

URÍA
MENÉNDEZ

RETOS Y DISPUTAS EN EL SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES



Retos y disputas en el sector de las energías renovables

© Uría Menéndez Abogados, S.L.P. 2026
Príncipe de Vergara, 187
Plaza de Rodrigo Uría
28002 Madrid
www.uria.com

Depósito Legal: M-17284-2026

Impresión: enBobina

Todos los derechos reservados. Sin la autorización expresa del titular de los derechos queda prohibida la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, ya sea electrónico, mecánico o digital, su distribución mediante venta, alquiler, préstamo o cualquier otro medio, y su transmisión o puesta a disposición del público por todos los medios, incluidas las redes electrónicas como Internet, con las únicas excepciones previstas en el texto refundido de la Ley de Propiedad Intelectual.

Coordinadores



**Álvaro López de Argumedo
Piñeiro**
+34 915 860 395
alvaro.argumedo@uria.com

Roberto Fernández Castilla
+34 915 860 450
roberto.fernandez@uria.com



Alberto Fernández Matía
+34 915 860 400
alberto.fernandez@uria.com

Claudia Venecia Martín López
+34 915 860 400
claudia.martin@uria.com



Índice

PRÓLOGO	13
D. Manuel García Hernández	
INTRODUCCIÓN	17
Álvaro López de Argumedo, Roberto Fernández Castilla	
1. EL MARCO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA	21
Ignacio Álvarez Couso, José Miguel Egea Adán	
1. La actividad de generación dentro del sector eléctrico español.....	21
2. El marco regulatorio de las energías renovables.....	22
2.1. Evolución del marco regulatorio y su impacto en las energías renovables.....	22
2.2. La crisis energética asociada a los precios del gas natural.....	24
2.3. La reforma del mercado eléctrico europeo	24
2.4. El “apagón” en la península ibérica	25
3. Desarrollo y penetración en España de las energías renovables	27
3.1. Evolución histórica y situación actual	27
3.2. Previsiones y retos futuros	28
4. Nuevas tecnologías y tendencias en el sector de las renovables	29
4.1. El almacenamiento de energía	29
4.2. Nuevas instalaciones de demanda de electricidad	30
4.3. Gases renovables.....	31
4.4. Repotenciación de proyectos.....	32
4.5. Hibridación de proyectos.....	33
4.6. El autoconsumo	34
4.7. La eólica marina u <i>offshore</i>	35
2. LA INVERSIÓN EN PROYECTOS RENOVABLES Y SUS PRINCIPALES DESAFÍOS..	37
Ignacio Álvarez Couso, José Miguel Egea Adán, Javier Pérez Marcos	
1. El volumen de la inversión en proyectos renovables en España	37
2. Principales desafíos y retos en el desarrollo de proyectos renovables.....	38
3. Retos y riesgos inherentes a la actividad.....	39

3.1. Disponibilidad de terrenos.....	39
3.2. Cumplimiento de plazos legales.....	40
3.3. Pluralidad de actores	41
3.4. Escasez de equipos y contratistas	41
4. Otros desafíos a los que se enfrenta el sector	42
4.1. Incertidumbre derivada de la oposición pública y el entorno regulatorio..	42
4.2. Curtailments	43
4.3. La “canibalización” de precios	43
5. Introducción a las distintas fases de un proyecto renovable	44
5.1. La fase de desarrollo	44
5.2. La fase de construcción	45
5.3. La fase de operación.....	46
3. FASE PRECONTRACTUAL	49
Ignacio Álvarez Couso, Lucas Delclaux Arana, María Trinidad Cabrera Cabrera, Álvaro López de Argumedo, Atenea Martínez Álvarez, Ana Amorín Fernández	
1. Identificación, gestión y distribución de riesgos de un proyecto renovable.....	49
2. Sobrecostos	50
3. Retrasos	51
4. Rendimiento inadecuado y otros riesgos operativos.....	52
5. Riesgo de mercado de la electricidad generada	53
6. Riesgo de crédito o de contraparte	54
7. Riesgo regulatorio	54
8. Las cláusulas de resolución de disputas.....	55
8.1. Cuestiones que deben tenerse en cuenta en la redacción de la cláusula arbitral	56
8.2. Otros mecanismos alternativos que pueden incluirse en la cláusula de resolución de disputas	58
8.2.1. La mediación.....	58
8.2.2. <i>Expert determination</i>	58
8.2.3. <i>Dispute boards</i>	59
8.3. Breve referencia a las cláusulas escalonadas o <i>multi-tier</i>	60
9. Cuestiones precontenciosas y contenciosas	61
9.1. Conflictos derivados del incumplimiento de la LOI	61
9.2. Conflictos derivados del incumplimiento del acuerdo de confidencialidad o del acuerdo de exclusividad	62
9.2.1. El acuerdo de confidencialidad	62
9.2.2. El acuerdo de exclusividad	63
9.3. Conflictos derivados de la constitución de un consorcio de empresas para la ejecución de la obra	63
9.4. Conflictos derivados del incumplimiento del deber de negociar de buena fe.....	64

4. FASE DE DESARROLLO	65
José-Félix Zaldívar de la Rica, José Miguel Egea Adán, Miguel García Prieto, Manuel Vélez Fraga, Roberto Fernández Castilla, Juan José Serrano Araque, Paola Hidalgo Herrero, Alberto Fernández Matía	
1. Cuestiones materiales. El ready to build como hito contractual de referencia..	65
2. Permisos y otras implicaciones regulatorias para el proyecto.	
Los plazos regulatorios del RDL 23/2020	65
3. Aspectos regulatorios y sus implicaciones en las operaciones en el sector.....	66
3.1. Los permisos de acceso y conexión como “nacimiento” del proyecto	66
3.2. Principales permisos o autorizaciones para la instalación de proyectos renovables y riesgos en el proceso autorizatorio	71
3.2.1. Permisos sectoriales.....	71
3.2.2. Permisos medioambientales.....	72
3.2.3. Permisos urbanísticos	73
3.2.4. Otras afecciones y permisos	73
3.3. Trámite de información pública en el marco de estos permisos.....	74
4. Los terrenos del proyecto.....	75
4.1. El papel esencial de los terrenos en los proyectos renovables	75
4.2. Los contratos de terrenos	76
4.2.1. El título y las cargas.....	76
4.2.2. Duración	77
4.2.3. Elevación a público e inscripción	77
4.2.4. Otros pactos habituales	78
4.3. La declaración de utilidad pública.....	78
4.4. Infraestructuras de evacuación compartidas.....	80
5. El <i>ready to build</i> en los distintos contratos de proyecto	81
5.1. Financiación de construcción	81
5.2. Contratos de construcción	82
5.3. Contratos de compraventa de electricidad (PPA)	82
6. Compraventa de proyectos <i>greenfield</i>	83
6.1. Estructuras contractuales	83
6.1.1. Transmisión antes de RTB.....	84
6.1.2. Transmisión supeditada a RTB.....	84
6.1.3. Transmisión de cartera de proyectos	85
6.2. Otras cuestiones de interés.....	85
6.2.1. Determinación y ajustes de precio	85
6.2.2. Reparto de costes.....	86
6.2.3. Reemplazo de garantías	87
6.2.4. <i>Anti-embarrassment</i>	87
7. Cuestiones precontenciosas y contenciosas	88
7.1. Disputas en el marco de la tramitación administrativa	88
7.1.1. Impugnaciones de las autorizaciones otorgadas.....	89

7.1.2. Posibilidad de ejecución de las garantías de acceso y conexión y causas de exclusión	90
7.2. Métodos de resolución de disputas	91
5. FASE DE CONSTRUCCIÓN	95
José-Félix Zaldívar de la Rica, Lucas Delclaux Arana, Manuel Vélez Fraga, Jesús Sedano, Roberto Fernández Castilla, Juan José Serrano Araque, Paola Hidalgo Herrero, Álvaro López de Argumedo, Atenea Martínez Álvarez	
1. El COD como hito contractual de referencia.....	95
2. Aproximación a la definición de COD	96
2.1. Finalización de las obras y energización	96
2.2. Permisos y trámites administrativos	97
2.3. Consecuencias de no alcanzar COD en el contrato de financiación.....	99
3. Aspectos regulatorios	100
3.1. Permisos y autorizaciones posteriores a RTB.....	100
3.2. Modificación de los proyectos durante su tramitación	100
3.2.1. Instalaciones que han obtenido la AAP. Modificación de la AAP.....	101
3.2.2. Instalaciones que han obtenido la AAC. Modificación de la AAC	102
3.3. La energización del proyecto y su inscripción en el RAIPEE	102
4. La construcción del proyecto.....	103
4.1. Modalidades de contratación	103
4.2. El calendario de construcción y las penalizaciones por retraso	104
4.3. El precio.....	106
4.4. Las garantías del contratista.....	107
5. La financiación del proyecto.....	108
5.1. Apalancamiento y caso base.....	108
5.2. Compromisos del accionista	109
5.3. Desembolso	110
5.4. Garantías y protecciones.....	111
6. Principales fuentes de conflicto durante la construcción de la planta	112
6.1. Modificaciones en el alcance del contrato	112
6.2. Defectos de construcción	113
6.3. Retrasos en el cumplimiento de los hitos contractualmente previstos	114
7. Principales fuentes de conflicto bajo el contrato de construcción tras la entrada en operación o la recepción provisional	116
7.1. Rendimiento de la planta en las fases iniciales de su operación.....	117
7.2. Defectos de construcción detectados tras la recepción provisional de la planta.....	118
7.3. Recepción final de la planta.....	118
8. Algunas fuentes de conflicto durante toda la vida del contrato de construcción ..	119
8.1. Ejecución de avales	119
8.2. Retención de cantidades y terminación contractual	119

8.3. Disputas en doble plano: entre el contratista y el principal y entre el principal y sus subcontratistas o proveedores	120
6. FASE DE OPERACIÓN	121
José-Félix Zaldívar de la Rica, José Miguel Egea Adán, Manuel Vélez Fraga, Jesús Sedano, Roberto Fernández Castilla, Juan José Serrano Araque, Paola Hidalgo Herrero, Heidi López Castro, Atenea Martínez Álvarez, Alberto de Unzuurrúnzaga Rubio	
1. Garantías tras la recepción provisional	121
1.1. Los defectos de ejecución y en serie	121
1.2. Las garantías de rendimiento	122
1.3. La recepción o aceptación definitiva	123
2. Operación y mantenimiento	123
2.1. Alcance habitual	123
2.2. Las garantías de disponibilidad	124
2.3. Relación con el contrato de construcción	124
3. Aspectos regulatorios	125
3.1. Cambios regulatorios y su impacto en los ingresos	125
3.2. Cambios o modificaciones en el proyecto tras la puesta en marcha	127
4. Remuneración	127
4.1. <i>Merchant</i>	127
4.2. Remuneración regulada	128
4.3. PPA	130
4.3.1. Introducción. Fomento de la contratación bilateral	130
4.3.2. Tipos: físicos y financieros	131
4.3.3. Estructura: <i>baseload</i> y <i>pay-as-produced</i>	133
4.3.4. Garantías y <i>termination amount</i>	133
4.3.5. Eventos extraordinarios: cambios de ley y fuerza mayor	134
4.3.6. Garantías de origen	135
5. La compraventa de proyectos <i>brownfield</i>	136
5.1. Introducción	136
5.2. Cuestiones de interés	137
5.2.1. Pagos contingentes o <i>earn-out</i>	137
5.2.2. Autorizaciones necesarias en el contexto de la operación	137
5.2.3. Determinación del precio: <i>locked-box</i> vs. ajustes al precio	137
6. Tipos de disputas	138
6.1. Disputas relativas al interfaz entre la fase de construcción y la fase de O&M ..	139
6.2. Disputas relativas al incumplimiento de calendario o del estándar de calidad de las tareas del operador	141
6.2.1. Disputas sobre la asignación de responsabilidad en función de las causas del descenso en el rendimiento de la planta, en particular cuando estos factores son ajenos a ambas partes	141

6.2.2. Disputas sobre los niveles de desempeño <i>mínimos de la planta y la forma en la que se van a medir esos niveles</i>	142
6.2.3. Disputas relativas al alcance de los servicios de O&M.....	143
6.2.4. Disputas relativas a los remedios disponibles frente a bajo rendimiento del proyecto	143
6.3. Posibilidad de ejecutar garantías y solicitar medidas cautelares: tipos.....	144
7. ALGUNAS CUESTIONES SOBRE LA FISCALIDAD DE LA ENERGÍA RENOVABLE..	145
Miguel Cremades Schulz, David López Pombo, María González Cuervo	
1. Tributación de los proyectos de energía renovable en España: cuestiones generales.....	146
1.1. Desarrollo, construcción y operación: ICIO, canon urbanístico-prestaciones e IVA.....	146
1.1.1. Fase previa al inicio de la construcción del parque oportuno	146
1.1.2. Fase de construcción del parque (solar o eólico)	149
1.1.3. Fase de explotación	150
1.2. Parques eólicos o fotovoltaicos como bienes inmuebles de características especiales y el impuesto sobre bienes inmuebles.....	152
2. Aspectos conflictivos de la tributación de los proyectos de energía renovable	154
2.1. Adquisición y venta de proyectos de energía renovable.....	154
2.1.1. Tributación de la desinversión: las sociedades <i>greenfield</i> o <i>ready to build</i> y el concepto de <i>entidades patrimoniales</i> . Riesgos de precios de transferencia	154
2.1.2. Tratamiento en el IVA: conceptos de edificación y unidad económica autónoma. ¿Son los parques de energías renovables “inmuebles” a efectos de tributación directa o indirecta?	159
2.2. ICIO: cuestiones resueltas y no resueltas.....	163
2.2.1. ¿Qué activos, costes y gastos se incluyen en la base imponible de este impuesto?	163
2.2.2. ¿Quién es el obligado al pago del ICIO?.....	165
2.2.3. ¿Cómo se abona este impuesto?	165
3. La imposición “verde”	166
3.1. Reflexión sobre la tributación “verde” o “medioambiental”. El IVPEE y el gravamen temporal energético.....	166
3.2. Tributos medioambientales autonómicos sobre explotaciones eólicas o solares	168
3.3. Visión panorámica de los créditos fiscales a la energía renovable	169
8. LAS ENERGÍAS RENOVABLES ANTE EL ARBITRAJE DE INVERSIÓN.....	171
Gabriel Bottini, Olga Puigdemont, Sebastián Green Martínez	
1. Introducción	171

2. Marco legislativo nacional e internacional de promoción de energías renovables.....	172
2.1. Legislación internacional y regional de fomento de energías renovables...	173
2.2. Legislación en materia de energías renovables en España que ha sido motivo de controversia en arbitrajes internacionales sobre la base de TBI y el TCE.....	176
3. Conceptos regulatorios discutidos en los laudos sobre energías renovables....	179
3.1. Derecho a regular y cambios en la regulación	179
3.2. Expectativas legítimas y debida diligencia del inversor	182
3.3. Rentabilidad de la inversión y valoración de daños	184
3.4. Posibles reclamaciones relativas al mercado de emisiones bajo el Protocolo de Kioto	186
4. Conclusión.....	187
GLOSARIO	189

Prólogo

D. MANUEL GARCÍA HERNÁNDEZ

Director General de Política Energética y Minas

La transición energética se ha consolidado como uno de los grandes procesos de transformación económica, industrial y regulatoria de nuestro tiempo. En Europa, este proceso responde a una convicción cada vez más asentada: la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más sostenible, más competitivo y menos expuesto a las tensiones derivadas de la volatilidad de los mercados internacionales y de los conflictos geopolíticos. En ese contexto, el desarrollo de las energías renovables ocupa un lugar central para la Unión Europea.

El Pacto Verde Europeo ha situado la descarbonización en el centro de la agenda de la Unión Europea, no solo desde una perspectiva ambiental, sino también como una estrategia de crecimiento, innovación y resiliencia. A ello se suma el impulso dado en los últimos años, culminado con el Pacto por una Industria Limpia, a una política industrial europea orientada a reforzar la autonomía estratégica, la capacidad productiva y la seguridad de suministro, en un entorno global marcado por la competencia internacional, la reconfiguración de las cadenas de valor y la creciente sensibilidad de los mercados energéticos a factores geopolíticos. La sostenibilidad, en este marco, no debe entenderse como un objetivo aislado, sino como parte de una política pública más amplia que integra competitividad, estabilidad y cohesión económica, y que tiene incluso una dimensión ética.

La experiencia reciente, tras las sucesivas crisis vividas desde la pandemia del COVID a la guerra de Irán, pasando por la invasión de Ucrania, ha puesto de manifiesto hasta qué punto la estructura del mix energético de cada país condiciona su capacidad de respuesta ante episodios de tensión. Aquellas economías con una mayor dependencia de fuentes convencionales, singularmente del gas y del petróleo, se muestran más sensibles a alteraciones de precio, restricciones de suministro o cambios abruptos de las condiciones de mercado. Esa dependencia genera importantes desequilibrios desde el punto de vista de la previsibilidad y de la estabilidad del sistema, al trasladar con mayor intensidad al tejido productivo y a los consumidores finales la volatilidad del entorno internacional.

Frente a ello, las energías renovables han dejado de ser solo una apuesta de futuro para convertirse en una parte esencial de la solución presente. Su aportación resulta decisiva, naturalmente, en la reducción de emisiones y en el avance de la descarbonización, pero también en la mejora de la seguridad de suministro, en la moderación de la exposición a los combustibles fósiles importados y en la construcción de un sistema energético más ro-

busto y previsible. La transición energética no se limita, por tanto, a un objetivo climático: constituye una condición para reforzar la independencia energética de Europa, para dotar de mayor estabilidad a su base industrial y para impulsar así su desarrollo económico.

España ocupa una posición especialmente relevante en este escenario. Por su apuesta temprana y un impulso político sostenido, por sus recursos naturales, por la dimensión alcanzada por su parque renovable y por la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos, nuestro país dispone de condiciones particularmente favorables para seguir desempeñando un papel protagonista en el proceso de transformación energética. La capacidad instalada existente, así como el potencial de crecimiento todavía disponible, permite contemplar un escenario en el que tanto grandes como pequeños consumidores puedan acceder a un suministro eléctrico en condiciones más competitivas, con una menor exposición relativa a determinadas oscilaciones extremas del mercado.

Las políticas de impulso renovable desarrolladas en los últimos años han contribuido de forma apreciable a fortalecer esa posición, convirtiendo a España en uno de los principales focos de atracción de inversiones vinculadas a las tecnologías limpias, tanto desde el lado de la oferta como desde el de la demanda de energía. Han permitido avanzar en la incorporación de nueva capacidad limpia, consolidar un ecosistema empresarial y financiero con experiencia en el sector y mejorar la capacidad de España para afrontar episodios de inestabilidad en el mercado interior de la electricidad. La creciente penetración de las renovables ha demostrado, en este sentido, su utilidad no solo para cumplir con los objetivos de sostenibilidad, sino también para amortiguar determinadas escaladas de precio y para mejorar las condiciones de competitividad de la economía española en momentos particularmente exigentes.

Ello no significa, sin embargo, que la transición pueda concebirse como un proceso lineal o exento de tensiones. El despliegue renovable plantea desafíos muy relevantes en materia de redes, almacenamiento, señal de precios, ordenación territorial, tramitación administrativa y diseño regulatorio. Requiere, además, una adecuada convivencia con tecnologías e infraestructuras que siguen desempeñando transitoriamente un papel necesario de respaldo y flexibilidad durante esta fase de transformación del sistema. En este punto, activos como las infraestructuras vinculadas al gas natural licuado han desempeñado y continúan desempeñando una función relevante para reforzar la seguridad de suministro y diversificar las fuentes de aprovisionamiento, especialmente en contextos de elevada incertidumbre internacional. La transición energética exige, por ello, combinar ambición con realismo, aceleración del cambio con estabilidad del sistema y avance renovable con una visión ordenada del conjunto del mix energético.

Esa combinación entre sostenibilidad, competitividad y seguridad (el famoso “trilema energético”) es, probablemente, una de las claves del actual momento energético europeo. No se trata únicamente de sustituir unas tecnologías por otras, sino de construir un modelo capaz de ofrecer precios competitivos, atraer inversión, preservar la actividad industrial y garantizar el suministro en condiciones de estabilidad. La política energética se sitúa así en

la intersección entre la acción climática, la política industrial y la autonomía estratégica y contribuye de manera decisiva al crecimiento europeo y a su papel como potencia global.

