

A situación do sector das renovables en Galicia tras a reforma eléctrica

La situación del sector de las renovables en Galicia tras la reforma eléctrica

The situation of the renewable energy sector in Galicia after the electrical reform



JOSÉ ANTONIO BLANCO MOA

Abogado y doctorando de la Universidad de A Coruña
jblancomoa@gmail.com

Recibido: 29/05/2018 | Aceptado: Aceptado: 20/12/2018

Regap



ESTUDIOS

Resumo: Recentemente, a nivel estatal levouse a cabo unha fonda reforma lexislativa do sector eléctrico que reduciu de xeito considerable o apoio ao sector das enerxías renovables, un sector que ten unha grande importancia en Galicia. Por mor diso, os produtores de enerxías renovables realizaron reclamacións contra o Estado español polos danos causados por este cambio lexislativo.

As reclamacións efectuáronse ante tribunais nacionais e internacionais. Os primeiros están a rexeitar estas reclamacións baseándose no concepto de risco regulatorio. Mentres, en canto aos segundos, o CIADI resolveu recentemente a primeira controversia ao respecto, decidindo a favor dos investidores.

A redución da remuneración e o tratamento xurídico que se lle deu implicaron a paralización do sector das renovables en Galicia. Malia iso, recentemente, a través das poxas eléctricas, pouco a pouco estase volviendo a reactivar este, como se exporá neste artigo.

Palabras clave: Enerxía renovable, reforma eléctrica, Galicia, poxas eléctricas.

Resumen: Recientemente, a nivel estatal se ha llevado a cabo una profunda reforma legislativa del sector eléctrico que redujo de modo considerable el apoyo estatal al sector de las energías renovables, un sector que tiene una gran importancia en Galicia. Por esta razón, los productores de energías renovables realizaron reclamaciones contra el Estado español por los daños causados por dicho cambio legislativo.

Las reclamaciones se efectuaron ante tribunales nacionales e internacionales. Los primeros están rechazando estas reclamaciones basándose en el concepto de riesgo regulatorio. Mientras, en cuanto a los segundos, el CIADI resolvió recientemente la primera controversia al respecto, fallando a favor de los inversores.

La reducción de la remuneración y el tratamiento jurídico que se le dio han supuesto la paralización del sector de las energías renovables en Galicia. A pesar de ello, recientemente, a través de las subastas eléctricas, poco a poco se está reactivando el mismo, como se expondrá en este artículo.

Palabras clave: Energía renovable, reforma eléctrica, Galicia, subastas eléctricas.

Abstract: Recently in Spain a deep legislative reform of the electrical sector has been carried out. This fact has considerably reduced state support for the renewable energy sector; a sector that has a great importance in Galicia. For this reason, renewable energy producers claimed damages caused by this legislative change against the Spanish State. The claims were made before national and international courts. The former is rejecting these claims on the basis of the concept of regulatory risk. Meanwhile, with regard to the latter, ICSID has recently decided the first controversy in this respect, failing in favour of investors.

The reduction of remuneration and the legal treatment that has been given to it has involved the paralysis of the renewable energy sector in Galicia. Despite this, recently, through the electrical energy auctions, the sector is little by little reactivating, as will be shown in this article.

Key words: Renewable energy, electrical reform, Galicia, electric auctions.

Sumario: 1 Introducción. 2 La reforma eléctrica: El objeto de la controversia. 2.1 Marco de partida. 2.2 La reforma eléctrica. 3 Efectos de la reforma en Galicia. 3.1 Efectos económicos. 3.2 Efectos jurídicos. 3.2.1 Jurisprudencia nacional. 3.2.2 Jurisprudencia internacional. 4 La situación actual. 5 Consideraciones finales.

1 Introducción

El sector eléctrico es un sector de gran complejidad técnica y económica, siendo la energía eléctrica un recurso clave para cualquier país en la actualidad. Su importancia social implica que su abastecimiento se articule como un servicio de interés económico general. Ello, unido a la relevancia estratégica del sector y a su propia estructura, implica la existencia de abundante legislación tanto a nivel nacional como europeo e incluso internacional.

Dentro del sector eléctrico, las energías renovables comenzaron a incrementar su importancia desde la década de los noventa. Este sector de las renovables en Galicia disfruta de gran relevancia como motor económico y creador de empleo. Esto, que en buena parte fue debido a las características naturales de nuestro país, pudo ser posible gracias a un importante apoyo estatal desde que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, contempló un marco regulador específico. Aunque esta normativa sufrió varias reformas en la primera década del siglo XXI, estas estuvieron caracterizadas por el apoyo estatal al sector, tratando de cumplir con los objetivos marcados desde la Unión Europea. De este modo, las renovables han vivido un gran auge durante estos años, hasta el punto de que Galicia se ha convertido en una de las regiones más punteras de España en este campo, siendo esta al mismo tiempo uno de los Estados que ha apostado más decididamente por este tipo de energía.

Este panorama cambió drásticamente con la reforma del sector eléctrico comenzada en el año 2012, con el cambio de gobierno producido tras las elecciones de 20 de noviembre de 2011. Esta reforma desembocó en la derogación de la Ley 54/1997 por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, que se convirtió en la nueva norma de cabecera del sector. Debido a ello, el apoyo a las energías renovables sufrió recortes de gran calado, lo que implicó fuertes protestas, muchas de las cuales terminaron en los tribunales.

Esta nueva normativa no solo recortó el apoyo administrativo a las energías renovables, sino que modificó también los conceptos por los que recibir una ayuda mayor o menor. Debido a la importancia del sector en Galicia, este cambio normativo resultó de gran importancia. A causa de este, las inversiones se redujeron debido a la disminución del atractivo del sector y a la inseguridad jurídica generada por la nueva normativa. A pesar de ello, recientemente comenzó a mostrar de nuevo signos de activad.

De este modo, el análisis que centrará este estudio versará acerca de la reforma eléctrica y sus efectos sobre las renovables en Galicia. Igualmente, también se hará referencia a los

problemas generados a partir de este cambio normativo y a las perspectivas de futuro del sector.

2 La reforma eléctrica: El objeto de la controversia

2.1 Marco de partida

Desde la década de los noventa las cuestiones medioambientales empezaron a cobrar importancia en las políticas energéticas de la Unión Europea, favoreciendo el crecimiento del sector de las energías renovables. Con el Tratado de Maastricht de 1992 se introdujeron las competencias de la Unión Europea en materia energética. Posteriormente, en 1996 se publicó el Libro Verde sobre energías renovables y en 2001 el Libro Blanco junto con la Directiva 2001/77/CE, donde ya se concretaban ciertas metas. Con ello, el sector empezó a estar más presente en las políticas energéticas. De este modo, la Comisión estableció como objetivo para 2010 que la energía final procedente de fuentes renovables fuera por lo menos del 10 % y el Parlamento Europeo amplió este porcentaje hasta el 15 %, quedando estipulado en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

A su vez, se promulgaron un conjunto de directivas conocido como “Paquete Verde”, dentro del que destaca la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Esta normativa introdujo los denominados objetivos 20/20/20, los cuales implican que en el año 2020 se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % respecto a los niveles de 1990 –pueden implicar una reducción de hasta el 30 % si se cumplen ciertas condiciones–, que el 20 % de la energía consumida provenga de fuentes renovables y que se mejore la eficiencia energética en un 20 %¹.

Tanto la Directiva 2009/28/CE como el resto de la normativa del “Paquete Verde” otorgan a los Estados miembros un gran margen de discrecionalidad a la hora de realizar su regulación concreta. Fue en este margen en el que el Estado español se movió para efectuar las diversas normativas creadas al respecto².

Además, también es necesario destacar que a través del Real decreto 2563/1982, de 24 de julio, sobre traspaso de funciones y servicios de la Administración del Estado a la Comunidad Autónoma de Galicia en materia de industria, energía y minas, la Xunta de Galicia pasó a ejercer las funciones correspondientes al Ministerio de Industria y Energía en materia de energía. En cambio, en el ámbito de producción, por ejemplo, no se le traspasaron estas funciones cuando el aprovechamiento afectara a otra comunidad autónoma. Por otra parte, esa norma también determinó que, a pesar de la cesión de competencias, la explotación del sistema de producción y transporte de energía debía ajustarse a las instrucciones del Ministerio de Industria y Energía, siempre y cuando esa producción y transporte estuvieran integrados en la red peninsular.

