribunal está de acuerdo con este análisis. ⁶⁸⁶ En su opinión, los subsidios pagados en 496. años anteriores se pagaron debidamente y se tuvieron debidamente en cuenta en el funcionamiento de las SPVs, en su financiación y (presumiblemente) en sus disposiciones fiscales. Recuperar esos beneficios sobre la base de una reevaluación posterior en la que se consideraba que eran 'excesivos' era incompatible con el principio de estabilidad del Artículo 10.1 del TCE y no se ha demostrado que fuera necesario para resolver el problema del déficit de tarifa, que se habría resuelto en cualquier caso con las Medidas Controvertidas sin mucho más retraso y sin el elemento de *claw-back* de los pagos anteriormente efectuados legalmente. Puede haber sido razonable tener en cuenta, al calcular los subsidios en el futuro, el 7,398% al que se consideraba que las Plantas tenían derecho en virtud de las Medidas Controvertidas. Contabilizar en su contra las cantidades previamente percibidas que superaban dicho umbral significó penalizar a las Plantas por el éxito de su funcionamiento durante esos años. Por estas razones, el Tribunal, si el derecho comunitario como parte del derecho aplicable lo permite, sostendría que España infringió el Artículo 10.1 del TCE por esta operación de *claw-back*. 687

(x) Proporcionalidad general de las Medidas Controvertidas

⁶⁸⁴ Ibíd, párr. 325.

⁶⁸⁵ Ibíd, párrs. 328-329. El tribunal fue unánime en este punto.

⁶⁸⁶ Puede observarse que, en su comentario del 18 de junio de 2019, en respuesta a la decisión de *RREEF*, España afirma (sin mencionar específicamente la cuestión de *claw-back*) que "el Tribunal encontrará las mayores similitudes con el caso en cuestión en la decisión *RREEF*" (párr. 2), y se refiere a su "correcto enfoque de daños" (párr. 57). Las Demandantes responden que el tribunal de *RREEF* concedió una indemnización en ese caso por "las pérdidas sufridas como consecuencia del carácter retroactivo del Marco Regulatorio 3" (Respuesta del 18 de junio de 2019, párr. 56), al tiempo que sostienen que hubo otros incumplimientos.

⁶⁸⁷ En cuanto al impacto del derecho de la UE, véanse los párrafos siguientes 535-571.

- 497. En cuanto a la proporcionalidad global de las Medidas Controvertidas, es necesario analizar su impacto en los rendimientos generados por las inversiones de las Demandantes. Ello sin perjuicio de la conclusión, a la que se acaba de llegar, en cuanto a la retroactividad. Sobre esa base, la cuestión es si las Medidas Controvertidas, de haberse aplicado *pro futuro*, sin el elemento de la conculcación xxxx de los derechos adquiridos legalmente en años anteriores en virtud de las Medidas Especiales, habrían sido consideradas proporcionales y consistentes con los párrafos 1 y 2 del Artículo 10.
- 498. Por las razones ya expuestas (párrafos 467-476 *supra*), este Tribunal coincide con el tribunal de *RREEF* en que la única expectativa legítima que podían tener las Demandantes era la de una "rentabilidad razonable" en los términos de la Ley 54/1997. En particular, el Tribunal no considera que las Demandantes tuvieran una expectativa legítima al régimen del RD 661/2007, que (a) no estaba en vigor cuando las Demandantes realizaron la totalidad de las inversiones, (b) no era objeto de un régimen de estabilización, y (c) estaba subordinado a la Ley 54/1997.
- 499. A este respecto, el Tribunal está de acuerdo con la decisión en el caso *RREEF c. España* de que las Demandantes tienen derecho a ...

indemnización por el retorno irrazonable de sus inversiones, de establecerse, los Demandantes no pueden reclamar una indemnización plena por la disminución total de sus ganancias como resultado de la adopción del nuevo régimen por parte del Demandado; solo pueden obtener una indemnización en la medida en que dicha disminución se encuentre por debajo del umbral de un retorno razonable. 689

500. El tribunal *RREEF* realizó su análisis de proporcionalidad bajo la rúbrica 'El Principio de Daños' en la sección de su decisión que trata sobre el *quantum*. Lo hizo basándose en que "la determinación de una vulneración de los principios de proporcionalidad y

⁶⁸⁸ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párrs. 470, 521, CL-0239.

⁶⁸⁹ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 523, CL-0239.

razonabilidad es inseparable de una evaluación de los daños – si los hubiera – que soportaron los Demandantes a consecuencia de las medidas adoptadas por el Demandado". Ambos están estrechamente relacionados en la práctica, pero no obstante la cuestión de la desproporción se refiere al fondo – de si ha habido una infracción en primer lugar- y no a cuestiones de *quantum*, que son consecuenciales. Esta diferencia de principio es importante en la práctica porque sólo si se identifica la infracción con precisión se puede abordar la cuestión de la reparación de dicha infracción.

- 501. Es notable que las Partes y sus peritos trataron la cuestión relativa al *quantum* de manera básicamente indiferenciada, como el monto de la pérdida sufrida por las Demandantes como resultado de las Medidas Controvertidas a nivel global. Esto les llevó a identificar la cuantía de la reparación debida por referencia a una situación 'contrafáctica' sin matices. Para los peritos de las Demandantes este era el *status quo ante*, el régimen del RD 661/2007 modificado. Pero si las Demandantes no tenían derecho a la continuación de dicho régimen, no pueden haber adquirido tal derecho por referencia a las normas secundarias de reparación. El venerable dictamen de la Corte Permanente en el caso de *Chorzów Factory* no garantiza la continuación de una situación de hecho (el Régimen Especial) a la que las Demandantes no tenían derecho de otro modo. 692
- 502. Así pues, la cuestión que se plantea es si las Medidas Controvertidas funcionaron ...

de manera que no sea desproporcionada con respecto al objetivo de la enmienda legislativa, y debe tener en cuenta los intereses de confianza razonable de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior. ⁶⁹³

⁶⁹⁰ Ibid, párr. 472.

⁶⁹¹ Ver *Greentech c. España* (Laudo Final), párrs. 537-8, CL-0238, sobre el carácter indiferenciado de las reclamaciones contra las Medidas Controvertidas.

⁶⁹² Factory at Chorzów, Fondo, CPJI Ser A No 17 (1928) 8.

⁶⁹³ Blusun c. Italia (Laudo), párr. 372, RL-0105, respaldado en RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 516, CL-0239. [Traducción del Tribunal]

503. Para examinar la proporcionalidad de las Medidas Controvertidas, el Tribunal acuerda con *RREEF* que la medida pertinente es la tasa interna de retorno (TIR):

Puesto que el Tribunal ha determinado que la única expectativa legítima de la cual los Demandantes podrían prevalerse era la de un "retorno razonable", resulta apropiado comparar ambos regímenes según la TIR que los Demandantes pueden obtener en virtud de cada uno de ellos. Tal como expresara el Tribunal del caso *Novenergia*, "las tasas internas de retorno son una medida relevante de lo que el Demandante esperaba obtener de su inversión en el Reino de España al momento de realizar la inversión."⁶⁹⁴

- 504. Según los peritos del Demandado, la TIR equivale a la "rentabilidad razonable" tal y como se establece en las disposiciones del régimen normativo español. Los inversores tienen en cuenta la TIR y la comparan con el coste medio ponderado del capital (WACC) para decidir la rentabilidad de una inversión potencial. Si la TIR del proyecto es superior a la tasa de rentabilidad requerida, se deduce que los flujos de caja generados por la inversión cubrirán los costes asociados al proyecto. En principio, el Tribunal está de acuerdo con esta evaluación. Si la TIR del proyecto supera una rentabilidad razonable, las Medidas Controvertidas serían proporcionadas y no infringirían el Artículo 10.1 del TCE.
- 505. Según lo declarado por las Partes, existe una diferencia entre la TIR del proyecto y la TIR del accionista. Mientras que el TCE protege los derechos de los accionistas y les otorga diferentes estándares de protección, el Tribunal concuerda con las Partes en que la TIR relevante a la que se dirige la expectativa legítima de una rentabilidad razonable es la TIR del proyecto durante la vida útil de las plantas.
- 506. Sin embargo, las Partes no están de acuerdo con la TIR del proyecto bajo el Régimen Especial. No es necesario que este Tribunal determine la TIR exacta antes de la entrada

⁶⁹⁴ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párr. 521, CL-0239, citando Novenergia II c. España (Laudo Final), párr. 826, CL-0227. [Traducción del Tribunal]

⁶⁹⁵ Primer Informe Econ One, párrs. 113-124.

⁶⁹⁶ Segundo Informe Econ One, párrs. 124-136; Segundo Informe de Daños de KPMG, párr. 68, CER-0004.

⁶⁹⁷ Primer Informe Econ One, párr. 133.

en vigor de las Medidas Controvertidas. No obstante, observa que la TIR bajo el nuevo régimen de incentivos es menor que bajo el régimen inicial, y no es sorprendente. Como ya lo ha sostenido el Tribunal, el Demandado tiene derecho a modificar y enmendar sus regulaciones, es decir, el monto de la TIR a la que se apunta, siempre y cuando éstas sigan siendo razonables y no violen el TCE.

- 507. El tribunal *RREEF* calculó una tasa de retorno razonable del 6,86% después de impuestos, incluyendo una prima complementaria del 1%.⁶⁹⁸
- 508. El Tribunal no se pronuncia sobre cuál sería el monto exacto de un retorno razonable en virtud de las Medidas Controvertidas. Ese retorno puede variar con el tiempo en función de diversos factores. El Demandado hace hincapié en que un retorno razonable es un concepto dinámico. El Tribunal está de acuerdo. El término 'razonable' permite al Estado acomodar un cambio en estos factores en lugar de fijar la TIR en un número determinado. No obstante, el Tribunal observa que, aun cuando las Demandantes tenían una expectativa legítima de una TIR del 6,86% después de impuestos, la TIR real superaba claramente esa cantidad.
- 509. La posición de las Partes respecto a la TIR del Proyecto y la tasa de retorno razonable se recoge en la siguiente tabla:

	KPMG	Econ One	Econ One 'Escenario Predominante'
TIR Proyecto	7.08%	8.88%	8.03%
Tasa de rentabilidad razonable	9.40%	7%	7%
Impacto:	- 2.32%	1.88%	1.03%

⁶⁹⁸ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), párrs. 588-9, CL-0239.

⁶⁹⁹ Primer Informe Econ One, párr. 124.

- 510. El Tribunal observa que las Partes no están de acuerdo con la TIR total del proyecto, ni con aquella tasa que debe considerarse como razonable.
- 511. Según los peritos de las Demandantes, la TIR del proyecto bajo las Medidas Controvertidas de los parques eólicos en España es del 7,08%, mientras que la tasa de retorno razonable estimada para los productores de ER es del 9,40%. Por consiguiente, el daño financiero en términos de la TIR es de 2,32%. ⁷⁰⁰
- 512. Según los expertos del Demandado, la TIR real del proyecto es del 8,88% para los parques eólicos en el marco de las Medidas Controvertidas.⁷⁰¹ Teniendo en cuenta que la tasa de rentabilidad razonable de los proyectos de energía renovable es del 7%, no se observa ningún impacto negativo en la inversión de las Demandantes.⁷⁰² Incluso en el 'escenario predominante' de los peritos de las Demandantes, la TIR del proyecto sería del 8,03%, lo que no supone un impacto negativo en la inversión.
- 513. En cuanto a la tasa razonable de rendimiento del 9,40% propuesta por las Demandantes, el Tribunal observa que KPMG no tuvo en cuenta las Medidas Controvertidas, sino que basó sus cálculos únicamente en lo que las Demandantes supuestamente podían esperar. El Tribunal ya ha decidido que las Demandantes no tenían derecho a la continuación del Régimen Especial. Por lo tanto, no puede basar su cálculo únicamente en el RD 661/2007, y la tasa de rentabilidad razonable calculada por KPMG debe ser rechazada.
- 514. El promedio de ambas TIR totales después de la promulgación de las Medidas Controvertidas es del 7,98%, lo que está por encima del objetivo del 7,398% antes de

⁷⁰⁰ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 3, 749:6-11 refiriéndose a KPMG, Presentación de Testigos, ejercicio ilustrativo, diapositiva 75; Inicialmente, KPMG calculó la TIR en el Segundo Informe de Daños de KPMG, párrs. 96-102, CER-0004.

⁷⁰¹ Segundo Informe Econ One, párrs. 104-108.

⁷⁰² Ibíd, párrs. 141-146.

⁷⁰³ Segundo Informe de Daños de KPMG, párr. 51, CER-0004.

impuestos del regulador español. También está por encima de la tasa de retorno razonable establecida por el tribunal *RREEF* de 6,86%.

515. Por consiguiente, el Tribunal decide que el Demandado no ha incumplido su obligación de garantizar una rentabilidad razonable hacia el futuro. En consecuencia, no se ha frustrado la legítima expectativa de las Demandantes de obtener un rendimiento razonable.

(4) Supuestas infracciones por parte de España del Artículo 10.1 del TCE, tercera oración

516. Las Demandantes también argumentan que las Medidas Controvertidas infringieron el Artículo 10.1, tercera frase, del TCE, el cual establece que las 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".⁷⁰⁴

(a) La posición de las Demandantes

517. Las Demandantes sostienen que la tercera frase del Artículo 10.1 contiene una norma de protección equivalente a lo que comúnmente se denomina "plena protección y seguridad". Esta norma protege la integridad física del inversor y debe entenderse como una obligación de proveer un "entorno legal seguro para la inversión" que incluya estabilidad y seguridad jurídica. Aun cuando el Tribunal consideró que el TCE no obligaba a España a proporcionar seguridad jurídica, las Demandantes invocan la cláusula de NMF contenida en el Artículo 10.7 del TCE para invocar las disposiciones de plena protección y seguridad ("FPS", por sus siglas en inglés) de varios otros TBI celebrados

⁷⁰⁴ Memorial de las Demandantes, párrs. 1009-1065.

⁷⁰⁵ Ibíd, párr. 1010.

⁷⁰⁶ Ibíd, párr. 1011.

por el Demandado. Las Demandantes alegan que dichas cláusulas también obligan a España a garantizar estabilidad jurídica.⁷⁰⁷

- 518. Las Demandantes presentaron tres razones para argumentar que las Medidas Controvertidas sí crearon incertidumbre jurídica. En primer lugar, España promulgó ocho leyes que alteraron el Régimen de Incentivos original y "elimin[ó] el marco estable que racionalmente había desarrollado". ⁷⁰⁸ En segundo lugar, entre julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014, todos los productores de ER recibieron pagos con carácter provisional, ya que el nuevo régimen no se había configurado por completo hasta la promulgación de la OM IET/1045/2014. En tercer lugar, el Demandado cambiará el nuevo régimen periódicamente cada tres y seis años. ⁷⁰⁹ Por último, las Demandantes alegan que las Medidas Controvertidas "devaluaron considerablemente" la inversión, lo que incumple la obligación de España de proporcionar un entorno de inversión seguro. ⁷¹⁰
- 519. Además, las Demandantes alegan que España ha perjudicado su inversión con medidas irrazonables y discriminatorias.⁷¹¹ En primer lugar, las Medidas Controvertidas no serían razonables, ya que vulneraron las expectativas de las Demandantes de un marco normativo "estable, seguro y coherente". Por otra parte, el importe del objetivo de rentabilidad del 7,398% no estaría justificado y "no refleja correctamente el coste de capital de las empresas más eficientes". En segundo lugar, las Demandantes sostienen que el IVPEE no es un impuesto ambiental y no contribuye a su objetivo declarado. Tercero, el IVPEE tiene un impacto discriminatorio en su inversión.⁷¹²
- 520. En consecuencia, las Medidas Controvertidas infringen, según las Demandantes, el Artículo 10.1, tercera frase.

⁷⁰⁷ Réplica de las Demandantes, párr. 1162.

⁷⁰⁸ Memorial de las Demandantes, párr. 1018.

⁷⁰⁹ Memorial de las Demandantes, párrs. 1016-1020; Réplica de las Demandantes, párrs. 1157-1169.

⁷¹⁰ Memorial de las Demandantes, párrs. 1022-1028.

⁷¹¹ Ibíd, párrs. 1029-1065.

⁷¹² Memorial de las Demandantes, párrs. 1040-1065; Réplica de las Demandantes, párrs. 1179-1216.

(b) La posición del Demandado

- 521. El Demandado rechaza esta reclamación. España argumenta que está de acuerdo con las Demandantes en que el estándar protege al inversor contra los daños físicos. Sin embargo, las Demandantes se equivocan "al no distinguir este estándar del de TJE". Además, el Demandado ya habría probado (i) que tenía derecho a adoptar medidas de control macroeconómico y (ii) que las Medidas Controvertidas son proporcionadas y razonables. 714
- 522. En cuanto a los argumentos de las Demandantes relativos al carácter razonable y discriminatorio de las Medidas Controvertidas, el Demandado formula tres observaciones.
- 523. En primer lugar, las circunstancias económicas imperantes exigían que España adoptara las Medidas Controvertidas.⁷¹⁵ En segundo lugar, el sector de las ER propuso un cambio en el propio método de retribución.⁷¹⁶ En tercer lugar, tanto inversores nacionales como extranjeros aceptaron las Medidas Controvertidas y las consideraron razonables y atractivas.⁷¹⁷
- 524. Por último, el Demandado se basa en el caso *EDF c. Rumania* y en *AES Summit c. Hungría* para apoyar su postura de que las Medidas Controvertidas no eran ni discriminatorias ni irrazonables.⁷¹⁸
- 525. De acuerdo con el criterio seguido en *EDF c. Rumania*, las Medidas Controvertidas no serían de naturaleza discriminatoria, ya que i) sirven un propósito legítimo, que es la resolución de un déficit de tarifa insostenible, ii) se ajustan plenamente a la legislación

⁷¹³ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1036.

⁷¹⁴ Ibíd, párr. 1037.

⁷¹⁵ Ibíd, párrs. 1052-1055.

⁷¹⁶ Ibíd, párrs. 1056-1059.

⁷¹⁷ Ibíd, párrs. 1060-1063.

⁷¹⁸ Ibíd, párr. 1068.

española, iii) se adoptaron con un propósito descubierto, iv) respetan las normas del debido proceso.⁷¹⁹

526. Según el criterio de *AES Summit c. Hungría*, las Medidas Controvertidas son razonables, ya que i) son racionales y cumplen con el objetivo de una política pública económica y ii) contribuyeron a la resolución de un objetivo de política pública.⁷²⁰

527. Por estas razones, el Demandado sostiene que las Medidas Controvertidas no infringieron la tercera frase del Artículo 10.1.

(c) El Análisis del Tribunal

528. El enfoque del Artículo 10.1, tercera frase del TCE se centra en la protección y seguridad constantes. A este respecto, el Estado debe garantizar que "la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o la liquidación" de la inversión no se vean perjudicados por "medidas exorbitantes o discriminatorias".