En ese contexto, España reúne elementos diferenciales que merecen ser destacados. La disponibilidad de recurso renovable, la creciente experiencia del sector, la madurez alcanzada por determinados segmentos del mercado y la capacidad para seguir atrayendo inversión configuran una oportunidad extraordinaria para consolidar un posicionamiento de liderazgo. Esta oportunidad se ve respaldada por el compromiso con un marco regulatorio adecuado, la planificación de infraestructuras, el desarrollo de mecanismos que faciliten la integración de nueva capacidad y un entorno de seguridad jurídica que seguirá permitiendo transformar esa ventaja comparativa en crecimiento sostenido.

La transición energética, además, no se produce en abstracto. Se concreta en proyectos, en decisiones de inversión, en contratos, en procedimientos administrativos, en estructuras de financiación y en relaciones complejas entre promotores, contratistas, financiadores, operadores, Administraciones públicas y consumidores. A medida que el sector madura, aumenta también la necesidad de comprender con mayor precisión los retos que acompañan ese desarrollo y de abordar con una perspectiva práctica las cuestiones jurídicas, regulatorias y económicas que inciden en la viabilidad de los proyectos.

Es precisamente ahí donde una obra como esta adquiere especial valor. Su utilidad no reside solo en sistematizar un marco normativo amplio y en permanente evolución, sino también en ofrecer una visión ordenada de algunas de las cuestiones más relevantes que hoy plantea el despliegue de las energías renovables en España y de los conflictos que surgen en todos esos procesos. En un momento en que la descarbonización, la independencia energética y la competitividad industrial forman parte de una misma conversación, resulta particularmente oportuno contar con análisis que contribuyan a mejorar la comprensión de los elementos que condicionan el desarrollo efectivo de estos proyectos.

La transición energética exige visión de largo plazo, capacidad de ejecución y estabilidad institucional. España dispone de condiciones especialmente favorables para seguir avanzando en esa dirección. Consolidar esa posición requerirá mantener el impulso inversor, reforzar las infraestructuras necesarias y seguir construyendo un marco que combine ambición climática, seguridad de suministro y competitividad económica. Ese es, en buena medida, el trasfondo en el que se inserta esta obra y la razón por la que su aportación resulta especialmente valiosa.

Introducción

ÁLVARO LÓPEZ DE ARGUMEDO y ROBERTO FERNÁNDEZ CASTILLA

El sector de las energías renovables en España ha experimentado una evolución notable en los últimos años. Lo que en su momento fue un ámbito incipiente se ha transformado en un espacio de enorme complejidad, en el que convergen cuestiones de política energética, regulación administrativa, contratación, financiación, fiscalidad y resolución de conflictos. A ello se suma la diversidad de los actores que intervienen en cada proyecto —promotores, inversores, entidades financieras, fabricantes, contratistas y operadores de distinta naturaleza y procedencia—, lo que añade una dimensión adicional de exigencia a la hora de estructurar las operaciones y gestionar los riesgos asociados.

Esa realidad es la que justifica una obra como la que el lector tiene entre sus manos. Su vocación es eminentemente práctica: no pretende ofrecer una exposición teórica del sector, sino analizar los problemas concretos que hoy se plantean en el día a día de los proyectos. Y lo hace desde una perspectiva transversal, consciente de que en este ámbito las decisiones adoptadas en una fase condicionan directamente lo que ocurre en las siguientes y de que abordar los problemas de forma aislada —solo desde lo administrativo, lo mercantil, lo financiero o lo fiscal— puede impedir comprender su verdadera dimensión.

La experiencia demuestra, en efecto, que los retos jurídicos de los proyectos renovables no se concentran en un único momento, sino que se extienden a lo largo de todo su ciclo de vida. Surgen ya en la estructuración inicial de la inversión y en la fase precontractual, en la que la identificación y asignación de riesgos, la preparación de la documentación contractual y la definición de la estructura de la operación resultan determinantes para la viabilidad del proyecto. Se intensifican durante la fase de desarrollo, especialmente en todo lo relativo a terrenos, permisos, acceso y conexión, evaluación ambiental y cumplimiento de hitos regulatorios, ámbitos en los que la interacción con las Administraciones públicas y con terceros titulares de derechos genera una casuística cada vez más compleja. Adquieren una relevancia crítica en la fase de construcción, en particular en la negociación y ejecución de contratos EPC, en la distribución de riesgos, en los calendarios de obra y en los mecanismos de responsabilidad por retrasos, defectos o desviaciones de coste. Continúan en la fase de operación, en la que la gestión contractual, el rendimiento de las instalaciones, la remuneración de la energía, la operación y mantenimiento, las eventuales modificaciones regulatorias y la posible transmisión de los activos siguen ocupando un lugar central. A todo ello se superpone la dimensión financiera del proyecto, cuya bancabilidad depende en gran medida de la solidez y previsibilidad del entramado contractual y regulatorio que lo sustenta.

A esa realidad se suma la creciente relevancia de materias que ya no pueden considerarse periféricas. La fiscalidad de los proyectos renovables presenta hoy zonas de fricción e incertidumbre que resultan decisivas en la estructuración de inversiones, en la construcción y explotación de las instalaciones y en la transmisión de proyectos. Del mismo modo, la conflictividad asociada al sector, tanto en el plano interno como en el internacional, obliga a prestar especial atención a los mecanismos de prevención y resolución de controversias, así como a la experiencia acumulada en arbitrajes y litigios vinculados a cambios regulatorios, ejecución contractual y protección de inversiones.

Con ese propósito, el libro se estructura siguiendo la lógica del propio ciclo de vida de un proyecto renovable. Comienza con el análisis del marco general de las energías renovables en España y de la inversión en este tipo de activos, para después detenerse en la fase precontractual, la fase de desarrollo, la fase de construcción y la fase de operación. A continuación, incorpora una reflexión específica sobre la fiscalidad del sector y concluye con el examen de determinadas cuestiones relacionadas con el arbitraje de inversión en el ámbito de las energías renovables.

Esa estructura responde a una convicción clara: los proyectos renovables no pueden entenderse desde compartimentos estancos. La regulación del acceso a red condiciona la estructura del proyecto y su valor económico; el procedimiento de autorización influye en la contratación de terrenos, en la financiación y en la configuración de las garantías; la forma en que se reparten los riesgos en la fase inicial se proyecta sobre los contratos de construcción, operación y venta de energía; y la solidez de todo ese entramado contractual repercute directamente en la viabilidad financiera del proyecto, en su estabilidad durante la explotación y, en su caso, en la forma de plantear y resolver los conflictos. El análisis jurídico de los proyectos renovables exige, por ello, no solo conocimiento especializado, sino también visión de conjunto.

El hilo conductor de la obra es, por tanto, doble. Por un lado, ofrecer una visión ordenada de los elementos que determinan la viabilidad de los proyectos. Por otro, identificar dónde se encuentran hoy, en la práctica, los principales focos de tensión: la tramitación administrativa, la estabilidad del marco regulatorio, la solidez de las estructuras contractuales, la ejecución de los contratos de construcción y operación, la adecuada distribución de riesgos entre los distintos actores y el modo en que todo ello acaba proyectándose sobre la vida económica del proyecto.

No estamos, en consecuencia, ante una obra meramente descriptiva. Su propósito es servir también como herramienta de orientación para quienes operan en el sector o se aproximan a él desde la práctica profesional. El mercado renovable español ha alcanzado ya un grado de desarrollo que ha generado una experiencia acumulada muy significativa, tanto en el plano transaccional y regulatorio como en el contencioso. Esa experiencia permite hoy identificar con mayor nitidez cuáles son los problemas recurrentes, qué cuestiones requieren una atención más cuidadosa y en qué ámbitos persisten las mayores incertidumbres.

Desde esa perspectiva, esta obra aspira a resultar útil tanto para operadores jurídicos como para promotores, inversores, financiadores, contratistas, asesores y cuantos profesionales participan en el sector. Todos ellos se enfrentan a una realidad necesariamente interdisciplinar, en la que comprender adecuadamente el marco regulatorio y contractual no solo ayuda a prevenir conflictos, sino que constituye una condición imprescindible para el buen desarrollo de la inversión y, en última instancia, para el avance ordenado de la transición energética.

En definitiva, el propósito de las páginas que siguen es contribuir a esa comprensión de conjunto mediante una selección razonada de aquellos temas que, por su relevancia práctica, por su recurrencia o por las dificultades que suscitan, resultan hoy especialmente significativos. Esa vocación selectiva y práctica es la que da unidad a un trabajo que recorre distintas fases, disciplinas y problemas, pero que responde a una misma realidad: la de unos proyectos renovables cada vez más relevantes para la economía y la sociedad españolas, y cada vez más complejos desde el punto de vista jurídico.

1

El marco de las energías renovables en España

IGNACIO ÁLVAREZ COUSO y JOSÉ MIGUEL EGEA ADÁN

1. LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sector eléctrico español ha experimentado un cambio sustancial en las tres últimas décadas, principalmente debido al impacto de las directivas europeas tras la entrada de España en la Unión Europea y al despliegue de nuevas tecnologías renovables en la generación eléctrica. La transposición de estas directivas al ordenamiento jurídico español supuso el encaje del mercado eléctrico nacional en el mercado interior europeo de la electricidad y la liberalización de distintas actividades del sector eléctrico en España. No obstante, tal y como indica el preámbulo de la Ley del Sector Eléctrico de 2013 en su primer párrafo, *“(e)/ suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia”* y, por tanto, este sector continúa sujeto a un conjunto de normas cuya finalidad última es garantizar el suministro eléctrico.

Todas las actividades que componen el sistema eléctrico —principalmente, generación, distribución, transporte, comercialización, operación del sistema y operación del mercado— están sujetas a un amplio conjunto de normas encabezadas hoy en día por la Ley del Sector Eléctrico de 2013, el Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, y la Directiva 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Estas normas clasifican las actividades de transporte y distribución como “reguladas”, mientras que la generación y la comercialización constituyen actividades “no reguladas”. Esto significa que, tras la liberalización del sector eléctrico, las actividades no reguladas se desarrollan en régimen de libre competencia, en contraposición al monopolio natural imperante en las actividades reguladas. Esta circunstancia no obsta para que las actividades no reguladas queden sujetas a otras normas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y la protección de otros bienes, como, por ejemplo, el medioambiente y los derechos de los consumidores.

Lidiar con esa regulación —y sus frecuentes cambios— y la interacción con las distintas administraciones y operadores regulados supone uno de los principales retos a los que

se enfrentan los productores de energía renovable y otros actores del sector. Un ejemplo —que trataremos en detalle más adelante— son los retrasos derivados de los cuellos de botella existentes en las distintas Administraciones públicas encargadas de la tramitación de los permisos, autorizaciones y licencias necesarios para construir y operar las plantas de generación. Otro ejemplo es la intervención del Gobierno en el mercado en 2021 a efectos de minorar los supuestos excesos retributivos, o *windfall profits*, de las instalaciones de generación renovable como consecuencia de la subida de los precios del gas y el funcionamiento del mercado marginalista.

Es más, el carácter estratégico del suministro eléctrico, así como el enorme impacto que los precios de la electricidad tienen sobre las familias, las empresas, el medioambiente y la economía en general, colocan al sector energético en el centro del debate público con frecuencia, lo que, a su vez, lo convierte en un blanco atractivo para la intervención política.

2. EL MARCO REGULATORIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

2.1. EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y SU IMPACTO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La evolución del marco regulatorio en España ha sido clave para el desarrollo de proyectos de energía renovable, lo que ha posicionado al país dentro de los principales líderes mundiales del sector.

En las décadas de 1980 y 1990, con motivo de la crisis del petróleo y el encarecimiento de la generación de energía mediante fuentes fósiles, se aprobaron leyes —como la Ley de Conservación de la Energía de 1980— que incentivaron la inversión privada y la unificación e integración del sistema eléctrico, alejándose de un modelo controlado por un número limitado de actores.

Ya en la segunda mitad de los 90, se aprobó la Directiva 96/92/CE, que contemplaba unos principios generales aplicables al mercado eléctrico a nivel europeo para propiciar su liberalización, la cual se llevaría a cabo en los años siguientes. Además, esta Directiva y la Ley del Sector Eléctrico de 1997, aprobada para trasponer en España la mencionada Directiva, supusieron un cambio de paradigma hacia principios medioambientales que dio lugar a la introducción de sistemas de apoyo al precio que recibían los productores de energía renovable por la venta de electricidad (mediante el cobro de una prima adicional que les permitiese ser rentables y compensase sus externalidades positivas) y la adopción de planes estratégicos de desarrollo de las energías renovables, como el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Estos esfuerzos iniciales se reforzaron con planes sucesivos que aumentaron los objetivos de implantación de energía renovable y establecieron mecanismos retributivos para garantizar la estabilidad y previsibilidad de las inversiones. No obstante, el despliegue masivo de las instalaciones renovables acogidas a los esquemas retributivos regulados durante los primeros años del segundo milenio contribuyó al incremento del déficit tarifario en el sistema eléctrico, lo que resultaba especialmente preocupante en un contexto de elevada deuda pública. Esta circunstancia llevó a introducir —con un discutible efecto retroactivo— cambios sustanciales en la retribución regulada de las energías renovables (minorándola efectivamente). Ello tuvo un gran impacto en la rentabilidad de las plantas y llevó a promotores, inversores y financiadores a interponer recursos judiciales que, en última instancia, no prosperaron o, en algunos casos —respecto a inversores extranjeros—, a iniciar arbitrajes internacionales contra el Reino de España que serán objeto de tratamiento específico en esta publicación.

La Ley del Sector Eléctrico de 2013, junto con el RD 413/2014 y el ambicioso Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (el PNIEC), marcaron una nueva era en la regulación energética, adaptándose a contextos de crisis económica y estableciendo objetivos ambiciosos para lograr cero emisiones netas de carbono para 2050.

Uno de los aspectos más importantes que cabe destacar del PNIEC es la inclusión de una nueva vertiente adicional a la medioambiental: la de “transición justa”. Esa transición justa pretende gestionar de manera equitativa y solidaria las consecuencias —principalmente económicas y demográficas— sufridas por determinadas zonas de España a raíz del desmantelamiento de ciertas tecnologías, como las centrales térmicas o las nucleares, llevado a cabo para ejecutar la transición energética. Un ejemplo de ello es el modelo de asignación a nuevas instalaciones renovables de permisos de acceso y conexión para la capacidad liberada en los “nudos de transición justa” como consecuencia del cierre de centrales termoelectricas de carbón. En estos casos, la concesión de la capacidad de acceso a la red no se basa en el tradicional criterio de prioridad temporal de la solicitud —como ocurre en el procedimiento ordinario—, sino que se lleva a cabo mediante concursos de carácter competitivo que tienen en cuenta criterios de beneficio socioeconómico y medioambiental para las zonas afectadas por los cierres, además de los técnicos y económicos. Algunos ejemplos de estos criterios socioeconómicos son la creación de empleo local (especialmente de mujeres y trabajadores excedentes por el cierre de las centrales que existían previamente), la realización de actividades de formación dirigidas a los residentes en los municipios afectados, el desarrollo del autoconsumo, la realización de inversiones en la cadena de valor en la provincia donde vaya a situarse el proyecto renovable o la participación de inversores locales en la financiación del proyecto.

La aplicación de este tipo de criterios socioeconómicos se ha extendido a otros procesos de concurrencia competitiva organizados por el Gobierno en el sector, como las subastas para asignación del REER o las relativas a la reserva de capacidad de acceso, al régimen económico y a la prioridad en el otorgamiento de concesiones de dominio público marítimo-terrestre para proyectos de energía eólica marina. Además, muchos productores han ido introduciendo

de forma voluntaria este tipo de prácticas en el desarrollo ordinario de sus proyectos con el objetivo de que las zonas afectadas obtengan un mayor beneficio de estos y minimizar así la oposición local.

Por lo tanto, la introducción de esta nueva variable social en el desarrollo de los proyectos renovables parece que está aquí para quedarse, lo que supone un nuevo reto para los promotores, ya que los obliga a introducir variaciones en aspectos tan relevantes como la cadena de suministro, la plantilla o la estructura de financiación de los proyectos.

2.2. LA CRISIS ENERGÉTICA ASOCIADA A LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

La crisis energética derivada del aumento de precios del gas natural a causa de, entre otros factores, el COVID-19 y la guerra en Ucrania, desató un frenesí legislativo en el sector y una inusitada intervención del Gobierno en el mercado eléctrico con el objetivo de contener la exorbitada escalada de precios de la electricidad.

De entre las muchas medidas adoptadas por el Gobierno, hay dos que destacan por el grado de intervención en el mercado mayorista de la electricidad, a saber: el mecanismo de minoración de los excesos retributivos o *windfall profits* y el llamado *tope al gas* o *excepción ibérica*. Estas medidas —sobre todo, la primera— suponen un ejemplo paradigmático de la plasmación del riesgo regulatorio asociado a los proyectos renovables aun cuando estos no se beneficien de un régimen retributivo regulado o especial y —como veremos más adelante— en su momento sirvieron para testar algunas cláusulas contractuales, como las relativas al cambio de ley en los contratos de compraventa de energía (*power purchase agreements* o PPA), que quizás hasta entonces no habían recibido suficiente atención debido a la relativa estabilidad de la que había gozado el mercado en los años precedentes a la crisis.

2.3. LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

Ante la creciente volatilidad de precios experimentada por el mercado eléctrico europeo en los últimos años, la Unión Europea ha negociado con los distintos Estados miembros la aprobación de una directiva¹ y un reglamento² para reformar el mercado eléctrico con el objetivo de establecer un sistema de precios más estable que, por un lado, garantice la seguridad del suministro y, por otro, sirva también para fomentar el despliegue de energías renovables. Los principales aspectos de esta reforma son los siguientes:

¹ Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

² Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.

- i. El fomento de instrumentos de contratación bilateral (PPA), incluidas las medidas dirigidas a incentivar su suscripción y la eliminación de los obstáculos jurídicos injustificados para su firma y funcionamiento.
- ii. Contratos por diferencias (*contracts for differences* o “CfD”): la reforma incentiva los sistemas de CfD como mecanismo para canalizar las ayudas públicas hacia las inversiones en nuevos proyectos renovables. Los CfD funcionan como PPA celebrados entre el generador y una entidad pública y permiten otorgar una remuneración mínima al titular de la instalación, así como establecer límites al exceso de remuneración. El operador que haya suscrito este contrato vende su energía en el mercado, pero no percibe el precio de casación del mercado mayorista, sino el estipulado con la entidad pública en el CfD. De esta manera, si el precio de mercado es inferior al convenido, esa diferencia es asumida por la entidad pública; mientras que, si es superior, el exceso debe liquidarse en favor de esta. El modelo será de uso obligatorio en caso de que los Estados miembros decidan promover sistemas de apoyo a los ingresos de nuevos proyectos renovables. Los ingresos obtenidos por los Estados miembros bajo este mecanismo derivados de las liquidaciones a su favor deberán destinarse a financiar inversiones que permitan reducir los precios finales de la electricidad, a mejorar la infraestructura de la red o a promover el despliegue de energías renovables.
- iii. Mecanismos de capacidad: los mecanismos de capacidad son instrumentos que, en un contexto de insuficiencia de cobertura de la demanda eléctrica, permiten garantizar el suministro de energía a través de tecnologías que aportan flexibilidad al sistema eléctrico a cambio de una remuneración específica por este servicio. La reforma europea simplifica el procedimiento y los requisitos para implementar estos mecanismos, elimina el límite temporal existente de diez años e incentiva la incorporación de tecnologías hipocarbónicas en el mecanismo. La Comisión Europea ha aprobado un mecanismo de capacidad para España por valor de 9 000 millones de euros, que está pendiente de implementación mediante desarrollo normativo y la convocatoria de las correspondientes subastas.
- iv. Protección en situaciones de crisis: en caso de que los precios de la electricidad se mantengan muy elevados de forma continuada, la Comisión Europea estaría habilitada para declarar una crisis de precios de la electricidad durante un período máximo de un año. Esencialmente, esa declaración permitiría a los Estados miembros, entre otras medidas, establecer precios regulados para consumidores y pymes, de manera temporal y limitada, así como solicitar a los gestores de red el desarrollo de mecanismos que favorezcan la reducción o el aplanamiento de los picos de demanda de electricidad en horas punta.