1 SEVILLA JIMÉNEZ, M., GOLF LAVILLE, E., y DRIHA, O.M., “Las energías renovables en España”, *Estudios de Economía Aplicada*, Vol. 31-1, 2013, p. 37.
2 MIGNORANCE MARTÍN, C., “Energías renovables y riesgo regulatorio: los principios de seguridad jurídica, irretroactividad y protección de la confianza legítima en el ámbito de la producción de energía eléctrica desde fuentes proambientales”, *Revista Andaluza de Administración Pública*, n. 87, 2013, pp. 145-147.

Todo ello debe ser contextualizado en el ámbito de la firma del Protocolo de Kioto de 1997 sobre el cambio climático. En él, un gran número de países se comprometió a reducir su emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Una buena forma para hacer esto era desarrollando las energías renovables, pero estas energías no eran competitivas ante las convencionales, por lo que parte de los gobiernos que apostaron por este sector, entre los que se incluyó el español, decidieron apoyarlo económicamente³.

Sin embargo, tanto la Administración española como la gallega favorecieron de forma constante el crecimiento del sector de las energías renovables desde la década de los noventa con regulaciones benévolas.

La principal norma de esta época fue la Ley 54/1997, con la cual, como cambio trascendental, se liberalizó el mercado primario de energía. La otra característica clave de esta regulación fue el importante apoyo al régimen especial –en el que se incluían las renovables–, en la búsqueda de cumplir con los objetivos comunitarios para el año 2010. En el desarrollo de dicha disposición legal se pueden distinguir tres claros períodos, dentro de los cuales destacó un real decreto central sobre el que se basó el resto de normativa.

El primer período reglamentario se encuadra entre los años 1998 y 2004. En este, la norma principal fue el Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre. Aquí, el sistema retributivo elegido estableció en su base central una elección entre dos alternativas. Por un lado, los productores podían acudir al mercado y en él, además del precio al que consiguieran vender la energía, obtener una prima fija por encima de los ingresos propios de la venta. Mientras, la otra alternativa se basaba en la venta de energía a las empresas abastecedoras, que estaban obligadas a comprarla preferentemente, por lo que percibían un precio fijo total distinto del de mercado. Este precio también era ajustado anualmente y permitía a los generadores predecir con mayor exactitud sus ingresos, puesto que no dependían de la fluctuación de los precios del mercado. En este período, en lo referido a Galicia se debe citar también el Decreto 302/2001, de 25 de octubre, que impulsó el crecimiento de la energía eólica.

El segundo bloque normativo se construyó sobre el Real decreto 436/2004, de 12 de marzo, abarcando el período de 2004 a 2007. Esta norma en su exposición de motivos explicaba que nacía con el objetivo de otorgar un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente. Así pues, se trató de reforzar el carácter previsible de la remuneración y la estabilidad del sistema, eliminando revisiones de tarifas retroactivas y garantizando la rentabilidad de las inversiones con un nuevo método de retribución. Esta forma de retribución implicaba, de nuevo, una elección entre dos alternativas. De este modo, los productores podían acudir al mercado, que tenía mayores riesgos pero también mayores posibilidades de ganancia, o no hacerlo. La diferencia con la retribución del Real decreto 2818/1998 residía en la venta a los distribuidores –en lugar de directamente al mercado–. Esta pasó a recibir una remuneración referenciada indirectamente al mercado, incentivándose que los productores acudieran a la opción de mercado⁴. En este período Galicia, que había comenzado desde muy pronto a apostar por este tipo de energía, se consolidó como la comunidad autónoma con mayor

3 SÁENZ DE MIERA, G., DEL RÍO GONZÁLEZ, P., y VIZCAÍNO, I., "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain", *Energy Policy*, n. 36, 2008, pp. 3345-3346.

4 DEL RÍO GONZÁLEZ, P., "The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms", *Energy Policy*, n. 36, 2008, pp. 2918-2926.

producción eléctrica a través de energías renovables, especialmente eólica, así como la que disfrutaba de una potencia instalada mayor⁵.

El Real decreto 436/2004 fue derogado por el Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, que constituyó la norma básica por la que se rigió el tercer período de desarrollo de la Ley 54/1997, y que abarcó desde 2007 hasta la reforma eléctrica. Con este cambio normativo, el régimen de retribución introdujo ciertos mecanismos de revisión, con la finalidad de aportar seguridad jurídica al sistema. Una vez más, la norma permitía dos opciones de venta de energía. Por un lado, se podía seguir con la tarifa regulada como en la anterior normativa. Mientras, la opción de acudir al mercado variaba. Así, eligiendo esta, se podía vender la energía a través del sistema de ofertas gestionado por el OMIE, a través de una contratación bilateral o a plazo, o a través de una combinación de todo esto, contando con una prima a mayores. Al igual que con la anterior normativa, se trató de alentar a los productores para que acudieran al mercado⁶. Mientras, en lo relativo a Galicia, esta dejó de encabezar la lista tanto en producción a través de fuentes renovables como en potencia instalada, pero logró estar siempre entre las comunidades a la cabeza.

1.1 La reforma eléctrica

Durante estos años de continuo apoyo estatal al sector de las energías renovables, el sistema eléctrico acumuló un déficit tarifario considerable. Este se puede definir como la diferencia entre los ingresos que las empresas distribuidoras de energía reciben de los pagos cobrados a los consumidores por la tarifa regulada y los costes reconocidos por la normativa⁷. Dichos costes incluyen el coste de producir, transportar, distribuir y comercializar la electricidad, los impuestos, un concepto específico destinado a reducir este déficit y unos costes que se fueron asociando a la tarifa por diversos motivos. Estos últimos se dividen en: a) costes por prestaciones sociales tales como subsidios al consumo de carbón nacional, b) costes provocados por las políticas de cohesión territorial, como pueden ser los pagos que se hacen a los generadores de electricidad en las islas, y c) costes derivados de decisiones de política económica y medioambiental, donde se encuentran las primas pagadas a las energías renovables⁸.

Por su parte, los ingresos que las empresas eléctricas reciben de los consumidores no solo se componen del precio pagado por la energía consumida, sino que también contienen una tarifa de acceso en la cual se incluyen peajes correspondientes tanto al transporte como a la distribución, así como primas al régimen especial y otros costes de abastecimiento⁹.

Aunque doctrinalmente existe cierto debate acerca de la influencia de las energías renovables en el déficit tarifario, desde la Administración han sido señaladas como unas de las principales culpables. Este argumento se empleó para explicar la necesidad de la reforma eléctrica y la bajada de la remuneración otorgada al sector de las energías renovables.

5 Datos consultados en la CNMC en: <https://www.cnmc.es/> (14 de abril de 2018).

6 RUIZ OLMO, I., y DELGADO PIRQUERAS, F., "La nueva regulación legal de las energías renovables: Del régimen especial al régimen específico", Alenza García, J.F. (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, Thomson-Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, pp. 83-84.

7 FABRA UTRAY, J., "El déficit tarifario en el sector eléctrico español", *Temas para el debate*, n. 210, 2012, p. 52.

8 SALLÉ ALONSO, C., "El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico", *Papeles de economía española*, n. 134, 2012, pp. 102-103.

9 MONTES, E., "El déficit tarifario", *Economistas*, vol. 30, n. 131, 2012, p. 235.

Esta reforma eléctrica, aunque se tiende a situar temporalmente en el cambio de gobierno estatal a finales del año 2012, ya encuentra sus primeras normas controvertidas unos años antes. Así, dentro de estas se debe citar el Real decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, y el Real decreto ley 14/2010, de 23 de diciembre. Estas normas fueron el primer contratiempo significativo a la política prorrenovables, y, en especial, afectaron a la energía fotovoltaica. La primera de ellas redujo las primas de la energía fotovoltaica, pasando la vida útil en que podían percibirla de 30 a 25 años. Mientras, la segunda introducía peajes a todos los productores por verter la energía a la red y limitaba las horas equivalentes de la energía fotovoltaica –con la consiguiente disminución de la retribución–.