529. La tercera frase del Artículo 10.1 parece tener un doble sentido. En primer lugar, obliga al Estado a garantizar la protección física del inversor y a protegerlo contra la violencia física y el hostigamiento; en este sentido, al menos, no es una reafirmación de la norma de trato justo y equitativo en palabras diferentes. Esta fue la opinión con respecto a cláusulas similares adoptada por numerosos tribunales, incluyendo *Noble Ventures c*.

⁷¹⁹ Ibíd, párrs. 1070-1072.

⁷²⁰ Ibíd, párrs. 1074-1092.

Rumania,⁷²¹ Tecmed c. México,⁷²² APL c. Sri Lanka,⁷²³ Wena Hotels c. Egipto,⁷²⁴ AMT c. Zaire,⁷²⁵ y Eureko c. Polonia.⁷²⁶

- 530. En el caso *ELSI*, una Sala de la CIJ interpretó los términos "la protección y la seguridad más constantes" incluidos en un tratado bilateral. Se centró en si la planta y la maquinaria en cuestión sufrió algún daño o perjuicio material y rechazó la reclamación, ya que no había pruebas de "ningún deterioro de la planta y la maquinaria" y las autoridades pudieron proteger la planta.⁷²⁷
- 531. En este caso no hay pruebas de que la inversión de BayWa haya sufrido ningún daño o deterioro físico a causa de las Medidas Controvertidas y BayWa no ha sugerido lo contrario. Además, no hay pruebas de que la gestión, el mantenimiento, el uso, el disfrute o la disposición de los Parques Eólicos por parte de BayWa, a diferencia de sus ingresos y, por tanto, de su valor, se hayan visto perjudicados por el cambio del Régimen de Incentivos. Por lo tanto, el intento de las Demandantes de invocar otras cláusulas del FPS a través de la cláusula NMF del TCE para argumentar que España tiene la obligación de garantizar la estabilidad jurídica, también está condenada al fracaso.
- 532. En segundo lugar, la disposición se refiere expresamente a las medidas no razonables o discriminatorias. Si se tratara de una obligación autónoma, se superpondría considerablemente, si no completamente, con las obligaciones contenidas en las dos primeras frases del Artículo 10.1. Entendida así, no conduciría a un resultado diferente de lo que ocurre con aquellas. En opinión del Tribunal, las medidas irrazonables o

⁷²¹ Noble Ventures c. Rumania (Laudo), párrs. 164-167, RL-0026.

⁷²² Técnicas Medioambientales Tecmed, S.A. c. Estados Unidos Mexicanos, Caso CIADI Nº ARB (AF)/00/2, Laudo de 29 de mayo 2003, párrs. 175-182, RL-0072.

⁷²³ Asian Agricultural Products Ltd. c. República de Sri Lanka, Caso CIADI Nº ARB/87/3, Laudo Final, 27 de junio de 1990, párrs. 45-86.

 ⁷²⁴ Wena Hotels Limited c. República Árabe de Egipto, Caso CIADI Nº ARB/98/4, Laudo, 8 de diciembre de 2000, párr. 84.
 ⁷²⁵ American Manufacturing & Trading, Inc. c. República del Zaire, Caso CIADI Nº ARB/93/1, Laudo, 21 de febrero

¹²⁵ American Manufacturing & Trading, Inc. c. República del Zaire, Caso CIADI Nº ARB/93/1, Laudo, 21 de febrero de 1997, párrs. 6.02 y ss.

⁷²⁶ Eureko c. Polonia (Laudo Parcial), párrs. 236-237, RL-0043.

⁷²⁷ Elettronica Sicula S.p.A (ELSI) (US c. Italia), Informes CJI 1989, párrs. 104-108. [Traducción del Tribunal]

discriminatorias en el sentido general son ejemplos de medidas que pueden infringir el estándar de TJE tal y como figura en la primera y segunda frase del Artículo 10.1. En este sentido, el Tribunal está de acuerdo con el Demandado. Además, coincide con el tribunal en el caso *RREEF*, que analizó el supuesto carácter discriminatorio de las Medidas Controvertidas y las cuestiones de proporcionalidad y razonabilidad como parte de la reclamación de TJE.⁷²⁸ El tribunal de *RREEF* decidió que:

no cabe duda de que [...], (iii) la no limitación, incluida (iv) la no discriminación y (v) la proporcionalidad y la razonabilidad, son elementos del TJE - y ciertamente así en virtud del TCE. 729

- 533. En cuanto al estándar de TJE, el Tribunal ya ha decidido que el aspecto retroactivo de las Medidas Controvertidas infringió el estándar de TJE en virtud del TCE.
- 534. Por consiguiente, no queda nada más por decidir en lo que respecta a las reclamaciones previstas en la tercera frase del Artículo 10.1.

(5) Los argumentos sobre ayudas estatales de la UE

- 535. Por estas razones, el Tribunal concluye que, en la medida en que las Medidas Controvertidas se aplicaron para recuperar subsidios debidamente pagados antes de su adopción, infringieron la garantía de estabilidad prevista en la primera y segunda frase del Artículo 10.1 del TCE. En todos los demás aspectos no hubo infracción del Artículo 10.1. Pero, como ya se ha señalado (párrafos 409, 463 y 496 *supra*), esta conclusión se refiere al TCE en ausencia del derecho de la UE, en particular en lo relativo a las ayudas estatales. A esto responde el Tribunal.
- 536. El Tribunal ya ha examinado y desestimado los argumentos genéricos del derecho de la UE basados en el efecto excluyente de dicho derecho y fundados con referencia a la decisión *Achmea*.⁷³⁰ De esa discusión se desprende que, a efectos del TCE que constituye

⁷²⁸ RREEF c. España (Decisión sobre Responsabilidad), págs. 136 ss. y 145 ss., CL-0239.

⁷²⁹ Ibíd, párr. 260.

⁷³⁰ Ver párrafos 262-283 *supra*.

la base de la jurisdicción de este Tribunal, las Partes III y V siguen siendo aplicables a las inversiones de las Demandantes. Pero el derecho comunitario, según España, también tiene una relevancia específica para la reclamación, ya que el derecho comunitario sobre ayudas estatales, que forma parte del derecho español, tiene el efecto de que las Demandantes no tenían, ni podían tener, ninguna expectativa legítima de recibir los subsidios del Régimen Especial, y aún menos que ellos se mantuvieran fijos en el nivel del RD 661/2007. Además, la Decisión de la CE de 10 de noviembre de 2017 por la que se autorizan las Medidas Controvertidas como ayudas estatales admisibles, especifica que el cumplimiento de cualquier laudo de este Tribunal que exija a España realizar pagos superiores a los previstos en dichas medidas constituiría, en sí mismo, una ayuda estatal no admisible y daría lugar a la obligación de mantenimiento del *status quo* prevista en el Artículo 108.3 del TFUE.⁷³¹

- 537. Las Partes se explayaron más en sus respuestas del 13 de enero de 2018 y del 29 de enero de 2018 sobre la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales que, tras una breve ronda de observaciones escritas y de conformidad con la decisión del Tribunal del 23 de diciembre de 2017, pasaron a formar parte del expediente de este arbitraje, aunque la CE finalmente no intervino.⁷³² El 4 de mayo de 2018, las Partes desarrollaron sus posiciones en otras presentaciones escritas sobre el derecho de la UE y acontecimientos sobrevinientes.
- 538. El 22 y 23 de mayo de 2018, se celebró una audiencia en La Haya para abordar, entre otras cosas, la cuestión de las ayudas estatales. ⁷³³ Antes de exponer su opinión sobre estas cuestiones, el Tribunal resumirá en primer lugar los argumentos presentados.

(a) Las solicitudes de la CE y las posiciones de las Partes

539. En sus Solicitudes de Autorización para Intervenir como Parte no Contendiente, la CE alegó que su intervención "puede estar justificada en particular si las Medidas

⁷³¹ Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales, párr. 165, RL-0107.

⁷³² Ver la Decisión del Tribunal del 23 de diciembre de 2017.

⁷³³ Ver párrafo 54 *supra*.

Controvertidas en juego implicaran una ayuda estatal en el sentido del artículo 107 (1) del Tratado de Funcionamiento de [la] Unión Europea, y los inversores reclaman expectativas legítimas a ese respecto."⁷³⁴. Según la CE, de acuerdo con la jurisprudencia reiterada del TJUE, un beneficiario de una ayuda no puede tener ninguna expectativa legítima de que el régimen de incentivos fuera legal. Esto supondría que las Demandantes no podrían tener la legítima expectativa de que la ayuda se concedería.⁷³⁵

- 540. Finalmente, en la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales, la CE reiteró que, si España tuviera que cumplir con un laudo a favor de las Demandantes, el pago constituiría una ayuda estatal de acuerdo con el Artículo 108.3 del TFUE y estaría sujeto a la obligación de obtener una autorización de pago previo.⁷³⁶
- 541. Las Demandantes presentan tres razones para rechazar el argumento de España de que no podían desarrollar ninguna expectativa legítima en la materia debido a la incompatibilidad del Régimen Especial con el derecho comunitario en materia de ayudas estatales. En primer lugar, las Demandantes tenían la expectativa legítima de que España actuaría de conformidad con el derecho comunitario de ayudas estatales y que el régimen de incentivos no constituía una ayuda estatal. En segundo lugar, España sí notificó las Medidas Controvertidas, pero sólo después de un retraso considerable, durante el cual las Demandantes habían desarrollado expectativas legítimas. Tercero, las Demandantes no tienen la obligación de supervisar si el Demandado respetó sus obligaciones comunitarias.
- 542. En cuanto a la primera razón, las Demandantes alegan que tenían la confianza legítima de que España y la CE habían actuado de conformidad con el derecho de la UE en materia de ayudas estatales. El TJUE declaró en la decisión *PreussenElektra* que "un programa nacional que fijaba precios mínimos a los que vendían electricidad producida sobre la base de fuentes renovables no constituía ninguna vulneración del artículo 107 del [TFUE]."⁷³⁷

⁷³⁴ Primera Solicitud de la CE, párr. 4; Segunda Solicitud de la CE, párr. 6. [Traducción del Tribunal]

⁷³⁵ Primera Solicitud de la CE, nota al pie 1; Segunda Solicitud de la CE, nota al pie 1.

⁷³⁶ Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales, párr. 165, RL-0107.

⁷³⁷ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1238:9-13, refiriéndose a PreussenElektra, C-0547.

Esta es la base sobre la que las Demandantes tenían derecho a creer que el régimen de incentivos no constituía una ayuda estatal. Tas Esto se ve respaldado por el hecho de que entre 2003 y 2014 la CE no planteó ninguna objeción a los regímenes que preveían rentabilidades del 13%-15% después de impuestos para los planes de apoyo eólico y solar. A este respecto, la CE no tomó ninguna medida cuando muchos otros regímenes de incentivos fueron introducidos por los Estados miembros de la UE, sólo algunos de los cuales fueron notificados. Por consiguiente, en el momento de la inversión (2003 y 2011) las Demandantes invirtieron creyendo que el régimen de incentivos no constituía una ayuda estatal según el derecho comunitario. Incluso el Demandado admite que "hasta fecha reciente" la situación no estaba clara. Sólo en 2013, el TJUE se pronunció definitivamente en *Vent de colère!* contra los planes financiados por los consumidores pero organizados por el Estado. Esto se confirmó más tarde en *Elcogás*. Sin embargo, en el momento de la inversión, las Demandantes tenían la expectativa legítima de que todo estaba en orden.

543. En cuanto a la segunda razón, las Demandantes se refieren al retraso entre la entrada en vigor de las Medidas Controvertidas y la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales. Según el TJUE, "un retraso de 26 meses por parte del Tribunal respecto de la expectativa legítima del demandante." La CE notificó su decisión a España el 14 de noviembre de 2017. Mientras tanto, las Demandantes habían desarrollado la expectativa de que el régimen de

⁷³⁸ Presentación de las Demandantes del 4 de mayo de 2018, párr. 56.

⁷³⁹ Id.

⁷⁴⁰ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1239:9 y siguientes.

⁷⁴¹ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 763.

⁷⁴² Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1240:2 refiriéndose a la *Association Vent De Colère*!, Caso C-262/12, Sentencia del Tribunal (Segunda Cámara), 19 de diciembre de 2013, C-0551.

⁷⁴³ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1240:2 refiriéndose a *Elcogás*, RL-0090.

⁷⁴⁴ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1239:9 y siguientes.

⁷⁴⁵ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1249:9 y siguientes, refiriéndose a *Rijn-Schelde-Verolme (RSV) Machinefabrieken en Scheepswerven NV c. Comisión de las Comunidades Europeas*, Caso 223/85, Sentencia, TJE, 24 de noviembre de 1987.

incentivos no era una ayuda estatal y podía ser declarado compatible. Dado que la decisión llegó demasiado tarde, no es relevante para el caso y no añade nada nuevo.⁷⁴⁶

- 544. En cuanto a la tercera razón, las Demandantes alegan que no tenían la obligación de llevar a cabo un *due diligence* para evaluar si España había cumplido sus obligaciones y notificado el régimen de incentivos a la CE o no. Según el TJUE, no existe una obligación específica del receptor de supervisar si el Estado ha cumplido sus obligaciones según el derecho comunitario.⁷⁴⁷ Además, el Demandado no respetó su obligación de notificar el régimen de incentivos a la Comisión. España, al omitir la notificación, infringió el derecho internacional, infracción por la que BayWa no tiene que rendir cuentas.⁷⁴⁸
- 545. Por último, las Demandantes alegan que las Empresas del Proyecto no tienen que reembolsar la ayuda que recibieron. Si tenían la expectativa legítima de que la ayuda era legal, no tienen que devolverla. Por lo tanto, los tribunales de los Estados miembros de la UE, y *a fortiori* este Tribunal, no están obligados por ninguna decisión de la CE. En circunstancias excepcionales, los tribunales pueden decidir en contra de la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales y permitir que el beneficiario se quede con la ayuda. 750
- 546. España destaca cuatro puntos en relación con la cuestión de las ayudas estatales, aunque en general se remite a la posición de la CE.
- 547. En primer lugar, España reitera que las Demandantes no tenían ni podían tener expectativas legítimas de recibir subsidios bajo el Régimen Especial.⁷⁵¹ La CE ha declarado que el régimen de incentivos constituye ayuda estatal. La consecuencia de esta

⁷⁴⁶ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1254:3 y siguientes.

⁷⁴⁷ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1461:17-1462:1 y siguientes refiriéndose a *Syndicat Français de l'Express International (SFEI) y Otros c. La Poste y Otros*, Caso C-39/94, Sentencia, TJE, 11 de julio de 1996, párr.73, C-0554.

⁷⁴⁸ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1468:5 y siguientes.

⁷⁴⁹ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1459:20 y siguientes, refiriéndose a la *Comisión de las Comunidades Europeas* c. *La República Federal de Alemani*a, Caso C-5/89, Sentencia, TJE, 20 de septiembre de 1990, párr. 16, C-0553.

⁷⁵⁰ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1461:5 y siguientes.

⁷⁵¹ Presentación del Demandado del 4 de mayo de 2018, párrs. 121-122.

declaración, que es vinculante para el Tribunal en virtud de la legislación aplicable, no es la devolución de los subsidios a España (que la CE no ha ordenado), sino la exclusión de toda expectativa legítima en el pago de las ayudas estatales. Por lo tanto, no se han vulnerado las expectativas legítimas de las Demandantes. A pesar de que el Régimen Especial nunca fue notificado por España, cumplía todos los criterios de ayuda estatal. Debe considerarse que constituye ayuda estatal desde 2001, es decir, mucho antes de la inversión de las Demandantes.⁷⁵²

548. En segundo lugar, el Demandado alega que las Demandantes no podían tener la expectativa legítima de recibir una ayuda *ad eternum* ni de recibir una cierta cantidad.⁷⁵³ El régimen de incentivos siempre estará sujeto al control de la Comisión Europea:

Según este artículo [el artículo 108 del TFUE], los Estados miembros están bajo la obligación permanente conjuntamente con la Comisión el controlar y examinar sus programas de apoyo. Por ende, ningún inversor puede tener la expectativa legítima de que seguiría recibiendo el mismo nivel de apoyo estatal durante muchos años. ¿Por qué? Porque ese nivel de apoyo está sujeto al control permanente de la Comisión y puede ajustarse en cualquier momento. De ahí que la Comisión llegue a la conclusión de que no hay ningún derecho permanente a ayudas de Estado, y sobre todo cuando el régimen de apoyo no ha sido objeto de notificación a la UE.⁷⁵⁴

549. En tercer lugar, el Tribunal debe aplicar el criterio de un empresario diligente. De acuerdo con este criterio, todo inversor debe saber que todo régimen de incentivos puede ser abolido en cualquier momento de acuerdo con el derecho de la UE. Por lo tanto, las Demandantes no pueden tener ninguna expectativa legítima de recibir ayuda estatal. Además, el TJUE establece que un inversor está obligado a conocer las normas aplicables

⁷⁵² Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1512:7 y siguientes.

⁷⁵³ En sentido estricto, los subsidios fueron recibidos por las empresas españolas del proyecto, pero este punto no fue tomado por las Demandantes.

⁷⁵⁴ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1353:15-1354:6.

⁷⁵⁵ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1355:1-10.

a su inversión. Por consiguiente, el inversor tiene que tener en cuenta el comportamiento del Estado y la legislación aplicable, que incluye la legislación sobre ayudas estatales.⁷⁵⁶

- 550. En cuarto lugar, la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales se dirige al régimen de incentivos de España y, por tanto, a todos los inversores y empresas que se han beneficiado del sistema.⁷⁵⁷
- 551. Además, las Demandantes refutan el argumento de *PreussenElektra* del Demandado refiriéndose a *Elcogás*, que afirmó que *PreussenElektra* no puede aplicarse a hechos similares a los que se presentan ante este Tribunal. Esto se debe a que en *PreussenElektra*, no había ninguna "regulación o mecanismo regulado por el Estado para gestionar los pagos", como en el caso que nos ocupa.⁷⁵⁸
- 552. Por último, España destaca que la CE declaró expresamente en su Decisión sobre Ayudas Estatales que cualquier compensación concedida a las inversiones constituiría ayuda estatal no autorizada de conformidad con el Artículo 108.3 del TFUE. Por lo tanto, un laudo a favor de las Demandantes no podría ser ejecutado, al menos dentro de la UE.⁷⁵⁹

(b) El enfoque del Tribunal

- (i) Derecho de ayudas estatales de la UE
- 553. El Tribunal resumirá en primer lugar lo que entiende, sobre la base de las presentaciones de las Partes y los documentos de referencia, que es el derecho de la UE en materia de ayudas estatales.
- 554. El Artículo 107.1 del TFUE establece que:

⁷⁵⁶ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1522:13 y siguientes.