2.4. EL “APAGÓN” EN LA PENÍNSULA IBÉRICA

A las 12:33 del 28 de abril de 2025 se produjo una caída generalizada del sistema eléctrico peninsular, que provocó un “cero energético” en la red y la consiguiente suspensión del suministro a todos los consumidores e instalaciones de demanda del territorio (incluidas in-

fraestructuras críticas que no contaban con sistemas de respaldo). Este “apagón” sin precedentes afectó a la totalidad del territorio de la península ibérica y el suministro eléctrico no pudo restablecerse de manera —casi— general hasta la mañana del 29 de abril de 2025.

A pesar de que existe controversia en torno a las circunstancias que causaron este suceso —cuyo análisis no es objeto de esta publicación—, sí existe consenso entre autoridades y operadores en que su causa última fue una falta de dinamismo o adaptabilidad del sistema ante fuertes oscilaciones en la tensión de la red. Esta falta de dinamismo pudo deberse a que las tecnologías renovables por excelencia —esto es, la solar y la eólica— no podían participar en el sistema eléctrico para controlar su tensión de manera ágil y flexible, confiándose esa tarea únicamente a las tecnologías convencionales —esto es, ciclos combinados, nuclear e hidráulica—. En esta línea, se ha venido trabajando a lo largo de 2025 —principalmente, por la CNMC y el operador del sistema— en una serie de modificaciones a los procedimientos de operación del sistema para que estas tecnologías renovables, así como las instalaciones de demanda y almacenamiento, puedan ofrecer una serie de servicios al sistema y participar en ellos, destinados a monitorizar y controlar su tensión siguiendo las consignas del operador del sistema en tiempo real. Ejemplo de ello son las modificaciones a los procedimientos de operación aprobadas por la CNMC a lo largo del 2025, con especial énfasis en el Procedimiento de Operación 7.4 (*Servicio de Control de Tensión*)³.

Además de estas medidas, el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico —y cuyas disposiciones provienen en gran medida del fallido Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio— incluye una serie de mandatos a la CNMC y al operador del sistema para la preparación de varios informes, propuestas y planes dirigidos a reforzar la firmeza e integridad del sistema eléctrico, abordando temáticas tan relevantes como la reposición del sistema ante futuros incidentes similares y la monitorización y seguimiento del control de tensión en la red.

Si la crisis energética derivada de los precios del gas supuso un antes y un después en la vertiente económica del sistema eléctrico —por ejemplo, funcionamiento marginal del mercado mayorista, promoción de contratación bilateral, intervención del precio mayorista recibido por renovables, etc.—, este “cero energético” ha supuesto también un antes y un después en la vertiente técnica del sistema, condicionando sobremanera la forma en que este se opera para garantizar que un evento de tal magnitud no vuelva a ocurrir. Por ello, ante este cambio de paradigma, cabe esperar que los principales actores y autoridades trabajen en adelante con vistas a dotar al sistema de la mayor flexibilidad, firmeza y respaldo posibles, incorporando otras formas de gestionar restricciones o incidentes técnicos y facilitando la inversión en nuevas instalaciones clave para el desarrollo de un sistema eléctrico

³ Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español; y la Resolución de 20 de octubre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican temporalmente varios procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

robusto y gestionable, tales como el almacenamiento, nuevas interconexiones o una mayor coordinación en el desarrollo de las redes de distribución y transporte de electricidad.

3. DESARROLLO Y PENETRACIÓN EN ESPAÑA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL

El desarrollo de las energías renovables en España ha experimentado una evolución significativa desde finales del siglo XIX hasta la actualidad. Inicialmente, la energía hidroeléctrica dominaba el panorama energético, al representar cerca del 40 % de la capacidad instalada en 1901⁴ y alcanzar el 70 % de la producción eléctrica primaria en 1960⁵, antes de disminuir al 50 % en los años setenta debido a la introducción de fuentes no renovables, como los combustibles fósiles y la energía nuclear⁶.

En 1998, el 20,3 % de la estructura de generación eléctrica provenía de fuentes de origen renovable, si bien solo un 4,5 % correspondía a fuentes distintas de las centrales hidráulicas⁷. Ya en 2010, la capacidad instalada de energías renovables incluía 20,7 GW de eólica⁸, 18,6 GW de hidráulica⁹ y 3,7 GW de solar fotovoltaica¹⁰.

⁴ BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, Isabel: "La Industria Eléctrica en España (1890-1936)" [en línea], Estudios de Historia Económica, 50, 2007, Banco de España, p. 44 <<https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSeriadas/EstudiosHistoriaEconomica/Fic/roja50.pdf>> [consulta: 24 de febrero de 2026]. También en COLEGIO DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS: "Estadística de la industria eléctrica en España a finales de 1901" [en línea], Revista de Obras Públicas, 1397, 1902, pp. 548-550, <https://quickclick.es/rop/pdf/publico/1902/1902_tomoll_1397_01.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

⁵ DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA: "Estadística de la industria de energía eléctrica. Resumen del año 1960" [en línea], <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/ElectricasAnuales/1958-1969/ELECT_1960.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

⁶ ENERGÍA Y SOCIEDAD: Manual de la energía: electricidad [en línea], 2023, <<https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf>> [consulta: 24 de febrero de 2026]. También en MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA: Estadística de la industria de energía eléctrica 1979 [en línea], 1980, <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/ElectricasAnuales/1970-1979/ELECT_1979_1.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

⁷ INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE): Plan de Fomento de las energías renovables en España [en línea], 1999, p. 2, <https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

⁸ INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE): Plan de Energías Renovables 2011-2020 [en línea], 2011, p. 230, <https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

⁹ INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE): Plan de Energías Renovables 2011-2020, op. cit., p. 317.

¹⁰ INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE): Plan de Energías Renovables 2011-2020, op. cit., p. 368.

En 2023, según los datos del sistema REData de Red Eléctrica, la potencia instalada se situó en 30,8 GW de eólica, 17 GW de hidráulica y 27,9 GW de solar fotovoltaica y termoeléctrica. Estas tecnologías, junto con las restantes renovables, representaron el 61,3 % de la capacidad instalada del parque generador de energía eléctrica y generaron el 50,3 % del balance eléctrico, con lo que se superó por primera vez el umbral del 50 %¹¹. Estos datos sitúan a España como primer país del mundo en porcentaje de energía solar fotovoltaica en el suministro eléctrico, que representa el 20,3 % de este¹².

3.2. PREVISIONES Y RETOS FUTUROS

El impresionante crecimiento experimentado hasta la fecha no parece que se vaya a detener; más bien, al contrario, se prevé que la penetración de las renovables siga creciendo de forma exponencial. De acuerdo con el último informe sobre el estado del acceso y conexión a la red publicado por Red Eléctrica en julio de 2024, un total de 29,2 GW de eólica, 79,2 GW de solar fotovoltaica y 5,6 GW de módulos de hibridación de distintas tecnologías renovables o de almacenamiento han obtenido el correspondiente permiso de acceso a la red y se encuentran en desarrollo. Además, otros 20,1 GW de potencia renovable se encuentran pendientes de obtener permisos de acceso a la red.

El objetivo para el año 2030 marcado por el PNIEC es que la potencia total instalada en funcionamiento alcance los 60,3 GW de eólica (terrestre y marina), 77,5 GW de solar fotovoltaica y 14,5 GW de hidráulica.

También se espera que otras tecnologías, como el almacenamiento, o combustibles alternativos, como los gases renovables, cumplan un papel fundamental para una mayor integración y desarrollo de los proyectos renovables.

Este despliegue masivo de las renovables no está exento de riesgos y retos. Uno de los principales problemas que trae consigo la penetración de las renovables y el desplazamiento de otras tecnologías emisoras (como, por ejemplo, los ciclos combinados que utilizan gas para producir electricidad) es la llamada *canibalización de precios*. Este fenómeno consiste en que, debido a la alta concentración de generación de energía renovable en determinados momentos del día, esta energía marca el precio de casación en el mercado mayorista de la electricidad, que será bajo como consecuencia del escaso coste de oportunidad de producir de estas tecnologías. Así, en virtud del funcionamiento marginalista del mercado, se produce una reducción drástica de los ingresos obtenidos por los promotores por la venta de electricidad durante esos períodos. En España, esto suele producirse de forma acusada con la producción de la tecnología fotovoltaica durante las horas del día de

¹¹ RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: Informe del Sistema Eléctrico: Informe resumen de energías renovables [en línea], 2024, <https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf> [consulta: 24 de febrero de 2026].

¹² RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: Informe del Sistema Eléctrico..., op. cit.

mayor irradiación y supone que los precios a los que los productores de energía renovable venden efectivamente su energía en el mercado durante estos períodos (precios de captura o realizados) puedan ser significativamente inferiores a los precios medios del mercado o precios de carga base (la relación entre ambos se conoce como tasa de captura). Esta “canibalización de precios” afecta negativamente a la inversión en renovables ante unas perspectivas de rentabilidad poco halagüeñas.

Para mitigar este riesgo es necesario que se lleven a cabo distintas actuaciones, entre ellas, políticas destinadas a promover la electrificación de la economía e incrementar la demanda de electricidad, la implantación de mecanismos de capacidad y el fomento del almacenamiento. Pueden impulsarse, por ejemplo, medidas como la promoción de los gases renovables y el aprovechamiento de la ventaja competitiva que supone para España contar con electricidad barata gracias a las renovables para poner en marcha políticas de industrialización de la economía española (incluida la denominada *nueva industria*, como los centros de datos).

4. NUEVAS TECNOLOGÍAS Y TENDENCIAS EN EL SECTOR DE LAS RENOVABLES

4.1. EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El almacenamiento de energía será una pieza fundamental para un mayor y más sostenible despliegue de las renovables. Esta tecnología otorga más flexibilidad al sistema eléctrico y, en particular, a la generación procedente de recursos renovables, ya que permite almacenar la energía generada por estas tecnologías cuando el recurso renovable correspondiente —por ejemplo, el sol o el viento— es abundante y diferir su inyección en la red y venta a un momento posterior, reduciendo, por un lado, las restricciones o *curtailments* aplicados a tecnologías renovables y, por otro, el impacto de la canibalización de precios antes comentada durante periodos en los que el recurso renovable en cuestión es abundante —para la tecnología solar fotovoltaica, en horas del día con alta irradiación—.

España deberá hacer importantes esfuerzos para alcanzar los objetivos establecidos por el PNIEC —22 GW de potencia instalada en almacenamiento para 2030—, ya que a finales de 2023 solo contaba con unos 8,3 GW de almacenamiento¹³.

Por un lado, resulta esencial que las instalaciones de almacenamiento integradas en la red cuenten con un régimen económico propio y perciban remuneración por los beneficios

¹³ ENERGY TRANSITION EXPERTISE CENTRE: “Study on energy storage” [en línea], Publications Office of the European Union, 2023, <<https://data.europa.eu/doi/10.2833/333409>> [consulta: 20 de agosto de 2024].

que aportan al sistema. En efecto, estas instalaciones proporcionan mayor flexibilidad para la gestión de restricciones y la integración de electricidad renovable en el sistema, funciones que podrían remunerarse con un régimen particular a través de mecanismos como los mercados de capacidad —que el sector espera pacientemente— o la existencia de arbitrajes por volumen de electricidad diferido.

Por otro lado, ante la citada falta de certidumbre en cuanto a su modelo de remuneración, el sector reclama la implementación de ayudas o sistemas de apoyo adicionales a los derivados de los Fondos Next Generation EU para favorecer el despliegue de esta tecnología.

4.2. NUEVAS INSTALACIONES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

El gran despliegue de generación renovable en España —junto con otras tecnologías como el almacenamiento— conlleva un necesario abaratamiento de los precios de la electricidad. Este escenario de precios bajos representa una oportunidad industrial para España, en la medida en que puede atraer una inversión considerable en nuevos sectores electrointensivos, que incluyen tanto la industria tradicional como otras actividades más novedosas y de gran actualidad, como, por ejemplo, la promoción de *data centers* o de instalaciones de *Power-to-X*. Esto, a su vez, conllevaría el incremento de la demanda eléctrica que necesariamente debe acompañar el gran despliegue de capacidad de generación eléctrica renovable proyectado, clave para prevenir situaciones de sobrecapacidad renovable que generen *curtailments* generalizados o canibalización de precios.

Por esa razón, la planificación, desarrollo y gestión de las redes de transporte y distribución eléctricas constituyen el principal foco de preocupación de los actores interesados en la promoción de estas nuevas industrias electrointensivas. La demanda de acceso a las redes eléctricas por parte de consumidores electrointensivos ha crecido en los últimos años, y la rigidez de la planificación e inversión en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ha dado lugar a la aparición de cuellos de botella significativos. En consecuencia, la obtención de los permisos de acceso y conexión para instalaciones de consumo es hoy en día uno de los principales retos para la implantación de cualquiera de estos proyectos electrointensivos de nuevo cuño.

A estos efectos, valga como ejemplo el manifiesto firmado por varias asociaciones de distribuidoras eléctricas y empresas del sector (tales como AELEC, AFBEL, ASEME y CIDE), en el que se indica que la modificación del plan de desarrollo de la red de transporte recientemente aprobada deja fuera el 95 % de las actuaciones sobre la red de transporte planteadas por las empresas distribuidoras para atender a las solicitudes de acceso para nuevos consumos, que, a finales de 2023, representaban un volumen contingente de casi 6 GW.

4.3. GASES RENOVABLES

Otra tendencia que está en boga son los gases renovables, como el hidrógeno verde y el biometano, y los biocombustibles como alternativa a los combustibles fósiles y al gas natural en el proceso de descarbonización de sectores de difícil electrificación —por ejemplo, en el transporte pesado de buques y aeronaves o en determinadas industrias, como la termointensiva o la química—.

La Hoja de Ruta del Biogás, publicada en marzo de 2022, desarrolla y cuantifica estas medidas y establece un objetivo de 10,41 TWh anuales de producción mínima de biogás para 2030. Ese objetivo se eleva hasta los 20 TWh anuales en el PNIEC. En todo caso, la sensación del sector es que estos objetivos son poco ambiciosos y no están en línea con los marcados por otros países vecinos, sobre todo teniendo en cuenta que el biogás (una vez convertido a biometano) es intercambiable con el gas natural sin restricciones y, por ende, podría beneficiarse de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural existente en la península (en contraposición, por ejemplo, a las restricciones aplicables al hidrógeno verde para su inyección en la red de gas, que actualmente solo admitirían un 5 % de mezcla). De acuerdo con los datos reflejados por SEDIGAS¹⁴, se estima que la capacidad de producción de biometano en España podría situarse en torno a 163 TWh al año. El desarrollo a gran escala de esta tecnología supondría también una solución alternativa para la gestión de los residuos orgánicos.

En todo caso, la gran apuesta de las autoridades públicas, tanto a nivel estatal como europeo, parece centrarse en el desarrollo de los proyectos de generación de hidrógeno renovable o verde, aunque su desarrollo parece ser bastante más lento de lo inicialmente esperado debido a la falta de madurez de la tecnología empleada y la falta de competitividad de su precio en comparación con sus alternativas en el mercado —principalmente, el hidrógeno “gris”—.

El PNIEC profundiza en las medidas que deberán implementarse para potenciar el hidrógeno verde y propone establecer un nivel mínimo de potencia instalada de electrolizadores de 11 GW en 2030. En todo caso, en los últimos años, y particularmente desde 2021, se han aprobado numerosas normativas y actuaciones en España para facilitar el desarrollo de estos proyectos, introduciendo mayor seguridad jurídica y creando mecanismos y herramientas para facilitar que los inversores accedan a fuentes de financiación.

A pesar de lo anterior y de los últimos avances en su regulación —sobre todo, en lo que respecta al procedimiento de acceso y conexión a la red de gas aplicable a hidrógeno

¹⁴ SEDIGAS: Estudio de la capacidad de producción de biometano en España [en línea], 2023, <<https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>> [consulta: 12 de agosto de 2024].

verde y biometano¹⁵—, existen todavía dos grandes retos para el desarrollo del hidrógeno verde en España desde un punto de vista regulatorio, a saber: los cuellos de botella generados por la falta de capacidad en las redes para nuevos grandes consumos eléctricos y las exigencias derivadas de la aplicación de los requisitos previstos por el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 para que el hidrógeno generado sea considerado verde o renovable.

El Reglamento (UE) 2023/1184 define los requisitos que serán exigibles para que los carburantes líquidos o gaseosos renovables de origen no biológico —principalmente el hidrógeno— empleados en el sector del transporte sean considerados como puramente renovables. La Directiva RED III extendió la aplicación de esos criterios a cualesquiera otros usos, más allá del sector del transporte. El espíritu de estos requisitos —que el sector ha recibido como excesivamente exigentes— se basa en los principios de adicionalidad y de correlación temporal y geográfica, con los cuales se busca que el desarrollo de la generación de hidrógeno verde fomente, a su vez, el despliegue de nueva capacidad instalada de generación eléctrica renovable y no suponga la utilización de la energía generada por instalaciones preexistentes.

4.4. REPOTENCIACIÓN DE PROYECTOS

La repotenciación o *repowering* —definida por la Directiva RED II como “*la renovación de las centrales eléctricas que producen energías renovables, incluyendo la sustitución total o parcial de las instalaciones o de los sistemas operativos y de los equipos, con el objetivo de reemplazar la capacidad o mejorar la eficiencia o la capacidad de la instalación*”— es especialmente relevante en España, ya que buena parte de su potencia renovable instalada se encuentra en una fase avanzada de su vida útil. A modo de ejemplo, el parque eólico español es considerado el más antiguo de Europa, con la mitad de su potencia instalada en operación desde hace veinte años o más, según recoge el *Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eléctrico en España* preparado para la Asociación Empresarial Eólica en 2022¹⁶.

La repotenciación permite renovar o actualizar proyectos en fase de operación, optimizando así su eficiencia técnica. Esta alternativa implica normalmente que no sea necesario volver a analizar de nuevo el impacto medioambiental del proyecto como si de uno nuevo se tratara y reduce por tanto la exposición a la oposición local, en tanto que no sea necesario ocupar nuevos terrenos gracias a la existencia de un proyecto previo en esa localización. Estas dos cuestiones —i. e., la superación del trámite medioambiental

¹⁵ Vid., por ejemplo, la Resolución de 13 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución de gas natural.

¹⁶ ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (AEE): Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eléctrico en España, [en línea], 2023, <<https://aeolica.org/wp-content/uploads/2023/12/AF-Macro-2023-2022-WEB.pdf>> [consulta: 24 de febrero de 2024].

y la oposición de los municipios u organizaciones locales afectados por el desarrollo de un proyecto— constituyen hoy en día algunos de los principales retos a los que se enfrentan los promotores de nuevos proyectos renovables, motivo por el cual la repotenciación es una opción atractiva para incrementar y optimizar la producción renovable de energía.

A pesar de las numerosas iniciativas legislativas a nivel comunitario para apoyar e impulsar la repotenciación —como la necesidad de establecer un proceso de autorización simplificado y abreviado—, en España no se están adoptando las medidas oportunas para favorecerla y adaptar la normativa nacional a las exigencias europeas. Para solventar esta omisión —al menos, para dar los primeros pasos en esta dirección—, el RD 997/2025 abordó —aunque someramente— algunas novedades regulatorias y de política energética en cuanto a la repotenciación de instalaciones de generación y almacenamiento, incorporando al ordenamiento jurídico español la definición prevista en la Directiva RED II y mandando al Gobierno para elaborar —en la línea marcada por la Directiva (UE) 2023/2413— una *“hoja de ruta nacional para la dinamización de la repotenciación”*, con la posibilidad de incluir en ella *“un diagnóstico del estado actual de las instalaciones susceptibles de repotenciación”* y *“medidas técnicas, regulatorias y financieras para facilitar la repotenciación”*.