De una manera similar, en Galicia, la Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico, introdujo un canon eólico, justificándose este en el “impacto visual y ambiental” creado por este tipo de energía (art. 11). Esta norma, que fue promulgada poco tiempo después de la entrada en el Gobierno gallego del Partido Popular, indicaba también en su disposición transitoria primera que las mismas razones que la justificaban eran causas necesarias y suficientes de interés público para determinar el desistimiento de los procedimientos de autorización de parques eólicos en tramitación instruidos al amparo de la Orden de 6 de marzo de 2008, aprobada por el anterior Gobierno conformado por el Partido Socialista y el Bloque Nacionalista Galego. Esta norma reconocía a este respecto la existencia de un posible daño a las entidades concursantes y disponía que “las indemnizaciones que, en su caso, deriven del desistimiento se referirán exclusivamente a los gastos debidamente justificados que hayan resultado imprescindibles en la instrumentación de la solicitud siempre y cuando tales documentos no sean utilizados en las nuevas convocatorias que se produzcan al amparo de esta ley” (punto cuarto de la disposición transitoria primera). En cambio, se produjeron diversos contenciosos al respecto debidos, esencialmente, a la desestimación por silencio de la Consellería de Economía e Industria de las reclamaciones de responsabilidad patrimonial surgidas de esta actividad. La mayoría de estos supuestos se resolvieron en el Tribunal Superior de Justicia de Galicia, donde en resoluciones tales como la Sentencia 415/2016, de 18 de mayo (JUR 2016\138542)¹⁰ o la Sentencia 715/2015, de 16 de septiembre (JUR 2015\232707), se estimaron en parte los recursos presentados, pero devolviendo solamente los gastos relativos a costes de anteproyectos y memorias presentados ante la Administración que fueron efectivamente preseleccionados para su futura adjudicación. Ante ello, algún afectado como el grupo Andavia Renovables (participado por grandes empresas como Coren, Copasa o Gadisa) recurrió al Tribunal Supremo. En cambio, el alto tribunal, en la Sentencia 2038/2017, de 20 de diciembre (RJ 2017\5897, caso Andavia), confirmó la resolución del Tribunal Superior de Justicia de Galicia.

Tras esto, en 2012 hay que destacar el Real decreto 1/2012, de 27 de enero, por el que se procedió 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, y la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que estableció un impuesto del 7 % a los productores y eliminó las primas a la electricidad generada con gas.

Ya en el año 2013, se aprobó el Real decreto ley 2/2013, de 1 de febrero, que seguía tratando de corregir los desajustes entre ingresos y costes en el sector eléctrico. Este decreto introdujo

¹⁰ Las referencias de la jurisprudencia utilizada son todas de Westlaw Aranzadi.

ciertas reducciones a la baja en la remuneración al régimen especial y cambió la actualización de las tarifas según el IPC por un índice de referencia más bajo. Esta norma, igual que había sucedido con el Real decreto ley 14/2010, fue objeto de recurso de inconstitucionalidad. El Tribunal Constitucional, en su Sentencia del Pleno 183/2014, de 6 de noviembre (RTC 2014\183), no dictaminó sobre la posible inconstitucionalidad por pérdida sobrevenida del recurso –como había sucedido en la sentencia sobre el Real decreto ley 14/2010–, debido a que la norma fue derogada antes de la resolución¹¹.

Posteriormente, el Real decreto ley 9/2013, de 12 de julio, en su exposición de motivos recoge que su realización responde al “carácter insostenible del déficit del sector eléctrico y de la necesidad de adoptar medidas urgentes de vigencia inmediata que permitan poner fin a esta situación”. En él se lleva a cabo una reconsideración del régimen especial y su remuneración¹².

La nueva retribución pasó a ser determinada por lo que se hubiese obtenido de la venta de energía en el mercado más una retribución específica por unidad de potencia instalada. Con ello se buscó cubrir los costes no recuperables en el mercado de una instalación tipo ocasionados por la inversión inicial¹³. La Administración, para calcular esta retribución, se basa en datos estándar de ingresos, costes de explotación e inversión inicial para una empresa eficiente y bien gestionada¹⁴. Esto encuentra el concepto de rentabilidad razonable como punto de referencia, la cual se calcula sobre la base de los bonos españoles a diez años más un diferencial, que actualmente es del 3 %, y es lo que se considera que cada instalación debe percibir a lo largo de su vida útil. De este modo, para su cálculo también se incluyen las cantidades percibidas en ejercicios anteriores. Finalmente, el último aspecto destacable de la nueva remuneración es la revisión de los parámetros retributivos cada seis años.

En cuanto a las instalaciones ya existentes, se les aplicó esta nueva normativa de manera similar a las nuevas instalaciones, pero disfrutaron de un régimen transitorio que acabó resultando problemático. Este régimen consistió en la aplicación mayoritaria de la normativa anterior hasta que se hubiesen aprobado las disposiciones necesarias para la plena aplicación del real decreto. Así pues, la remuneración a las renovables en estas fechas implicó liquidaciones a cuenta amparadas por este régimen transitorio. Posteriormente, una vez aprobada la nueva normativa, dichas liquidaciones fueron objeto de regularización, implicando derechos de cobro u obligaciones de pago y dando lugar a debate sobre la existencia de retroactividad en la medida.

Todos estos cambios prepararon el camino para la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico. Esta se convirtió en la nueva norma principal del sector. Con ella se eliminó –al menos de manera nominal– el régimen especial de las energías renovables. A pesar de ello, esta norma también prevé la posibilidad de que, con carácter excepcional, se establezcan nuevos regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a través

-
- 11 BARNÉS VÁZQUEZ, J., y PÉREZ DE AYALA BECERRIL, L., “Reflexiones sobre los cambios normativos y sus efectos en los particulares. Los problemas que plantea la responsabilidad del estado legislador. La necesaria proyección de los poderes públicos”, *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, pp. 215-216.
- 12 GALÁN VIOQUE, R., “El ocaso de las energías renovables en España”, Sandulli, M.A., y Vandelli, L. (dir. Congr.), *I servizi pubblici economici tra mercato e regolazione: atti del 20° Congresso italo-spagnolo dei professori di diritto amministrativo: Roma 27 febbraio-1 marzo 2014*, 2016, pp. 391-392.
- 13 GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R., “La sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico”, Rivero Ortega, R., y Rastrollo Suárez, J.J. (coords.), *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, Salamanca, 2014, pp. 80-81.
- 14 De este modo, la nueva remuneración se desvincula del concepto de productividad.

de energías renovables para el caso de que se establezcan nuevos objetivos energéticos desde la Unión Europea o cuando su introducción suponga la reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. A mayores, en esta ley se concretan más las revisiones del sistema retributivo que introdujo el Real decreto ley 9/2013, aunque no se acabaron de definir por completo.

Este mayor detalle de la nueva remuneración se introdujo con el Real decreto 413/2014, de 6 de junio, donde se contiene la fórmula básica de retribución a los generadores de renovables. Dicha fórmula aparece más detallada en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Esta norma implicó un cambio de filosofía en la forma de retribuir, ya que, hasta el momento, se hacía por la energía generada. Ahora, los componentes básicos que se tratan de recoger son un elemento que englobe lo que se recibió de ayudas en el pasado y otro que determine cuánto se debe percibir en el futuro. Todo esto es ajustado a los períodos que quedan de vida útil de la instalación para no percibir de más.

Además, también se tiene en cuenta la rentabilidad razonable que la Administración garantiza. Esta rentabilidad se calcula como la promedio del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del período regulatorio, incrementándose en un diferencial. Actualmente está establecido en un 7,503 %. De este modo, los conceptos clave pasan a ser la potencia instalada y el año de instalación de autorización definitiva, obviando totalmente la productividad de las instalaciones.

3 Efectos de la reforma en Galicia

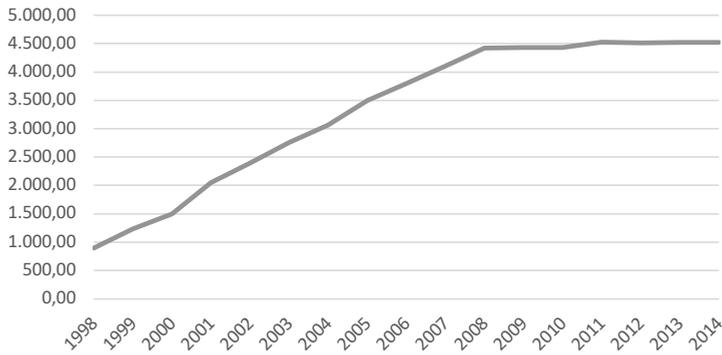
3.1 Efectos económicos

Como se indicaba en el apartado anterior, en la nueva remuneración a las renovables influye principalmente el año de instalación y la potencia instalada, aunque este último factor simplemente multiplica la forma de retribución. A pesar de lo anterior, sí que se debe destacar que, en función del tipo de energía renovable de la que se trate, la fórmula sufre ciertas modificaciones. Aun así, lo descrito se corresponde, entre otras, con la remuneración a la energía eólica, que en 2012, al inicio de la reforma, englobaba cerca del 75 % de la potencia renovable instalada en Galicia¹⁵.