⁷⁵⁷ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1508:3-11.

⁷⁵⁸ Comentarios del Demandado sobre la Sentencia *Achmea* [Traducción del Tribunal], Decisión de la Comisión Europea sobre la Ayuda Estatal SA.40348 (20151NN) y los Laudos de *Wirtgen* y *Novenergia*, párr. 124; Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 1, 1298:22 y siguientes.

⁷⁵⁹ Tr-Esp., Audiencia mayo 2018, Día 2, 1513:12 y siguientes.

- [...] serán incompatibles con el mercado interior, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.
- 555. Hay ciertas excepciones a la prohibición del Artículo 107.1, ninguna de ellas relevante aquí.
- 556. El Artículo 107.3 establece los criterios que debe aplicar la CE para aprobar las propuestas de ayudas estatales. Si no se aprueba una propuesta, ésta debe ser retirada o modificada debidamente, lo que constituye un requerimiento exigible por el TJUE (Artículo 108.2).
- 557. El Artículo 108.1 exige que la CE, en cooperación con los Estados miembros, "examinará permanentemente [...] los regímenes de ayudas existentes en dichos Estados". De acuerdo con el Artículo 108.3:

La Comisión será informada de los proyectos dirigidos a conceder o modificar ayudas con la suficiente antelación para poder presentar sus observaciones. Si considerare que un proyecto no es compatible con el mercado interior con arreglo al artículo 107, la Comisión iniciará sin demora el procedimiento previsto en el apartado anterior. El Estado miembro interesado no podrá ejecutar las medidas proyectadas antes que en dicho procedimiento haya recaído decisión definitiva.

558. La ayuda estatal que no sea notificada con arreglo al Artículo 108.3 o que se ejecute antes de ser autorizada por la CE es ilegal. Las ayudas ilegales pueden y, en principio, deben ser recuperadas por la CE, que puede exigir su devolución por parte de todos los beneficiarios al Estado que las concedió. Pero la falta de notificación de una ayuda, aunque la convierta en ilegal, no implica que la CE no pueda posteriormente considerarla compatible con el mercado interior: esto es lo que ocurrió con las Medidas Controvertidas, que fueron notificadas por España sólo un tiempo después de su ejecución. Al aprobarlas en su Decisión sobre Ayudas Estatales, la CE se limitó a "lamentar" la notificación

tardía.⁷⁶⁰ Podría haber ordenado el pago de intereses sobre las cantidades pagadas antes de la fecha de aprobación, pero no lo hizo.

559. La cuestión de si determinados pagos constituyen una ayuda, tal como se ha definido, es una cuestión de derecho para la CE, los tribunales estatales y, en última instancia, el TJUE. Corresponde al beneficiario determinar si la ayuda ha sido notificada, lo que puede hacer consultando el registro de ayudas en línea.⁷⁶¹ Además, está bien establecido que:

hasta que la Comisión no adopte una decisión de aprobación y, mientras que no venza el plazo señalado para interponer un recurso contra dicha decisión, el beneficiario no tiene certeza alguna acerca de la legalidad de la ayuda prevista, que es la única que puede originar en él una confianza legítima ⁷⁶²

- 560. Este principio es de larga data. Por ejemplo, en 1997, el Tribunal sostuvo:
 - [...] habida cuenta del carácter imperativo del control de las ayudas de Estado que efectúa la Comisión con arreglo al Artículo 93 [ahora 108] del Tratado, las empresas beneficiarias de una ayuda sólo pueden, en principio, depositar una confianza legítima en la validez de la ayuda cuando ésta se haya concedido observando el procedimiento que prevé dicho artículo. En efecto, en circunstancias normales, todo agente económico diligente debe poder comprobar si ha sido observado dicho procedimiento.⁷⁶³
- 561. En el contexto de las ayudas estatales de la UE, la relevancia de las expectativas legítimas es que pueden, en determinadas circunstancias limitadas, constituir una defensa ante una demanda de devolución de la ayuda.⁷⁶⁴

⁷⁶⁰ Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales, pág. 33, RL-0107.

⁷⁶¹ Registro de la CE de decisiones sobre ayudas estatales: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/register/.

⁷⁶² Centre d'exportation du livre français c. Société internationale de diffusion et d'édition, Caso C-199/06, del 12 de febrero de 2008, Sentencia del Tribunal (GC), párr. 67, citando *Italia c. Comisión*, Caso C-91/01, [2004] ECR I-4355, párr. 66. [Traducción del Tribunal]

⁷⁶³ Reino de España c. Comisión de las Comunidades Europeas, Caso C-169/95, Sentencia, TJE, 14 de enero de 1997, párr. 51, citando una autoridad anterior. [Traducción del Tribunal]

⁷⁶⁴ Regulación del Consejo (CE) No 659/1999, 22 de marzo de 1999, Artículo 14, C-0557.

- (ii) La aplicación del derecho sobre ayudas estatales al Régimen Especial
- 562. Las Demandantes alegan que ni España ni la CE discutieron la naturaleza de las Medidas Controvertidas hasta 2017, cuando se dictó la Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales. Sin embargo, las dos Directivas sobre Energías Renovables de 2001 y 2009 se refieren expresamente a los Artículos 87-88 TFUE, 765 y la CE, en aplicación de estas Directivas, ha aprobado un gran número de regímenes de subsidios para las energías renovables. El asunto fue planteado por la CE en 2005 en los siguientes términos:

Como se establece en el considerando del preámbulo 12 de la Directiva 2001/77/CE, las disposiciones del Tratado y, en particular, sus artículos 87 y 88, se aplican al apoyo público. Dicho apoyo suele estar recogido en las Directrices Comunitarias sobre Ayudas Estatales en favor del Medio Ambiente y puede estar justificado económicamente por una serie de razones, como que los efectos beneficiosos de dichas medidas en el medio ambiente compensen los efectos distorsionadores en la competencia. Habida cuenta de que el uso de las fuentes de energía renovables es una prioridad en la política de la Comunidad, las citadas directrices son bastante generosas con este tipo de sistemas de apoyo. Sobre esta base, durante el periodo 2001 a 2004, la Comisión aprobó unos 60 regímenes de ayudas estatales en apoyo de las fuentes de energía renovables. 766

563. De hecho, no parece que *ningún* plan de subsidios para energía verde haya sido desaprobado por la CE durante este período. En el registro de ayudas estatales de la CE sólo figuran cinco decisiones negativas, que afectan a Austria (2011⁷⁶⁷), Francia (2016⁷⁶⁸

⁷⁶⁵ Ver la Directiva 2001/77/CE, 27 de septiembre de 2001, párr. 12 del preámbulo, Artículo 4 (regímenes de ayuda "sin perjuicio de los Artículos 87 y 88 del Tratado"), RL-0015 [Traducción del Tribunal]; Directiva 2009/28/CE, 23 de abril de 2009, Artículo 3 (regímenes de ayuda "sin perjuicio de los Artículos 87 y 88 del Tratado"), RL-0017. [Traducción del Tribunal]

⁷⁶⁶ Comunicación de la CE, El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (COM (2005) 627, párr. 3.5, C-0386. [Traducción del Tribunal]

⁷⁶⁷ SA.26036, 8 de marzo de 2011 (sólo se desaprueba una parte del régimen), Decisión de la CE confirmada por el Tribunal General, T-251/11, 11 de diciembre de 2014.

⁷⁶⁸ SA.39621, 8 de noviembre de 2016 (régimen modificado aprobado).

- y 2018⁷⁶⁹) y Alemania (2015⁷⁷⁰ y 2018⁷⁷¹). Ninguno de estos regímenes tenía semejanza con el Régimen Especial español vigente hasta 2013.
- 564. Así pues, parece que las normas sobre ayudas estatales eran en principio aplicables, pero que la CE adoptó un enfoque 'bastante generoso' en su aplicación.
- 565. En cuanto a si los subsidios del Régimen Especial constituían una ayuda estatal según lo definido, las Demandantes argumentaron que, en el momento de la inversión, tanto las Partes como la CE asumieron que no era así. Sin embargo, las Directrices de 2001 apuntan en sentido contrario. Aunque el coste de los subsidios estaba destinado a ser sufragado por los consumidores, el Estado español los preveía por ley y estaba estrechamente involucrado en el funcionamiento del sistema. La CE, en su Decisión sobre Ayudas Estatales, no tuvo ninguna dificultad en establecer que las Medidas Controvertidas constituían ayudas estatales, y por paridad de razonamiento también lo era el Régimen Especial. La decisión del TJUE en el asunto *PreussenElektra*, que las Demandantes citaron sobre este punto, es claramente distinguible.⁷⁷² El Tribunal concluye que el Régimen Especial constituía potencialmente una ayuda del Estado y que debería haber sido notificado a la CE de conformidad con el Artículo 108 TFUE.
- 566. Las Demandantes señalan que la CE nunca sancionó los subsidios del Régimen Especial como ayudas estatales, y menos aún exigió su devolución por parte del gran número de beneficiarios. El Demandado afirma que de la Decisión de las CE de 2017 sobre las Medidas Controvertidas se desprende que las Demandantes no pudieron haber tenido

⁷⁶⁹ SA.36511, 31 de julio de 2018 (régimen modificado aprobado).

⁷⁷⁰ SA.33995, 5 de agosto de 2015 (sólo se desaprueba una parte del régimen); el 29 de marzo de 2019, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (C-405/16 P) anuló la sentencia del Tribunal General de la Unión Europea de 10 de mayo de 2016, *Alemania c. Comisión* (T-47/15, EU:T:2016:281) y anuló la Decisión de la Comisión (UE) 2015/1585 de 25 de noviembre de 2014 en el procedimiento de ayudas estatales: CJUE, 2019/C-187/04.

⁷⁷¹ SA.45852, 17 de octubre de 2018.

⁷⁷² Respuesta de las Demandantes a los comentarios de la Demandada sobre la Decision de la CE sobre el Procedimiento de Ayudas Estatales S.A. 40348 (2015/NN), 29 de enero de 2018, párr. 29, refiriéndose a *PreussenElektra*, C-0547. Se trataba de un esquema de subsidios manejado y subsidiado por el sector privado sin el uso de los recursos del Estado.

ninguna expectativa legítima de recibir subsidios superiores a los previstos en dichas Medidas, o incluso de recibirlos.

567. La Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales consideró que los pagos efectuados en virtud de las Medidas Controvertidas desde su inicio en 2014 hasta el 10 de noviembre de 2017 eran ayudas estatales y, al no haber sido notificadas, eran ilegales. Tras examinarlas, decidió que la ayuda era compatible con el mercado interior de conformidad con el Artículo 107.3.c del TFUE. En cuanto a las instalaciones existentes, "[1]os pagos en virtud del régimen económico de primas están cubiertos por la decisión a fin de evaluar la proporcionalidad, es decir, la ausencia de sobrecompensación". Sin embargo, "no era pertinente para el ámbito de aplicación de la presente decisión evaluar si los pagos previstos originalmente en el marco de los regímenes anteriores habrían sido compatibles o no". Tras examinarlas, decidión de la presente decisión evaluar si los pagos previstos originalmente en el marco de los regímenes anteriores habrían sido compatibles o no".

568. Una cuestión preliminar para el Tribunal es la relevancia, si la hubiera, de la insinuación o decisión de la CE de que el cumplimiento de cualquier indemnización por daños en el presente caso constituiría por sí mismo una ayuda estatal notificable, sujeta al régimen de suspensión obligatoria. A este respecto, el Tribunal está de acuerdo con el tribunal de *Vattenfall*:

[...] Si bien el Tribunal es consciente del deber de dictar una decisión ejecutable y, en última instancia, un laudo ejecutable, el Tribunal es igualmente consciente de su deber de cumplir su mandato otorgado en virtud del TCE... La ejecutabilidad de esta decisión es un asunto aparte que no afecta a la jurisdicción del Tribunal.⁷⁷⁷

⁷⁷³ Decisión de la CE sobre Ayudas Estatales, párrs. 84-89, RL-0107.

⁷⁷⁴ Ibíd, párr. 4. [Traducción del Tribunal]

⁷⁷⁵ Ibíd, párr. 156. [Traducción del Tribunal]

⁷⁷⁶ Ibíd, párr. 165.

⁷⁷⁷ Vattenfall AB c. Alemania (Decisión sobre Achmea), párr. 230, CL-0236. [Traducción del Tribunal]

- 569. Pasando al fondo de la cuestión de la interacción del derecho de la UE y el derecho aplicable para este Tribunal fundado en el TCE, se deben hacer las siguientes observaciones:
 - (a) En principio, un inversor no puede tener una expectativa legítima a un trato que sea ilegal según la legislación del Estado anfitrión, siempre que la propia legislación del Estado anfitrión no sea incompatible con el tratado bajo el cual el tribunal ejerce su jurisdicción. En un foro internacional como el presente, un Estado anfitrión no puede basarse en su legislación nacional como motivo para no cumplir con sus obligaciones internacionales. Pero, con esta salvedad, los inversores también deben cumplir la legislación del Estado anfitrión, tanto en lo que respecta a su inversión como a sus expectativas concomitantes.
 - (b) En el presente caso, la propia legislación del Estado anfitrión (que incorpora las normas de la UE sobre ayudas estatales) no es incompatible con el TCE, en virtud del cual el Tribunal ejerce su jurisdicción. Aunque podría decirse que es severa con los receptores, ya que corren el riesgo de sufrir las consecuencias perjudiciales de la omisión del Estado subsidiario de notificar la ayuda, las normas de la UE en relación con la ayuda no notificada son claras y se han interpretado de manera consistente. Desde el punto de vista del derecho internacional, "las leyes municipales son meros hechos que expresan la voluntad y constituyen las actividades de los Estados, del mismo modo que las decisiones jurídicas o las

⁷⁷⁸ Ver, por ejemplo, *Blusun* c. *Italia* (Laudo), párrs. 264-268, RL-0105; *Yukos* c. *Rusia* (Laudo Final), párr. 1352, RL-0082; *Plama* c. *Bulgaria*, párrs. 138, 140 y 143, CL-0013, *World Duty Free Company Limited* c. *República de Kenia*, Caso CIADI No. ARB/00/7, Laudo, 4 de octubre de 2006, párrs. 157, 188; *Fraport AG Frankfurt Airport Services Worldwide* c. *República de Filipinas*, Caso CIADI No. ARB/11/12, Laudo, 10 de diciembre de 2014, párr. 332; *Phoenix Action, Ltd.* c. *República Checa*, caso CIADI No. ARB/06/5, Laudo, 15 de abril de 2009, párr. 78; *David Minnotte y Robert Lewis* c. *República de Polonia*, Caso CIADI No. ARB(AF)/10/1, Laudo, 16 de mayo de 2014, párr. 131.

⁷⁷⁹ CDI, Artículos sobre la Responsabilidad de los Estados por hechos Internacionalmente Ilícitos, Artículo 3, CL-0001.

medidas administrativas". ⁷⁸⁰ Por lo tanto, el Tribunal no interpreta el derecho de la UE como tal, sino que acepta la interpretación consistente del derecho de la UE tal como lo aplican las instituciones pertinentes.

- (c) Las inversiones iniciales en este caso se realizaron en el período entre 2008 y 2011, tras un proceso de diligencia debida que parece no haber tenido en cuenta el derecho de la UE sobre ayudas estatales. Como es al menos discutible que el derecho sobre ayudas estatales debería haber sido considerada como relevante incluso en ese momento, el Tribunal encuentra esta omisión sorprendente.
- (d) La CE, que tenía la responsabilidad principal de administrar y aplicar el derecho sobre ayudas estatales, estaba bien informada sobre el régimen especial de subsidios español en sus diversas manifestaciones según la Ley 54/1997. De hecho, elogió el Régimen Especial como "el principal impulsor de la inversión en energía eólica" y como "bastante bien ajustado al coste de la generación". No hay indicios de que haya hecho algo para plantear a España la cuestión de las ayudas estatales hasta que las Medidas Controvertidas fueron planteadas tardíamente por la propia España en diciembre de 2014, mucho después del cese de los subsidios del Régimen Especial y la derogación de la Ley 54/1997.
- (e) España, miembro de la UE desde 1986, debería haber sido consciente de su deber de notificación en virtud del Artículo 108.3 del TFUE, y debería haber actuado en consecuencia. Sin embargo, no existe una relación de causalidad entre la omisión de notificación y el hecho de que las Demandantes no hayan continuado recibiendo el importe de los subsidios previstos en el RD 661/2007. La ilegalidad de los subsidios del Régimen Especial no notificados no jugó ningún papel en los acontecimientos posteriores, incluida la promulgación de las Medidas

⁷⁸⁰ Ciertos Intereses Alemanes en la Alta Silesia Polaca, 1926 P.C.I.J. Ser.A N° 7, [PDF, pág. 33], CL-0085. [Traducción del Tribunal]

⁷⁸¹ Comunicación de la CE, El Apoyo a la Electricidad de Fuentes de Energía Renovables COM(2005) 627, pág. 28, C-0386. [Traducción del Tribunal]

Controvertidas, que fueron impulsadas por preocupaciones puramente internas, especialmente el déficit de tarifa.

- (f) A pesar de su detallado conocimiento del Régimen Especial, la CE, por su parte, no ha tomado ninguna medida para hacer cumplir las disposiciones pertinentes del derecho de la UE contra los beneficiarios de los subsidios en general. En lugar de ello, ha optado por bloquear el pago de cualquier compensación de los tribunales del TCE y de los TBI, incluido este Tribunal, por constituir *de novo* una forma de ayuda estatal. Corresponderá a las Partes, a través de los procedimientos subsiguientes, analizar las consecuencias del laudo del Tribunal en virtud del derecho de la UE y el derecho internacional, incluida la referencia a las disposiciones del Convenio del CIADI relativas al reconocimiento y la ejecución de los laudos. ⁷⁸² El Tribunal no puede hacer otra cosa que decidir el presente caso de conformidad con el derecho aplicable.
- (g) En estas circunstancias, el Tribunal considera que, conforme al derecho de la UE y al derecho español, las Demandantes no podían esperar legítimamente que los subsidios del Régimen Especial fueran legales. Tampoco podían esperar que el importe de las ayudas estatales concedidas en virtud de estas medidas se pagara durante la vida útil de las plantas. Las Demandantes deberían haber sabido que estas medidas no habían sido notificadas, y mucho menos aprobadas, por la CE.
- (h) Sin embargo, la CE tampoco ha dictado una resolución en la que declare la ilegalidad de los subsidios del Régimen Especial. Se limitó a declarar, con pleno conocimiento de los hechos, que 'no era relevante' si el régimen anterior era compatible con el derecho de la UE. Como tal, la CE no ha creado un derecho (ni mucho menos un deber) para que España obtenga la devolución de las cantidades

⁷⁸² Altmark Trans GmbH et al. c. Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, Caso C-280/00, Sentencia, TJE, 24 de julio 2003, Asteris y otros c. Grecia y la Comisión de las Comunidades Europeas, Caso C-106/87, Sentencia, TJE, 27 de septiembre de 1988.

de ayuda estatal ya pagadas, incluyendo de los Parques Eólicos de las Demandantes y otros beneficiarios. A la luz del expediente, el Tribunal tampoco cree que el derecho de la UE sólo exija el nivel de subsidio proporcionado por las Medidas Controvertidas. Las CE, que tiene una discreción bastante amplia en estas cuestiones, no formuló ninguna conclusión de este tipo.