4.5. HIBRIDACIÓN DE PROYECTOS

A diferencia de lo que ocurre en el marco legislativo comunitario, en el que la hibridación no recibe un tratamiento separado específico, esta alternativa tecnológica goza de desarrollo legislativo propio en nuestro país. Tal y como está planteada en el ordenamiento jurídico español, la hibridación de instalaciones consiste en la combinación —en un mismo proyecto— de módulos de generación renovable con distinta tecnología o con instalaciones de almacenamiento. Esta combinación puede realizarse en una fase inicial del desarrollo del proyecto o mediante la incorporación de un nuevo módulo a una planta de generación eléctrica original ya existente. Por ejemplo, puede llevarse a cabo mediante la instalación de nuevos módulos de generación fotovoltaicos junto a una instalación eólica ya operativa, de forma que ambos viertan la energía a través del mismo punto de conexión y den lugar a una instalación híbrida que optimice su funcionamiento con esa combinación de tecnologías y recursos renovables.

La apuesta por esta opción se plantea como una forma de complementar el despliegue de los proyectos renovables y baterías en España. Así las cosas, el rápido incremento de la capacidad renovable instalada ha desplazado a otras tecnologías de generación tradicionales —como, por ejemplo, los ciclos combinados— que, si bien eran más contaminantes, también dotaban de mayor seguridad al sistema, en la medida en que su producción es gestionable —esto es, el productor puede incrementarla o reducirla sin depender de factores externos, como la meteorología—. Por el contrario, el recurso eólico y el solar son

intermitentes y, por ello, se vuelve necesario desarrollar mecanismos de flexibilidad que doten de mayor seguridad al suministro de electricidad. En este punto es donde ha entrado la hibridación, que ha encontrado buena acogida en el mercado español mediante la combinación de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica en el marco del mismo proyecto o mediante la inclusión de sistemas de almacenamiento junto a una de las anteriores.

La hibridación permite, además, maximizar ingresos y reducir la exposición al riesgo de apuntamiento o canibalización de una tecnología concreta sin incrementar —o, al menos, sin hacerlo de forma sustancial— la capacidad de acceso a la red, lo que convierte estos proyectos en especialmente atractivos para la inversión.

4.6. EL AUTOCONSUMO

El PNIEC contempla un profundo avance del autoconsumo debido a su impacto positivo en el sistema eléctrico, el medioambiente y los consumidores en general. Mediante esta tecnología, la generación de electricidad se produce en las proximidades de los centros de consumo, con lo que se reducen los costes de desarrollo de infraestructura de transporte y distribución y aumenta la eficiencia energética, ya que se reducen las pérdidas o mermas en las redes.

En la práctica totalidad de los casos se genera energía de origen renovable —mayoritariamente fotovoltaica— con un mínimo impacto medioambiental, puesto que gran parte de las instalaciones de autoconsumo suelen ubicarse en tejados o cubiertas. Por otro lado, las ventajas para los consumidores son claras, pues les permite reducir su exposición a la volatilidad de los precios del mercado mayorista, y, a medio y largo plazo, disminuir considerablemente los costes asociados al consumo eléctrico. Ello se debe, por un lado, a la reducción de los costes de estas instalaciones como consecuencia de la madurez tecnológica y de la creciente competencia entre fabricantes e instaladores y, por otro, a la implantación de nuevos esquemas de autoconsumo colectivo.

El autoconsumo ha experimentado un crecimiento excepcional en los últimos años, especialmente debido a la crisis de precios de la electricidad desatada a partir del inicio del conflicto en Ucrania y gracias a la concesión de subvenciones y las opciones de financiación disponibles. A finales del año 2023, la potencia instalada rondaba los 1,9 GW, lo que equivale aproximadamente al 3 % de la demanda nacional¹⁷. Este extraordinario desarrollo ha conducido a una actualización ambiciosa del PNIEC por parte del Gobierno respecto al objetivo para el año 2030, que ahora se sitúa en los 19 GW. No obstante, la reducción de los precios de la electricidad en el mercado mayorista durante el 2024 ha generado un descenso en el ritmo de despliegue de las instalaciones de autoconsumo.

¹⁷ APPA AUTOCONSUMO: Informe anual del autoconsumo fotovoltaico [en línea], 2023, <<https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>> [consulta: 24 de febrero de 2026].

4.7. LA EÓLICA MARINA U *OFFSHORE*

Una de las tecnologías que mayor expectación han despertado recientemente en el sector en España es la energía eólica marina u *offshore*. Si bien todavía no se ha convocado el primer concurso de capacidad para esta tecnología, la Hoja de Ruta de la Eólica Marina vaticina una potencia instalada para el año 2030 de entre 1 y 3 GW, mientras el PNIEC establece el objetivo en el máximo dentro de esa horquilla.

En España, debido a la profundidad de la cuenca marina en las áreas autorizadas para la instalación de estos proyectos, la tecnología basada en cimentación fija de los aerogeneradores en el fondo marino presenta muchas complejidades técnicas, por lo que generalmente deberá optarse por el uso de aerogeneradores instalados sobre plataformas flotantes, que permiten su instalación en zonas mucho más profundas. Este tipo de tecnología flotante es menos madura que la basada en anclaje fijo, lo que supone incrementar el riesgo tecnológico para la inversión en estos proyectos.

Además, los promotores deberán desarrollar estos proyectos en el marco de una regulación completamente nueva, lo que aumenta la incertidumbre en cuanto a su aplicación e interpretación por parte de la Administración y los tribunales. A este respecto, el Real Decreto 962/2024 sienta las bases de las futuras convocatorias de subastas para tecnología eólica marina, cuya primera convocatoria se encuentra aún en ciernes y abarcará simultáneamente tres aspectos: el REER, la reserva de capacidad de acceso y conexión a la red y la prioridad en el otorgamiento de concesiones de ocupación del dominio público marítimo-terrestre. No obstante, no se trata de un procedimiento de “ventanilla única”, como reclamaban algunas voces del sector, sino que funciona como un mecanismo de reserva que, una vez otorgado, dará lugar a distintos procedimientos administrativos independientes.

Esta nueva normativa ha sembrado algunas dudas y preocupaciones en el sector, centradas principalmente en la actualización o indexación de la retribución adjudicada a una instalación; en la formulación y valoración de criterios no económicos —que podrán representar hasta un 30 % de la puntuación total—, como el impacto socioeconómico y la conservación del dominio público; en el alcance del diálogo público previsto en ese Real Decreto; en las limitaciones a la modificación de los proyectos y al desistimiento; y en el encaje de estas instalaciones en la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, cuyo texto refundido se encuentra en proceso de modificación.

2

La inversión en proyectos renovables y sus principales desafíos

IGNACIO ÁLVAREZ COUSO, JOSÉ MIGUEL EGEA ADÁN y JAVIER PÉREZ MARCOS

1. EL VOLUMEN DE LA INVERSIÓN EN PROYECTOS RENOVABLES EN ESPAÑA

El impresionante despliegue de las energías renovables en España no habría sido posible sin el excepcional volumen de inversión, tanto pública como privada, que se ha realizado en transición energética en nuestro país.

Según el informe *Energy Transition Investment Trends 2024. Tracing global investment in the low-carbon transition*¹⁸, publicado por la agencia BloombergNEF en enero de 2024, en España se invirtieron 32.200 millones de euros en transición energética durante 2023, de los cuales más de la mitad corresponden a inversión directa en energías renovables. Estos datos sitúan a España en la séptima posición a nivel mundial —por delante de países mucho más poblados, como la India o Japón— y en cuarta posición dentro de las grandes economías europeas, únicamente por detrás de Alemania, Reino Unido y Francia. Esta inversión en transición energética en España ha crecido de forma exponencial en los últimos años. Según el mismo informe correspondiente a los años anteriores, la inversión alcanzaba los 11.000 millones de euros en 2021 (lo que colocaba a España en el décimo puesto a nivel mundial)¹⁹ y los 17.000 millones de euros en 2022 (dato que permitió al país escalar hasta el noveno puesto)²⁰. Es decir, entre 2021 y 2023, la inversión se ha triplicado.

¹⁸ BLOOMBERGNEF: *Energy Transition Investment Trends 2024. Tracking global investment in the low-carbon transition* [en línea], 2024, <<https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends-2024.pdf>> [consulta: 25 de febrero de 2026].

¹⁹ BLOOMBERGNEF: *Energy Transition Investment Trends 2022. Tracking global investment in the low-carbon transition* [en línea], 2022, <<https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends-Executive-Summary-2022.pdf>> [consulta: 25 de febrero de 2026].

²⁰ BLOOMBERGNEF: *Energy Transition Investment Trends 2023. Tracking global investment in the low-carbon transition* [en línea], 2023, <<https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/energy-transition-investment-trends-2023.pdf>> [consulta: 25 de febrero de 2026].

Asimismo, España se sitúa en el octavo puesto mundial en el índice de atractivo de las inversiones en proyectos renovables elaborado por Ernst & Young en noviembre de 2023²¹. Destaca especialmente en este índice el mercado de PPA, en el que aparece en la segunda posición mundial, con más de 800 MW repartidos en más de ocho acuerdos firmados durante el último trimestre del año 2023, con un total de 7,4 GW de potencia comprometidos bajo estos instrumentos de contratación bilateral a plazo. No obstante, el informe también menciona alguno de los problemas a los que se enfrenta el sector, como los “cuellos de botella” en la conexión a la red y la “canibalización” de los precios de las energías renovables.

También la inversión pública ha experimentado un incremento notorio en los últimos años, especialmente con la aprobación de los Fondos Next Generation EU. Una cuantía importante del PRTR aprobado en el marco de los Fondos Next Generation EU está destinada a inversiones en transición energética. En concreto, la provisión inicial del proyecto de ayudas dirigida al despliegue de energías renovables y a la transición energética, el PERTE ERHA, preveía movilizar hasta 16.300 millones de euros, distribuidos en 6.900 millones de euros de inversión pública y unos 9.500 millones de euros de inversión privada. Adicionalmente, con ocasión de una segunda transferencia de fondos europeos, se aprobó una adenda al PRTR con 4.200 millones de euros adicionales en transferencias para el PERTE ERHA, entre los que destacan especialmente los 1.600 millones de euros adicionales de inversión en hidrógeno renovable y los 1.000 millones de euros para mejorar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico. Además, con ocasión de esta adenda, se asignaron 22.000 millones de euros adicionales a una nueva línea verde del Instituto de Crédito Oficial para facilitar a las empresas las inversiones en descarbonización.

En cuanto al grado de cumplimiento del PRTR de cara al desembolso de todos estos fondos públicos comprometidos, según el sistema de seguimiento ELISA, a finales de junio de 2024 se habrían resuelto convocatorias destinadas a la transición energética por un importe de 2.882 millones de euros. Destacan especialmente los programas del hidrógeno renovable —siete convocatorias de un importe total de 1.040 millones de euros— o el programa Renmarinas Demos para la eólica marina —240 millones de euros—.

2. PRINCIPALES DESAFÍOS Y RETOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS RENOVABLES

Las expectativas de despliegue de renovables en España en los próximos años son contundentes. El PNIEC pronostica para el año 2030 que representarán un 48 % sobre el uso final de la energía, un 81 % de energía renovable en la generación eléctrica y, conse-

²¹ ERNST & YOUNG LLP: Renewable Energy Country Attractiveness Index. 62 edition [en línea], 2023, <<https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/en-gl/insights/energy-resources/documents/ey-recal-62-v9-final.pdf>> [consulta 25 de febrero de 2026].

cuentemente, una reducción de la dependencia energética de hasta un 50 %, entre otros objetivos exigentes a los que nos hemos referido en el primer capítulo.

Pese a ello, existen diversos factores, tanto coyunturales como otros más estructurales o inherentes a la actividad, que pueden poner en riesgo o dificultar el cumplimiento de esas expectativas. En cuanto a los factores coyunturales, cabe destacar el aumento de los tipos de interés vivido en los últimos años, que ha encarecido el coste de la financiación disponible a promotores, especialmente en el caso de pequeños promotores cuyas fuentes de financiación son más limitadas al no poder acceder, por ejemplo, al mercado de capitales. Asimismo, el crecimiento de la demanda de determinados materiales y equipos necesarios para la construcción de las plantas y la creciente inestabilidad política provocada por varios sucesos de carácter geopolítico, como los conflictos de Ucrania o el mar Rojo, han tensionado la cadena de suministro, lo que ha incrementado el coste del *capex* que deben invertir los proveedores y ha aumentado la volatilidad de los precios. Naturalmente, estos dos factores coyunturales combinados han presionado a la baja la rentabilidad de los proyectos.

3. RETOS Y RIESGOS INHERENTES A LA ACTIVIDAD

Las actividades de desarrollo y construcción de proyectos renovables en España llevan implícita una serie de retos que incrementan el riesgo que asume el promotor. No obstante, ese incremento del riesgo lleva aparejada una mayor rentabilidad, que se irá reduciendo a medida que avanza el proyecto y se despejan los riesgos. A continuación, destacamos los que, a nuestro juicio, seguramente sean los retos más relevantes en la actualidad y que analizaremos con mayor detalle a lo largo de esta publicación.

3.1. DISPONIBILIDAD DE TERRENOS

La obtención de los derechos para la ocupación de terrenos cercanos a subestaciones existentes o a los puntos de acceso y conexión a la red eléctrica —de forma que sea viable la inversión requerida en las líneas y otras instalaciones de evacuación— es un aspecto crítico en el desarrollo de los proyectos. En este sentido, la existencia de plazos legales para cumplir con determinados hitos del proceso de autorización de la instalación (a los que nos referiremos a continuación) y la escasez de capacidad de acceso a la red han empujado a los promotores a anticipar la búsqueda y aseguramiento de estos derechos a un momento muy inicial del proceso de desarrollo del proyecto. Este hecho, junto con el propio despliegue de las renovables, ha incrementado la demanda y ha provocado una falta de disponibilidad y encarecimiento de los terrenos, especialmente en determinadas zonas (por ejemplo, cerca de nudos de la red de transporte donde se espera que vaya a haber capacidad de acceso disponible). Así, en los últimos años ha florecido el negocio de

intermediación para asegurar terrenos en zonas atractivas para proyectos renovables, así como el consistente en adquirir tales terrenos para posteriormente arrendarlos a promotores de proyectos renovables.

Además, la creciente oposición local a la construcción de proyectos renovables —que trataremos con mayor detalle más adelante— complica aún más el proceso de aseguramiento de los terrenos en un doble plano. Por un lado, para los promotores es preferible asegurar los terrenos por la vía consensual (es decir, alcanzando un acuerdo voluntario con los propietarios) que recurrir a la expropiación forzosa previa declaración de utilidad pública, para evitar la oposición de los propietarios expropiados, lo que obliga a los promotores a invertir más tiempo y recursos en este proceso de aseguramiento de los terrenos. Por otro lado, otra forma de tratar de minimizar la oposición local consiste en adaptar la disposición del proyecto y sus infraestructuras de evacuación a las exigencias de los distintos sujetos afectados (municipios, asociaciones medioambientales y vecinales, etc.). No obstante, amoldarse a tales exigencias puede ocasionar un mayor coste de inversión (por ejemplo, si hay que trazar una línea más larga o soterrarla) o menores ingresos (por ejemplo, porque el recurso es peor como consecuencia de la modificación de la localización de la planta o su disposición).

3.2. CUMPLIMIENTO DE PLAZOS LEGALES

A pesar de que —como ya hemos indicado en el primer capítulo— la actividad de generación de energía eléctrica es una actividad liberalizada o “no regulada”, la construcción y puesta en marcha de las instalaciones de generación eléctrica requieren de ciertos permisos, licencias y autorizaciones. El procedimiento para su obtención puede ser complejo y prolongarse en el tiempo debido al “cuello de botella” que se está generando en algunas Administraciones. Adicionalmente, la necesidad de cumplir determinados hitos administrativos del proceso de autorización de la instalación —principalmente, los plazos legales previstos en el RDL 23/2020 (*vid.* apartado “Los plazos regulatorios del RDL 23/2020” del capítulo 4)— ha supuesto una presión adicional sobre los promotores. Dicho lo anterior, el legislador se ha visto obligado a aprobar varias extensiones de estos hitos a efectos de evitar que retrasos de la propia Administración pública abocasen al fracaso de numerosos proyectos²², con el impacto que ello tendría en la consecución de los objetivos fijados sobre el despliegue de energías renovables.

El fin legítimo de la norma es evitar la especulación con los permisos de acceso y conexión, en la medida en que, como es natural, un proyecto no puede tener capacidad reservada en un punto de la red de manera indefinida. No obstante, el régimen de caducidad del RDL 23/2020, combinado con la lentitud del proceso autorizador —circunstancia

²² Vid., por ejemplo, la ampliación excepcional aprobada en virtud del artículo 28 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

agravada por el incremento de la litigiosidad asociada al desarrollo de estos proyectos—, supone *de facto* un desafío mayúsculo para los promotores, inversores y financiadores de proyectos renovables (con independencia de la diligencia del promotor o de la falta de ánimo especulativo).

3.3. PLURALIDAD DE ACTORES

La multitud de Administraciones, contrapartes (como contratistas, financiadores, *offtakers*, etc.) y otros *stakeholders* involucrados añade una capa de complejidad al desarrollo de proyectos que no siempre es fácil de gestionar por parte de los promotores. Ejemplo de ello son las distintas Administraciones y órganos públicos que están involucrados en la tramitación administrativa de un proyecto: desde los que tienen que autorizar los permisos principales de carácter sectorial, ambiental y municipal hasta otros que son instrumentales a estos procesos principales, como, por ejemplo, los gestores de red de distribución y transporte, la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, las confederaciones hidrográficas o la Dirección General de Carreteras. La inexistencia de una “ventanilla única” (o *one-stop shop*) para la tramitación y obtención de todos los permisos necesarios para construir y poner en servicio un proyecto es, desde luego, una de las grandes asignaturas pendientes de la regulación española.

En el plano contractual, todo promotor deberá tener en cuenta desde un primer momento los distintos actores que intervendrán en el proyecto, ya sea en condición de financiador, constructor, *offtaker* u otra. El foco contractual estará dirigido principalmente a garantizar que los intereses de los distintos actores y los términos de los distintos contratos se encuentren alineados.

3.4. ESCASEZ DE EQUIPOS Y CONTRATISTAS

El gran despliegue de proyectos renovables en el mercado español y europeo ha supuesto, por un lado, que se incremente la presión en la cadena de suministro de ciertos elementos esenciales para la construcción y puesta en marcha de proyectos renovables, como los transformadores, y, por otro lado, una disminución considerable de la capacidad disponible de contratistas con solvencia y experiencia contrastadas que permitan afrontar con garantías la construcción de estos proyectos en los plazos exigidos por la norma —especialmente en el caso de proyectos más grandes o complejos—. Esta situación, a su vez, ha permitido a los contratistas ganar un mayor poder de negociación, de forma que estos pueden negarse a asumir determinados riesgos que antes era habitual trasladar al contratista bajo modelos de contratación “llave en mano” o *full-wrap EPC* (por sus términos en inglés, *full-wrap engineering, procurement and construction*).

4. OTROS DESAFÍOS A LOS QUE SE ENFRENTA EL SECTOR

Existen, por otro lado, unos desafíos que se han acentuado recientemente y que, de no solucionarse o mitigarse, pueden suponer un freno a la inversión en proyectos renovables que es necesaria para cumplir con los ambiciosos objetivos fijados en el PNIEC y en las diferentes hojas de ruta.

4.1. INCERTIDUMBRE DERIVADA DE LA OPOSICIÓN PÚBLICA Y EL ENTORNO REGULATORIO

La oposición local (canalizada, principalmente, a través de organizaciones ecologistas, asociaciones vecinales y comunidades locales) a la implantación de proyectos renovables, especialmente los eólicos, ha crecido mucho en los últimos tiempos.

Esta oposición suele basarse en el impacto adverso del proyecto concreto sobre la ganadería, la silvicultura, las especies amenazadas o sobre zonas o espacios de especial protección por su interés histórico o cultural —tales como, por ejemplo, el Camino de Santiago y sus zonas colindantes— y se materializa en la presentación de alegaciones durante el trámite administrativo de audiencia pública y, en caso de resultar no atendidas, mediante la presentación de recursos contra el otorgamiento de las autorizaciones administrativas, tanto en vía administrativa como judicial. Esta oposición tiene un impacto directo evidente en el desarrollo de los proyectos, que puede traducirse en retrasos en la tramitación administrativa, en la necesidad de reducir la capacidad proyectada o de cambiar otras características del proyecto (lo cual puede implicar la necesidad de incurrir en mayores costes de construcción o una pérdida de los ingresos esperados) e incluso —en el peor de los escenarios— la denegación o revocación de las autorizaciones administrativas y la consiguiente pérdida del proyecto.