Partiendo de lo anterior, se debe observar, en primer lugar, cómo evolucionó la potencia instalada en Galicia, algo que se puede ver en la siguiente gráfica:

15 Datos consultados en la CNMC, excluyendo de entre las renovables la gran hidráulica, es decir, la que tiene una potencia instalada superior a los 50 MW.

Potencia instalada en Galicia (MW)



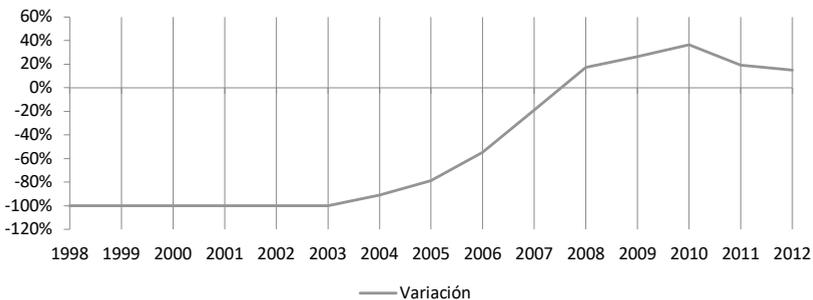
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNMC.

En la gráfica se muestra cómo en Galicia se apostó de manera precoz por las energías renovables. Así, existió una constante evolución hasta el año 2008, momento en el que se produjo un cambio del régimen remuneratorio, el cual introdujo un escenario un poco menos favorable para las explotaciones gallegas. Además, a ello hay que añadir que con el estado de la tecnología actual –que está avanzando de forma muy rápida– era complicado aprovechar más de forma rentable los recursos energéticos gallegos. Otro aspecto que contribuyó a este menor crecimiento fue la promulgación de la Ley 8/2009 y la problemática surgida a causa de esta que antes describimos.

Otro dato que se percibe en la gráfica y que es preciso concretar es el año medio de autorización definitiva que tienen las explotaciones de renovables gallegas. Este, basándonos en datos de la CNMC, es 2002. Mientras, en comparativa, el año medio de instalaciones de este tipo en España es 2005.

Tomando este dato, se puede analizar cómo se han visto afectadas las renovables en función de este. Así, centrándonos en la energía eólica, que como se indicaba es la principal fuente renovable en Galicia, la variación media estatal de la remuneración con la reforma eléctrica se produjo de la siguiente manera:

Variación en función del año de instalación de la nueva retribución respecto a la anterior para el promedio estatal



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNMC.

REGAP



ESTUDIOS

En esta gráfica se refleja cómo las instalaciones que poseen un año de autorización definitivo anterior a 2003 fueron consideradas como enteramente amortizadas por la Administración, por lo que no se les otorgó remuneración ninguna. Por su parte, las instalaciones realizadas entre el año 2003 y el 2008 sufrieron importantes recortes en su remuneración, aunque estos fueron menores en las instalaciones más recientes. Finalmente, a partir de 2008 los parques eólicos se encuentran con una retribución mayor que la que venían recibiendo. Esta crece hasta 2010, cuando comienza a bajar, pero situándose siempre por encima de la remuneración anterior.

La evolución de esta gráfica deja ver un comportamiento del legislador un tanto incomprensible. Así, esta, en lugar de morir en cero –es decir, que la remuneración fuera igual que la de la legislación anterior–, sigue aumentando una vez llegada a los niveles retributivos anteriores. Por lo tanto, partiendo de que la explicación principal de esta reforma por parte del Gobierno era la de combatir el déficit tarifario, este comportamiento resulta incoherente.

Esto tiene gran relevancia en lo relativo a las explotaciones gallegas, ya que, como se describió, a partir de 2008 la potencia instalada aumentó muy poco, teniendo, por lo tanto, casi todas las instalaciones una fecha de autorización definitiva anterior. Así pues, la energía eólica en particular y las renovables gallegas en general se vieron especialmente perjudicadas por la reforma eléctrica. Si lo comparamos con el resto de las comunidades autónomas, el efecto es el siguiente:

Variación de la retribución específica de la energía eólica por comunidad autónoma

Comunidad autónoma ¹⁶	Variación de la retribución
Andalucía	6,67 %
Aragón	-79,21 %
Asturias	-16,82 %
Cantabria	52,78 %
Castilla-La Mancha	-51,94 %
Castilla y León	-18,11 %
Cataluña	5,36 %
Comunidad Valenciana	3,06 %
Galicia	-75,07 %
La Rioja	-92,42 %
Murcia	2,11 %
Navarra	-93,45 %
País Vasco	-87,98 %
Promedio peninsular	-40,55 %

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNMC.

16 Las comunidades autónomas de Madrid y Extremadura, así como las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla son excluidas porque antes de la reforma eléctrica no disfrutaban de potencia eólica instalada. Por su parte, las comunidades autónomas de las Islas Canarias e Islas Baleares tampoco fueron incluidas en el análisis, ya que la liquidación de su remuneración específica se realiza de manera diferente debido a sus especiales circunstancias.

De esta tabla se extrae que los parques eólicos gallegos fueron de los más perjudicados por la reforma eléctrica, solo superados por los aragoneses, vascos, riojanos¹⁷ y navarros. Los parques de estas comunidades autónomas son los que tienen un año de autorización definitiva más antiguo y operan con un mayor número de horas equivalentes de funcionamiento al año –es decir, son más productivos–. Las causas que implican estos resultados se encuentran en que desde la Administración se consideraron ya amortizados los parques anteriores a 2003, como se veía en la gráfica anterior, y parcialmente amortizados los parques con un año de autorización definitiva comprendido entre 2003 y 2008. Además, a diferencia de lo que sucedía con la anterior normativa, esta forma de remuneración no premia la productividad de las instalaciones. Sin embargo, los lugares donde el número de horas equivalentes era superior, como en el caso gallego, se vieron comparativamente perjudicados.

Con estos datos se puede afirmar que la reforma eléctrica introdujo un claro recorte de la remuneración global en el sector de las renovables y, en particular, en el sector eólico. El promedio peninsular bajó un 40,5 % y la única comunidad que se vio altamente favorecida, Cantabria, presenta una escasísima potencia instalada, por lo que no resulta relevante en el contexto estatal. Como resumen, teniendo en cuenta que la prima total que la Administración otorgó a la eólica en 2012 bajo el amparo de la anterior legislación fue de en torno a los 2.053 millones de euros, el ahorro que el Gobierno conseguirá lograr con esta nueva forma de retribuir será de unos 832,5 millones de euros¹⁸. Además, dentro de este contexto, Galicia resultó especialmente perjudicada.

De este modo, los productores gallegos, junto con los de otras comunidades autónomas, emitieron quejas, poniendo de manifiesto precisamente que estaban siendo penalizados a pesar de contar con las instalaciones más eficientes y ser los que en su día habían asumido el riesgo de apostar por una tecnología que, en aquel momento, aún no estaba madura. En cambio, argumentaban, las instalaciones que tenían una menor eficiencia y se habían subido al arranque de las renovables una vez visto ya que el sector era rentable son las que salen más beneficiadas de la reforma. Todo ello desembocó en un amplio número de litigios tanto ante tribunales nacionales como internacionales.

3.2 Efectos jurídicos

3.2.1 Jurisprudencia nacional

Sobre el paquete normativo constituyente de la reforma eléctrica, se realizaron múltiples reclamaciones tanto desde empresas privadas y particulares como desde instituciones. Así, por ejemplo, la Xunta de Galicia elevó al Tribunal Constitucional un recurso de inconstitucionalidad en el caso del Real decreto ley 1/2012, aunque fue desestimado. De este modo, la reforma eléctrica dio pie a una amplia jurisprudencia tanto del Tribunal Constitucional como, especialmente, del Tribunal Supremo. El concepto central en el que se basaron ambos tribunales fue el del riesgo regulatorio.

¹⁷ Esta comunidad autónoma tiene la característica de que su potencia instalada es muy pequeña, por lo que su relevancia es escasa.

¹⁸ Aunque esto es una aproximación, ya que dentro de dicho cálculo juegan otros factores que no se están teniendo en cuenta, como puede ser la evolución de la potencia instalada. En el eje económico se profundizó más en: BLANCO MOA, J.A., "A reforma eléctrica en España: Efectos sobre el sector eólico", *Repositorio Institucional da UDC*, 2015.