- (i) El Tribunal ya ha sostenido que no se debe ninguna compensación a las Demandantes por la no continuación después de 2013 del nivel de ayuda estatal previsto bajo el Régimen Especial que estaba en vigor antes de 2013. Sin embargo, la posición con respecto a la recuperación de los subsidios pagados bajo el Régimen Especial no debe, en opinión del Tribunal, ser tratada de la misma manera. Los beneficiarios de tales subsidios no podrían haber tenido una expectativa legítima de que fueran a continuar, pero al haber sido pagados (y sujeto a cualquier medida legal de recuperación por parte de la CE, lo cual no ocurrió), tenían derecho a gozar del beneficio del régimen de estabilidad que prometía el Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE.
- 570. En efecto, la consecuencia de la no aplicación en la práctica del derecho sobre ayudas estatales en relación con ayudas no notificadas es que los inversores permanentes como las Demandantes han quedado en desventaja en comparación con aquellos que se beneficiaron de los subsidios del Régimen Especial pero que vendieron su inversión antes de la introducción de las Medidas Controvertidas. En ausencia de recuperación de la ayuda no notificada de todos los beneficiarios (lo que no ha ocurrido), este último grupo conserva el beneficio de los subsidios anteriores, reflejado en el precio de venta, sin *claw back*.
- 571. Esta conclusión es consistente la de la mayoría de los anteriores tribunales TCE en casos contra España, en lo que concierne a la jurisdicción y admisibilidad, así como a la responsabilidad por expropiación (Artículo 13), la protección y seguridad plenas (Artículo 10.1, 3ª oración) y el incumplimiento de la cláusula paraguas (Artículo 10.1, oración final). En cuanto a las cuestiones de responsabilidad por el incumplimiento del Artículo

10.1, primera y segunda oración, las decisiones son variables. La mayoría de los tribunales han considerado que no existía un compromiso específico en los términos del RD 661/2007, y que el Artículo 44.3 de dicho decreto no constituía una promesa individual expresa o implícita del nivel de subsidios del año 2007 para la demandante. Estos casos ya han sido mencionados en apartados anteriores de esta decisión.⁷⁸³

- 572. No obstante, cabe hacer referencia a algunos casos recientes presentados por las Partes.
- 573. En el caso Greentech c. España, el tribunal otorgó 39 millones de euros (de una demanda de 58,2 millones de euros) a una empresa holandesa por el incumplimiento del Artículo 10.1, primera y segunda oración, del TCE. Sostuvo que el Artículo 26.6 del TCE sólo se aplica a los méritos, no a la jurisdicción, y por lo tanto era irrelevante para la objeción jurisdiccional deducida con base en el derecho de la UE. Dicha objeción fue rechazada. 784 Se rechazaron las pretensiones basadas en las garantías de protección y seguridad plenas y la cláusula paraguas, así como la pretensión de estabilización basada en el RD 661/2007, en particular el Artículo 44.3.785 No hubo tampoco expropiación.786 Pero sí se dio por establecida una infracción del Artículo 10.1, primera oración del TCE, porque el nuevo régimen suponía "un cambio radical o fundamental en el marco legal o reglamentario en el que se realizan las inversiones". 787 Se llegó a esta conclusión a pesar de la falta de diligencia debida por parte de los inversores.⁷⁸⁸ Se basó en la conclusión de la mayoría (no afectada por el derecho de la UE o las normas sobre ayudas estatales⁷⁸⁹) de que el nuevo régimen cumplía "el requisito de umbral de un cambio fundamental del marco regulador". ⁷⁹⁰ La cuantía de la demanda se redujo en 11,2 millones de euros para reflejar la reducción de la vida operativa (30 en lugar de 35 años para las instalaciones

⁷⁸³ Ver ejemplos párrafos 466, 473-476.

⁷⁸⁴ *Greentech c. España* (Laudo Final), párrs. 218-219, 381, CL-0238. *Achmea* se declaró irrelevante: ibíd., párr. 220. Se confirmó la objeción preliminar de España en relación con el IVPEE: ibíd., párrs. 247-260.

⁷⁸⁵ Ibíd, párrs. 412, 413, 366, respectivamente.

⁷⁸⁶ Ibíd, párrs. 423-431.

⁷⁸⁷ Ibíd, párr. 359; ver también párr. 365. [Traducción del Tribunal].

⁷⁸⁸ Ibíd, párr. 380, y para la opinión contraria, ver la disidencia del Profesor Vinuesa, ibíd., párrs. 28, 39-50.

⁷⁸⁹ Ibíd, párrs. 198-9, 219, 381; pero, ver la disidencia del Profesor Vinuesa, párrs. 4-7, 17-27, 34.

⁷⁹⁰ Ibíd, párr. 388, y ver párrs. 391-6 para el razonamiento. [Traducción del Tribunal].

fotovoltaicas) y en 8 millones de euros para reflejar la falta de cuantificación de las pérdidas históricas por parte de las demandantes.⁷⁹¹

574. En *NextEra c. España*, la decisión del tribunal sobre jurisdicción, responsabilidad y los principios sobre *quantum* rechazó la idea de que el derecho de la UE pueda servir de guía para evaluar las reclamaciones presentadas. El caso fue presentado por empresas holandesas que poseían acciones en plantas españolas que operaban instalaciones de CSP (por sus siglas en inglés). La decisión de invertir se tomó, en principio, en 2009 mediante solicitudes de pre-registro, aunque el financiamiento bancario no se consiguió hasta 2011 y las plantas no se registraron y no estuvieron operativas hasta mayo-junio de 2013.⁷⁹² El Tribunal consideró que el derecho de la UE no puede afectar su jurisdicción:

El hecho de que pueda existir una superposición parcial entre los dos conjuntos de normas en cuanto al fondo (tal como el TJE y las Libertades Fundamentales) no puede resolverse, *a los fines de la jurisdicción*, a favor del Derecho de la UE. Esto se debe a que las preguntas relacionadas con la jurisdicción del Tribunal deben responderse a la luz del Artículo 26 del TCE. 793

- 575. Así pues, se rechazó la objeción jurisdiccional de la UE.⁷⁹⁴ Pero se aceptó la objeción al IVPEE por tratarse de medidas tributarias.⁷⁹⁵
- 576. Los méritos se trataron de manera más sumaria. El alegato del Demandado de falta de diligencia debida fue rechazado esencialmente por motivos de prueba:

[...] Las Demandantes contaban con los informes de asesoría de Poyry, y las Demandantes se refieren a dictámenes jurídicos que recibieron sobre el derecho español. El hecho de que las Demandantes se negaran a renunciar a su privilegio con respecto a tales dictámenes jurídicos no debe conducir a inferencias adversas. La no divulgación significa que el Demandado y el Tribunal no han

⁷⁹¹ Ibíd, párrs. 517, 537-8 respectivamente.

⁷⁹² NextÉra c. España (Decisión sobre Jurisdicción), párrs. 169-179, RL-0121.

⁷⁹³ Ibíd, párr. 351 (Énfasis en el original).

⁷⁹⁴ Ibíd, párr. 357.

⁷⁹⁵ Ibíd, párrs. 372-373.

tenido acceso al contenido de dichos dictámenes, pero no se cuestiona realmente el hecho de que las Demandantes recibieran asesoramiento legal. En síntesis, el Tribunal no considera que se haya establecido que existió una falta de debida diligencia por parte de las Demandantes.⁷⁹⁶

577. El incumplimiento del Artículo 10.1 también se estableció de manera bastante sumaria:

[...] las garantías otorgadas por las autoridades españolas no se referían a una rentabilidad razonable; se referían a la seguridad y estabilidad regulatoria que NextEra podía esperar. La denegación de las expectativas legítimas se basa en el incumplimiento del deber de brindar dicha certeza y seguridad al cambiar fundamentalmente el régimen en virtud del cual se calcularía la retribución. 797

578. No se hizo referencia al derecho de la UE en relación con el fondo.

579. En cuanto al quantum, el tribunal rechazó el cálculo del flujo de caja descontado (FCD) de las demandantes basado en el RD 661/2007, por considerar que el funcionamiento real de las plantas durante menos de un año no ofrecía ninguna base sólida para un análisis del FCD. En su lugar, "un cálculo del valor de los activos y una rentabilidad razonable sobre ese valor constituye un método apropiado para la valoración de la pérdida en este caso". En el caso, después de dar instrucciones sobre varios puntos, el tribunal pidió a los expertos financieros de las partes que trataran de llegar a un acuerdo sobre la cuantía, y finalmente concedió 290,6 millones de euros en concepto de daños más intereses y costes.

580. En *Cube c. España*, ⁸⁰⁰ el tribunal consideró en detalle y rechazó una objeción preliminar relativa al derecho de la UE. ⁸⁰¹ El TCE, incluido el Artículo 16, tenía aplicación general

⁷⁹⁶ Ibíd, párr. 595.

⁷⁹⁷ Ibíd, párr. 600.

⁷⁹⁸ Ibíd, párr. 647.

⁷⁹⁹ Ibíd, párr. 650.

⁸⁰⁰ Cube c. España (Decisión).

⁸⁰¹ Ibíd, párr. 138.

incluso dentro de la UE,⁸⁰² y no fue desplazado por el TFUE. Tampoco era aplicable el TFUE en virtud del Artículo 26.6 del TCE, porque no constituía un 'principio de derecho internacional'. En resumen:

El presente Tribunal no debe aplicar el derecho español ni el derecho de la UE, ni adoptar una decisión sobre ninguna cuestión de estos derechos. En virtud de las disposiciones relativas al derecho aplicable que resultan vinculantes para el presente Tribunal, el derecho español y el derecho de la UE son relevantes solo como hechos a la luz de los cuales han de determinarse los derechos y obligaciones de las Partes en virtud del TCE y del derecho internacional. Así, por ejemplo, el presente Tribunal no aplica las disposiciones del derecho de la UE relativas a ayudas Estatales, ni tampoco adopta decisión alguna en lo que se refiere a su interpretación. Solo son relevantes como parte de la matriz de hecho, y en este caso, especialmente como parte del fundamento de hecho para las determinaciones de qué trato podrían esperar las Demandantes con respecto a sus centrales eléctricas en España. 803

- 581. Pero confirmó la tercera objeción preliminar relacionada con las medidas tributarias y el IVPEE.⁸⁰⁴
- 582. En cuanto al fondo, el tribunal consideró que, cuando se tomaron las decisiones de construir las plantas de energía renovable, las inversiones se hicieron en función de la estabilidad del régimen del RD 661/2007. Las sentencias del Tribunal Supremo de España de 2005 y 2006 no abordaron el TCE ni la reclamación en virtud de las expectativas legítimas, sino que se basaron en la Constitución; "[n]o consideramos que las sentencias hayan advertido a las Demandantes de que podrían reducirse o anularse las tarifas y primas establecidas por el RD 661/2007 en contraposición a los términos del propio RD 661/2007". 806

⁸⁰² Ibíd, párr. 124.

⁸⁰³ Ibíd, párr. 160.

⁸⁰⁴ Ibíd, párrs. 230-233.

⁸⁰⁵ Ibíd, párr. 296.

⁸⁰⁶ Ibíd, párr. 300.

Esta conclusión no implica que a España no le asistía el derecho de modificar el RD 661/2007 o que el Régimen de 2007 se encontrara "petrificado" en algún sentido. Sin embargo, implica efectivamente que el equilibrio logrado en el RD 661/2007 entre los intereses de los consumidores y los productores de electricidad estaba, y se preveía que estuviera, garantizado por un régimen que los inversores podrían estar seguros de que no sufriría modificaciones para las plantas existentes inscritas bajo el Régimen Especial, salvo de conformidad con los procedimientos establecidos en el RD 661/2007 – o al menos, que no se modificaría de manera tal que alterara significativamente el equilibrio económico existente al momento en que se realizara una inversión sobre la base del RD 661/2007.⁸⁰⁷

Pero la intangibilidad creada por la confianza de las demandantes en el RD 661/2007 era relativa, no absoluta. En particular, se distinguía entre las expectativas legítimas de un inversor en 2008-9 (las inversiones FV) al amparo del RD 661/2007 y las inversiones realizadas en 2011-12 (las inversiones hidroeléctricas) tras los cambios normativos de 2010-11. Por lo tanto, existía una diferencia significativa entre los riesgos regulatorios que se corrían en las dos clases de inversiones: "cualquier inversor razonable habría adoptado una visión mucho más prudente de la medida en que se podía confiar en la continuación del régimen jurídico existente, pero no habría tenido motivos para esperar el abandono completo del Régimen Especial". 808

El Tribunal no considera que al momento de realizar sus inversiones en instalaciones hidroeléctricas en 2011 y 2012, las Demandantes podían confiar razonablemente en que no existiría ninguna modificación respecto del Régimen Especial aplicable a las instalaciones existentes. El Régimen Especial estaba claramente sometido a tanta presión económica que era insostenible en su condición actual; y debían esperarse ajustes a dicho Régimen Especial. De manera realista, los productores de electricidad deben haber reconocido que existía una presión considerable con el fin de

⁸⁰⁷ Ibíd, párr. 308.

⁸⁰⁸ Ibíd, párr. 333. [Traducción del Tribunal].

reducir sus ganancias, y deben haber esperado que se adoptaran medidas en ese sentido. 809

- 584. Los cambios introducidos hasta el RDL 2/2013, incluso considerados de forma conjunta, no incumplían el Artículo 10.1 del TCE. Sin embargo, los cambios posteriores, que comenzaron con el RDL 9/2013 y culminaron con el RD 413/2014 y la OM IET/1045/2014, "representaron un cambio fundamental en la base económica de la relación entre el Estado y las Demandantes", y sí constituyeron tal incumplimiento. S11
- 585. La diferencia entre las inversiones anteriores y posteriores surgió en la etapa de *quantum*: en palabras del tribunal "a diferencia de las plantas FV, la representación en la que los inversores tenían derecho a confiar en 2011-2012 no se extiende a toda la vida útil de las plantas: y se limita a cambios radicales". El tribunal concedió unánimemente 2,89 millones de euros en concepto de indemnización por daños en relación con la inversión FV, sin ningún descuento regulatorio, pero por mayoría concedió un 40% de descuento en relación con el riesgo regulatorio en el caso de la demanda hidroeléctrica, lo que dio lugar a una compensación de 30,81 millones de euros en el laudo definitivo posterior. 813
- 586. El profesor Tomuschat disintió sobre este último punto: en su opinión ...

En general, no puede considerarse que un inversor detente un derecho adquirido a la continuidad del sistema administrativo según el cual se le proporcionará una ventaja prometida. La garantía otorgada se trata de una garantía de valor económico. De qué manera se deberá otorgar la ventaja relevante es una cuestión que ha de determinar principalmente el Estado receptor. Por lo tanto, las Demandantes podrían reclamar una compensación de conformidad con las normas generales de responsabilidad solo si pudiera demostrarse que la transformación del sistema fue tan lejos como

⁸⁰⁹ Ibíd, párr. 334.

⁸¹⁰ Ibíd, párr. 424.

⁸¹¹ Ibíd, párr. 427. [Traducción del Tribunal].

⁸¹² Ibíd, párr. 512. [Traducción del Tribunal].

⁸¹³ Cube Infrastructure Fund SICAV y otros c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/15/20, Laudo, 15 de julio de 2019.

para poner en duda la garantía de una rentabilidad razonable. Según mi análisis de los hechos, esto no se ha demostrado. 814

En 9REN c. España, 815 el tribunal adjudicó 42 millones de euros a un inversor 587. luxemburgués por una infracción del Artículo 10.1 del TCE, desestimando todas las demás reclamaciones. Consideró que el RD 661/2007 contenía una cláusula de exención de responsabilidad que daba lugar a expectativas legítimas en cuanto a un régimen de incentivos estable. El tribunal coincidió con la UNCTAD en 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'". 816 En base a esto, el tribunal de 9REN decidió que el RD 661/2007 constituye un compromiso claro y específico.817 Sin embargo, en opinión de este Tribunal, la Ley 54/1997 establecía un principio general, que otorgaba al Gobierno la competencia para aplicarlo por vía reglamentaria. Debía aplicarse mediante reglamentos que naturalmente cambiarían, y cambiaron, y no en ninguna dirección uniforme que favoreciera a sus beneficiarios.⁸¹⁸ En particular, no existe una expectativa legítima de que los subsidios nunca fueran reducidos o limitados. En consecuencia, el RD 611/2007 no constituye un compromiso específico del que puedan derivarse expectativas legítimas.

(6) Las conclusiones del Tribunal sobre Responsabilidad

588. La jurisprudencia sobre el Artículo 10.1, primera y segunda frases, TCE, es bastante variable. Los tribunales del TCE han reafirmado su jurisdicción de manera uniforme a pesar de *Achmea* y de las decisiones de la CE, aunque el razonamiento ha variado un poco. Los argumentos de inadmisibilidad han fracasado. En cuanto al fondo, algunos tribunales

⁸¹⁴ Cube c. España (Decisión), Opinión Separada y Parcialmente Disidente del Profesor Christian Tomuschat, párr. 25. [Traducción del Tribunal].

^{815 9}Ren c. España (Laudo), RL-0123.

⁸¹⁶ Ibíd, párrs. 292, 294 que se refieren a Trato Justo y Equitativo de la UNCTAD, (2012) n. 263, pág. 69. [Traducción del Tribunal].

^{817 9}REN c. España (Laudo), párrs. 294-297, RL-0123.

⁸¹⁸ Ver, por ejemplo, los párrafos 108, 127, 166, 169-172.

han considerado que el nivel de subsidio del RD 661/2007 estaba efectivamente garantizado, aunque ésta es una opinión minoritaria. La mayoría de los tribunales han tratado de distinguir entre el estricto cumplimiento del *status quo* antes de 2013 (lo cual no es obligatorio, a falta de compromisos expresos por parte del Estado) y el abandono sustancial del sistema de ayudas en su conjunto (lo cual incumpliría el estándar del TCE). Las cuestiones relativas a las ayudas estatales han sido obviadas en general, aunque con escaso razonamiento.⁸¹⁹

- Hay una división en las decisiones entre los tribunales que han concedido cantidades sustanciales en concepto de indemnización (a veces de cientos de millones de euros) y los que, por cualquier motivo, han tratado de limitar en cierta medida la reparación concedida. Entre los factores relevantes en este caso se han incluido la falta de diligencia debida por parte del inversor, el aumento de los niveles de riesgo a medida que los problemas del déficit del presupuesto de electricidad se reforzaron después de 2008, y la sensación de que algunos inversores han tratado de capitalizar indebidamente las generosas disposiciones de incentivos de España. Por otra parte, si bien se han citado las decisiones favorables de los tribunales superiores españoles, en general no se han aplicado para limitar las compensaciones.
- 590. No obstante, el Tribunal, por mayoría, no discierne un incumplimiento general del estándar de TJE plasmado en la primera y segunda frase del Artículo 10.1, TCE. Para llegar a esta conclusión, el Tribunal toma en cuenta los siguientes aspectos:
 - (a) La inversión fue realizada por BayWa RE en 2009 y posteriormente, en un momento en que la situación económica era problemática y así fue reconocido por el Parlamento y el Tribunal Supremo en ese momento.