El hecho de que existan recursos judiciales contra las autorizaciones administrativas (con independencia de su resultado) implica un perjuicio en sí mismo, pues su mera existencia y el tiempo que puede transcurrir hasta que se obtenga una resolución firme añaden gran incertidumbre al éxito final del proyecto. La presión de los plazos previstos en el RDL 23/2020 obliga al promotor afectado por esta circunstancia a avanzar en la construcción del proyecto (y, por ende, a invertir sumas elevadas) en una situación de incertidumbre jurídica —siempre que no se hayan acordado medidas cautelares que paralicen las obras—, en la que el tribunal competente puede eventualmente revocar las autorizaciones administrativas. Esta incertidumbre, a su vez, dificulta el acceso a financiación sin recurso o la venta del proyecto. Y todo ello por no mencionar, naturalmente, los correspondientes costes de asesoramiento y defensa legal que estas situaciones conllevan de por sí.

En este contexto, para asegurar la viabilidad de los nuevos proyectos y minimizar la creciente oposición pública a proyectos concretos, cada vez resulta más importante que los promotores tengan en consideración el impacto socioeconómico y medioambiental de las instalaciones renovables y que, desde el inicio, cuenten con la participación de las organizaciones ecologistas, las comunidades locales y otros *stakeholders* implicados, lo cual complica y encarece el proceso de desarrollo de los proyectos.

4.2. CURTAILMENTS

En la actualidad, como ya se ha adelantado, existen ciertas restricciones en la red y problemas de seguridad en el suministro eléctrico. La red eléctrica existente —en especial, la red de distribución— requiere de un refuerzo e incremento de capacidad de un carácter extraordinario para poder dar respuesta a toda la demanda de acceso que se solicita. No obstante, se espera que se libere cierta capacidad en la red en puntos de especial interés debido a las necesarias inversiones que deben realizar los distintos gestores de red para mejorar su capacidad y al desmantelamiento de centrales nucleares y térmicas.

En cualquier caso, en el corto y medio plazo, para aquellos proyectos que aún no cuentan con permisos de acceso y conexión, su obtención supondrá un hito diferencial, dada la escasez de capacidad disponible en la red, y ello a pesar de los numerosos retos y desafíos que —como hemos visto— todavía deberá enfrentar el promotor del proyecto hasta su puesta en marcha.

4.3. LA “CANIBALIZACIÓN” DE PRECIOS

La “canibalización” de precios —a la que ya nos hemos referido en el primer capítulo— podría desincentivar la inversión en renovables en nuestro país y, de forma especialmente acusada, en la tecnología solar fotovoltaica. El crecimiento tan acelerado de la capacidad instalada de este tipo de instalaciones permite que puedan cubrir toda o gran parte de la demanda en determinadas horas del día, lo que conlleva una disminución del precio mayorista de la electricidad durante esas horas, dado el funcionamiento marginalista del mercado eléctrico. Esto se traduce en que, debido a su perfil de producción, el precio que capturan estas tecnologías en comparación con el precio medio diario es cada vez menor —esto es, el denominado *factor de apuntamiento*—. Como hemos observado en los últimos meses, el precio mayorista en España en muchos periodos de producción solar ha sido igual a cero o incluso negativo. Como también hemos apuntado, la solución a esta situación pasa necesariamente por fomentar el almacenamiento y por apostar decididamente por políticas de industrialización y electrificación de la economía.

5. INTRODUCCIÓN A LAS DISTINTAS FASES DE UN PROYECTO RENOVABLE

La vida de un proyecto de energía renovable suele dividirse en tres etapas diferenciadas por referencia a los distintos hitos que determinan el estado de un proyecto y los riesgos que asumen los distintos agentes involucrados.

Conforme el proyecto avanza por las distintas fases, el riesgo acumulado (ya sea en términos de viabilidad en sentido binario o de incremento de costes o reducción de ingresos) se va reduciendo, lo que conlleva un incremento correlativo del valor del proyecto, que eventualmente podrá materializarse en un mayor precio por MW en caso de venta y en una mejora de las condiciones de financiación (tanto en términos de apalancamiento como de coste).

Dedicaremos los próximos capítulos del libro a analizar y explicar las principales cuestiones negociales, administrativas, fiscales y contenciosas que, en nuestra experiencia, surgen en cada una de las tres fases de un proyecto renovable, sin perjuicio de la introducción que realizamos en este capítulo.

5.1. LA FASE DE DESARROLLO

Esta primera fase comienza con los estudios necesarios para analizar la viabilidad del proyecto y culmina cuando está listo para iniciar su construcción o *ready to build* (RTB), según se conoce a este hito en el sector. Ejemplos de estos estudios son aquellos que miden el recurso renovable, la disponibilidad de terrenos, la accesibilidad a la red eléctrica o las condiciones geotécnicas o ambientales del entorno.

Si bien los estudios referidos son necesarios para analizar su viabilidad futura y, por tanto, para tomar la decisión acerca de si conviene llevar a cabo ulteriores actuaciones de desarrollo y asumir el coste correspondiente, el proyecto no existirá como tal desde un punto de vista regulatorio hasta que el promotor haya obtenido los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica necesarios para la futura evacuación de electricidad²³. Como ya hemos comentado, dada la escasez de capacidad de acceso a la red en la actualidad, estos permisos tienen mucho valor. Los permisos de acceso y conexión los suele solicitar una sociedad de nueva creación (o sociedad instrumental) participada por el promotor o inversor, cuyo objeto principal será la promoción y explotación del proyecto. De esta manera, el perímetro de responsabilidad asociado a su desarrollo (no solo administrativo, sino también contractual) estará circunscrito a esta sociedad, sin que las contingencias que puedan surgir en el proyecto contaminen a sus socios inversores, al mismo tiempo que se facilita tanto el eventual acceso a financiación de proyecto sin recurso a los socios como una eventual venta del proyecto mediante la transmisión de las participaciones de esta sociedad.

²³ Vid. el apartado “Los permisos de acceso y conexión como “nacimiento” del proyecto” del capítulo 4.

Durante la fase de desarrollo, la actividad del promotor se centrará en la obtención de derechos para ocupar los terrenos necesarios y, una vez obtenidos los permisos de acceso y conexión, en la tramitación de los restantes permisos, licencias y autorizaciones necesarios para iniciar la construcción del proyecto y sus infraestructuras de evacuación. Estas labores se realizan bajo la presión de la regulación prevista en el RDL 23/2020, ya que, en caso de que no se cumplan en plazo los hitos regulatorios ahí previstos (esto es, la declaración de impacto ambiental —DIA— favorable y las autorizaciones administrativas previa y de construcción), se producirá la caducidad automática de los permisos de acceso y conexión y la ejecución de las garantías depositadas²⁴, que es tanto como decir que se ha perdido el proyecto, además de los importes garantizados por tales garantías.

Por otro lado, una vez que el proyecto esté cercano a RTB, el promotor deberá suscribir (entre otros) los contratos de construcción, financiación y, en su caso, venta de electricidad necesarios para, respectivamente, fijar el presupuesto para ejecutar las obras, concretar los fondos de terceros disponibles para afrontar los pagos de esas obras y asegurar beneficios predecibles en la venta de electricidad.

Durante esta fase, aunque el montante invertido suele ser reducido —pues se limitará al coste de la emisión de la garantía económica que debe presentarse para solicitar los permisos de acceso y conexión, así como al derivado del aseguramiento de los terrenos (por ejemplo, el pago de primas por opciones de arrendamiento, superficie o compra de esos terrenos)—, los riesgos son muy elevados. Por un lado, existe el riesgo de perder el proyecto en caso de que no se obtengan las autorizaciones necesarias y, por otro, el riesgo de que se incrementen sustancialmente los costes de construcción proyectados o se reduzcan los ingresos igualmente proyectados (por ejemplo, por el cambio de la disposición del proyecto o el trazado de las infraestructuras de evacuación, la reducción de la capacidad proyectada, etc.). Por ello, una vez que el proyecto alcanza RTB, su valor se incrementa sustancialmente, lo que permite a los promotores venderlo obteniendo una prima considerable.

5.2. LA FASE DE CONSTRUCCIÓN

Al contrario de lo que sucede con la fase de desarrollo (que se sustancia casi exclusivamente de manera documental), la fase de construcción comprende ya todas las actuaciones encaminadas a la ejecución material de las obras del proyecto y la puesta en marcha de la planta.

Lo anterior no implica que el promotor se libere de la presión regulatoria, pues deberá finalizar la construcción de la planta y obtener la autorización administrativa de explo-

²⁴ Vid. los apartados “Los plazos regulatorios del RDL 23/2020” y “Principales permisos o autorizaciones” del capítulo 4.

tación definitiva en el plazo fijado en el RDL 23/2020, si bien, tras la aprobación del RDL 8/2023²⁵, ciertos proyectos pueden acogerse a la ampliación de ese plazo hasta un máximo de ocho años.

La fase de construcción concentra los principales trabajos de ingeniería, suministro y construcción del proyecto (incluidas sus infraestructuras de evacuación hasta el punto de conexión con la red eléctrica) y, por tanto, el desembolso de la gran mayoría de la inversión necesaria por parte del promotor y terceros financiadores.

La conclusión de esta fase tendrá lugar cuando el proyecto alcance la fecha de puesta en marcha u operación comercial (*commercial operations date* o COD, como se conoce a este hito en el sector) y, por tanto, comience a evacuar electricidad en su punto de conexión a la red eléctrica y el promotor haya concluido con éxito todas las actuaciones exigidas por la normativa aplicable (entre otras, la obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva y la inscripción definitiva en el RAIPEE).

El contratista seleccionado para ejecutar las obras (que también pueden ser varios) reviste una importancia capital durante esta fase, pues cargará con todo el peso del proyecto y será el principal responsable de que éste alcance con éxito la operación comercial en los plazos previstos. Asimismo, en caso de que la construcción se financie en parte con deuda de terceros, los financiadores exigirán que los contratos cumplan con los estándares necesarios para mitigar los riesgos e impondrán un mecanismo de seguimiento y control exhaustivo de las obras, por lo que tanto ellos como sus asesores también desempeñarán un papel protagonista durante la fase de construcción.

En esta fase, la probabilidad de que se pierda el proyecto por completo es menor que en la fase de desarrollo; pero, dado que la inversión será muy significativa, el impacto (no ya de la pérdida del proyecto, sino de cualquier retraso o defecto en las obras) será mucho mayor. Por esa razón, la asignación de este riesgo entre los distintos agentes involucrados (principalmente, el promotor, los financiadores, el contratista y las aseguradoras) es un aspecto clave que debe tenerse en cuenta en todo momento.

5.3. LA FASE DE OPERACIÓN

La fase de operación representa la consolidación definitiva del proyecto (en tanto se han obtenido todos los permisos y se han ejecutado exitosamente sus obras), su estabilidad desde el plano autorizatorio (pues ya no se encuentra expuesto a la presión de los plazos regulatorios del RDL 23/2020) y la generación de un flujo de caja procedente de la venta de la energía producida, lo cual permite, a su vez, comenzar a atender el servicio de la deuda.

²⁵ Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

Por ello, en principio, la fase de operación del proyecto exige una intervención del promotor con intensidad inferior a la de las fases de desarrollo y construcción, en la medida en que la operación y mantenimiento del proyecto (así como su interacción con los distintos operadores) suelen realizarlos terceros contratados por el promotor. No obstante, el promotor puede llevar a cabo actuaciones que le permitan maximizar el rendimiento financiero del proyecto. Nos referimos no solo a optimizar la operación y mantenimiento o realizar una gestión más activa de la venta de la energía, sino a operaciones como vender el proyecto para obtener una prima (que naturalmente será mayor a COD que a RTB) o refinanciarlo con un mayor apalancamiento que permita realizar una distribución al inversor último (lo que se conoce como una operación de *recapitalization* o simplemente *recap*) anticipando la recuperación de parte de la inversión realizada. Asimismo, durante esta fase también se pueden llevar a cabo las actuaciones de repotenciación o hibridación a las que nos hemos referido en el primer capítulo y que implicarán, en el caso de la repotenciación, volver a empezar el proceso (aunque en principio este será más simple, al menos desde el punto de vista regulatorio) o, en el de la hibridación, simultanear la fase de operación (respecto a la planta ya construida) con las de desarrollo y construcción (en relación con el proyecto de hibridación).

Si bien el riesgo de retrasos y sobrecostes asociados a las fases de desarrollo y construcción desaparece, el proyecto sigue estando expuesto a eventualidades que requieren la atención del promotor y de las distintas partes involucradas: por un lado, el riesgo de siniestros o defectos (cubierto normalmente a través de seguros y por las garantías otorgadas por contratistas y proveedores) y, por otro, el potencial menoscabo de sus ingresos, que puede materializarse por diversas razones, como la propia evolución de precios en caso de proyectos que venden su electricidad en el mercado (conocidos como *merchant*), la insolvencia del *offtaker* bajo el PPA suscrito o un cambio regulatorio que suponga una disminución significativa de los ingresos del proyecto²⁶.

²⁶ Vid. el capítulo 6.

3

Fase precontractual

IGNACIO ÁLVAREZ COUSO, LUCAS DELCLAUX ARANA, MARÍA TRINIDAD CABRERA CABRERA,
ÁLVARO LÓPEZ DE ARGUMEDO, ATENEA MARTÍNEZ ÁLVAREZ y ANA AMORÍN FERNÁNDEZ

1. IDENTIFICACIÓN, GESTIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE RIESGOS DE UN PROYECTO RENOVABLE²⁷

La inversión en proyectos renovables conlleva una serie de riesgos e incertidumbres en cuanto a costes, pérdidas o daños, cuya tipología, probabilidad de cristalizar y consecuencias varían a lo largo de las distintas fases que atraviesa un proyecto. Por lo tanto, resulta indispensable llevar a cabo un proceso de identificación, análisis (incluida su cuantificación) y gestión de esos riesgos (ya sea mediante su mitigación o minimización o su transferencia a otra parte por vía contractual).

A medida que el proyecto se aproxima al estado de *ready to build*, se intensifica la labor de gestión de riesgos, pues entraremos en la fase precontractual de negociación de la financiación y los principales contratos del proyecto, que constituyen un instrumento esencial de mitigación y distribución de riesgos entre las distintas partes implicadas (promotor, financiadores, *offtaker*, constructor, aseguradoras, etc.).

Como principio general, los riesgos deberían asignarse a aquella parte que tiene un mayor control sobre su materialización, que debería contar con la capacidad técnica para gestionarlos y con la solvencia o respaldo crediticio necesario para responder en caso de que efectivamente se materialicen. Naturalmente, la parte que asume un riesgo cobrará por ello. Así, por ejemplo, un constructor pedirá un precio mayor por un EPC que incluya un precio fijo no revisable y una obligación de entrega en un plazo determinado (pagando las penalizaciones correspondientes en caso de no hacerlo) que por un contrato de construcción con precio ajustable en función de los costes en que incurra el contratista (más el margen o beneficio industrial correspondiente) o con una obligación de mejores esfuerzos para terminar la obra en plazo. En este sentido, es importante que la relación riesgo-recompensa para los distintos participantes esté equilibrada, ya que, de lo contrario, se abona el terreno para que aquella parte que no esté siendo recompensada adecuadamente acabe por desencadenar algún tipo de conflicto.

²⁷ Para un análisis más exhaustivo de los procesos de identificación, distribución y mitigación de riesgos, se puede consultar HOFFMAN, Scott L.: *The Law and Business of International Project Finance*, Cambridge University Press, 2008.

Como tendremos ocasión de examinar, los distintos contratos del proyecto se encuentran íntimamente relacionados entre sí, de forma que el incumplimiento de uno de ellos puede afectar a toda la cadena de contratos del proyecto. En este contexto, la gestión de riesgos mediante su asignación por vía contractual implica no solo negociar cada contrato por separado, sino asegurarse de que todos ellos encajen adecuadamente, sin que existan inconsistencias o *gaps* que puedan impedir la efectiva traslación del riesgo a la parte correspondiente. Por ello, resulta clave asegurar que ciertos términos y condiciones —como la cláusula de fuerza mayor— y aquellas materias en las que exista una interfaz entre los principales contratos del proyecto —por ejemplo, el contrato de EPC, el PPA o el contrato de financiación— estén alineados y que, en la medida de lo posible, su regulación prevea de manera eficaz —por ejemplo, mediante cláusulas “espejo” o *back-to-back*— la canalización del riesgo, la consecuencia o la obligación correspondiente hacia la parte directamente responsable. Por ejemplo, si el promotor de un proyecto se compromete frente a su *offtaker* en un PPA a abonarle penalizaciones asociadas a la falta de disponibilidad de su proyecto, parece lógico que el propio promotor busque tener el mismo recurso (pero a la inversa) frente al contratista responsable de que su proyecto cumpla con un determinado ratio de disponibilidad.

A continuación destacamos los tipos de riesgos más habituales que deben afrontarse en los proyectos renovables en España, así como alguno de los mecanismos para su gestión, asignación contractual y mitigación.

2. SOBRECOSTES

El proyecto puede sufrir desviaciones al alza en cuanto a la inversión necesaria para su desarrollo, construcción y puesta en marcha con respecto a la inicialmente prevista (esto es, sobrecostes), especialmente durante la fase de construcción. Estos sobrecostes pueden originarse por distintas causas o circunstancias. A título de ejemplo, pueden mencionarse los siguientes:

- i. Cambios en las condiciones del mercado, tales como aumento de costes financieros del proyecto o mayores costes en cuanto al suministro de equipos necesarios para el proyecto —tales como aerogeneradores o módulos fotovoltaicos—.
- ii. Deficiencias en los proyectos de ingeniería y construcción.
- iii. Condiciones imprevistas de los terrenos.
- iv. Resoluciones de la Administración pública. La evaluación del impacto medioambiental del proyecto por las autoridades puede obligar a modificar las condiciones técnicas del proyecto o el trazado de la línea de evacuación, lo que implica una mayor inversión por parte del promotor.

Los contratos EPC generalmente asignan este riesgo al contratista al establecer un precio y alcance fijos, aunque con ciertas excepciones ligadas al riesgo suelo del proyecto y

otras circunstancias derivadas de cambios en la normativa, en los tributos (especialmente, los aranceles que pudieran aplicarse) o en los permisos del proyecto, que normalmente suelen soportar los promotores. En efecto, uno de los puntos que se suele negociar intensamente en los EPC es el llamado *riesgo suelo*, es decir, el riesgo de materialización de condiciones imprevistas del terreno que no fueron detectadas durante la fase de estudio y análisis previo llevada a cabo por el contratista. Por ejemplo, la inadecuación del material del suelo, la existencia de obstáculos subterráneos, como restos arqueológicos, o contaminación de cualquier clase en el emplazamiento donde se desarrollará el proyecto con carácter previo a la entrada del contratista. Si bien la forma en la que se distribuye este riesgo entre promotor y contratista varía en función de la situación del mercado en cada momento y el consiguiente poder de negociación del contratista, actualmente lo habitual es que el riesgo lo asuma el promotor y, por lo tanto, el contratista pueda exigir una variación en el alcance y/o precio o una ampliación de los plazos para llevar a cabo la obra en estos casos, siempre y cuando no se trate de cuestiones que debería haber identificado el contratista de haber empleado la diligencia debida.

3. RETRASOS

Los retrasos en el desarrollo, construcción y puesta en marcha de un proyecto pueden dar lugar, a su vez, a un incremento de costes, así como a una reducción o retraso de la capacidad de generar ingresos (por ejemplo, eventualmente puede facultar al *offtaker* a resolver el PPA). Además, un retraso que conlleve el incumplimiento de los hitos regulatorios definidos en el RDL 23/2020 puede derivar en la pérdida de los permisos de acceso y conexión del proyecto y en la ejecución de las garantías financieras depositadas.

La experiencia y la diligencia en el desarrollo de los proyectos desempeñan un papel clave en la mitigación de este riesgo. No obstante, los retrasos en el desarrollo de un proyecto pueden provenir de terceros ajenos al promotor —tales como contratistas, promotores con los que se comparte infraestructura de evacuación, las propias Administraciones públicas o los titulares de los derechos necesarios para ocupar los terrenos del proyecto—, por lo que se encuentran fuera del ámbito de control del promotor y deben factorizarse debidamente en los distintos contratos de proyecto.