Este concepto, creado por la jurisprudencia, encuentra su origen a finales de los años ochenta y principios de los noventa, en los denominados sectores regulados –como es el energético–. Estos, que fueron liberalizados en esa época, eran sectores estratégicos, por lo que precisaban de una importante regulación estatal. Ello se debía a la necesidad de defender ciertos intereses generales, normalmente mediante las obligaciones de servicio público¹⁹.

Así, el riesgo regulatorio se define como la posibilidad existente de que las normas básicas de un determinado sector –regulado– varíen, y con eso se frustren las estrategias y expectativas de los operadores de dicho sector, fundadas en la regulación anterior. Este, además, permite que los principios de seguridad jurídica y confianza legítima se vean reducidos. En la doctrina establecida por el propio Tribunal Supremo este riesgo se les impone a los operadores privados del sector, que tienen la obligación de soportarlo como una carga²⁰.

En lo relativo a la seguridad jurídica, se debe partir del componente doble del mismo. Este, por un lado, exige la regularidad estructural y funcional del sistema jurídico a través de sus normas e instituciones, debiendo ser previsibles los efectos de la aplicación de estas normas. Mientras, por otro lado, también implica la posibilidad de conocimiento del derecho que es necesario aplicar por sus destinatarios²¹. Así, en palabras del Tribunal Constitucional en la Sentencia 270/2015, de 17 de diciembre de 2015 (RTC 2015\270) –que versa sobre la constitucionalidad de dicho Real decreto ley 9/2013–, este principio se debe entender como la certeza sobre el ordenamiento jurídico aplicable, la ausencia de confusión normativa y la previsibilidad en la aplicación del derecho. En este caso el Tribunal Constitucional consideró que esta norma no vulneró el principio de confianza legítima, ya que las circunstancias económicas del sector hacían necesario un cambio normativo. Además, este cambio no se podía argumentar que fuera inesperado para un operador prudente y diligente, debido, de nuevo, a las circunstancias económicas del sector²².

La misma línea jurisprudencial es mantenida por el Tribunal Supremo al analizar esta norma. A su vez, cuando resolvió sobre la legalidad del Real decreto ley 2/2013 y la Orden IET/221/2013 en la Sentencia de 16 de marzo de 2015 (RJ 2015\988), hizo primero referencia al principio de seguridad jurídica comunitario. Sobre este, citando la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 10 de septiembre de 2009 (asunto C-201/08, Plantanol GmbH & Co. KG), el Supremo explicó que la seguridad jurídica en el ámbito comunitario se había concretado en la claridad, precisión y suficiente publicidad de las normas, pero no impide en ningún caso cambios en la regulación. Mientras, en el ámbito nacional y en el de las renovables continúa con la doctrina ya expuesta y niega que la reforma eléctrica contraríe este principio. De idéntica manera resolvió a la hora de analizar el Real decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014. Sin embargo, en las resoluciones derivadas de estas normas, la mayoría de las sentencias cuentan con uno o dos votos particulares, en los cuales se considera

19 GONZÁLEZ RÍOS, I., “Las «obligaciones de servicio público» en el sector eléctrico (de la protección del consumidor a la protección del medio ambiente)”, Rivero Ortega, R., y Rastrollo Suárez, J.J. (coords.), *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, Salamanca, 2014, pp. 215-216.

20 RODRÍGUEZ BAJÓN, S., “El concepto de riesgo regulatorio. Su origen jurisprudencial. Contenido, efectos y límites”, *Revista de Administración Pública*, n. 188, 2012, pp. 189-192.

21 BERMEJO VERA, J., “El principio de seguridad jurídica”, Santamaría Pastor, J.A. (dir.), *Los principios jurídicos del Derecho Administrativo*, Wolters Kluwer-La Ley, Madrid, 2010, p. 82.

22 ALENZA GARCÍA, J.F., “Las energías renovables ante la fugacidad legislativa: La mitificación de los principios de (in)seguridad jurídica y de (des)confianza legítima: (A propósito de la STC 270/2015 sobre el nuevo sistema retributivo de las energías renovables)”, *Actualidad jurídica ambiental*, n. 55, 2016, p. 8.

vulnerado el principio de seguridad jurídica por la existencia de retroactividad ilícita, así como por el vacío legal de casi un año entre la entrada en vigor del Real decreto ley 9/2013 y la del Real decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014.

El principio de confianza legítima presenta una íntima relación con el de seguridad jurídica, hasta el punto de que hay autores que defienden que este es el reflejo del segundo en situaciones individuales²³. Igual que este, encuentra sus raíces en el derecho alemán, aunque su concepto allí, denominado *Vertrauensschutz*, tiene unos matices ligeramente distintos²⁴. Este principio fue acogido en el ordenamiento jurídico español a través de la jurisprudencia del Tribunal Supremo, especialmente por un conjunto de sentencias dictadas a finales de la década de los ochenta y comienzos de los noventa que contaron con el magistrado D. Benito Santiago Martínez Sanjuán como ponente²⁵.

Con respecto a este principio, la jurisprudencia del Tribunal Supremo no se desvía demasiado de lo expuesto para el principio de seguridad jurídica. De este modo, sentencias tales como la 1271/2016, de 1 de junio (RJ/2016/3452), vuelven a incidir en la previsibilidad del cambio normativo en el sector, cuestión por la cual defienden que este principio no es vulnerado por la reforma, ya que consideran que no se generó una confianza legítima en los productores de energías renovables acerca de que el marco legislativo no variaría. Muchas de estas sentencias cuentan también con votos particulares, pero solo aprecian la vulneración de este principio en aspectos muy concretos tales como el referido en el apartado anterior del vacío legal existente de casi un año entre la entrada en vigor del Real decreto ley 9/2013 y la del Real decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014.

Mientras, el Tribunal Constitucional, en la ya citada Sentencia 270/2015, también habla de la previsibilidad del cambio normativo. No obstante, aquí el voto particular del magistrado D. Juan Antonio Xiol Ríos, al que se adherieron la magistrada D.ª Adela Asúa Batarrita y el magistrado D. Fernando Valdés Dal-Ré, incide en el tema de la confianza legítima. Estos consideran que la sentencia era una gran oportunidad para sentar las bases del principio de confianza legítima y adaptarlo al ordenamiento comunitario. A pesar de ello, en este voto particular también consideran que se respetó este principio.

Por el contrario, la Comisión Europea, en su Comunicación del 5 de noviembre de 2013 *Guidance for the design of renewable support schemes*, afirmó que en el sector eléctrico deben existir compromisos jurídicos a largo plazo. Así, continúa, las reformas energéticas deben ser especialmente cuidadosas para evitar modificar la rentabilidad de las inversiones y traicionar las expectativas legítimas de los inversores²⁶.

23 MARTÍN PALLÍN, J.A., “La cascada legislativa que ahoga las energías renovables”, *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015, p. 229.

24 GONZÁLEZ FERNÁNDEZ, J.J., “Una aproximación a los principios de seguridad jurídica, buena fe y protección de la confianza legítima en derecho administrativo”, *Noticias Jurídicas*, 2005, <https://sgalera.files.wordpress.com/2014/10/seguridad-juridica-confianza-legc3ad-tima.pdf> (14 de abril de 2018).

25 LAGUNA DE PAZ, J.C., “El principio de protección de la confianza”, Santamaría Pastor, J.A. (dir.), *Los principios jurídicos del Derecho Administrativo*, Wolters Kluwer-La Ley, Madrid, 2010, p. 1170.

26 ARANA GARCÍA, E., “La nueva ley del sector eléctrico: Entre el riesgo regulatorio y la seguridad jurídica en el apoyo a las energías renovables”, Alenza García, J.F. (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, Thomson-Reuters Aranzadi, Navarra, 2014, p. 152.

Además de estos dos principios comentados, los productores energéticos también alegaron que estaban ante una reforma de carácter retroactivo, ya que su decisión de inversión y desembolso se había realizado ante una legislación muy distinta. La irretroactividad está positivada en el artículo 9.3 de la Constitución española, donde se garantiza la irretroactividad de las disposiciones sancionadoras desfavorables o restrictivas de derechos individuales.