⁸¹⁹ La principal excepción entre las decisiones de los TBI es la disidencia del Árbitro Raúl Vinuesa en el caso *Greentech*: párrafo 573 *supra*. Algunos tribunales se han contentado con desestimar los argumentos sobre el derecho de la UE por considerarlos irrelevantes para la responsabilidad del derecho internacional, pero el hecho de que un inversor tenga una expectativa legítima en el momento de la inversión no es una cuestión pura de derecho internacional, aparte de lo dispuesto en el Artículo 26.6 del TCE.

- (b) En particular, en el preámbulo del RDL 6/2009 se hace referencia a los "graves problemas que, en el contexto actual de crisis financiera internacional, está afectando profundamente al sistema y pone en riesgo, no sólo la situación financiera de las empresas del sector eléctrico, sino la sostenibilidad misma del sistema". Este desajuste resulta insostenible". 820
- (c) La diligencia debida fue limitada en lo que respecta a las posibles limitaciones impuestas por el derecho de la UE.
- (d) España no realizó ninguna declaración específica o vinculante al inversor como tal, ni antes de 2009, ni después. La legislación está sujeta a modificaciones según cambien las circunstancias, y dentro de unos límites amplios los inversores asumen el riesgo de que sean necesarios cambios no discriminatorios en los subsidios financieros.
- (e) El Demandado trató de evitar cambios importantes mediante una serie de medidas -incluyendo cambios en las horas de operación susceptibles de recibir subsidios, el IVPEE, añadiendo un peaje de acceso para utilizar las redes de transporte y distribución y suprimiendo el régimen de remuneración por *feed-in* del RD 661/2007 para las nuevas instalaciones del Régimen Especial. En la medida en que estas medidas son de la competencia del Tribunal, no son afirmadas por las Demandantes como infracciones del Artículo 10.1 del TCE. Sus reclamaciones se centran en las Medidas Controvertidas de 2013 y 2014.
- (f) Las Medidas Controvertidas presentan un caso más sólido de incumplimiento. Al menos en un aspecto -el *claw-back* de los subsidios legalmente pagados y recibidos- se incumplió la norma del TJE, como ha sostenido el Tribunal. En otros aspectos, también pueden ser criticadas, en particular por la magnitud de la

⁸²⁰ RDL 6/2009, Preámbulo, C-0399. Ver también R-0088.

⁸²¹ Ver los párrafos 496 y 533 supra.

reducción de los subsidios, incluso dejando de lado el *claw-back*. Pero, por otro lado, sobrevivió un sistema de apoyo sustancial, con prioridad de acceso mantenido y una rentabilidad para las plantas de energía eólica a nivel de una TIR del 7,98%. 822 En estas circunstancias, el Tribunal (por mayoría) no considera que ese aspecto del nuevo sistema constituya un trato injusto e inequitativo.

(g) El Tribunal se ve reforzado en esta conclusión por consideraciones de derecho europeo. Hacia el año 2010, si no antes, los subsidios del Régimen Especial eran posiblemente categorizables como ayudas estatales y notificables como tales a la CE: los subsidios no fueron notificados, y no eran ejecutables como tales a la espera de la aprobación de la CE tras la notificación, lo que nunca ocurrió. Esto les daba una vulnerabilidad añadida.

591. Por estas razones, el Tribunal considera:

- (a) que el régimen europeo de ayudas estatales y el TCE se aplican simultáneamente a la inversión y forman parte del derecho aplicable.
- (b) que los subsidios del Régimen Especial constituían una ayuda estatal no notificada que era, por ese motivo, ilegal. Sin embargo, la CE nunca dictaminó que fueran ilegales, nunca ordenó ningún reembolso y nunca sacó ninguna otra conclusión jurídica de ese hecho.
- (c) que las Demandantes no podían tener una expectativa legítima de que los subsidios del Régimen Especial, en particular en los términos del RD 661/2007, seguirían pagándose durante toda la vida útil de sus Plantas.
- (d) que, en estas circunstancias, el *clawing back* por parte de España, después de 2013, de los subsidios pagados anteriormente a niveles superiores a las cantidades que habrían sido pagaderas en virtud de las Medidas Controvertidas, si hubieran estado

⁸²² Ver el párrafo 514 supra.

en vigencia en los años anteriores, incumplió la obligación de estabilidad prevista en el Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE.

- (e) que esta conclusión no es, a la fecha de esta Decisión, inconsistente con el derecho de la UE aplicada a la inversión de las Demandantes.
- 592. El árbitro Grigera Naón disiente de estas conclusiones sobre el Artículo 10.1, por las razones explicadas en la opinión disidente adjunta.
- 593. La siguiente pregunta es las implicaciones de estas conclusiones sobre el *quantum*. A esto torna ahora el Tribunal.

VII. DAÑOS

(A) LA POSICIÓN DE LAS DEMANDANTES

- 594. Las Demandantes alegan que tienen derecho a la plena reparación del daño sufrido a causa de las Medidas Controvertidas. Reclaman una reparación por el incumplimiento de sus derechos en virtud del TCE. 823 Para determinar el daño, el Tribunal debe tener en cuenta la fecha de entrada en vigor de las Medidas Controvertidas. 824 Para ello, debe utilizar un análisis del flujo de caja descontado (FCD). 825 Este método se ha aplicado con frecuencia en controversias relativas al TCE por tribunales internacionales. 826
- 595. En virtud del principio de reparación integral, según las Demandantes, sus daños consisten en dos partes diferentes. En primer lugar, están los *Daños Pasados*, que se calculan comparando el valor de los flujos de dinero libres en un escenario real y otro contrafáctico hasta el 31 de diciembre de 2015. En segundo lugar, los Demandantes reclaman *Daños Futuros*, que consisten en la diferencia en valor de la inversión de los Demandantes en los

⁸²³ Memorial de las Demandantes, párr. 1066.

⁸²⁴ Ibíd, párr. 1092; Según las Demandantes, las medidas del Demandado entraron en vigor el 1 de enero de 2013.

⁸²⁵ Memorial de las Demandantes, párr. 1088.

⁸²⁶ Réplica de las Demandantes, párr. 1220.

escenarios real y contrafáctico. En el Escenario Real, los expertos proyectan cómo habría sido la rentabilidad de la inversión de las Demandantes si las Medidas Controvertidas se hubieran aplicado en todo su esplendor. En el escenario contra-fáctico, los expertos asumen que BayWa solo tiene derecho a recibir pagos según el RD 661/2007. 828

- 596. Más aún, las Demandantes argumentan que el método FCD es el método adecuado para la cuantificación de sus daños. Dos hechos hacen que el método sea particularmente apropiado para la cuantificación de los daños en los arbitrajes del TCE. Primero, La Muela es un proyecto completamente desarrollado que ha estado operando por más de una década. En segundo lugar, La Muela tiene un historial claro y comprobado. 829
- 597. Para cuantificar los Daños Pasados, el experto de las Demandantes calculó "los flujos de caja libres negados a las Sociedades del Proyecto desde la fecha en que las medidas del Demandado entraron en vigor (1 de enero de 2013) hasta la Fecha de Valoración (31 de diciembre de 2015)". 830 En total, los Daños Pasados ascienden a 16.303.851 euros. 831
- 598. Para cuantificar los Daños Futuros, los expertos de las Demandantes aplican un análisis FCD para determinar el impacto de las Medidas Controvertidas en la inversión. Para ello, calculan la diferencia entre la inversión de las Demandantes en el Escenario Real y en el Escenario Contrafáctico. Para esto, los expertos tienen en cuenta dos períodos. El primer período va de 2016 a 2027, que constituye la vida útil de las plantas. El segundo período va de 2028 a 2043 y tiene en cuenta las tarifas reducidas del RD 661/2007 y los precios de mercado más altos a partir de 2022. En total, los Daños Futuros ascienden a 45.627.673 euros. 833

⁸²⁷ Memorial de las Demandantes, párr. 1091.

⁸²⁸ Ibíd, párrs. 1088-1090.

⁸²⁹ Réplica de las Demandantes, párr. 1219.

⁸³⁰ Memorial de las Demandantes, párr. 1092.

⁸³¹ Ibíd, párr. 1093.

⁸³² Ibíd, párr. 1095.

⁸³³ Ibíd, párr. 1097.

- 599. En la Audiencia de noviembre de 2017, KPMG actualizó el importe total de los daños el 30 de septiembre de 2017, teniendo en cuenta los nuevos datos. Sobre la base de este informe, BayWa alega daños, sin intereses, de 70.734.037 euros.⁸³⁴
- 600. Además, las Demandantes alegan que, si el Tribunal considerara que las Demandantes no tienen derecho a más que un "retorno razonable", tendrían, no obstante, derecho a indemnización por daños.⁸³⁵ Ello se debe a que la TIR del proyecto en virtud de las Medidas Controvertidas de los parques eólicos en España es del 7,08%, mientras que la tasa de rentabilidad razonable estimada para los productores de energía renovable es del 9,40%. En consecuencia, el daño financiero en términos de la TIR es del 2,33%.⁸³⁶
- 601. Finalmente, las Demandantes reclaman intereses posteriores al laudo. El fundamento de esta reclamación es el Artículo 13.1 del TCE, que permite que se apliquen intereses a un "tipo comercial fijado con arreglo a criterios de mercado". Además, debe añadirse un componente de moratoria punitiva del 2% para garantizar el pago puntual del laudo. 837
- 602. En total, la reclamación de las Demandantes por daños asciende a 74 millones de euros al 30 de septiembre de 2017. 838

(B) La Posición del Demandado

603. El Demandado argumenta que las Demandantes no han sufrido ningún daño. Por consiguiente, el resultado de su análisis sobre daños es que las Demandantes no pueden reclamar ninguna indemnización. Además, España mantiene su argumento de que la cuantificación de las Demandantes es totalmente especulativa. Además, sostiene que el

⁸³⁴ Audiencia noviembre de 2017, KPMG, Presentación del Testigo, ejercicio ilustrativo, Diapositiva 70.

⁸³⁵ Réplica de las Demandantes, párrs. 1226-7.

⁸³⁶ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 3, 749:6-11, refiriéndose a KPMG, Presentación del Testigo, ejercicio ilustrativo, Diapositiva 75.

⁸³⁷ Réplica de las Demandantes, párrs. 1233-1240.

⁸³⁸ Audiencia noviembre de 2017, KPMG, Presentación del Testigo, ejercicio ilustrativo, Diapositiva 49.

⁸³⁹ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1342.

⁸⁴⁰ Ibíd, párrs. 1348-1355.

análisis FCD no es un método adecuado para cuantificar los daños de las Demandantes, aun suponiendo que hayan sufrido daños.⁸⁴¹

- 604. En primer lugar, el Demandado critica el método de cálculo elegido por KPMG. En opinión de España, el supuesto daño no ha sido probado, lo que hace que los daños reclamados sean especulativos e hipotéticos. Además, el Tribunal Supremo español ha dictado más de un centenar de sentencias en las que se rechazan los métodos de cuantificación especulativa utilizados por las Demandantes. Según el Tribunal Supremo, dicho método "carece del necesario rigor y seguridad". 842
- 605. Además, España sostiene que el método del FCD es inadecuado y que el Tribunal debería adoptar un método basado en el valor de los activos. A su juicio, las siguientes circunstancias hacen que el método del FCD sea inadmisible:
 - (a) El hecho de que se trate de un negocio intensivo en capital, con una importante base de activos. La práctica totalidad de sus costes son costes de inversión en infraestructuras tangibles. No existen intangibles relevantes que valorar.
 - b) La alta dependencia de los flujos de caja de elementos exógenos volátiles e impredecibles, como el precio del pool, entre otros.
 - c) La debilidad financiera de las estructuras de *Project Finance* sin recurso pactadas, que apalancaron excesivamente las plantas eólicas, comprometiendo y condicionando su viabilidad.⁸⁴³
- 606. En conjunto, estas circunstancias llevan a la conclusión de que el método FCD no es aplicable. En consecuencia, el Tribunal debe aplicar un método de cuantificación basado en los activos, teniendo en cuenta la rentabilidad y el valor contable de la inversión.⁸⁴⁴

⁸⁴¹ Ibíd, párrs. 1356-1368.

⁸⁴² Ibíd, párrs. 1348-1355; Dúplica del Demandado, párrs. 1603–1610.

⁸⁴³ Memorial de Contestación del Demandado, párr. 1362.

⁸⁴⁴ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1364-1368; Dúplica del Demandado, párrs. 1611–1619.

- 607. Además, España argumenta que la rentabilidad de las Demandantes ha sido superior a la tasa de rentabilidad razonable. Según los cálculos de Econ One, la TIR media de las Demandantes después de la promulgación de las Medidas Controvertidas asciende al 8,88% antes de impuestos. En comparación con la rentabilidad antes de impuestos conforme a las Medidas Controvertidas, que es del 7,398%, o la rentabilidad razonable calculada por Econ One, no hay ningún impacto negativo. Como resultado, BayWa no tiene derecho a ninguna compensación. 845
- Así y todo, Econ One realiza un análisis subsidiario del FCD para demostrar que no ha habido ningún impacto negativo en la inversión de las Demandantes. Para comparar el escenario real con el escenario contrafáctico, Econ One aplica criterios similares a los de KPMG. Sin embargo, utiliza un riesgo menor en el Escenario Real. En cuanto al Escenario Contrafáctico, Econ One cambia los parámetros del análisis, teniendo en cuenta (i) la inversión inicial, (ii) los flujos de caja generados por los Proyectos y (iii) una rentabilidad razonable de la inversión inicial, alcanzando un resultado diferente en comparación con el análisis de KPMG. De acuerdo con el análisis del FCD de Econ One, no hay ningún impacto negativo de las Medidas Controvertidas en la inversión de las Demandantes, ya que el valor de la inversión ha aumentado en 23,6 millones de euros. 846
- 609. El Demandado no se opone a la aplicación de intereses anteriores al laudo. Sin embargo, es necesario distinguir entre los intereses anteriores y los posteriores. España argumenta que los tipos de interés previos al laudo identificados por KPMG son inapropiados y deben seguir un "short-term risk-free rate" según lo calculado por Econ One. El interés posterior a la adjudicación que se reclama es de carácter punitivo y no está permitido por el derecho internacional. España se remite al párrafo 4 de los Comentarios al Artículo 36

⁸⁴⁵ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1369-1372; Dúplica del Demandado, párrs. 1620–1627.

⁸⁴⁶ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1373-1383; Dúplica del Demandado, párrs. 1628–1633.

⁸⁴⁷ Memorial de Contestación del Demandado, párrs. 1384-1387; Dúplica del Demandado, párrs. 1636–1637.

de los Artículos sobre la Responsabilidad del Estado por hechos Internacionalmente Ilícitos, que dice expresamente que:

[...] La indemnización corresponde al daño económicamente evaluable sufrido por el Estado lesionado o sus nacionales. No se trata de castigar al Estado responsable, ni la indemnización tiene un carácter expresivo o ejemplar [...]

Por lo tanto, las Demandantes no pueden demandar un interés punitivo posterior a la adjudicación. 848

- 610. Por último, España sostiene que la solicitud relativa al pago de una compensación por impuestos que pudieran devengarse en Alemania es inadmisible e injustificada. Esto se debe a tres razones. En primer lugar, el Artículo 21 del TCE contiene una excepción fiscal, que no permite a las Demandantes solicitar una compensación por hipotéticos impuestos que puedan tener que pagar. Además, la imposición de tales impuestos no puede atribuirse al Demandado en virtud de los Artículos de la CID sobre la Responsabilidad del Estado, ya que el impuesto es aplicado al Demandado por un tercer Estado. No se trata de un acto del Demandado, y no puede atribuirse a España. En segundo lugar, las Demandantes no han presentado ninguna prueba de su obligación de pagar impuestos sobre el laudo en Alemania, donde el laudo quedaría amparado bajo un principio denominado "exención por participación". Esta exención permite la distribución libre de impuestos de dividendos entre las sociedades matrices y sus filiales dentro de la UE. En tercer lugar, esto hace que la reclamación sea "especulativa, contingente e incierta". Esta conclusión se ve respaldada por el hecho de que las Demandantes no han presentado ningún fundamento jurídico para la hipotética tributación, ni ningún informe de expertos fiscales. 849
- 611. En suma, las Demandantes no tienen derecho a reclamar ningún tipo de indemnización por daños.

⁸⁴⁸ Dúplica del Demandado, párrs. 1639–1648. [Traducción del Tribunal]

⁸⁴⁹ Dúplica del Demandado, párrs. 1649–1672.

(C) EL ANÁLISIS DEL TRIBUNAL

- 612. De las decisiones del Tribunal sobre jurisdicción y responsabilidad se desprende que no pueden aceptarse ninguna de las reclamaciones primarias de las Partes en cuanto al *quantum*.
- 613. En cuanto a la jurisdicción, la demanda principal de las Demandantes incluye una cantidad a cuenta del IVPEE, que el Tribunal ha considerado se encuentra fuera de su jurisdicción.
- 614. En cuanto al fondo, los peritos de las Demandantes valoran la reclamación sobre la base del "reglamento vigente en el momento en que los proyectos fueran adquiridos por BayWa". Es decir, KPMG se basa en el marco normativo reflejado en el RD 661/2007 modificado en 2010.850 Sin embargo, la mayoría del Tribunal ha sostenido que las inversiones de las Demandantes no tenían derecho a subsidios al nivel del RD 661/2007, ni tampoco una expectativa legítima de tales subsidios. Además, incluso si hubiera existido tal expectativa, la situación contrafáctica no hubiera sido, como sostienen las Demandantes, el RD 661/2007, con o sin modificaciones, sino algo más indeterminado.
- 615. Sin embargo, no es necesario seguir examinando estas cuestiones. El Tribunal ha sostenido que el incumplimiento del Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE, se limita a la reducción retroactiva del retorno permitido. La pregunta es cómo valorar esa cantidad.
- 616. Al igual que el tribunal de *RREEF*, este Tribunal no ha podido, a pesar de sus mejores esfuerzos, cuantificar el monto de esta reducción retroactiva sobre la base de los informes de los expertos y los documentos de trabajo y apoyo presentados por los respectivos expertos de las Partes. Sin embargo, el Tribunal está convencido de que los expertos de las Partes están cualificados y tienen un conocimiento suficiente del caso, y que los diferentes resultados obtenidos por ambos expertos son el resultado de los distintos métodos de cálculo que aplicaron. En consecuencia, el Tribunal decide (por mayoría) que

⁸⁵⁰ Ver p. ej. Primer Informe de Daños de KPMG, pág. 14, nota al pie 11 [sic], CER-0002.

las Partes, con la asistencia de sus expertos, deberán buscar llegar a un acuerdo sobre el impacto de la aplicación retroactiva ilegal de las Medidas Controvertidas, asumiendo una vida regulatoria de 25 años para las plantas eólicas, pero por lo demás sobre la base de que esas medidas eran compatibles con el TCE.