Como explicaremos más adelante, es muy importante que quede bien definida en el contrato EPC la responsabilidad de ambas partes —tanto del contratista como del promotor— ante un retraso. Por ejemplo, es relevante tener perfectamente definido un calendario de avance e hitos de construcción que no se pueda modificar salvo en supuestos tasados. En este sentido, el EPC deberá contar con un mecanismo de penalizaciones en caso de retraso en la ejecución de las obras y, en consecuencia, en la puesta en operación comercial del proyecto.

4. RENDIMIENTO INADECUADO Y OTROS RIESGOS OPERATIVOS

Es muy relevante para el promotor que, una vez que el proyecto inicie su operación comercial, este tenga un rendimiento y disponibilidad acordes a lo esperado. Si el proyecto produce menos electricidad de la pactada o cuenta con una disponibilidad inferior o tiene otros problemas operativos, los ingresos del proyecto serán menores y también es posible que los gastos operativos se incrementen. Los problemas de rendimiento o disponibilidad pueden deberse a distintos motivos, como fallos en la tecnología (lo cual se acentúa cuando se trata de tecnología poco madura) o en el diseño o construcción del proyecto.

Bajo el PPA, el promotor titular del proyecto se compromete a entregar al *offtaker* una cantidad de energía determinada —físicamente o mediante liquidaciones financieras sin entrega física de electricidad, en función de si el PPA es físico o financiero—. En los PPA con una estructura de carga base, los riesgos operativos bajo el PPA son generalmente asumidos por el promotor, de modo que cualquier déficit de producción de la planta frente al volumen comprometido obligará al promotor a compensar al *offtaker*. No obstante, también en los PPA bajo la modalidad *pay-as-produced* —en virtud de los cuales el promotor solo suele comprometerse a entregar un porcentaje de la electricidad producida por el proyecto—, es habitual que el promotor se comprometa a entregar un volumen mínimo de energía o cumplir con unos parámetros de disponibilidad de la planta. Por tanto, en última instancia, el promotor asumiría —en mayor o menor medida en función de la estructura seguida bajo el PPA— el riesgo operativo del proyecto frente al *offtaker*.

Por su parte, el EPC y los contratos de operación y mantenimiento (O&M) son los instrumentos que garantizarán al promotor que el proyecto cumplirá con los parámetros de rendimiento y disponibilidad previstos. En primer lugar, es importante seleccionar a contratistas —incluidos los suministradores de equipos y subcontratistas— con suficiente grado de experiencia y solvencia para asegurar que el diseño de la planta, el suministro de los equipos y los trabajos de construcción cumplen con los estándares de calidad necesarios para garantizar el rendimiento esperado del proyecto. Además, la experiencia y el *track record* de los contratistas y los equipos concretos involucrados en la ejecución de la obra pueden proporcionar al promotor la tranquilidad de que, en caso de que se identifiquen problemas, se cuenta con el equipo y los recursos necesarios para detectarlos y solucionarlos. Esto es especialmente relevante en proyectos complejos o que empleen tecnologías aún no suficientemente maduras (por ejemplo, los primeros proyectos de eólica marina), en los que el riesgo de que se produzcan problemas tecnológicos u otros fallos de operación es mayor. La experiencia ha demostrado que disponer de un buen contratista o proveedor —y, en concreto, de un equipo específicamente dedicado al proyecto— es mejor que contar con un buen contrato.

Asimismo, los contratos de construcción normalmente garantizan que se cumpla con un ratio de rendimiento, mientras que los contratos de O&M incorporan una garantía de disponibilidad del proyecto para la generación de electricidad. En ambos casos, el incumplimiento de esas garantías determinará la obligación de indemnizar al promotor mediante el pago de penalizaciones —y, en casos graves, la facultad del promotor de rechazar el proyecto o resolver el contrato—. Como se ha indicado, en la medida en que el promotor asuma compromisos frente a terceros en torno a estos parámetros —por ejemplo, frente al *offtaker* en un PPA—, lo habitual será que el promotor trate de garantizar que sus compromisos no vayan más allá y guarden equivalencia con los asumidos por estos en los contratos de construcción u O&M.

Por su relevancia práctica, debe mencionarse el impacto que tienen los *curtailments* en los proyectos. Cuando hablamos de *curtailments*, nos referimos al proceso por el cual REE, como operador del sistema, impide el vertido de energía a la red en algún momento debido a restricciones técnicas del sistema. Esto es, se producen congestiones en la red como consecuencia de que esta no tiene la capacidad suficiente para absorber la energía producida o porque la generación supera la demanda eléctrica prevista. Por lo general, los *offtakers* son reacios a aceptar que el promotor quede exonerado de sus obligaciones en caso de que la planta sufra *curtailments*, ya que suelen entender que es un riesgo de negocio a asumir por el promotor. De la misma forma, los operadores y mantenedores de plantas suelen exigir que estos *curtailments* no sean computados en sus garantías de disponibilidad del proyecto, pues son restricciones impuestas por el operador del sistema y, por tanto, ajenas a la propia planta o al desempeño del operador.

5. RIESGO DE MERCADO DE LA ELECTRICIDAD GENERADA

Una vez producida la electricidad, el proyecto debe generar ingresos mediante su venta. En ese sentido, existe el riesgo de que el precio de mercado de la electricidad sea inferior a lo proyectado o esté sujeto a un exceso de volatilidad que impida estimar con cierta fiabilidad los flujos de caja que generará el proyecto.

Por este motivo, en el caso de que la construcción del proyecto esté financiada mediante financiación a medio o largo plazo sin recurso o con recurso limitado al promotor, es muy frecuente que los financiadores exijan que parte de la producción esperada esté cubierta por un PPA a largo plazo y precio estable con un *offtaker* solvente que permita asegurar unos flujos de caja estables. La estabilidad del PPA dependerá en gran medida de su impermeabilidad respecto a las oscilaciones y acontecimientos negativos de mercado. En este sentido, además de buscar un precio fijo o un suelo (*floor*), ante el creciente problema de apuntamiento de los precios, en los últimos tiempos ha cobrado especial relevancia el tratamiento de los períodos con precios cero o negativos en el mercado mayorista.

Estos flujos de caja estables derivados del PPA permiten construir el modelo financiero o caso base sobre el que descansará la financiación. En este tipo de proyectos, por tanto, el riesgo de mercado o precios de la electricidad propio de los proyectos que venden su energía en el mercado mayorista (esto es, proyectos *merchant*) se sustituye por el riesgo de crédito del *offtaker*, que se convierte así en piedra angular del proyecto.

6. RIESGO DE CRÉDITO O DE CONTRAPARTE

Tal como adelantábamos, la distribución de riesgos entre las distintas partes involucradas carece de sentido si cada parte no cuenta con la experiencia, recursos, *track record*, fiabilidad y solvencia necesarios para cumplir en plazo sus obligaciones (incluidas las de pago que puedan desencadenarse en caso de que se materialicen los riesgos).

Además de la solvencia de la parte de que se trate, los contratos suelen prever distintos mecanismos para mitigar este riesgo de crédito o complementar esa solvencia, tales como el aplazamiento de una parte del precio (hitos de pago), la retención de parte del precio o la entrega de garantías o avales emitidos por entidades financieras.

7. RIESGO REGULATORIO

Este riesgo se refiere a los cambios en el régimen regulatorio de los proyectos que se producen tras la decisión de inversión del promotor. Como nos ha enseñado la experiencia pasada, el riesgo regulatorio puede ser el principal riesgo para aquellos proyectos que cuentan con algún tipo de remuneración regulada.

Hoy en día, sin embargo, la mayoría de los proyectos renovables en España no descansan sobre remuneración regulada ni cuentan con mecanismos de apoyo gubernamentales. No obstante, los proyectos que venden la totalidad de su producción al mercado o a través de PPA no son ajenos al riesgo regulatorio. Este riesgo también puede materializarse mediante cambios normativos que impliquen un retraso en el desarrollo o en la construcción del proyecto —por ejemplo, si se introducen requisitos adicionales en el proceso autorizador—, un incremento de los costes de construcción —por ejemplo, si se endurecen las exigencias en materia de seguridad laboral—, un aumento de los tributos, cargos, peajes o tasas que deba soportar el proyecto —por ejemplo, incrementos en el IVPEE, de los cargos a abonar a REE/OMIE u otras obligaciones financieras aplicables a la actividad de generación eléctrica— o la adopción de medidas con impacto negativo en los ingresos del proyecto. En cuanto a estas últimas, el sector energético ha experimentado una serie de medidas regulatorias que —si bien eran excepcionales (tal es el caso del mecanismo de minoración aprobado en 2021)— causaron un impacto adverso en la rentabilidad de los proyectos renovables.

Un instrumento fundamental para gestionar y asignar el riesgo del cambio normativo son las cláusulas que se incluyen al efecto en los distintos contratos del proyecto —llamadas, en la práctica, *cláusulas sobre “cambios de ley”*—. Mediante estas cláusulas, se pactan distintas consecuencias para las partes del contrato en caso de que se produzcan determinados cambios normativos (tales como la introducción de nuevas normas o su derogación, modificación o cambios en su interpretación) con posterioridad a la firma del contrato. Por norma general, los contratos de proyecto suelen contar con requisitos o condiciones exigentes en materia de cambio de ley a fin de que los términos de un contrato solo se “reabran” en supuestos excepcionales; esto es, cuando el cambio normativo tenga un impacto tal que imposibilite el cumplimiento del contrato por una o ambas partes o produzca un desequilibrio de tal calibre en las obligaciones de las partes que el cumplimiento del contrato por una de ellas resulte extremadamente gravoso (es decir, una suerte de regulación contractual del supuesto de la doctrina *rebus sic stantibus*).

Lo más habitual es que, si una de las partes activa la cláusula, se inicie un plazo de negociación para acordar una alternativa que restablezca el equilibrio, siendo posible excluir ciertos términos de la renegociación —por ejemplo, el precio—. Una vez transcurrido el plazo de negociación sin haberse alcanzado un acuerdo, las consecuencias pueden ser diversas: desde mantener el *statu quo* sin consecuencia o efecto alguno hasta permitir la resolución del contrato (menos habitual, salvo en caso de ilegalidad sobrevenida), pasando por someter la decisión a un experto independiente, cuando se trate de una cuestión exclusivamente técnica, o al sistema de resolución de disputas pactado —por ejemplo, el arbitraje—.

8. LAS CLÁUSULAS DE RESOLUCIÓN DE DISPUTAS

En el marco de estos proyectos, es frecuente que la obra se ejecute con cambios respecto a lo inicialmente previsto o presupuestado. Lo anterior da lugar a numerosas disputas entre los diversos actores involucrados en el desarrollo del proyecto. En consecuencia, definir las reglas conforme a las cuales se diriman las posibles controversias que surjan entre las partes es de gran relevancia. Para ello, es necesario prestar especial atención a la redacción de la cláusula de resolución de disputas del contrato.

La primera elección que deben tomar las partes y que tendrá un impacto directo en el desarrollo del proyecto es si acudir a arbitraje o a la jurisdicción ordinaria. Ambas opciones presentan ventajas e inconvenientes que deben valorarse en función de las características y circunstancias de cada proyecto. Los factores que pueden influir en la elección son, entre otros, la confidencialidad del proceso y de la decisión, la rapidez, el control sobre el proceso, los costes y la complejidad de la disputa.

En este sentido, el arbitraje se presenta como la opción ideal para los grandes proyectos de energía. Se trata de un proceso formal en el que un árbitro o un panel de árbitros emite una decisión vinculante sobre la disputa, denominada *laudo*. Es adecuado para

disputas complejas y de alto valor en las que las partes desean una resolución definitiva y ejecutable, pero prefieren evitar la publicidad y los procedimientos ante los tribunales ordinarios.

Ventajas	Inconvenientes
• Proporciona una decisión vinculante y ejecutable. • Es privado y confidencial, por lo que protege la reputación de las partes. • Permite a las partes elegir árbitros con experiencia específica en el área de la disputa.	• Puede ser costoso. • Como regla general, no cabe apelar la decisión arbitral (solo una acción de anulación, por motivos tasados). • En ocasiones es menos rápido de lo esperado.

Teniendo en cuenta lo anterior, conviene detenerse en la importancia de redactar adecuadamente la cláusula arbitral que se incorporará al contrato que regule el proyecto.

8.1. CUESTIONES QUE DEBEN TENERSE EN CUENTA EN LA REDACCIÓN DE LA CLÁUSULA ARBITRAL

Para que una disputa quede válidamente sometida a arbitraje, las partes deben incluir una cláusula de sumisión a arbitraje —también conocida como *convenio arbitral*— en su contrato. Una cláusula arbitral patológica puede dar lugar a disputas sobre su validez o existencia, o sobre su eficacia según el derecho aplicable.

Es importante indicar que, en el caso de que existan distintos contratos vinculados entre sí (por ejemplo, un contrato de construcción y otro de operación y mantenimiento), las cláusulas de resolución de disputas de todos ellos deben ser compatibles, a fin de evitar que exista ya un primer conflicto sobre el foro competente para dirimir la controversia. Para garantizar lo anterior, es conveniente que la cláusula que se inserte sea idéntica en todos los acuerdos que presenten esta conexión, de modo que, si el conflicto involucra a varios contratos, la disputa pueda resolverse en un único foro.

Los elementos centrales de cualquier convenio arbitral son:

- i. **Ámbito objetivo:** La cláusula deberá ser tan amplia como sea necesario para cubrir todas las posibles disputas que puedan surgir respecto de un determinado negocio jurídico, en este caso, del contrato que regula las bases del proyecto.
- ii. **Administración y reglas de procedimiento:** Es relevante que las partes determinen si el arbitraje será institucional o *ad hoc*. De optar por un arbitraje institucional (que es lo más habitual), debe designarse la concreta institución que se ocupe de administrar el arbitraje, cuyo reglamento será aplicable subsidiariamente para todo lo no previsto expresamente en el convenio arbitral o acordado por las partes.

- iii. Constitución del tribunal arbitral: Es útil establecer el número de árbitros, el método de nombramiento e incluso cuáles son las cualidades o cualificaciones mínimas que habrán de tener los árbitros. La flexibilidad del arbitraje permite a las partes pactar, por ejemplo, que los árbitros cuenten con una dilatada experiencia en proyectos de energía, que hablen determinados idiomas con fluidez o que posean conocimientos en *civil law* y *common law*.
- iv. En relación con el número de árbitros, las partes pueden optar por un árbitro único o por un tribunal arbitral. En este último caso, lo más habitual es que las partes decidan nombrar un tribunal compuesto por tres árbitros, de tal modo que cada una de ellas escogerá a uno y el tercero se designará de común acuerdo por los otros dos árbitros. El número de árbitros debe ser impar conforme a derecho español.
- v. Sede del arbitraje: La elección de la sede es de enorme relevancia, pues determina, entre otras cuestiones, la ley aplicable al procedimiento arbitral y los tribunales competentes para las funciones de apoyo y control (y, por lo tanto, establece dónde deberá presentarse, en su caso, una eventual acción de anulación del laudo arbitral). Conviene seleccionar una sede que tenga una ley de arbitraje moderna, que reconozca con amplitud las materias susceptibles de arbitraje, que respete la autonomía de las partes y la competencia de los árbitros, que facilite el auxilio judicial y la ejecución del laudo, y que establezca motivos estrictos y tasados para su posible anulación.
- vi. Otras cuestiones: La cláusula arbitral también podrá regular, entre otros aspectos, el idioma del arbitraje, el alcance de la exhibición documental, la confidencialidad y la posibilidad de solicitar medidas cautelares o de extenderse a terceros. Si el derecho aplicable es el español, convendrá exigir que los árbitros conozcan este idioma, pues eso les permitirá interpretar nuestro derecho conforme al entendimiento que de él tengan las partes (si el árbitro es originario de un país de *common law* y desconoce nuestra cultura jurídica, su aproximación a nuestro derecho puede no ser conforme a lo que las partes esperen).

En caso de que las partes no especifiquen todas o algunas de estas cuestiones en el convenio arbitral, será la ley de la sede la que determine cómo cubrir esas lagunas.

La ley de la sede del arbitraje será también la que determine la validez del convenio arbitral que hayan suscrito las partes (aunque en sistemas muy favorables al arbitraje, como en el de la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje ("Ley de Arbitraje"), será también posible aplicar en arbitrajes internacionales otras leyes que favorezcan la validez del convenio arbitral —como la ley de fondo de la disputa sometida a arbitraje, la ley rectora del convenio arbitral o el propio derecho español; *vid.* artículo 9 de la Ley de Arbitraje—. En este sentido, es importante destacar que, con independencia de la concreta forma que adopte el acuerdo de sumisión a arbitraje (ya sea un acuerdo independiente o una cláusula incorporada a un contrato), es imprescindible que figure por escrito la voluntad de las partes de someterse a arbitraje.

8.2. OTROS MECANISMOS ALTERNATIVOS QUE PUEDEN INCLUIRSE EN LA CLÁUSULA DE RESOLUCIÓN DE DISPUTAS

Las partes también pueden acordar acudir a métodos alternativos de prevención y resolución de disputas (“ADR”) distintos del arbitraje. Los ADR pueden combinarse con el arbitraje o la jurisdicción ordinaria, de forma que se establezca un procedimiento escalonado o multinivel que obligue a las partes a intentar primero una solución amistosa antes de iniciar un proceso contencioso. Este tipo de cláusulas se denominan *cláusulas escalonadas, multinivel o multi-tier*²⁸.

A continuación se resumen brevemente otros mecanismos de ADR a los que las partes pueden optar para resolver su disputa.

8.2.1. La mediación

La mediación implica la intervención de un mediador neutral que ayuda a las partes a aproximar sus posiciones y a explorar opciones de solución, sin que aquel tenga poder de decisión sobre el conflicto. Resulta adecuada para disputas en las que las partes desean una solución amistosa y están dispuestas a colaborar, pero necesitan ayuda para superar las barreras de comunicación o de negociación.

Ventajas	Inconvenientes
• Fomenta la comunicación y la comprensión mutua. • Permite soluciones creativas y personalizadas. • El mediador puede facilitar la negociación y ayudar a las partes a encontrar un terreno común. • Es un proceso confidencial que protege la reputación de las partes.	• No garantiza una solución. • Puede ser más costoso que la negociación directa. • Requiere que ambas partes estén dispuestas a colaborar y a actuar con la máxima buena fe.

Las mediaciones con sede en España se encuentran reguladas en la Ley 5/2012, de 6 de julio, de mediación en asuntos civiles y mercantiles. Las partes pueden pactar que la mediación sea administrada por una institución especializada.

8.2.2. Expert determination

El sometimiento de las disputas a decisión de experto o *expert determination* constituye una práctica habitual en el contexto de los proyectos energéticos. Este tipo de cláusulas de

²⁸ FILE, J.: “United States: Multistep Dispute Resolution Clauses”, en IBA Legal Practice Division, Mediation Committee Newsletter, London, julio 2007, p. 36.

expert determination se incluyen en los contratos para dejar al criterio de un tercero independiente y con conocimientos técnicos la determinación de ciertos aspectos del contrato cuando surge entre las partes una controversia sobre un aspecto técnico.

Los tipos de disputas que pueden determinarse, las indemnizaciones que pueden concederse y si la decisión del experto es vinculante o no dependerán de los términos de la cláusula de *expert determination*. Es útil en disputas que involucran cuestiones técnicas complejas que requieren una evaluación especializada para resolver el conflicto.

Ventajas	Inconvenientes
• Proporciona una resolución basada en un conocimiento técnico especializado. • Proceso más rápido y menos costoso que el arbitraje o la litigación. • La decisión del experto es generalmente aceptada por las partes debido a su especialización.	• La decisión puede ser vinculante (si así lo acuerdan las partes) y limitar las opciones de apelación. • Requiere que ambas partes acuerden el experto y su mandato, lo que en ocasiones puede presentar dificultades. • Puede ser menos efectivo en disputas que involucran aspectos legales o contractuales más que técnicos.