Aquí, en lo referente a la reforma eléctrica, la jurisprudencia nacional interpretó que la nueva normativa desplegaría sus efectos en ejercicios futuros y que para ser considerada una retroactividad prohibida debería desplegarlos también en ejercicios pasados²⁷. En cambio, hubo varias sentencias que contaron con votos particulares, siendo las normas que presentaron un mayor debate al respecto para el Tribunal Supremo el Real decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014. Este debate vino a raíz de la introducción del concepto de rentabilidad razonable y de la devolución de cantidades cobradas de más entre la aprobación del Real decreto ley 9/2013 y las normas citadas. En el primero caso, la problemática parte de que esta rentabilidad integra dentro de su definición legal las retribuciones ya percibidas en el pasado para determinar las que se deben recibir en el futuro. Aquí el Tribunal Supremo afirma que no existe retroactividad prohibida, ya que la norma no afecta a derechos patrimoniales previamente consolidados e incorporados al patrimonio de los titulares de las instalaciones, ni a situaciones jurídicas agotadas o consumadas²⁸. Mientras, en lo relativo a las cantidades cobradas de más, el alegato de retroactividad se descartó arguyendo que estas eran pagos a cuenta que no constituían un derecho consolidado.

Por su parte, el Tribunal Constitucional en la Sentencia 270/2015 consideró que el Real decreto ley 9/2013 no infringe el principio de irretroactividad. Aquí el alegato se basaba en que esta norma debería ser concretada reglamentariamente con carácter posterior y este reglamento tendría efecto desde la publicación del propio Real decreto ley 9/2013. El argumento del Constitucional para confirmar la irretroactividad de la norma fue de nuevo la inexistencia de derechos ya consolidados a los que esta pudiera afectar.

Observando todo esto se puede concluir que la jurisprudencia nacional consideró completamente legítima la reforma eléctrica. Así, siendo un sector que presenta riesgos regulatorios, los operadores privados debían prever que la legislación podría cambiar.

Además, en varias de las sentencias en que el Tribunal Supremo abordó la reforma eléctrica, también hizo referencia al Tratado sobre la Carta de la Energía (en adelante, TCE), pero sin profundizar demasiado en él. De este modo, por ejemplo la Sentencia del Tribunal Supremo 2131/2016, de 3 de octubre (RJ\2016\4854), afirmó que el TCE no fue vulnerado, ya que, a pesar de que hubo alguna norma que fue contraria a los intereses de los inversores, “las inversiones en esta tecnología siguen estando protegidas y fomentadas en España por un marco normativo sin duda favorable en su globalidad”.

Por su parte, el Tribunal Constitucional sí que trató más pormenorizadamente el tema en su Sentencia 270/2015. En cambio, aquí no se incide en el fondo del asunto –es decir, la vulneración del TCE–, sino que lo que razona la sentencia es que los tratados internacionales

27 Esto se puede observar en la Sentencia del Tribunal Supremo de 12 de abril de 2012 (RJ/2012/5275), que, aunque estudia el Real decreto 1565/2010, la Orden ITC/3353/2010 y la Circular 3/2011, en la jurisprudencia relativa a la reforma eléctrica se aplicaron los mismos razonamientos repetidamente.

28 Sentencia del Tribunal Supremo 1271/2016.

en vigor para España no forman parte del bloque de constitucionalidad que debe servir para juzgar la compatibilidad de determinados preceptos legales. Esta postura contó con el voto particular del magistrado D. Juan Antonio Xiol Ríos, al que se adherieron los magistrados D.ª Adela Asúa Batarrita y D. Fernando Valdés Dal-Ré, que se mostró disconforme con ella.

Por todo ello, se puede afirmar que la jurisprudencia nacional apoyó la reforma eléctrica, considerándola enteramente legal, salvo en contados casos. Así, los productores gallegos que reclamaron por la reducción de sus ingresos vieron cómo sus pretensiones fueron mayoritariamente desestimadas en los tribunales.

3.2.2 Jurisprudencia internacional

Las reclamaciones realizadas a causa de la reforma eléctrica no solo se efectuaron ante tribunales nacionales, sino que también fueron interpuestas ante órganos internacionales. Ello se realizó al amparo del TCE, la norma internacional básica en el ámbito energético.

Esta norma protege las inversiones extranjeras en actividades económicas en el sector de la energía, definiéndolas en su artículo 1 como las dedicadas a la exploración, extracción, refinación, producción, almacenamiento, transporte por tierra, transmisión, distribución, comercio, comercialización y venta de materias y productos energéticos.

Por su parte, por inversión se entiende cualquier tipo de activo poseído o controlado directa o indirectamente por un inversor. Estos últimos, para disfrutar de la protección del TCE, deben ser nacionales de un Estado parte del TCE y realizar sus inversiones en otro Estado parte. Así, los Estados parte que reciben la inversión se comprometen a²⁹:

- Fomentar y crear condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes, concediendo a las inversiones un tratamiento justo y equitativo (art. 10.1 TCE).
- No perjudicar la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación de estas, implantando medidas exorbitantes o discriminatorias (art. 10.1 TCE).
- No conceder un tratamiento menos favorable que el exigido por el derecho internacional (art. 10.1 y 10.3 TCE).
- Garantizar la no expropiación directa o indirecta –o medidas equivalentes– salvo que sea por razones de interés público, no sea discriminatorio y se lleve a cabo mediante el debido procedimiento legal indemnizando al inversor (art. 13 TCE).
- Garantizar la libertad de transferencias de capitales y beneficios relacionados con las inversiones (art. 14).

Por su parte, el artículo 26 TCE explica el tratamiento de las controversias surgidas en relación con el tratado. En él se expone que se tratarán de solucionar amistosamente, aunque si existen posturas irreconciliables el inversor puede elegir, en un plazo de tres meses, entre

29 DE LOS SANTOS LAGO, C.; ARANA, S., e IGLESIAS GALLARDO J.L., “Arbitraje internacional bajo el Tratado sobre la Carta de la Energía: la vía del inversor extranjero”, *Cuadernos de energía*, n. 30, 2011, pp. 5-7.

los tribunales ordinarios o administrativos del país donde efectuó la inversión, un mecanismo establecido con carácter previo o siguiendo los mecanismos que le ofrece el TCE. Estos últimos son:

- Acudir al CIADI si tanto el Estado del que es nacional el inversor como el Estado en el que se realiza la inversión son signatarios del Convenio de Washington de 1965. A este órgano también se puede acudir, con ciertas especificidades, si solo una de las partes es signataria del convenio.
- Solicitar el concurso de un único árbitro internacional o de un tribunal *ad hoc* establecidos en virtud del Reglamento de arbitraje del UNCITRAL.
- Requerir un procedimiento de arbitraje ante el Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo³⁰.

De dichos procedimientos, el de mayor relevancia es el de arbitraje ante el CIADI, ya que es este órgano ante el que se interpusieron la gran mayoría de reclamaciones contra el Estado español debido a la reforma eléctrica. Este ya emitió varias resoluciones, resultando positivas para los inversores.

La primera de estas resoluciones fue la del laudo arbitral ARB/13/36, de 26 de abril de 2017, siendo las entidades demandantes las mercantiles Eiser Infrastructure Limited –un fondo de inversiones inglés ligado a ABN Amro– y su filial luxemburguesa Energía Solar Luxembourg S.à.r.l. Estas empresas basaron su reclamación en una vulneración de los artículos 10 y 13 TCE. Estos, como se indicó, implican la prohibición de denegar un trato justo y equitativo a las inversiones, no favorecer la creación de condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes, someterlas a medidas exorbitantes y expropiarlas. Aunque ello implicaría cuatro reclamaciones distintas, por un tema de economía judicial, el tribunal estableció que la cuestión clave era la de la garantía de un trato justo y equitativo y que, resolviendo sobre ella, quedaría solucionada la controversia.

Así pues, en lo relativo a esta reclamación, el tribunal, en primer lugar, aclaró que el TCE no les impedía a los Estados contratantes cambiar su normativa interna, pero sí protegía a los inversores frente a cambios “totales e irrazonables” (párrafos 362 y 363). A mayores, el tribunal indicó que el principio de trato justo y equitativo debe brindar un marco legal que fomente la cooperación a largo plazo, aumentando la estabilidad, elemento este último al que concedió una especial importancia.

Así pues, para el Tribunal arbitral del CIADI la clave del asunto radica en que el cambio legislativo de la reforma eléctrica española era de suficiente entidad como para privar a las demandantes de su inversión –o de parte importante de ella– y suponer una variación normativa radical. En este caso, se consideró que sí lo era, por lo que el Estado español incumplió el artículo 10.1 TCE debido a los cambios normativos introducidos con la reforma eléctrica.