617. Si dentro de los 3 meses siguientes a la fecha de esta Decisión, las Partes no llegaran a un acuerdo sobre el monto a pagar, cualquiera de las Partes podrá solicitar al Tribunal que decida sobre las cuestiones pendientes en la controversia, de conformidad con un breve intercambio de escritos. Si las Partes llegaran a un acuerdo sobre el monto adeudado, deberán informarlo al Tribunal para que éste pueda emitir un Laudo que incorpore esta Decisión y se ocupe de toda cuestión residual, incluidos los costos, dando así por terminado el procedimiento.

(D) LA RECLAMACIÓN SOBRE IMPUESTOS

- 618. Una cuestión de *quantum* que puede resolverse en esta etapa es la reclamación relativa a la posible tributación, que el Tribunal ya ha considerado admisible. Queda por examinar el fondo de esa reclamación.
- 619. Las Demandantes solicitan una indemnización por el hipotético pago de impuestos en Alemania con el fin que puedan recibir una reparación íntegra. 851 El Demandado rechaza esta pretensión porque no se le puede considerar responsable del pago de medidas fiscales aplicadas por un tercer Estado.
- 620. En la Audiencia de noviembre de 2017, en respuesta a una pregunta del Tribunal, las Demandantes mencionaron brevemente la reclamación sobre el impuesto. 852 Durante su contrainterrogatorio, el Sr. Solé Martin, el experto de las Demandantes, admitió que no era un experto tributario. 853

⁸⁵¹ Réplica de las Demandantes, párr. 1241.

⁸⁵² Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 11:9-10, 151:9 y siguientes.

⁸⁵³ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 3, 656:2-7.

621. El Tribunal coincide con el Demandado en que, sobre la base de las pruebas de las que se dispone actualmente, existe incertidumbre en cuanto a la posición jurídica sobre los daños y la tributación. No está claro en qué momento los daños y perjuicios concedidos habrían sido gravados en el curso normal y remitidos total o parcialmente a BayWa RE en Alemania. En este contexto, es significativo que no parece haber ningún precedente que haya concedido compensación por el equivalente al impuesto bruto que pudiera aplicar un tercer Estado. En tres casos ya los tribunales han rechazado esas reclamaciones.

622. En el caso *Eiser*, el tribunal señaló que:

[...] no recibió evidencia para demonstrar si algún impuesto podría ser realmente debido sobre un laudo futuro o el monto del mismo, y sólo alegatos limitados sobre las cuestiones planteadas por esta reclamación. Dadas estas circunstancias, el Tribunal no puede tomar una decisión sobre si o cuándo una compensación por el pago de impuestos como la que se reclama aquí podría ser apropiada. Por ende, esta parte de la reclamación por daños de las Demandantes se debe rechazar.⁸⁵⁵

623. En *Masdar* el tribunal concluyó que:

[...] Demandante no aportó pruebas suficientes de una obligación futura real impuesta por su jurisdicción de origen de pagar impuestos sobre un laudo pagado por un gobierno extranjero. La "Asesoría Fiscal" en la que Brattle basa la inclusión en sus cálculos de una compensación por el pago de impuestos no brinda una respuesta categórica a la "pregunta de [...] si un laudo otorgado por la pérdida de valor de las acciones en Torresol podría estar exento de impuestos holandeses en virtud de la exención de participación holandesa". 856

624. En Antin el tribunal afirmó que:

⁸⁵⁴ Tr-Esp., Audiencia noviembre 2017, Día 1, 264:1-18.

⁸⁵⁵ *Eiser c. España* (Laudo), párr. 456, CL-0217.

⁸⁵⁶ Masdar c. España (Laudo), párr. 660, CL-0231.

[...] corresponde a los Demandantes demostrar si se adeudará algún tipo de impuesto sobre la indemnización establecida por un futuro laudo y en qué suma. No hay pruebas en el expediente acerca del tipo y monto de impuesto que pudiera adeudarse con respecto al otorgamiento de indemnización, como tampoco acerca de si dicho impuesto se vería afectado por el régimen al que están sujetos los Demandantes como contribuyentes en la(s) jurisdicción(es) en cuestión. En estas circunstancias, el Tribunal no está en posición de determinar si habría un impacto tributario específico que requiera una compensación impositiva como la que reclaman los Demandantes. Por lo tanto, esta parte de la reclamación de daños de los Demandantes se debe rechazar.⁸⁵⁷

- 625. La situación en el presente caso se complica por la incertidumbre en cuanto a la posición fiscal alemana.
- 626. En opinión del Tribunal, las Demandantes no fundamentaron su solicitud de compensación por el eventual pago de impuesto. Por consiguiente, no es necesario decidir si, en principio, tal pretensión podría justificarse, o no.
- 627. Por estas razones, el Tribunal rechaza la reclamación de las Demandantes sobre este punto.
- 628. En cuanto a los intereses anteriores y posteriores al laudo, esto puede dejarse para que las Partes lo acuerden o sea determinado en el laudo final. El Tribunal simplemente hace presente en esta etapa que, de conformidad con un principio reconocido, los laudos de intereses no pueden contener un elemento punitivo, sino que son puramente compensatorios.

VIII. CONCLUSIONES

629. Por estas razones, el Tribunal resuelve, por mayoría:

⁸⁵⁷ Antin c. España (Laudo), párr. 673, CL-0234.

- (a) que el régimen europeo de ayudas estatales y el TCE se aplican simultáneamente a la inversión y forman parte del derecho aplicable;
- (b) que las Demandantes no tenían una expectativa legítima de que los subsidios del Régimen Especial, en particular en los términos del RD 661/2007, se siguieran pagando durante toda la vida útil de sus Plantas;
- (c) que, en estas circunstancias, la recuperación por parte de España, en y después de 2013, de los subsidios pagados anteriormente a niveles superiores a las cantidades que habrían sido pagaderas en virtud de las Medidas Controvertidas, si hubieran estado en vigencia en esos años, incumplió la obligación de estabilidad prevista en el Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE;
- (d) que no hubo ningún otro incumplimiento del TCE;
- (e) que todas las demás reclamaciones deben ser desestimadas.
- 630. Las Partes deberán intentar llegar a un acuerdo sobre el impacto de la aplicación retroactiva e ilegal de las Medidas Controvertidas sobre la base de que esas medidas eran, en lo demás, compatibles con el TCE.
- 631. Si dentro de los tres meses siguientes a la fecha de esta Decisión las Partes no llegan a un acuerdo sobre el monto pagadero a este respecto, cualquiera de ellas podrá solicitar al Tribunal que decida sobre los asuntos pendientes en la reclamación, de conformidad con un breve intercambio de escritos. Si las Partes llegan a un acuerdo sobre el monto adeudado, deberán informarlo al Tribunal para que éste pueda emitir un Laudo que incorpore esta Decisión y se ocupe de las cuestiones residuales ya identificadas, incluidos los costos, dando así por terminado el procedimiento. El Tribunal se ocupará de los asuntos relacionados con los costes en el Laudo.
- 632. El Sr. Grigera Naón no está de acuerdo con estas conclusiones en la medida en que consideran que España no es responsable de la plena indemnización por el Nuevo

Régimen. En su opinión, España violó el Artículo 10.1, primera y segunda frase, del TCE, en 2013 al imponer ese régimen a los Parques Eólicos de las Demandantes, que ya estaban bien establecidos y tenían expectativas legítimas en cuanto al mantenimiento del Régimen Especial. Se adjunta una declaración de las razones de este desacuerdo.

[Firmado]	[Firmado]
Dr. Horacio A. Grigera Naón Árbitro	Sra. Loretta Malintoppi Árbitro
Sujeto a la Opinión Disidente Adjunta	
[Firmade	0]
Juez James R. C	Crawford
Presidente del Tribunal	

Horacio A. Grigera Naón

Doctor en Derecho

Opinión Disidente

BayWa r.e. Renewable Energy GmbH y BayWa r.e. Asset Holding GmbH y Reino de España (CASO CIADI N° ARB/15/16)

- 1. Esta opinión disidente se limita únicamente a las observaciones y conclusiones de la Decisión Mayoritaria sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Directrices sobre *Quantum* (la "Decisión"), a partir del párr. 456 relativo a la reclamación de las Demandantes basada en el estándar de trato justo y equitativo (el "TJE") de acuerdo con el Artículo 10.1 del Tratado sobre la Carta de la Energía (el "TCE"). Concretamente, disiento de las razones y conclusiones de la Decisión según las cuales las Demandantes sólo tendrían derecho a indemnización por daños por lo que la Decisión caracteriza como "...la reducción retroactiva del retorno permitido...", y no a una indemnización plena por toda la vida útil de las instalaciones de las Demandantes, y también con la base utilizada para establecer dicha indemnización. Por lo tanto, también estoy en desacuerdo con el análisis, las conclusiones y el camino a seguir en cuanto al quantum de los daños establecidos en los párrs. 612-617 de la Decisión.
- 2. Sin embargo, para evitar confusiones en cuanto al alcance de esta disidencia, comparto: a) la conclusión de la Decisión en los párrs. 483 y 484 de que una vida útil de 25 años es apropiada para los Parques Eólicos; b) el análisis y conclusiones sobre la reclamación de protección y seguridad de los Demandantes en los párrs. 528-534 de la Decisión; y c) el análisis y conclusiones de la Decisión respecto de la reclamación del impuesto sobre el valor agregado establecida en los párrs. 618-628 de la Decisión. Además, aunque puedan ser notables ciertas coincidencias en el enfoque y el razonamiento de esta disidencia y la Decisión, ello no resta importancia a los desacuerdos sustanciales que se ponen de manifiesto en el texto y las conclusiones que siguen. El suscrito considera que sólo la lectura conjunta de la presente disidencia y los párrafos de la Decisión que abarcan la reclamación de TJE permite identificar adecuadamente dichas esferas de desacuerdo, incluso en aquellos pasajes en que la Decisión no especifique que se dicta por mayoría.
- 3. Un análisis de TJE requiere un ejercicio de ponderación entre los derechos de las Demandantes en el marco jurídico que va de 1996 a 2012 (el "Régimen Especial") y el régimen establecido mediante medidas legislativas y regulatorias por el Gobierno español en 2013-2014 (el "Nuevo Régimen").
 - 4. Las Partes coinciden en que el Régimen Especial podía estar sujeto a cambios regulatorios. De lo que se trata, en definitiva, es de encontrar un equilibrio entre los derechos otorgados a las Demandantes y las expectativas de estabilidad, ganancia y utilidades que los

acompañan, mediante disposiciones concretas y específicas en el marco del Régimen Especial y, de las regulaciones del Nuevo Régimen que restringen o eliminan tales derechos o frustren dichas expectativas. Dicho equilibrio requiere una ponderación de diferentes factores junto con las nociones de razonabilidad y proporcionalidad. A este ejercicio me abocaré en lo sucesivo.

- 5. Un primer factor relevante que debe tenerse en cuenta en este ejercicio es que los derechos de las Demandantes en virtud del Régimen Especial y las expectativas de estabilidad, ganancia y utilidades que los acompañan se originan (sólo considerando las disposiciones legales concretas del Régimen Especial) en normas jurídicas específicas que tienen fuerza obligatoria por sí mismas. Por lo tanto, sin negar la importancia de las declaraciones generales o afirmaciones que generan expectativas legítimas en los inversores, el análisis debe centrarse primero y principalmente, en las disposiciones jurídicas imperativas que constituyen el núcleo del Régimen Especial.
- 6. Las expectativas que se derivan de las normas jurídicas de dicho Régimen Especial son necesariamente legítimas, entre otras cosas, porque, de lo contrario, la función misma de las normas legales –particularmente en las sociedades democráticas— de crear áreas de previsibilidad y seguridad que orienten la acción humana, se vería frustrada. También son objetivas, ya que se derivan de normas jurídicas específicas y no de una evaluación subjetiva. Como se establece en el laudo de 9REN¹:

"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 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".

Así pues, quienes cuestionan la pertinencia o los efectos de tales expectativas tienen la carga de probar los hechos y los fundamentos jurídicos que sustentan las razones para hacerlo.

- 7. Con este trasfondo, pasaré ahora a considerar los principales rasgos legales del Régimen Especial.
- 8. El Régimen Especial tuvo como punto de partida la Ley 54/1997 que preveía para las instalaciones eólicas de menos de 50 MW como las de las Demandantes (dichas

_

¹ 9REN c. España (Laudo), párr. 295, RL-0125. En el mismo sentido, Cube c. España (Decisión), en el párr. 388: "El Tribunal no considera necesario que se asuma un compromiso específico con cada demandante individual para que surja una expectativa legítima. Al menos en el caso de una industria altamente regulada, y siempre que las declaraciones sean lo suficientemente claras e inequívocas, basta con que se establezca un marco regulatorio con el fin manifiesto de atraer inversiones al ofrecer a los potenciales inversores la posibilidad de que las inversiones estén sujetas a un conjunto de principios regulatorios específicos que se mantendrán en vigor durante un plazo finito, como cuestión de política deliberada. Tales regímenes tienen la intención clara de crear expectativas en las que se basarán los inversores; y en la medida en que dichas expectativas sean objetivamente razonables, en los casos en que las inversiones se realizan, de hecho, en base a ellas, surgirán las expectativas legítimas".

instalaciones de las Demandantes, en adelante "Parques Eólicos") el derecho a optar por el precio pool (mercado) más la prima por la venta de su electricidad. La determinación de la prima² "... tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, la producción de calor útil económicamente justificable y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales" (el "Estándar de la Ley 54").

- 9. Los Parques Eólicos fueron construidos, puestos en marcha e inscritos en el RAIPRE según el RD 2818/1998 del 22 al 25 de noviembre de 2002³. En él se establecían ciertos parámetros orientadores y previsibles que definían el marco legal que, en términos generales, siguió siendo aplicable a los Parques Eólicos hasta el 2013; a saber, los Parques Eólicos podían vender directamente la electricidad a los distribuidores a una tarifa fija en pesetas españolas por cada kWh, o al pool (precio de mercado) más una prima fija en pesetas también por cada kWh. En virtud de este Decreto, las primas debían revisarse cada cuatro años teniendo en cuenta la evolución del precio del mercado de la electricidad, la cobertura de la demanda de las instalaciones y la incidencia en la gestión del Sistema Eléctrico en su conjunto. Al igual que los futuros decretos, el RD 2818/1998 estableció un régimen transitorio que permitía que las instalaciones anteriores a este Decreto permanecieran bajo el régimen anterior.
- 10. Seis años después se adoptó el RD 436/2004, el cual mantuvo la opción de tarifa fija (como porcentaje de la TMR o tarifa eléctrica media) y el precio pool más prima. Las tarifas, primas, incentivos y complementos amparadas por este Decreto entraron en vigor para las instalaciones que iniciaran operaciones el 1 de enero del segundo año tras la revisión de las tarifas bajo tal Decreto, es decir, excluyendo los Parques Eólicos de la aplicación retroactiva del mismo (Artículo 40.2). Esto se ve confirmado además en el Artículo 40.3 del Decreto, que establece que se aplicará "...sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores". Las primas bajo este decreto se establecieron a un precio en euros por kWh. Tal y como permitía el propio Decreto, los Parques Eólicos optaron en 2005 por no permanecer en el régimen del RD 2818/1998 hasta 2007 y vender la electricidad bajo la opción de precio pool/prima según el RD 436/2004, con la opción anual (nunca elegida por los Parques Eólicos) de pasar al régimen porcentual de la TMR.
- 11. Años después se adoptó el RD 661/2007. En él se establecía una tarifa de precios en euros por kWh ajustada al índice de precios al consumo (IPC) como una opción, y como otra opción, el precio pool más prima también fijado en un importe en euros por kWh, ajustado según el IPC, y sujeto a topes y pisos. El Artículo 44.3 de este Decreto establecía que no afectaría a las instalaciones puestas en marcha antes del segundo año siguiente en el que se hubiera realizado la revisión, excluyendo así su aplicación retroactiva a los Parques Eólicos.

² Ley 54/1997, Artículo 30.4.c, C-0032.

³ Audiencia noviembre 2017, Diapositivas de Apertura de las Demandantes (las "Diapositivas"), Diapositiva 85.

- 12. Los Parques Eólicos optaron por permanecer en la opción del precio pool más prima según el RD 436/2004 hasta el 31 de diciembre de 2012. A partir de entonces quedó sujeto [sic] al régimen del RD 661/2007 con la posibilidad de elegir anualmente entre la tarifa fija y la opción de precio pool más prima bajo este Decreto. El RD 661/2007 dispuso además que al vencimiento de un plazo de veinte años contados a partir del inicio de las operaciones de los Parques Eólicos (es decir, noviembre de 2022) la opción se extinguiría y, sin limitación temporal, la electricidad se vendería únicamente a precio de tarifa fija.
- Aunque el RDL 6/2009 si aludía al déficit de tarifa del sistema eléctrico entre sus razones, no afectó a las instalaciones eólicas como los Parques Eólicos, ya que sólo estableció requisitos más estrictos para los nuevos entrantes al Régimen Especial. Instalaciones eólicas como los Parques Eólicos no quedaron incluidas en el Nuevo Régimen promulgado por el RD 1565/2010, que redujo los beneficios económicos de las plantas FV (fotovoltaicas).
- En 2010 se adoptó el Real Decreto 1614. Entre otras cosas, dispuso que las primas del RD 661/2007 se reducirían en un 35%, pero que dicha reducción no se aplicaría a instalaciones como los Parques Eólicos que habían optado por permanecer en el régimen del RD 436/2004, las cuales permanecerían bajo los valores de prima y tarifa de 2010 (es decir, no los valores superiores de 2013 que se habrían aplicado en caso contrario) una vez finalizada la aplicación transitoria a los Parques Eólicos del RD 436/2004. Además, disponía (Artículos 5.2 y 5.3) que instalaciones como los Parques Eólicos no estarían sujetas a las revisiones de los límites superior e inferior de las tarifas y primas (todos ellos fijados a precios de kWh a partir de 2010) establecidos en el RD 661/2007⁴.
- Ante el déficit de tarifa del sistema eléctrico, el Artículo 1 del RDL 6/2009 del 7 de mayo de 2009, modificó la Ley 54/1997 fundamentalmente para imponer peajes de acceso a instalaciones del Régimen Especial como los Parques Eólicos exclusivamente para pagar los costes de las actividades del Régimen Especial consideradas como contribuyentes al déficit. Posteriormente, el RDL 14/2010, del 23 de diciembre de 2010, aumentó la carga del peaje a las instalaciones del Régimen Especial como los Parques Eólicos, también para hacer frente al déficit de tarifa.
- 16. El Real Decreto Ley 1/2012, también motivado por el déficit de tarifa del sistema eléctrico, suprimió el precio pool más prima contemplado hasta entonces. Sin embargo, esta medida sólo se aplicó a los nuevos entrantes al Régimen Especial, y el Decreto aclaró que no afectaba retroactivamente a los derechos adquiridos (incluidos los de los Parques Eólicos).
- A partir de 2013, el Nuevo Régimen puso drásticamente fin y, de hecho, hizo desaparecer el Régimen Especial introduciendo un "nuevo modelo" para la retribución de los productores de energía renovable como los Parques Eólicos⁵, esencialmente como sigue:
 - a) Eliminó la opción del precio más la prima (la elegida por los Parques Eólicos)

⁴ Diapositivas 106 y 108.