8.2.3. *Dispute boards*

La doctrina más autorizada caracteriza el comité de expertos o *dispute board* como una modalidad de *expert determination*. En todo caso, el *dispute board* constituye una herramienta muy habitual en el sector de la construcción. Se trata de un órgano —que puede ser permanente o no, según lo regulen las partes— compuesto por un número de expertos que se ocupan de supervisar la ejecución de un contrato con la intención de evitar o solventar cualquier disputa que pueda surgir entre las partes. Por lo tanto, es un mecanismo alternativo de resolución de controversias que se aplica durante toda la vida del proyecto y cuyo fin principal es evitar que la disputa se materialice.

Su principal ventaja es que se trata de un método imparcial, rápido e informal de resolución de la potencial disputa, que evita que las partes tengan que acudir a la vía arbitral o judicial (aunque no impide acudir a ellas si se impugna en plazo la decisión adoptada por el *dispute board*) y las obliga a mantener un diálogo fluido y negociaciones constantes para resolver los problemas que surjan durante la ejecución del contrato.

El *dispute board* puede ser nombrado desde un principio para acompañar a las partes durante la ejecución de los contratos, o bien acordarse y constituirse cuando ya haya surgido una controversia concreta.

Ventajas	Inconvenientes
• Proporciona una resolución continua y en tiempo real de las disputas. • Puede evitar que las disputas escalen a procedimientos más formales. • Los miembros del panel suelen estar familiarizados con el proyecto, lo que facilita y agiliza decisiones fundadas y técnicas.	• Requiere un compromiso inicial y puede ser costoso mantener el panel durante toda la duración del proyecto. • Las decisiones pueden ser no vinculantes, dependiendo del acuerdo entre las partes.

8.3. BREVE REFERENCIA A LAS CLÁUSULAS ESCALONADAS O *MULTI-TIER*

Como se ha mencionado anteriormente, las partes, en aplicación del principio de autonomía de la voluntad, pueden pactar en su contrato no solo la sumisión a jurisdicción o a arbitraje, sino también un procedimiento más complejo para la resolución de sus disputas²⁹. Esto se lleva a cabo mediante las denominadas *cláusulas escalonadas* o *multi-tier*. En España, al igual que los *dispute boards*, tampoco se encuentran expresamente reguladas.

Lo que se pretende mediante la inclusión de este tipo de cláusulas es que la parte que vaya a iniciar un arbitraje o a acudir a la jurisdicción para resolver la disputa deba iniciar, con carácter previo y obligatorio, una mediación, una negociación de buena fe o incluso un procedimiento de *expert determination* para intentar una solución amistosa. La finalidad es tratar de resolver amistosamente la disputa; de ahí que se hable del efecto “depurador” o del efecto “filtro” que estas cláusulas presentan³⁰.

La principal ventaja que ofrecen estas cláusulas es que permiten que la resolución de la disputa se produzca de manera escalonada, por lo que el procedimiento arbitral o judicial es la última opción en el caso de que no sea posible poner fin al conflicto con la negociación previa obligatoria o la mediación establecida. Estas cláusulas facilitan así el enfriamiento de la controversia y, si se llega a un acuerdo, se consigue evitar el coste económico y temporal del arbitraje o del procedimiento judicial.

Para un correcto funcionamiento de este tipo de cláusulas complejas, se recomienda prestar especial atención a su redacción. Es recomendable fijar la duración de cada una de las fases del proceso escalonado, determinando los hitos que inician o culminan cada etapa. Además, ha de existir identidad entre la tipología de disputas sometidas a negociación o mediación previa y las que finalmente se resuelvan en el procedimiento judicial o arbitral. Por último, es conveniente introducir una mención expresa a que la ejecución de las obligaciones contractuales ha de continuar por las partes aunque se haya activado el procedimiento previsto en la cláusula escalonada.

²⁹ LÓPEZ DE ARGUMEDO PIÑEIRO, Á.: “Multi-step dispute resolution clause”, en Liber Amicorum Bernardo Cremades, LA LEY, Madrid, 2010, pp. 734-744.

³⁰ SUTTON, D., GILL, J. y GEARING, M.: Russell on Arbitration, Sweet & Maxwell, London, 2007, p. 48.

9. CUESTIONES PRECONTENCIOSAS Y CONTENCIOSAS

Las controversias más frecuentes durante el periodo de negociación precontractual se pueden agrupar en cuatro grandes grupos: (i) los conflictos derivados del incumplimiento de una *letter of intent* —carta o acuerdo de intenciones— (“LOI”); (ii) los conflictos derivados del incumplimiento de un acuerdo de confidencialidad o de exclusividad; (iii) los conflictos derivados de la constitución de un consorcio de empresas para el desarrollo del proyecto; y (iv) los conflictos derivados del incumplimiento del deber de negociar de buena fe.

9.1. CONFLICTOS DERIVADOS DEL INCUMPLIMIENTO DE LA LOI

Es habitual que las partes suscriban, con carácter previo a la firma del contrato, un documento conocido como LOI (también denominado, en la práctica, *acuerdo de intenciones*, *memorandum of understanding* o *non-binding offer*, según el contexto en que se encuadre), en el que los contratantes dejan constancia escrita de su voluntad de negociar (así como de los diversos extremos que han de acordar —o sobre los que ya existe alguna clase de acuerdo— respecto a los términos de la negociación y de la transacción), pero generalmente sin comprometerse a concluirla o quedando sujeta a otras cuestiones, tales como la obtención de autorizaciones corporativas o de terceros, el aseguramiento de la financiación necesaria, la realización satisfactoria de una *due diligence* o la consecución de determinados hitos. La emisión de este documento marca el inicio de la fase de tratos preliminares entre las partes, que comprenderá el conjunto de actos destinados a negociar los términos de la eventual transacción final.

Este documento suele adoptar la forma de un contrato o carta suscrita por ambas partes. No obstante, también cabe afirmar que existe una LOI cuando una de las partes envía a la otra una carta en la que se pronuncia sobre los términos y el alcance de la negociación, y esta última la acepta. Es importante tener en cuenta que en algunas jurisdicciones bajo ciertas circunstancias se podría considerar que existe una aceptación tácita de la LOI cuando su receptor comienza a negociar el contrato en los términos establecidos en ella.

La LOI deberá precisar si contiene una oferta vinculante o no. Si es vinculante, en caso de ser aceptada, determinará el nacimiento del contrato. Por ello, es conveniente incluir en la LOI una cláusula que ponga de manifiesto que sus términos no son vinculantes para las partes hasta que se alcance un acuerdo definitivo sobre todos los términos del contrato, se cumplan otras condiciones necesarias y se firmen por las partes los documentos definitivos (se suele incluir la expresión *subject to contract* o alguna similar), que sustituirán de manera íntegra al marco precontractual fijado por la LOI. De otro modo, es posible que las partes queden vinculadas en cuanto se produzca la aceptación de las condiciones esenciales de la transacción en el curso de la negociación, aunque no suele ser habitual, pues este tipo de cartas y contratos suelen suscribirse en una fase preliminar del proceso. También puede ser relevante incluir un plazo de caducidad en la oferta, de modo que resulta claro cuándo finaliza esta.

Además, es recomendable que la LOI prevea la ley o norma aplicable a sus términos, así como el cauce para resolver los conflictos que puedan surgir en relación con ella. A este respecto, es posible someter las controversias futuras tanto a arbitraje como a los tribunales de un determinado lugar. Estas previsiones permitirán agilizar el procedimiento de resolución de controversias en caso de que surjan.

No obstante, es importante destacar que, dada la escasa regulación de la LOI en los diversos ordenamientos jurídicos, el sometimiento de sus términos a la ley de un determinado país lo será realmente a la doctrina jurisprudencial que exista sobre la materia.

9.2. CONFLICTOS DERIVADOS DEL INCUMPLIMIENTO DEL ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD O DEL ACUERDO DE EXCLUSIVIDAD

Como parte de los actos preparatorios para la negociación y conclusión de un contrato de proyecto —o incluso para la venta de un proyecto de energía—, es habitual que las partes firmen acuerdos de confidencialidad o de exclusividad. Estos acuerdos pueden incluirse en la propia LOI, analizada en el apartado anterior, o bien suscribirse en un documento independiente distinto de esta. El momento en que se firmen y su finalidad dependerán en gran medida del tipo de contrato o transacción de que se trate.

9.2.1. El acuerdo de confidencialidad

Al margen del deber general de confidencialidad exigido por la buena fe en las negociaciones, las partes pueden (y suelen) suscribir un acuerdo de confidencialidad. La utilidad principal de este tipo de acuerdos es que la parte que está considerando contratar con el promotor —sea el contratista EPC, el financiador o incluso un potencial comprador— pueda adquirir conocimiento suficiente del proyecto —para ofrecer unas condiciones lo más ajustadas posible a su realidad— sin comprometer la posición del promotor frente a terceros en cuanto a información comercialmente sensible.

Este acuerdo se refiere normalmente a la confidencialidad (i) de la información intercambiada entre las partes y (ii) de la existencia de las negociaciones. En ocasiones, este pacto contiene también la obligación de los negociantes de restituirse o, en su caso, de destruir, los documentos recibidos en el contexto de la negociación si finalmente la operación no se lleva a cabo.

La ruptura del acuerdo de confidencialidad puede implicar que la parte que incumpla sus obligaciones deberá abonar a su contraparte (i) la indemnización prevista en la LOI o en el propio acuerdo de confidencialidad (si se ha suscrito de manera autónoma); o (ii) en caso de que no se dispusiera nada al respecto y en función de las circunstancias del incumplimiento y de la transacción concreta, (a) los daños y perjuicios ocasionados por la difusión de la información confidencial, o (b) el beneficio obtenido por la parte

incumplidora al utilizar la información confidencial, en un contexto ajeno a la negociación del contrato. En virtud de lo anterior, se recomienda que, a la hora de suscribir un acuerdo de confidencialidad, se especifiquen las consecuencias derivadas de su incumplimiento.

9.2.2. El acuerdo de exclusividad

En cuanto al acuerdo de exclusividad (también conocido como *acuerdo non-shop*), suele incluirse en la LOI y consiste en un compromiso entre las partes de no negociar ni adelantar ningún tipo de conversaciones u ofrecimientos con terceros durante un determinado período de tiempo (el período de exclusividad) en relación con el objeto del contrato. Este tipo de compromisos suelen asumirse cuando existe un principio de acuerdo entre los contratantes respecto a las líneas maestras que guiarán la negociación, lo que proporciona seguridad a ambos sobre el interés de la otra parte en su conclusión satisfactoria y les permite destinar recursos —por ejemplo, mediante la contratación de asesores para realizar una *due diligence*— al buen fin de la transacción.

Cuando las partes hayan celebrado el acuerdo de exclusividad, su incumplimiento por una de ellas generará en la otra el derecho a reclamar los daños y perjuicios sufridos como consecuencia de la infracción. Así, en caso de que el incumplimiento de este pacto lleve aparejada, además, la ruptura de las negociaciones (por haber surgido, por ejemplo, una mejor oportunidad para el incumplidor precisamente como consecuencia de la ruptura de la exclusividad), podrá exigírsele a la parte infractora una indemnización equivalente a los gastos efectuados por su contraparte con motivo de las negociaciones, esto es, la compensación de los llamados *gastos de confianza* o el denominado *interés contractual negativo*. Generalmente, no será posible reclamar el interés contractual positivo, que es aquello que hubiera obtenido el contratante no incumplidor de haberse celebrado el contrato, aunque esto dependerá de la regulación específica que contenga el derecho aplicable de cada país. En cualquier caso, y con la finalidad de evitar controversias sobre el alcance de la indemnización, también en este ámbito se recomienda incluir expresamente en el acuerdo las consecuencias derivadas de su incumplimiento.

9.3. CONFLICTOS DERIVADOS DE LA CONSTITUCIÓN DE UN CONSORCIO DE EMPRESAS PARA LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

En la ejecución de proyectos energéticos complejos o de magnitud considerable es habitual que varias sociedades decidan agruparse para la ejecución de la obra. Esta situación es habitual cuando la obra se ejecuta siguiendo un modelo EPC o de contratista único para toda la obra, pero la complejidad de su alcance exige la intervención de varios contratistas con roles o papeles diferenciados —por ejemplo, un contratista que aporta soluciones de ingeniería, otro que ejecuta obras civiles y otro que suministra

los equipos necesarios para el proyecto—. En este caso, las empresas interesadas en el proyecto constituirán un consorcio que puede presentar distintas formas jurídicas —normalmente bajo la forma de uniones temporales de empresas o UTE— en función de las preferencias de las sociedades que lo conformen y del régimen jurídico al que decidan someterlo.

En este escenario, es muy recomendable que las sociedades integrantes del consorcio regulen con especial atención las obligaciones recíprocas de cada una de ellas, los papeles que tendrán en el marco del proyecto, la forma en que coordinarán sus actividades y prestaciones y las consecuencias del incumplimiento de estas. Además, los miembros del consorcio deben establecer de forma clara el ámbito y los límites de su responsabilidad frente a terceros, incluida la de cada uno de ellos. En todo caso, como es lógico, el interés del promotor será mantener la singularidad de la prestación en su contrato EPC o de construcción, por lo que tratará de garantizar que cada uno de los contratistas responda solidariamente de todas las obligaciones asumidas por el consorcio en el contrato EPC y que exista una interlocución única frente a él.

Delimitar estas cuestiones con carácter previo al inicio de las negociaciones propiciará una mejor y mayor involucración de cada una de las sociedades en el negocio y facilitará las relaciones entre los miembros del consorcio en caso de que surja alguna disputa, tanto interna como con cualesquiera contrapartes, antes de la firma del contrato o a lo largo de la ejecución de la obra.

9.4. CONFLICTOS DERIVADOS DEL INCUMPLIMIENTO DEL DEBER DE NEGOCIAR DE BUENA FE

En lo que respecta a los tratos preliminares, entendidos como el conjunto de negociaciones previas a la firma del contrato sin amparo contractual alguno —como una LOI o un acuerdo de confidencialidad—, estos también pueden dar lugar a un litigio entre las partes si alguna de ellas actúa incumpliendo el deber general de negociar de buena fe.

Con carácter general, se considera que una de las partes ha incumplido su deber de negociar de buena fe cuando (i) proporciona a su contraparte información errónea, falsa o insuficiente en el transcurso de las negociaciones —teniendo en cuenta, en este último caso, que no se podrá exigir a ninguno de los intervinientes en la transacción que transmita información a la que ambas partes tendrían fácil acceso aplicando la debida diligencia: principio *caveat emptor*—; (ii) incumple su deber de confidencialidad, al difundir información obtenida durante las negociaciones a personas no autorizadas para recibirla o al utilizarla en beneficio propio al margen de las negociaciones; (iii) incumple su deber de conservar adecuadamente el objeto de la transacción mientras se negocia su venta; o (iv) abandona injustificadamente las negociaciones, las dilata sin motivo (hasta el punto de provocar el desistimiento del otro negociante o la terminación de la exclusividad) o las continúa sin intención real de concluir la transacción.

4

Fase de desarrollo

JOSÉ-FÉLIX ZALDÍVAR DE LA RICA, JOSÉ MIGUEL EGEA ADÁN, MIGUEL GARCÍA PRIETO,
MANUEL VÉLEZ FRAGA, ROBERTO FERNÁNDEZ CASTILLA, JUAN JOSÉ SERRANO ARAQUE,
PAOLA HIDALGO HERRERO y ALBERTO FERNÁNDEZ MATÍA

1. CUESTIONES MATERIALES. EL *READY TO BUILD* COMO HITO CONTRACTUAL DE REFERENCIA

El término *ready to build* (el “RTB”) se ha usado en esta publicación como la culminación de la fase de desarrollo de un proyecto. Sin embargo, su alcance varía según el contexto —contrato de construcción, contrato de financiación, etc.— y los actores involucrados —financiadores, *offtakers*, administraciones, etc.—. Este apartado describe los elementos y requisitos más recurrentes en esa definición, clasificados por la naturaleza del hito correspondiente.

2. PERMISOS Y OTRAS IMPLICACIONES REGULATORIAS PARA EL PROYECTO: LOS PLAZOS REGULATORIOS DEL RDL 23/2020

Entre 2014 y 2020, las solicitudes de acceso y conexión a las redes aumentaron exponencialmente. Por ejemplo, entre enero de 2019 y junio de 2020, las solicitudes presentadas sumaron 430.000 MW, según consta en el preámbulo del RDL 23/2020. Para evitar esta situación, esta norma introdujo plazos perentorios para solicitar y obtener los permisos administrativos principales, cuyo incumplimiento provocaría la caducidad de los permisos de acceso y conexión y la ejecución de las garantías depositadas —salvo que la caducidad se deba a la no obtención de la declaración de impacto ambiental favorable por causas no imputables al promotor—, a razón de 40 € por kW de capacidad instalada proyectada.

La entrada en vigor del RDL 23/2020 no evitó la acumulación de retrasos por el alud de solicitudes y la falta de recursos de la Administración para tramitarlas. A la vista de ello, algunas comunidades autónomas emitieron permisos tarde, pero retrotrajeron su fecha de efectos para cumplir con el plazo regulatorio, actuación no exenta de polémica y discusión posterior. Los gestores de red se negaban a dar validez a la retroacción de efectos, hasta que la resolución de la CNMC del 5 de octubre de 2023 determinó que, al concurrir los

requisitos para dictar el permiso en la fecha de vencimiento del plazo regulatorio, el retraso en su emisión se debía únicamente a circunstancias atribuibles a la Administración. Sin perjuicio de ello, el MITECO decidió no emitir resoluciones con efectos retroactivos y considerar la caducidad como automática en todos los casos en que hubiera transcurrido el plazo regulatorio, en aras de una mayor seguridad jurídica para los operadores involucrados. En cualquier caso, la situación ha obligado a prorrogar varias veces las fechas límite del RDL 23/2020. La última prórroga (sin contar con las modificaciones introducidas inicialmente por el Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, que quedaron finalmente derogadas tras no convalidarse en sede parlamentaria) fue la operada en virtud del RDL 8/2023, que aprobó los siguientes plazos regulatorios para proyectos con permisos de acceso y conexión emitidos después del 24 de junio de 2020 (plazos que se computan desde su fecha de emisión):

- i. 6 meses para la presentación y admisión a trámite de solicitud para obtener la autorización administrativa previa;
- ii. 31 meses para obtener la declaración de impacto ambiental favorable;
- iii. 34 meses para obtener la autorización administrativa previa;
- iv. 49 meses (o 43 meses si los permisos se emitieron tras el 31 de diciembre de 2023) para obtener la autorización administrativa de construcción; y
- v. 5 años para obtener la autorización de explotación definitiva. En este punto nos remitimos a las modificaciones al RD 1955/2000 introducidas por el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, que (en resumen) vienen a separar la autorización de explotación en dos estadios diferentes (provisional y definitivo) y que, por tanto, a los efectos de dar por cumplido el quinto hito previsto en el artículo 1 del RDL 23/2020, aclaran que la autorización de explotación definitiva de un proyecto requerirá la emisión previa del FON (en tanto esta notificación permite acreditar que el proyecto ha pasado satisfactoriamente sus pruebas de puesta en servicio).

3. ASPECTOS REGULATORIOS Y SUS IMPLICACIONES EN LAS OPERACIONES EN EL SECTOR

3.1. LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN COMO “NACIMIENTO” DEL PROYECTO

El derecho de acceso y conexión constituye la piedra angular del mercado de la electricidad tras la liberalización del sector eléctrico (fundamentalmente, desde la Ley 54/1997, antes mencionada, sin perjuicio de los avances liberalizadores de la legislación anterior).

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (“LSE”) regula, en su artículo 33 y con carácter general, el derecho de acceso y conexión, definiendo sus notas esenciales y estableciendo su plasmación en los permisos correspondientes. No obstante, el análisis del derecho de acceso, por un lado, y del de conexión, por otro, aun cuando están estrechamente vinculados entre sí —pues forman parte de la misma realidad—, ha de partir de la consideración de que son instituciones distintas, sujetas a especialidades normativas concretas, pese a formar parte de la misma matriz regulatoria. En síntesis, se entiende por derecho de acceso el derecho de uso de la red en unas condiciones normativamente determinadas, y por derecho de conexión el derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red en unas condiciones determinadas. El acceso y la conexión a la red se proyectan, según sea el caso, sobre las redes de transporte y distribución, y solo pueden materializarse en aquellos puntos existentes o planificados.