Además, también consideró como retroactivo el cambio normativo –párrafos 400 a 402–, sobre la base de que la nueva retribución tenía en cuenta las retribuciones pasadas que pudieran ser excesivas. A pesar de ello, debido a que las plantas de energía solar de las

30 FERNÁNDEZ PÉREZ, A., “Los contenciosos arbitrales contra España al amparo del Tratado sobre la Carta de la Energía y la necesaria defensa del Estado”, *Arbitraje: Revista de arbitraje comercial y de inversiones*, vol. VII, n. 2, 2014, pp. 375-376.

demandantes afectadas estuvieron muy poco tiempo operativas antes de la reforma eléctrica, el tribunal no profundizó más en este punto, ya que apenas incidía en el caso analizado.

Es necesario añadir que, con carácter previo a esta resolución, la Cámara de Comercio de Estocolmo había tratado ya el asunto de la reforma eléctrica en España en el laudo 062/2012, dictado en el caso Charanne B.V. y Construction Investments S.A.R.L. contra el Reino de España, de 21 de enero de 2016. Este desestima la demanda e indica que el TCE no fue vulnerado. A pesar de ello, se debe advertir que en la reclamación no se trata el grueso de la reforma, sino que solo se analizaba el Real decreto 1565/2010 y el Real decreto ley 14/2010³¹. Este mismo órgano también se pronunció sobre la reforma en el laudo arbitral 153/2013, dictado en el caso Isolux Infrastructure Netherlands B.V. contra el Reino de España, de 6 de julio de 2016. Aquí nuevamente se desestima la demanda, pero también se vuelve a tratar de un caso atípico debido a que la demandada había realizado su inversión en octubre de 2012, por lo que el Tribunal de la Cámara de Comercio entendió que, “en octubre de 2012, todo inversor podía anticipar no solo una modificación fundamental del contenido del régimen especial, sino también la supresión del régimen, siempre que se respete el principio de rentabilidad razonable de la inversión”.

Por último, también hay que indicar que, con posterioridad al citado laudo arbitral del CIADI ARB/13/36, de 26 de abril de 2017, el Estado español obtuvo otros laudos en que, nuevamente, era condenado a pagar indemnizaciones a inversores. Estos se corresponden con los asuntos del CIADI Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. vs. Reino de España (No. ARB/14/1) e Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. & Antin Energia Termosolar B. V. vs. Reino de España (No. ARB/13/31), y con el asunto del Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR vs. Reino de España (No. 2015/063)³².

regap



ESTUDIOS

4 La situación actual

Tras la reforma eléctrica, el efecto inicial en Galicia fue la paralización de toda inversión en el sector. Así, desde 2012 hasta 2017 la potencia instalada de energía renovable, siguiendo los informes anuales de Red Eléctrica de España³³, apenas aumentó en unos pocos megavatios –menos de 100–. Los motivos de esto se encuentran tanto en el contexto regulatorio desfavorable como en la incertidumbre de que esta normativa se vaya a mantener en el tiempo. Además, sobre los inversores gallegos también pesa el doble tratamiento que la misma situación jurídica recibió a nivel nacional e internacional. Estos están siendo en cierto modo discriminados frente a sus competidores internacionales, ya que los inversores gallegos, por ser nacionales españoles, no pueden acudir al TCE, sin que sean sus reclamaciones atendidas. Mientras, los inversores internacionales –o los que invirtieron a través de sus

31 HERNÁNDEZ-MENDIBLE, V.R., “El Tratado sobre la Carta de la Energía y el arbitraje internacional de inversiones en fuentes de energías renovables. Caso Charanne BV y Construction Investments SARL vs. Reino de España”, *Revista de Administración Pública*, n. 202, 2017, pp. 223-253.

32 BLANCO MOA, J.A., “La distinta aplicación del Derecho interno e internacional ante las reclamaciones del sector de las renovables por la reforma eléctrica”, *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, n. 10, 2018, p. 146.

33 Estos datos se pueden encontrar públicos en el apartado de estadísticas de la página web de dicha institución: <http://www.ree.es/es/> (14 de abril de 2018).

filiales extranjeras— sí pueden acudir a órganos de arbitraje internacional, que muestran una postura más favorable a sus intereses que el Tribunal Supremo y el Tribunal Constitucional.

Por otra parte, la propia estructura del sector implica que la mayor parte de la inversión se sitúe al inicio de este. Sin embargo, era frecuente que el mecanismo de financiación fuera el de los *Project Finance*. Este método se basa en los flujos de caja futuros que va a obtener la instalación y, tomando estos como referencia, se afronta la amortización de la deuda financiera adquirida teniendo que obtener también cierta rentabilidad para los accionistas y/o inversores³⁴. Debido a esta peculiar forma de negocio, muchos de los productores, al ver reducida la parte de sus ingresos correspondientes a la prima estatal, fueron incapaces de hacer frente a su deuda financiera, por lo que o bien vendieron sus instalaciones o bien fueron ejecutadas por las entidades financieras.

Muchas de estas financieras, especialmente en los negocios que realizaron con inversores en energía solar cuando se trataba de particulares y pequeñas y medianas empresas, junto con la financiación también vendieron clips financieros o *swaps*, que consisten en contratos por los cuales ambas partes se comprometen a intercambiar flujos de caja futuros en función de un determinado acontecimiento que, habitualmente en estos supuestos, era la evolución de los tipos de interés. Esto perjudicó aún más a los productores que fueron convencidos para contratar este producto, ya que su funcionamiento habitual era que, si el tipo de interés de referencia bajaba —lo cual efectivamente sucedió y muchas financieras ya lo habían previsto—, el productor le pagaría a la financiera, y viceversa. Ello también dio pie a reclamaciones, aunque estas sí están siendo habitualmente estimadas. Ejemplos de esta situación son tratados, entre otras, en las sentencias del Tribunal Supremo 362/2017, de 8 de junio (RJ 2017\3146), y 335/2017, de 25 de mayo (RJ 2017\2335).

En cambio, si nos situamos en un período más reciente, el sector de las renovables en Galicia parece comenzar a salir de su estancamiento fruto de la nueva regulación. Además, desde la Administración, se está volviendo a adoptar un discurso a favor de este tipo de energía, aunque con mucha mayor cautela que en la primera década del siglo XXI. Un ejemplo de ello es la Ley de la Xunta de Galicia 5/2017, de 19 de octubre, de fomento de la implantación de iniciativas empresariales en Galicia. En ella se impulsan por la vía rápida los proyectos adjudicados en las subastas eléctricas y se garantiza la tramitación simplificada para los demás proyectos de renovables presentados antes de 26 de noviembre de 2017.

Esta referencia a las subastas eléctricas es indispensable, ya que es a través de ellas como se está impulsando la instalación de nueva potencia energética renovable. Estas subastas encuentran amparo en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, del sector eléctrico, donde se indica que, excepcionalmente, el Gobierno puede establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos europeos o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

De este modo, esta disposición se debe relacionar con que España en 2014 contaba con un 17,3 % de consumo de energía renovable sobre el consumo de energía final, superando

34 COLMENAR-SANTOS, A., CAMPÍÑEZ-ROMERO, S., PÉREZ-MOLINA, C., y MUR-PÉREZ, F., "Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, 2015, pp. 320-321.

en 5,2 puntos el objetivo europeo previsto para ese año (12,1 %) –datos recogidos en la exposición de motivos del Real decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece una cuota de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, a lo que se le podrá otorgar el régimen retributivo específico–. En cambio, en 2017, ante el crecimiento del consumo de electricidad y el estancamiento de la energía renovable, el objetivo europeo fijado en el 20 % de energía renovable sobre el consumo de energía final en 2020 parecía difícil de alcanzar. Por eso se comenzaron a realizar las subastas eléctricas.

En este contexto, se aprobaron los reales decretos 359/2017, de 31 de marzo, y el citado 650/2017 –y su normativa de desarrollo–, por los que se establecieron sus respectivas convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

En estas subastas, las empresas participantes tienen que depositar un aval para garantizar que, si consiguen convertirse en adjudicatarias, efectivamente instalarán la potencia comprometida, ya que en caso contrario perderían este aval. Además, aquí las ayudas que se están planificando lo son a la potencia instalada, en lugar de a la energía generada. Mientras, la subasta, simplificando lo dispuesto en la regulación, se realiza de manera marginalista. Ello implica que las ofertas de los productores indican a qué porcentaje de ayuda están dispuestos a renunciar para instalar los megavatios ofertados, ordenándose estas ayudas de más barata a más cara.