⁵ Orden Ministerial IET/1045/2014 de16 de junio de 2014 (la "Orden IET"), en 46430, C-0216.

- b) Cambió el factor de reajuste de las tarifas, eliminando los alimentos no procesados y los productos energéticos de la canasta de bienes y servicios.
- c) No ofreció ninguna posibilidad de continuar vendiendo electricidad a una opción de tarifa fija (lo que significa que los precios de la electricidad son fijados libremente por el mercado).
- d) Eliminó el régimen de tarifas y primas para todas las instalaciones de energía renovable, nuevas y antiguas, introduciendo por primera vez un sistema de retribución basado en costes estimados por unidad de potencia instalada más montos estimados para los costes de operación, y fijó una tasa de rentabilidad objetivo de 300 puntos por encima del retorno medio a diez años de los bonos del Estado español a diez años.
- e) Fijó los parámetros de retribución de las instalaciones tipo, incluidos los costos tipo (sin tener en cuenta los costos efectivos de cada instalación específica), como resultado de lo cual la rentabilidad razonable se fija en un 7,398% antes de impuestos para todas las instalaciones como los Parques Eólicos, con sujeción a revisiones periódicas cada tres y seis años. El primer período de seis años de este tipo caduca el 31 de diciembre de 2019, contado a partir de la entrada en vigor del RDL 9/2013 del 12 de julio de 2013)⁶. Una vez transcurrido el período regulatorio de las instalaciones (20 años después del comienzo de su funcionamiento en el caso de los Parques Eólicos), las instalaciones no recibirían ningún otro precio más que el precio pool (de mercado).
- f) Las instalaciones que se considere que han alcanzado ese nivel de rentabilidad razonable no podrían beneficiarse de una retribución específica pagada por el Estado que cubra los costos de inversión y de operación que no puedan recuperarse mediante ventas en el mercado de la electricidad, dichos costos corresponden a un estimado para una instalación tipo definida en la Orden IET sobre la base de los ingresos estimados obtenibles de las ventas en el mercado de la electricidad, los costos estimados necesarios para el funcionamiento de la instalación y el valor estimado de la inversión original para una empresa considerada eficiente y bien gestionada durante su vida útil.⁷
- 18. Hasta la promulgación del Nuevo Régimen, a diferencia de lo que había ocurrido con otras energías renovables como la fotovoltaica, las medidas adoptadas por el Gobierno español estuvieron dirigidas a preservar el Régimen Especial para instalaciones eólicas como los Parques Eólicos.
- 19. Esto es especialmente cierto en el caso de los Parques Eólicos, no sólo por los derechos específicos que les otorgaba el Régimen Especial, sino también por las sucesivas elecciones que hicieron para mantenerse en el marco del RD 436/2004, al ejercer la opción entre la tarifa regulada y el precio pool contemplada en dicho Decreto y permanecer en el RD

⁶ Orden IET, en 46431.

⁷ *Ibidem*, en 46432.

- 661/2007 sobre energías renovables y cogeneración una vez que el RD 436/2004 dejara de aplicarse a ellos.
- 20. Por ejemplo, la Comunicación Oficial del 25 de mayo de 2007 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Reino de España, en relación con el RD 661/2007, hacía énfasis en la rentabilidad y estabilidad de los incentivos del Régimen Especial, a la vez que destacaba tanto su carácter no retroactivo como su inaplicación a instalaciones que estuvieran ya en funcionamiento el 1 de enero de 2008, como los Parques Eólicos.
- 21. Entre otras cosas, este comunicado de prensa expresaba que el RD 661/2007 tenía como objetivo establecer "...un sistema estable de ayudas que garanticen una atractiva rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial", como parte "...del compromiso de la política energética de impulsar la utilización en nuestro país de las energías limpias, autóctonas y eficientes...". También expresó que el Decreto era una manifestación del compromiso del Gobierno español de buscar en la nueva regulación "...estabilidad en el tiempo que permita a los empresarios una programación a medio y largo plazo, así como una rentabilidad suficiente y razonable que, unida a la estabilidad, dote de atractivo a la inversión y a la dedicación a esta actividad". Asimismo, se estableció que "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 desarrollo⁸.
- 22. Las afirmaciones de esta nota de prensa, que son coherentes con la prohibición de aplicar retroactivamente nuevas disposiciones establecida en el Artículo 44.3 del RD 661/2007, constituyen declaraciones concretas de que las futuras revisiones de tarifa no tendrían efecto retroactivo y no afectarían a las instalaciones ya puestas en funcionamiento, aunque la estabilidad ofrecida no fuera ilimitada en el tiempo⁹.
- 23. En otras palabras, en parte por el ejercicio de los derechos contemplados en el Régimen Especial que les permite preservar el precio pool más la opción de prima, en parte por las propias disposiciones legales del Régimen Especial que les son aplicables y las expresiones atribuibles al Demandado en relación con el RD 661/2007, es justo decir que los Parques Eólicos podían confiar inequívocamente en la estabilidad del Régimen Especial diseñado específicamente para atraer su inversión a largo plazo en el sector español de las energías renovables.
- 24. Esto contrasta con los criterios de retribución introducidos por el Nuevo Régimen porque:
 - a) como se resume en el laudo Eiser¹⁰: El nuevo régimen no tiene en cuenta los costos reales (incluido el servicio de deuda) o las eficiencias reales de determinadas instalaciones de CSP existentes. Asimismo, dentro de los límites establecidos para garantizar volúmenes mínimos de producción, la remuneración ya no se basa en la cantidad de electricidad generada. Por el contrario, la remuneración de las plantas

⁸ Diapositivas 101-104.

⁹ Cube c. España (Decisión) cit. supra, en los párrs. 273, 311.

¹⁰Eiser c. España (Laudo), párr. 398, CL-0217.

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

- b) los inversores en los Parques Eólicos confiaban legítimamente en un mecanismo de remuneración basado en la producción de volúmenes de electricidad a un precio por kWh y no en un régimen de remuneración que dependiera exclusivamente de una relación entre los costos operativos normalizados y las entradas de efectivo o criterios de inversión eficientes, que, además, están todos desconectados de los costos operativos y los datos de inversión reales de los Parques Eólicos. Las referencias de rentabilidad razonable en diferentes disposiciones del Régimen Especial eran simplemente puntos de referencia sin establecer límites máximos de rentabilidad de las inversiones. Así, en el Régimen Especial, cuanta más electricidad se produjera, más retribución (y, eventualmente, un mayor retorno para los inversores) se obtenía, es decir, había un incentivo para producir más electricidad para suministrar al mercado, reduciendo la necesidad de inyectar fuentes menos respetuosas con el medio ambiente en la red eléctrica¹² (cabe señalar que el Nuevo Régimen no hace hincapié en las preocupaciones medioambientales);
- c) el Nuevo Régimen es perverso no sólo porque los rígidos criterios normalizados que impone *a posteriori* hacen que algunas instalaciones eólicas (como los Parques Eólicos) no sean rentables y que otras sí lo sean, sin tener en cuenta las características económicas reales de cada una de ellas en cuanto a sus costes reales de inversión y funcionamiento, entre otras cosas, sino también porque no permite a las Demandantes predecir los costos futuros y los parámetros de inversión así como las tasas de retorno para los años siguientes ya que dependen de variables determinadas unilateral y discrecionalmente por el Demandado, y en todo caso desvinculadas de las realidades de las inversiones y operaciones de las Demandantes;
- d) instalaciones eólicas como los Parques Eólicos no pueden adaptarse *a posteriori* a las características de inversión y operación existentes para encajar en los parámetros normalizados del Nuevo Régimen, lo que da lugar a la imposición de una rentabilidad máxima antes de impuestos, que tampoco tuvo en cuenta el régimen fiscal diferenciado al que pueden estar sujetas las instalaciones eólicas en función de su ubicación en las diferentes divisiones territoriales administrativas y fiscales del Reino de España, ¹³ lo cual deja la reducción de costes como única opción para alcanzar realmente la rentabilidad preestablecida del 7.398% de retorno antes de impuestos, aunque dicha reducción no sea realista o técnicamente conveniente, o aunque dichas reducciones puedan conducir a la desaparición económica o técnica de la instalación;

¹¹ Para instalaciones eólicas, reducidas de 25 a 20 años.

¹² Segundo Informe Regulatorio de KPMG, párr. 9, CER-0003.

¹³ *Ibidem*, párrs. 26-27.

- e) sin esos niveles de previsibilidad, la financiación de proyectos, que permite niveles de apalancamiento más altos que se traducen en un mejor valor para los consumidores (ya que esta forma de financiación es menos costosa que otras, incluidas los aportes de capital de los propietarios) no sería posible¹⁴.
- f) tanto el Decreto 6/2009 como el 14/2010 mencionados en el párr. 15 *supra*, así como el congelamiento del valor de los incentivos al año 2010, de conformidad con el Real Decreto 1614 descrito en el párr. 14 *supra*, constituían una garantía para los inversores en instalaciones eólicas como las de las Demandantes de que ya habían aportado la parte que les correspondía para hacer frente al déficit de tarifa en el contexto general del Régimen Especial existente de forma proporcional a sus beneficios en el marco de dicho Régimen y, por tanto, que no se les pedirían más sacrificios para hacer frente al déficit que, al fin y al cabo, no hay pruebas de que se haya originado o que se haya contribuido en forma significativa por los Parques Eólicos.

25. El expediente muestra además que:

- a) el déficit de tarifa abordado por el Nuevo Régimen se originó en el año 2000¹⁵, mucho antes de la promulgación de los decretos de 2004 y 2007 que constituyen el núcleo de los derechos y expectativas en los que se basan las reclamaciones de las Demandantes. El Gobierno español, ciertamente consciente del déficit, optó sin embargo por recargarlo aún más mediante la introducción del Régimen Especial con el fin de atraer, promover y beneficiarse de las inversiones en tecnologías de energía renovable. Si el Gobierno español calculó mal el equilibrio entre dicha carga y el sistema tarifario, o si el desequilibrio resultante no se cauterizó tempranamente, tiene por supuesto el derecho y la obligación de reequilibrar el sistema, pero no a costa de sacrificar los derechos y expectativas de los inversores como las Demandantes, que están protegidas por el TCE.
- b) Es indiscutible que desde el 2001 los Parques Eólicos se financiaron recurriendo a la financiación de proyectos. ¹⁶ No hay ninguna indicación en el marco del Régimen Especial o pruebas conexas de que la financiación de proyectos u otras formas de financiación deban excluirse del cálculo de los costos, la remuneración y los beneficios de los inversores que invierten en instalaciones eólicas como los Parques Eólicos. De hecho, tanto el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 aprobado por el Consejo de Ministros español el 30 de diciembre de 1999¹⁷ como el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010 aprobado por el Consejo de Ministros español del 26 de agosto de 2005¹⁸ se referían a la financiación de proyectos como medio normal para financiar proyectos como los Parques Eólicos, y ninguno de ellos excluía la consideración de los costes financieros de estas instalaciones de los costes del Proyecto que debían tenerse en cuenta en las estimaciones de beneficios o rentabilidad de las Demandantes y las expectativas asociadas al Régimen Especial en su proceso de

¹⁴ *Ibidem*, párr. 24.

¹⁵ *Ibidem*, párr. 113.

¹⁶ Declaración del Sr. Schulz, párrs. 21-23, págs. 5-6.

¹⁷ C-0030 en las págs. 61, 177-184, 203-218.

¹⁸ C-0033 en 281-284.

toma de decisiones en relación con la inversión en el sector eólico español¹⁹. Como constató el tribunal arbitral de *NextEra*²⁰:

"La pregunta que se le plantea al Tribunal no consiste en establecer el modo en que una actividad regulada debiera determinar qué constituye una rentabilidad razonable, sino qué pérdida sufrieron las Demandantes. Al realizar una inversión, el inversor tendría la expectativa razonable de que los retornos de la inversión cubrirán la totalidad de los costes incurridos al realizar esa inversión. Los ejemplos que ofrecen las Demandantes en que los marcos regulatorios si incluyen los costes de financiación al determinar una tasa de rentabilidad razonable refuerzan la razonabilidad de esta expectativa1314. Ningún inversor racional invertiría dinero en un proyecto que no ofreciera un retorno que cubra sus costes. Y la financiación de proyectos de esta magnitud y duración supone inevitablemente un régimen con financiación por terceros".

c) Por lo tanto, estos costos de financiación fueron considerados legítimamente por los inversionistas de los Parques Eólicos al estimar los flujos de caja del Proyecto bajo el Régimen Especial. El mero hecho de que los flujos de caja del Proyecto excedieran los costos de operación²¹ no resta importancia al hecho de que las expectativas legítimas de los inversionistas en los Parques Eólicos incluían la obtención de flujos de caja mediante la venta de electricidad que les permitiera cumplir sus obligaciones con los prestamistas para evitar la aceleración de los préstamos y la insolvencia de los Parques Eólicos, que inevitablemente se deriva -como lo demuestran las pruebas no refutadas²²-del Nuevo Régimen, y ello a pesar de la refinanciación de la deuda de financiación del Proyecto en 2006. Tampoco se refuta que la situación sin precedentes creada por el Nuevo Régimen se tradujo en el incumplimiento del índice de cobertura de la deuda en el marco de la estructura de financiación de proyectos, lo que provocó la aceleración de los préstamos, posiblemente desencadenando la insolvencia de los Parques

establece que sólo se cubre la financiación de los Proyectos de este Decreto con fondos propios de los inversores, y que el recurso a la financiación externa es una decisión bajo la responsabilidad de los inversores. Sin embargo, el expediente no permite concluir si este documento fue más allá de una mera propuesta o no, y sus recomendaciones no pueden ser rastreadas hasta las disposiciones concretas del Decreto. No hay razón para dar a este documento aislado más peso que a los planes 2000-2010 y 2005-2010 mencionados anteriormente, que incluyen expresamente la financiación de proyectos entre los recursos financieros del Régimen Especial. Además: a) ya se había recurrido a la financiación de proyectos para financiar las actividades de los Parques Eólicos en el 2001 (Declaración del Sr. Schulz, párrs. 21 y 26, págs. 5 a 7), es decir, mucho antes del RD 436/2004, que no podía ser previsto por los inversores en los Parques Eólicos en el 2001, aun suponiendo que dicho RD excluyera los costos de financiación de las inversiones en los Parques Eólicos, lo que no fue así; b) la financiación de 2006 y cualquier otra financiación posterior fueron refinanciaciones de la financiación original de 2001; y c) el Plan 2005-2010, que se refiere al RD 436/2004 y que posterior a este Decreto mantiene la financiación de proyectos como parte de la financiación permitida y también establece que las instalaciones eólicas como los Parques Eólicos dependerían de que el 80% de la inversión se realizara con financiación externa.

²⁰ NextEra c. España (Decisión) párr. 658, RL-0121.

²¹ Declaración del Sr. Schulz, pág. 7.

²² *Ibidem*, párrs. 38-42, pág. 10.

Eólicos²³, que sólo se evitó después de una renegociación de la deuda de la financiación del proyecto, lo que trajo, entre otras consecuencias negativas, que las Demandantes – en el actual escenario del Nuevo Régimen– no recibirán ningún dividendo de los Parques Eólicos hasta 2024.