De las subastas realizadas en 2017 la incidencia en Galicia es clara, ya que diversas empresas productoras gallegas consiguieron adjudicarse una parte de la potencia ofertada. Entre estas se pueden citar, siguiendo la información publicada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital³⁵, Fergo Galicia Vento, S.L., Greenalia Power, S.L., o Inverólica De Abella, S.L. Esta última empresa, si se visita su página web³⁶, indica que en la actualidad está construyendo un parque eólico en Lugo.

Las demás empresas citadas pueden instalar la potencia adjudicada en Galicia o no, pero su domicilio social radica aquí. Por eso, directamente –con la instalación– o indirectamente –con el pago de impuestos– su actividad tiene incidencia en Galicia.

5 Consideraciones finales

De todo lo expuesto, se extrae que el sector de las renovables en Galicia se ha visto especialmente afectado por la reforma eléctrica. Comparativamente, los productores gallegos sufrieron una pérdida de ingresos mayor que la mayoría de sus competidores del resto del Estado español. A ello hay que añadir que sus reclamaciones no fueron atendidas en los tribunales nacionales.

En cambio, las reclamaciones realizadas ante órganos internacionales como el CIADI están comenzando a resolverse a favor de los productores energéticos. A pesar de esto, la Carta de

35 Este, en lo referente a las subastas eléctricas de energía renovable, emite notas de prensa como la siguiente: <http://www.minetad.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2017/documents/170727%20listado%20adjudicatarios%20subasta%20renovables.pdf> (14 de abril de 2018).

36 <http://www.invertaresa.com/GRUPO/inverolica/espanol/empresa/empresa.htm> (14 de abril de 2018).

la Energía solo ampara para acudir a dichos tribunales a los inversores extranjeros, creando así un doble derecho aplicable en esta controversia. Sin embargo, los productores gallegos no se pueden beneficiar de esta jurisprudencia, sino que se les aplica la del Tribunal Supremo español, que es contraria a sus intereses.

Todo esto mantuvo parado cualquier tipo de inversión en el sector de las energías renovables en Galicia. En cambio, recientemente, ante los objetivos energéticos de 2020 acordados por la Unión Europea en cuanto a renovables y a los avances tecnológicos del sector –que lo hacen más rentable–, en el año 2017 comenzó a reactivarse nuevamente el sector. El mecanismo utilizado para ello están siendo las subastas eléctricas, en las cuales los productores reciben una ayuda por potencia instalada, pero si no llegan a realizar finalmente la inversión perderían un aval previo que deben depositar. Además, estas subastas se pueden calificar como marginales, ya que en las ofertas que hacen los distintos actores lo que se indica es la cantidad de remuneración especial de la Administración a la que se está dispuesto a renunciar para instalar la potencia ofertada.

A través de estos mecanismos ya se está planificando la construcción de nuevas plantas de producción de energías renovables en Galicia, especialmente de eólica, que es la principal fuente renovable utilizada en nuestro país. En cambio, esto también introduce nuevos retos, ya que se están realizando las primeras críticas a estas subastas, acusándolas de discriminatorias por parte de los operadores del sector fotovoltaico, que arguyen que estas benefician al sector eólico y a las grandes empresas³⁷. La evolución de este mecanismo marcará, sin duda, una parte importante del futuro del sector y de los retos y problemas que deberá afrontar.

Bibliografía

- ALENZA GARCÍA, J. F., “Las energías renovables ante la fugacidad legislativa: La mitificación de los principios de (in)seguridad jurídica y de (des)confianza legítima: (A propósito de la STC 270/2015 sobre el nuevo sistema retributivo de las energías renovables)”, *Actualidad jurídica ambiental*, n. 55, 2016.
- ARANA GARCÍA, E., “La nueva ley del sector eléctrico: Entre el riesgo regulatorio y la seguridad jurídica en el apoyo a las energías renovables”, Alenza García, J. F. (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, Thomson-Reuters Aranzadi, Navarra, 2014.
- BARNÉS VÁZQUEZ, J., y PÉREZ DE AYALA BECERRIL, L., “Reflexiones sobre los cambios normativos y sus efectos en los particulares. Los problemas que plantea la responsabilidad del estado legislador. La necesaria prospección de los poderes públicos”, *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015.
- BERMEJO VERA, J., “El principio de seguridad jurídica”, Santamaría Pastor, J.A. (dir.), *Los principios jurídicos del Derecho Administrativo*, Wolters Kluwer-La Ley, Madrid, 2010.
- BLANCO MOA, J. A., “A reforma eléctrica en España: Efectos sobre el sector eólico”, *Repositorio Institucional da UDC*, 2015.

37 Esto se puede contrastar a través de la prensa. Por ejemplo: <https://www.elboletin.com/noticia/149099/economia/compleja-y-discriminatoria:-la-macrosubasta-de-renovables-se-celebra-entre-las-quejas-del-sector.html> (14 de abril de 2018).

- COLMENAR-SANTOS, A.; CAMPÍÑEZ-ROMERO, S.; PÉREZ-MOLINA, C., y MUR-PÉREZ, F., "Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, 2015.
- DEL RÍO GONZÁLEZ, P., "The years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms", *Energy Policy*, n. 36, 2008.
- DE LOS SANTOS LAGO, C.; ARANA, S., e IGLESIAS GALLARDO J. L., "Arbitraje internacional bajo el Tratado sobre la Carta de la Energía: la vía del inversor extranjero", *Cuadernos de Energía*, n. 30, 2011.
- FABRA UTRAY, J., "El déficit tarifario en el sector eléctrico español", *Temas para el debate*, n. 210, 2012.
- FERNÁNDEZ PÉREZ, A., "Los contenciosos arbitrales contra España al amparo del Tratado sobre la Carta de la Energía y la necesaria defensa del Estado", *Arbitraje: Revista de Arbitraje Comercial y de Inversiones*, vol. VII, n. 2, 2014.
- GALÁN VIOQUE, R., "El ocaso de las energías renovables en España", Sandulli, M.A., e Vandelli, L. (dir. congr.), *I servizi pubblici economici tra mercato e regolazione: atti del 20° Congresso italo-spagnolo dei professori di diritto amministrativo: Roma 27 febbraio-1 marzo 2014*, 2016.
- GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R., "La sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico", Rivero Ortega, R., y Rastrollo Suárez, J.J. (coords.), *Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo*, Salamanca, 2014.
- GONZÁLEZ FERNÁNDEZ, J.J., "Una aproximación a los principios de seguridad jurídica, buena fe y protección de la confianza legítima en derecho administrativo", *Noticias Jurídicas*, 2005. <https://sgalera.files.wordpress.com/2014/10/seguridad-juridica-confianza-leg-c3adtima.pdf> (14 de abril de 2018).
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, V.R., "El Tratado sobre la Carta de la Energía y el arbitraje internacional de inversiones en fuentes de energías renovables. Caso Charanne BV y Construction Investments SARL vs. Reino de España", *Revista de Administración Pública*, n. 202, 2017.
- LAGUNA DE PAZ, J.C., "El principio de protección de la confianza", Santamaría Pastor, J.A. (dir.), *Los principios jurídicos del Derecho Administrativo*, Wolters Kluwer-La Ley, Madrid, 2010.
- MARTÍN PALLÍN, J.A., "La cascada legislativa que ahoga las energías renovables", *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Aranzadi, Navarra, 2015.
- MIGNORANCE MARTÍN, C., "Energías renovables y riesgo regulatorio: los principios de seguridad jurídica, irretroactividad y protección de la confianza legítima en el ámbito de la producción de energía eléctrica desde fuentes proambientales", *Revista Andaluza de Administración Pública*, n. 87, 2013.
- MONTES, E., "El déficit tarifario", *Economistas*, vol. 30, n. 131, 2012.

Regap



ESTUDIOS

RODRÍGUEZ BAJÓN, S., "El concepto de riesgo regulatorio. Su origen jurisprudencial. Contenido, efectos y límites", *Revista de administración pública*, n. 188, 2012.

RUIZ OLMO, I., e DELGADO PIRQUERAS, F., "La nueva regulación legal de las energías renovables: Del régimen especial al régimen específico", Alenza García, J.F. (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático*, Thomson-Reuters Aranzadi, Navarra, 2014.

SÁENZ DE MIERA, G.; DEL RÍO GONZÁLEZ, P., y VIZCAÍNO, I., "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain", *Energy Policy*, n. 36, 2008.

SALLÉ ALONSO, C., "El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico", *Papeles de economía española*, n. 134, 2012.

SEVILLA JIMÉNEZ, M.; GOLF LAVILLE, E., y DRIHA, O. M., "Las energías renovables en España", *Estudios De Economía Aplicada*, Vol. 31-1, 2013.