26. En resumen:

- a) las Demandantes no podían prever, al invertir en los Parques Eólicos, que se les impondría un modelo que redefiniría *a posteriori* si los Parques Eólicos fueron, y son operados y administrados eficientemente, y los beneficios económicos derivados de ellos²⁴:
- b) el cambio fundamental en el modelo que trajo consigo el Nuevo Régimen no se limitó a la eliminación de los mecanismos de precio pool más prima del Régimen Especial, sino que también eliminó radicalmente los criterios de inversión, remuneración y costo en los que se basaban los inversores del Régimen Especial para calcular las cargas económicas y las ganancias y, estableció un límite a la rentabilidad de los inversores;
- c) el Nuevo Régimen modificó drásticamente los criterios de retribución y estructura de costos e inversiones existentes bajo el Régimen Especial, tanto para el pasado como para el futuro, de maneras y sobre la base de criterios totalmente imprevisibles para las Demandantes;
- d) aunque las normas del Régimen Especial cambiaron a lo largo del tiempo, dichos cambios no constituyeron una innovación radical en el marco jurídico aplicable ni una modificación copernicana que alterara a la esencial del Régimen Especial, por lo que dichos cambios no se puede considerar como precursores del nuevo modelo radical introducido a través del Nuevo Régimen en lo que respecta a los Parques Eólicos.
- 27. Las siguientes consideraciones son adecuadas para escenarios como los descritos anteriormente:
 - a) "...Un inversor, en efecto, tiene la expectativa legítima de que, al modificar la regulación existente con base en la cual el inversionista se realizó la inversión, el Estado no actuará de manera irrazonable, contraria al interés público o desproporcionada (...) El Tribunal Arbitral estima que este criterio queda satisfecho siempre que los cambios no

10

²³Como se expuso claramente en la carta del 8 de octubre de 2014, de UNI Credit Corporate and Investing Banking a los Parques Eólicos, el banco agente que representa a los acreedores de la financiación del proyecto C-0270: "En particular, la aprobación del Nuevo Reglamento y el impacto que, entre otros factores, podría tener sobre el Proyecto, son circunstancias que, en opinión razonable de los Bancos, tienen un efecto negativo claro y directo sobre los flujos de caja del Proyecto y, por tanto, sobre su viabilidad. En este sentido, los Bancos entienden razonablemente que las circunstancias mencionadas podrían convertirse en un Efecto Material Adverso ya que podrían perjudicar sustancialmente, entre otros, la solvencia financiera de los Prestatarios y los Garantes considerados colectivamente, así como la viabilidad del Proyecto. Estas circunstancias constituyen un caso de incumplimiento según lo dispuesto en la cláusula 16.1 h) de los Contratos de Préstamo". [Traducción del Tribunal]

sean caprichosos o innecesarios, y que no lleguen a suprimir de manera imprevisible y repentina las características esenciales del marco regulatorio existente."²⁵

- b) "Teniendo en cuenta el contexto, objeto y fin del TCE, el Tribunal concluye que la obligación que establece el Artículo 10(1) de otorgar trato justo y equitativo necesariamente conlleva una obligación de proporcionar estabilidad fundamental en las características esenciales del régimen legal en el que se basaron los inversores al realizar inversiones a largo plazo. Esto no quiere decir que los regimenes regulatorios no puedan evolucionar. Claramente pueden hacerlo. "[L]as expectativas legítimas de cualquier inversor [...] [deben] contemplar la posibilidad real de que se instrument[en] cambios y modificaciones razonables en el marco legal por parte de las autoridades competentes, dentro de los límites de las facultades que les fueron conferidas por ley". Sin embargo, la obligación contenida en el Artículo 10(1) de otorgar trato justo y equitativo significa que los regímenes regulatorios aplicables a las inversiones existentes no se pueden alterar radicalmente de manera tal que se prive a los inversores que invirtieron en base a dichos regímenes del valor de su inversión."²⁶
- 28. Las circunstancias descritas en los párrafos 17 a 26 *supra*, examinadas en el contexto de las consideraciones anteriores, llevan a la conclusión de que las medidas del Nuevo Régimen impusieron una carga económica desproporcionada, irrazonable e inesperada a las Demandantes que suprimió la sustancia jurídica y económica del marco normativo en el que confiaron al invertir, y que, por lo tanto, frustró sus expectativas legítimas.
- 29. No hay motivo para apartarse de estos resultados y conclusiones debido a la presunta infracción de las Disposiciones Europeas sobre Ayudas Estatales (las "Ayudas Estatales") por parte de los Parques Eólicos invocadas por el Demandado sobre la base de la decisión de la Comisión Europea (la "CE") SA.40348 (2015/NN) del 10 de noviembre de 2017 (la "Decisión de la CE"), emitida en respuesta a una notificación del Demandado del 22 de diciembre de 2014, cuya finalidad era validar el Nuevo Régimen en el marco del régimen de Ayudas Estatales.
- 30. El Demandado se refiere en particular a las Secciones 3.5.2. y 3.5.3 de la Decisión de la CE en las que la CE, en declaraciones que sólo pueden considerarse *obiter dicta* dado que la consulta del Demandado sólo se refería a la compatibilidad del Nuevo Régimen con las Ayudas Estatales (y no con el Régimen Especial), afirma: (i) que la Ayuda Estatal a los inversores por parte de un Estado miembro sin respetar la obligación de notificación y de mantenimiento del *status quo* prevista en el Artículo 108.3 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea ("TFUE") no genera expectativas legítimas; y (ii) la falta de jurisdicción de los tribunales arbitrales para decidir controversias en materia de inversiones en casos intraeuropeos (alegación que ha sido unánimemente rechazada en este arbitraje).
 - 31. La Decisión de la CE -dirigida al Reino de España y no a las Demandantes o a los Parques Eólicos- plantea por primera vez la cuestión de las expectativas legítimas de los inversores

²⁵ Charanne c. España (Laudo Final), párrs. 514, 517, RL-0049.

²⁶ Eiser c. España (Laudo), cit. supra párr. 382, CL-0217.

desde la perspectiva del derecho europeo, específicamente en relación con el Régimen Especial. En sí misma – debido a su fecha– la Decisión de la CE no pudo ser tomada en cuenta al momento de la inversión de las Demandantes. Lo mismo debe decirse, por sus fechas, de la decisión del Tribunal de Justicia Europeo en el caso *Association Vent de Colère!* del 19 de diciembre de 2013 y, de la orden del mismo Tribunal en el asunto *Elcogas SA* de 2014. En lo que respecta al momento de la Decisión de la CE y de esta decisión y orden del Tribunal Europeo, no pueden invocarse para impugnar las expectativas legítimas de las Demandantes al invertir en los Parques Eólicos.

- 32. La cuestión es entonces si los inversores, antes de invertir en el marco del Régimen Especial, no cumplieron debidamente sus obligaciones de diligencia debida como debe hacer un *empresario diligente*²⁷.
- 33. Es indiscutible que el Demandado no notificó el Régimen Especial a la CE ni cumplió con la obligación de suspensión establecida en el Artículo 108.3 del TFUE. Por otra parte, el Demandado no podía desconocer, o tenía el deber de conocer, cualquier violación sustantiva del derecho europeo por parte del Régimen Especial. El incumplimiento esencial del derecho europeo o la ilegalidad hipotética del Régimen Especial es ante todo imputable al Demandado, que en efecto alega, por primera vez en este arbitraje, su propia culpa para eludir sus obligaciones y responsabilidades en virtud de los estándares de TJE del Tratado CE, en violación del principio *nemo turpitudem suam allegarem potest*.
- 34. La conducta del Demandado es aún más reprochable si se tiene en cuenta que se apoyó durante un período comprendido entre 1997 y 2013 en el Régimen Especial para atraer inversiones en energías renovables y dio garantías sobre los beneficios del Régimen Especial, al menos en relación con el RD 661/2007.
 - 35. Las expectativas legítimas de los Demandantes y su confianza en las declaraciones derivadas del Régimen Especial "...no depende de que existan pruebas de alguna forma o escala particular de debida diligencia jurídica por parte de asesores externos..." Esto también es cierto cuando la presunta incompatibilidad del Régimen Especial con el sistema de Ayudas Estatales, que no se refleja en la diligencia debida realizada por el inversor antes de invertir, se invoca para negar los derechos del inversor en virtud del TCE en una situación en la que el inversor se enfrenta a una eliminación drástica del propio régimen jurídico que atrae su inversión y que no podía preverse razonablemente mediante el ejercicio de la diligencia debida. En efecto, la inversión no es un ejercicio de caveat emptor como la compra de mercancías en virtud de un contrato de compraventa y requiere de una actitud de cooperación de los Estados entre sí y con los destinatarios de las disposiciones protectoras del TCE como parte integrante de la aplicación de las políticas destinadas a atraer la inversión extranjera. Esto queda ilustrado por el propio texto del TCE:

ARTÍCULO 2 OBJETIVO DEL TRATADO El presente Tratado establece un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado

²⁷ Esta norma se menciona en la nota de pie de página 64 de la Decisión de la CE, RL-0107.

²⁸ Cube c. España (Decisión), cit. supra, párrs. 395, 396.

en la consecución de complementariedades y beneficios mutuos, con arreglo a los objetivos y principios expresados en la Carta.

- 36. Plantear en el arbitraje como una falta de diligencia debida por parte del inversor el hecho de no haber detectado que la falta de notificación del Régimen Especial constituía una infracción del derecho europeo o el hecho de no darse cuenta de la incompatibilidad sustancial del Régimen Especial con el sistema de Ayudas Estatales, con el resultado final de invalidar el propio Régimen Especial en el que el Demandado confiaba para atraer inversiones de millones de euros a su sector de energías renovables, es contrario a los fines de cooperación del TCE. De hecho, se trata de un intento del Demandado de capitalizar su propio incumplimiento de las obligaciones que le incumben en virtud del derecho europeo en contravención del principio de buena fe del derecho internacional, incluido el que comprende el estándar de TJE del TCE.
- 37. Esta conducta es aún más flagrantemente contraria al TCE en vista de las partes relevantes de su Artículo 10.1:

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.

- 38. Incluso admitiendo que el fomento de condiciones estables, equitativas y transparentes para los inversores extranjeros y las inversiones en el sector de la energía ya forma parte de la protección del TJE en virtud del TCE (y no de una norma autónoma), el hecho de que el TCE, en el Artículo 10.1 haga especial hincapié en esos objetivos no puede ser un mero azar y sólo puede interpretarse en el sentido de que, entre las normas de protección que abarca el TJE, los Estados miembros de la CE asignaron especial importancia a garantizar condiciones estables, favorables y transparentes para la inversión extranjera. El Demandado infringió sus compromisos de transparencia y estabilidad al: a) no notificar el Régimen Especial de conformidad con sus obligaciones en virtud de la legislación europea; b) no alertar a los posibles inversores como las Demandantes sobre los posibles riesgos del mismo Régimen Especial del que el Demandado trataba de beneficiarse; y c) sólo plantear esta defensa en el arbitraje.
- 39. Además (como señala la Decisión) es indiscutible que: a) la CE estaba bien informada sobre el Régimen Especial, nunca planteó cuestiones sobre su legalidad en el marco del derecho europeo, e incluso destacó sus beneficios a pesar de que el Reino de España no había notificado el Régimen Especial a la CE en cumplimiento del derecho europeo; b) no hay ninguna decisión específica de la CE que declare ilegal el Régimen Especial; c) no hay ningún derecho ni deber de la CE sobre el Reino de España para obtener el reembolso de los pagos del Régimen Especial realizados a las Demandantes o a cualquier otra persona.
- 40. Esta es la situación a la que se enfrentaron las Demandantes cuando invirtieron y la situación contemplada por el Demandado cuando se hicieron las inversiones. Cualesquiera

que sean o hayan sido las realidades del sistema jurídico europeo, sólo puede concluirse, desde la perspectiva de la protección de TJE otorgada a las Demandantes en virtud del TCE, que si los inversores invirtieron y el Reino de España aceptó la aplicación del Régimen Especial a dichas inversiones durante un período de al menos diez años, ambos estaban convencidos de que el Régimen Especial era legal en virtud del derecho español y europeo, y compartían expectativas legítimas de que así fuera.

- 41. Indiscutiblemente, las normas sobre Ayudas Estatales forman parte de la legislación española. No se puede exigir al inversor extranjero un nivel de diligencia debida más elevado con respecto a la situación de la legislación española que el que corresponde al Demandado en la aplicación del derecho europeo y de su propia legislación que incorpora las disposiciones sobre Ayudas Estatales. Lo mismo puede decirse de la CE durante la existencia del Régimen Especial bajo el cual se inyectaron millones de euros en el sector español de las energías renovables, sin que la CE diera señales de alarma sobre la incompatibilidad del Régimen Especial con el derecho europeo o de los supuestos retornos excesivos de los inversores.
- 42. Una conclusión diferente significaría que el Reino de España actuaba de mala fe al soplar al mismo tiempo caliente y frío, es decir, recurriendo al Régimen Especial para atraer la inversión extranjera al sector de las energías renovables y, paralelamente, incumpliendo el derecho europeo en lo que respecta al Régimen Especial o sabiendo que éste no se ajustaba al derecho europeo. También implicaría que, durante los largos años de vigencia del Régimen Especial, la CE incumplió sus deberes de vigilancia y supervisión del Régimen Especial a la luz del derecho europeo que protege la competencia leal en los mercados europeos. Desde la perspectiva del TCE y del derecho internacional, dichos hechos y circunstancias llevan a la conclusión de que las expectativas de las Demandantes derivadas del Régimen Especial no son ilegítimas y que, por lo tanto, tienen derecho a la protección en virtud del estándar de TJE del TCE.
- 43. Sobre la base de las razones y conclusiones anteriores, cabe concluir que el Demandado ha infringido el estándar de TJE en el marco del TCE y que las Demandantes tienen derecho a una indemnización completa por los daños pasados y futuros resultantes para ellas del Nuevo Régimen.

A. Cuestiones de Quantum

- 44. Los expertos de daños de las Partes han adoptado enfoques muy diferentes.
- 45. KPMG cuantifica los incentivos del Régimen Especial de los que se han visto privados las Demandantes durante la vida útil de los Parques Eólicos. En función de la fecha en que se haga el cálculo, y considerando que la medida pertinente entró en vigor el 1 de enero de 2013, KPMG procede de la siguiente manera: a) en la fecha de cálculo, calcula la diferencia entre los flujos de efectivo libre para las Demandantes bajo el Nuevo Régimen y los flujos de efectivo libre para las Demandantes bajo el Régimen Especial entre el 1 de enero de 2013 y la fecha de cálculo; y b) después de la fecha de cálculo, calcula el dinero que las Demandantes debiesen recibir en el futuro de conformidad con el Régimen Especial,

- descontado al valor actual a la fecha de cálculo de acuerdo con una metodología DCF (por sus siglas en inglés).
- 46. El análisis de Econ One, por el contrario, se basa en un enfoque de rentabilidad razonable máxima en línea con las disposiciones del Nuevo Régimen y la norma de la Ley 54/1997.
- 47. Sin embargo, el Régimen Especial, que no imponía limitaciones máximas a los 'retornos' para los inversores, establecía un régimen de primas o tarifas necesariamente compatible con la normativa de la Ley 54, porque —de lo contrario— se produciría un oxímoron: el Régimen Especial sería incompatible y compatible a la vez con dicha normativa. De ahí que las Demandantes confiaron legítimamente en el Régimen Especial como una manifestación de la normativa de la Ley 54 en normas legales concretas. Por otra parte, no hay nada en la redacción del Régimen Especial que indique que el texto abierto (y poco claro) de la normativa de la Ley 54 llevaría a —y mucho menos justificaría— la sustitución del Régimen Especial por un modelo totalmente diferente que destruyera unilateralmente la esencia de los derechos de las Demandantes bajo el Régimen Especial.
- 48. Como fue observado por el tribunal arbitral en el caso *Novenergia II*³⁰:

En cuanto a las declaraciones relativas a la 'sostenibilidad económica' y a la 'tasa de rentabilidad razonable', el Tribunal considera que los argumentos del Demandado no son convincentes, ya que estos principios seguían siendo en general vagos e insuficientemente definidos en el momento de la inversión del Demandante. Se dio un contenido preciso a estos principios mediante la introducción de la Ley 15/2012 y el RDL 9/2013, que se promulgaron mucho después de que el Demandante ya hubiera hecho su inversión. Por consiguiente, no pueden considerarse adecuados para la evaluación de la razonabilidad de las expectativas del Demandante en el momento de la inversión, como sugiere el Demandado (...) La conclusión anterior se refiere a la mayoría de las declaraciones del Demandado.

- 49. Es entonces demasiado pedir a los términos abiertos e indefinidos de la norma de la Ley 54 y lo que pretende ser una particularización de dichas normas en el Nuevo Régimen, la imposición a los Parques Eólicos, no sólo retroactivamente, sino también para el futuro, de un modelo de costos, inversiones y retribuciones totalmente nuevo e impredecible.
- 50. Por lo tanto, la infracción del TJE no depende directamente de la privación de la rentabilidad de las Demandantes, cualquiera que sea: es más bien la consecuencia directa de la eliminación del Régimen Especial en el que las Demandantes confiaron al invertir. Por lo tanto, es esa exclusión, más que la de los rendimientos reales o hipotéticos, la que debe ser indemnizada. En palabras del tribunal de *Eiser* (coincidente con el fallo de *NextEra* al rechazar los cálculos de rentabilidad razonable de los peritos de ambas partes):

²⁹ Por ejemplo, en relación con el RD 661/2007, declaración del perito del Demandado, Dr. Daniel Flores, en el contrainterrogatorio, Audiencia de noviembre de 2017, Día 4, en las págs. 86-88.

³⁰ Novenergia II c. España (Laudo Final), párrs. 673, 674, CL-0227. [Traducción del Tribunal]

Si entrar en los detalles del cálculo de esta reclamación alternativa por los peritos de las Demandantes, y de la correspondiente refutación del Demandado, el Tribunal considera que la teoría jurídica subyacente es poco persuasiva. El Artículo 10(1) del TCE no otorga derecho a las Demandantes a percibir una "rentabilidad razonable" en ningún nivel dado, sino a un trato justo y equitativo.³¹

51. Y como fue sostenido por el tribunal de $Cube^{32}$:

El Tribunal no acepta que el enfoque basado en los costes, que calcula una tasa de rentabilidad razonable sobre el monto invertido originalmente, sea adecuado en el contexto del presente caso. El cambio del marco regulatorio de 2013-2014 destinado a introducir el concepto de tasa de rentabilidad razonable como límite superior al subsidio en virtud del marco regulatorio, en lugar de las tarifas fijas y las primas que había previsto el Régimen Especial, es una de las medidas centrales de la queja planteada en este caso; y el Tribunal ha determinado que esta modificación constituía un cambio tan fundamental en la base económica sobre la cual se realizaron las inversiones — un 'cambio a mitad de camino en el paradigma regulatorio' — como para frustrar las expectativas legítimas de las Demandantes en violación del estándar TJE receptado en el Artículo 10 del TCE..

- 52. Por estas razones, la metodología utilizada por KPMG para calcular los daños derivados de la privación del Régimen Especial corresponde adecuadamente a las conclusiones sobre el fondo expuestas anteriormente.
- 53. Sin embargo, los cálculos de KPMG deben ajustarse de la siguiente manera:
 - a) La fecha correspondiente para ser considerada como la fecha de implementación del Nuevo Régimen a efectos del cálculo debe ser la fecha de la Orden IET que establece el Nuevo Régimen en su totalidad y en su forma final, es decir, el 16 de junio de 2014 en lugar del 1 de enero de 2013; y
 - b) El uso de una metodología de DCF para calcular los daños futuros de la vida útil de los Parques Eólicos se justifica para el período de 25 años contado a partir del 25 de noviembre de 2002 hasta el 25 de noviembre de 2027. El cálculo de los daños futuros hasta el final de la vida útil de los Parques Eólicos más allá de esta fecha parece demasiado especulativo dadas las variables que se tienen en cuenta a tal efecto³³. Por lo tanto, también de acuerdo con las nociones de razonabilidad y proporcionalidad, el cálculo de los daños futuros y la aplicación de la metodología DCF no debería ir más allá del 25 de noviembre de 2027.

³¹ Eiser c. España (Laudo), párr. 434, CL-0217.

³² Cube (Decisión), párr. 473.

³³ Primer Informe de Daños de KPMG, párrs. 153, 208, CER-0002.

54. Según los cálculos de KPMG al 6 de noviembre de 2017 (intereses de anteriores al laudo incluidos), el monto de la indemnización es igual a 65.243.815 euros³⁴. Esta suma debe reajustarse a una fecha de cálculo actualizada teniendo en cuenta los criterios establecidos en el párrafo 53 y también excluyendo la indemnización por la imposición del impuesto del 7% y sin computar el reembolso de impuesto, ambos denegados por el Tribunal Arbitral.

³⁴ Audiencia noviembre 2017, Diapositivas de Daños de KPMG, diapositiva 67 (Apéndice V. Sensibilidades para el Cálculo de Daños (Euros)).

[Firmado]

Dr. Horacio A. Grigera Naón Árbitro