Por su parte, los permisos de acceso y de conexión son los títulos habilitantes que materializan los derechos de acceso y de conexión, y pueden ser obtenidos por distintos sujetos o instalaciones del sector eléctrico (instalaciones de generación, consumo o almacenamiento, principalmente) en las condiciones previstas en la normativa que les es aplicable.

Aun cuando la LSE lleva en vigor desde diciembre de 2013, hasta la aprobación del Real Decreto 1183/2020 se aplicaban transitoriamente las disposiciones de la anterior Ley 54/1997. Ahora, el Real Decreto 1183/2020, junto con la LSE, constituyen el cuerpo normativo fundamental de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.

El acceso y conexión a la red se enmarca en el concepto de *acceso de terceros a las redes* (conocido como ATR o TPA, siglas de su denominación en inglés: *third party access*). La finalidad del principio o derecho de acceso de terceros a las redes, junto con otras medidas estructurales del sector, como la separación de actividades, es articular la apertura a la competencia del suministro de electricidad, que es un servicio de interés económico general. Este derecho permite a los generadores y consumidores acceder a las infraestructuras en red de terceros (esto es, las redes de transporte y distribución de electricidad) en condiciones de igualdad, objetividad y transparencia. De esta forma, el acceso de terceros a las redes no solo tiene implicaciones sobre la utilización de la red, sino que supone la puerta de entrada en el mercado de la generación de electricidad.

Así, los permisos de acceso y conexión implican el “nacimiento” del proyecto desde el punto de vista que abordamos en esta publicación. Haber obtenido el derecho de acceso a las redes constituye uno de los requisitos necesarios para el otorgamiento de las autorizaciones del sector eléctrico —arts. 21 y 53 de la LSE— y, con ello, la adquisición de la condición de “sujeto del sector eléctrico”, como generador, al amparo del artículo 6 de la LSE. Por ello, en sentido estricto, desde un punto de vista administrativo, no podemos hablar realmente de “proyecto” hasta que se han obtenido estos permisos de acceso y conexión o, en función de las circunstancias, cuando el promotor se encuentra en una posición cercana a la obtención de esos permisos. Así, podemos extender esta denominación “comercial” a

otros supuestos anteriores a la obtención de los permisos de acceso y conexión, como, por ejemplo, el caso de la existencia de una solicitud en trámite o la pendencia de un conflicto de acceso. En estos casos, como es conocido, el mercado se refiere a proyectos *greenfield*, denominación que hace referencia al estado preliminar de avance del proyecto, desde el punto de vista del complejo procedimiento autorizatorio del sector eléctrico.

Por sí mismos, los permisos de acceso y conexión tienen un indudable valor económico que los hace especialmente atractivos en el mercado, en particular en los últimos años, debido a la escasez de capacidad en la red, a pesar de los riesgos de construcción o autorización a los que se ven expuestos y que hemos examinado con anterioridad (al menos, si se comparan con otros proyectos más “maduros” desde el punto de vista autorizatorio u operativo).

Así, aun cuando legalmente son el título que contiene el derecho de acceder o conectarse a un punto de la red, se pueden definir, por las circunstancias indicadas, como “derechos de contenido económico”, lo que los hace —por su propia naturaleza y regulación— esencialmente transmisibles, sin perjuicio de los trámites que deben completarse para su efectiva transmisión (que irán vinculados a las autorizaciones sectoriales otorgadas).

Su posición fundamental desde el punto de vista de los principios de ordenación del sector justifica la intensa intervención regulatoria, que rige todos sus aspectos: desde su definición y el procedimiento de obtención hasta los límites a su modificación y actualización, así como su caducidad y revocación.

Los derechos de acceso y conexión se convierten así, por medio de la intervención regulatoria del Estado, en títulos habilitantes que albergan verdaderas relaciones administrativas jurídico-públicas, aunque no sean parte de ellas Administraciones públicas o formas de organización estatales³¹.

Naturalmente, la adecuada articulación contractual sobre la base de una correcta aplicación de la normativa sectorial tendrá notables efectos sobre las disputas que puedan surgir, sea en la jurisdicción que sea, y será clave para evitar la judicialización de los conflictos.

Por esta razón, sin ánimo exhaustivo, se describen a continuación de forma esquemática los principales aspectos de la regulación de los permisos de acceso y conexión en el Real Decreto 1183/2020, que deberán tenerse en cuenta en la regulación transaccional, según el estado del proyecto.

Nos limitaremos, en este caso, a los proyectos de generación de electricidad, si bien el acceso y conexión de las instalaciones de demanda y almacenamiento sigue la misma filosofía:

³¹ Vid., en este sentido, CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael: “La extensión del derecho administrativo y su proyección contencioso-administrativa”, *Revista de Derecho Público: Teoría y Método*, 4, 2021, pp. 7-65.

- i. El competente para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión es el gestor de la red correspondiente (REE, en caso de la red de transporte o la empresa distribuidora correspondiente, si el acceso y conexión se realiza en distribución).
- ii. Aunque se trata de permisos y derechos diferentes e independientes, se otorgan conjuntamente. No podrán ser denegados sino por las causas expresamente previstas en la normativa aplicable (que tienen que ver con cuestiones técnicas y de capacidad).
- iii. Como requisito previo a la formulación de la solicitud de acceso y conexión, el promotor deberá depositar unas garantías económicas (conocidas en la práctica de mercado como “garantías de acceso y conexión”) en favor del órgano sustantivo competente para el otorgamiento de las autorizaciones energéticas (es decir, la autoridad energética autorizante, sea estatal o autonómica). Como ya se ha indicado, las garantías serán constituidas por un valor de 40 €/kW de capacidad solicitada. Podrán ser constituidas en cualquiera de las modalidades admitidas en Derecho (desde dinero hasta avales a primer requerimiento, entre otras). Una vez depositadas, el promotor deberá presentar el resguardo acreditativo de su constitución ante el órgano autorizante para que emita una resolución sobre la conformidad de la garantía prestada con el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020. Hasta que esa resolución de conformidad no haya sido emitida, el gestor de la red no podrá dar curso a la solicitud de acceso y conexión del promotor.

La finalidad de la garantía será la obtención de la autorización de explotación de la instalación de generación. El órgano en favor del que se constituye la garantía podrá ejecutarla en los supuestos previstos en el Real Decreto 1183/2020, *i. e.*, la caducidad de los permisos (que analizaremos en el siguiente epígrafe) y la modificación de los permisos sin respetar los límites del Anexo II del Real Decreto 1955/2000.

- iv. Abandonado el modelo de solicitudes conjuntas y coordinadas en la red de transporte, gestionadas por el antiguo interlocutor único de nudo, el procedimiento general y simplificado de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión se rige por el principio de prioridad temporal (*prior in tempore, potior in iure*). Se produce así una “carrera” por la obtención de los permisos de acceso y conexión. Hasta que la solicitud con mejor prioridad temporal no se haya otorgado, no se resolverá la siguiente y, así, sucesivamente, hasta agotar la capacidad de acceso disponible en el nudo de la red correspondiente. La prioridad temporal la determina la fecha y hora en que se registra la solicitud completa (que exige la previa conformidad de las garantías) y, en caso de empate, quedará determinada por la fecha de depósito de la garantía.
- v. Durante el procedimiento, con ocasión de la propuesta formulada por el gestor de la red, podrá imponerse la obligación de constituir instalaciones de refuerzo de la red. Se trata de instalaciones necesarias para hacer viable la conexión en un determinado punto de la red. Estas instalaciones las podrá construir el propio gestor de la red (para lo que será necesario celebrar un contrato de encargo de proyecto y, según el caso, realizar una serie de pagos por adelantado) o un tercero. En cualquier caso, las insta-

laciones serán financiadas por el promotor (que podrá celebrar un convenio con otros terceros promotores que, en el futuro, vayan a hacer uso de esas instalaciones, para hacer frente a su coste) y, una vez construidas, serán cedidas al gestor de la red correspondiente, con lo que entrarán a formar parte de la red de transporte o distribución.

- vi. Una vez otorgados los permisos de acceso y conexión, podrán ser modificados. Pero, para ello, se deberán respetar los límites establecidos en la DA 14.^a y en el Anexo II del Real Decreto 1955/2000. La idea general es que el proyecto debe ser el mismo que el que recibió el permiso de acceso. De esta manera, se establecen tres categorías de límites: (a) no se podrá cambiar la tecnología, salvo en los casos de hibridación; (b) no se podrá aumentar la capacidad de acceso en más de un 5 %, pero sí se podrá disminuir, salvo que de esa disminución resulte una división del proyecto que conjuntamente alcance la misma capacidad; y (c) no se podrá cambiar la localización del proyecto, de tal manera que se mueva en un radio de más de 10 km desde el centro geométrico de la instalación. Así, para ejecutar la modificación, el promotor deberá obtener la previa conformidad del gestor de la red correspondiente.
- vii. Aunque no sea posible modificar el permiso de acceso, como decíamos, sí es posible la hibridación, que —como se indicó— consiste, en síntesis, en la combinación de más de una tecnología de producción de electricidad o, en su caso, producción y almacenamiento. El Real Decreto 1183/2020 regula la hibridación desde el punto de vista de los permisos de acceso y conexión, diferenciando los casos en que han sido otorgados o están en trámite. En términos generales, la normativa aplicable fomenta la hibridación, aun cuando establece ciertos límites (además de cumplir el resto de los requisitos técnicos, la hibridación no podrá suponer un aumento de la capacidad de acceso por encima del 5 % de la autorizada, algo que ya exige el Real Decreto 1955/2000; para el caso de permisos ya otorgados, se debe destacar que *"la potencia instalada de la tecnología que tiene otorgados los permisos de acceso y conexión podrá ser inferior al 40% de la capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso"*, conforme indica el artículo 27.3e del Real Decreto 1183/2020), ya que indica que se trata de actualizaciones del permiso o la solicitud (por lo que no deberá seguirse la prioridad temporal), reduce en un 50 % el importe de la cuantía de las garantías económicas y aplica los plazos del procedimiento simplificado de acceso y conexión.

Estas son las principales características de los procedimientos general y abreviado. No obstante, pese a que la regla de prioridad temporal es el principio general que rige el acceso y conexión, se articulan procedimientos concurrenciales o competitivos (denominados *concursos de capacidad* o *concursos de transición justa*) en determinados nudos de la red de transporte que cumplan ciertas características. Estos nudos serán convocados por el Ministerio del ramo y gestionados por REE, en su condición de gestor de la red de transporte. Es relevante destacar, a estos efectos, que en las convocatorias de los concursos se podrán establecer requisitos sociales, económicos o medioambientales para la prelación de las ofertas.

3.2. PRINCIPALES PERMISOS O AUTORIZACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE PROYECTOS RENOVABLES Y RIESGOS EN EL PROCESO AUTORIZATORIO

Tras haber obtenido los permisos de acceso y conexión, los proyectos renovables han de atravesar un complejo proceso autorizatorio ante distintas Administraciones públicas. Tanto la construcción como la puesta en marcha de un proyecto de generación de energía renovable afectan a bienes jurídicos diversos, como el medio ambiente o el uso racional del suelo.

Esos permisos o autorizaciones pueden referirse individual o conjuntamente a la propia instalación de producción (esto es, los aerogeneradores o placas fotovoltaicas), a las subestaciones eléctricas de transformación (las “SET”, que adecúan la intensidad de la energía producida a la propia de la red en la que se vierte) o a las líneas de conexión o evacuación de baja o alta tensión (aéreas o subterráneas), que unen aquellas instalaciones con las subestaciones y, a su vez, con la red de transporte o distribución.

3.2.1. Permisos sectoriales

En primer término, los proyectos renovables están sujetos a la obtención de las siguientes autorizaciones con carácter previo a su construcción, las cuales están contempladas en la LSE (cuyas denominaciones concretas pueden diferir según la norma autonómica por la que se tramiten):

- i. Autorización administrativa previa (la “AAP”): se tramita con el anteproyecto de la instalación o, en su caso, con la evaluación de impacto ambiental. Esta autorización no puede otorgarse si no se ha obtenido previamente el permiso de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución.
- ii. Autorización administrativa de construcción (la “AAC”): autoriza a su titular a realizar la construcción de la instalación, que alcanza el estado de RTB. En ocasiones, la autorización administrativa previa y la de construcción se tramitan y otorgan conjuntamente.

El RD 1955/2000 regula pormenorizadamente el procedimiento de otorgamiento de esas autorizaciones.

La competencia para otorgarlas recae, o bien en la Administración General del Estado —para aquellas instalaciones de potencia eléctrica superior a 50 MW, o inferior a esa cota, pero cuyo aprovechamiento exceda del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma (*cfr.* artículo 3.13 de la LSE)—, o bien, en otro caso, en la Administración autonómica en cuyo territorio se encuentre radicada la instalación.

3.2.2. Permisos medioambientales

El control o evaluación ambiental es el siguiente hito fundamental de este proceso autorizador de la construcción de proyectos renovables. Por una parte, los instrumentos de evaluación ambiental pretenden medir el impacto global del proyecto sobre el medio ambiente e identificar las posibles medidas compensatorias para reducirlo y, por otra parte, fiscalizan las repercusiones sobre elementos específicos, como el agua, la atmósfera, la vegetación y la fauna. El concreto objeto y naturaleza de estos instrumentos y las Administraciones competentes para su obtención variarán también en función de su ubicación geográfica, potencia o tipo de tecnología.

El primer nivel del procedimiento de control ambiental culmina con la formulación de la declaración de impacto ambiental ("DIA") por el órgano competente de la Administración General del Estado, en los términos previstos en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, o de la Administración autonómica conforme al procedimiento previsto en su propia normativa.

La DIA no es un permiso propiamente dicho, sino un acto de trámite que forma parte del proceso autorizador sectorial, de ahí que normalmente se solicite al mismo tiempo que la AAP. La principal consecuencia práctica de su naturaleza jurídica como acto de trámite es la imposibilidad de interponer recursos administrativos o contenciosos frente a ella, pues cualquier incidencia que un interesado plantee al respecto habrá de suscitarse frente a la resolución que ponga fin al procedimiento, esto es, frente a la resolución por la que se deniegue u otorgue la AAP o la AAC.

Sin perjuicio de lo anterior, la obtención de una DIA favorable es obligatoria para la obtención del resto de permisos sectoriales eléctricos y constituye, de hecho, un hito esencial conforme al RDL 23/2020. Los promotores o desarrolladores se comprometen a adaptar el proyecto a las condiciones de la DIA, así como a adoptar las medidas correctoras o compensatorias que esta imponga, so pena de no conseguir la obtención de la AAC.

La imposibilidad de interponer un recurso autónomo frente a una DIA que aprecia afectaciones incompatibles de los proyectos con variables medioambientales relevantes deja a los promotores o desarrolladores con escasas posibilidades en la práctica de culminar el procedimiento autorizador con su proyecto original. La solución a la inviabilidad ambiental del proyecto pasa por plantear un cambio de ubicación o una reducción de su dimensión a fin de evitar las afecciones que determinan la incompatibilidad. Ello obliga a una actualización de los permisos de acceso y conexión y a la formulación de una nueva solicitud de DIA con base en un estudio de impacto ambiental actualizado respecto del nuevo planteamiento constructivo.

En un segundo nivel del control ambiental del proyecto se situarían otras autorizaciones de carácter ambiental dirigidas al escrutinio de impactos específicos. Sin ánimo exhaustivo, estos serían los permisos referidos a materias específicas, tales como la gestión y trata-

miento de residuos, suelos contaminados, agua, emisiones o ruidos. En función del órgano ambiental competente y de la normativa de aplicación, el control de estas afecciones puede instrumentarse en una única autorización de carácter integral (en el ámbito estatal, la autorización ambiental integrada, la “AAI”, que recibe denominaciones diversas en las normativas autonómicas). También pueden someterse al control de la Administración local competente bajo una licencia de actividad.

3.2.3. Permisos urbanísticos

Otro ámbito de control esencial de los proyectos renovables es el de ordenación del territorio y urbanístico en el que ejercen competencias las Administraciones autonómicas y locales. El asentamiento, con carácter general, de los proyectos renovables en suelos rústicos o no urbanizables implica la obtención en la mayoría de los casos de calificación urbanística, autorización de uso excepcional en suelo rústico o instrumento equivalente según la normativa autonómica que sea de aplicación.

A los proyectos renovables se les reconoce legalmente su interés público³², por lo que algunas normativas autonómicas (por ejemplo, la Ley 7/2021, de 1 de diciembre, de Impulso para la Sostenibilidad del Territorio de Andalucía) han llegado a considerar que la producción de energía renovable es un uso ordinario —o, al menos, autorizable— del suelo rústico. Esta atribución *ex lege* de interés público tiene otros importantes efectos jurídicos en cuanto a la ocupación del suelo rústico que se analizarán en el apartado “La declaración de utilidad pública”, más abajo.

También desde la perspectiva urbanística, todo proyecto renovable debe contar con el correspondiente título habilitante urbanístico, que será normalmente una licencia de obras. Esta licencia la tramita y emite la Administración local, que vela por el cumplimiento del planeamiento urbanístico del municipio.

3.2.4. Otras afecciones y permisos

Las afecciones a otro tipo de bienes públicos, como los ríos, las carreteras, el dominio público aeronáutico —especialmente relevante para el caso de las instalaciones eólicas— o el ferroviario, también se someten al control de las Administraciones sectoriales (Confederaciones Hidrográficas, Agencia Española de Seguridad Aérea —AESA—, Administrador de Infraestructuras Ferroviarias —ADIF—, etc.) y al régimen previsto en su normativa, que exige la obtención de los correspondientes títulos habilitantes (autorizaciones para la ocupación de zona de policía, servidumbres aeronáuticas, etc.).

³² En palabras del Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo, de 22 de diciembre de 2022, a los proyectos de energía renovable se les presume un “interés público superior” (vid. artículo 3).

Esta intervención administrativa en distintos planos, los intereses a veces contrapuestos de otros particulares y el impacto ambiental intrínseco de este tipo de proyectos intensifican la complejidad de la tramitación y obtención de los permisos para la construcción de proyectos renovables.

3.3. TRÁMITE DE INFORMACIÓN PÚBLICA EN EL MARCO DE ESTOS PERMISOS

Los posibles conflictos, tanto en términos de legalidad como de oportunidad, se ponen de manifiesto normalmente en el trámite de información pública al que se somete la solicitud de DIA y AAP del promotor o desarrollador. En este trámite esencial del proceso autorizador, las Administraciones públicas competentes en el ámbito del proyecto y los interesados privados pueden aceptarlo u oponerse a él, así como formular las alegaciones u objeciones que estimen oportunas en cuanto a su viabilidad, proponiendo, en su caso, un condicionado para incorporar al proyecto (por ejemplo, modificaciones en su trazado, la reducción de su capacidad o la obligación de soterrar una línea inicialmente proyectada como aérea). El promotor, por su parte, está facultado para dar respuesta a estas alegaciones en el mismo trámite de información pública, ya sea aceptando e implementando su contenido o rechazándolo motivadamente.

En definitiva, la obtención de los permisos de acceso y conexión no garantiza la viabilidad jurídica definitiva del proyecto. Los potenciales aspectos a los que ha de atender un proyecto renovable son tan diversos como la variedad de eventuales afecciones que puedan derivarse de su implantación. En general, aquellos proyectos que, por ejemplo, se pretenden ubicar en zonas especialmente sensibles para la fauna y la flora, como la Red Natura 2000, están sujetos a un escrutinio más exhaustivo. Otro foco de atención estará en la posible afección a zonas de dominio público en las que los usos se encuentran legalmente restringidos, tales como la zona de policía del dominio público hidráulico o los límites a la edificación del dominio público de carreteras o ferroviario. Desde la perspectiva del impacto en los intereses privados, debe tenerse en cuenta la cercanía de la instalación a núcleos residenciales y sus posibles efectos en términos de generación de ruido o impacto paisajístico.

Para resolver los conflictos suscitados en el trámite de información pública del proyecto renovable, se contraponen los documentos técnicos elaborados por los promotores (como el estudio de impacto ambiental) y los informes de las Administraciones competentes. A la vista de los reparos y condicionantes apreciados, el promotor puede verse obligado a introducir modificaciones en la implantación proyectada de la instalación y de sus infraestructuras de evacuación con el fin de obtener las autorizaciones correspondientes para la construcción. Tales modificaciones pueden afectar a su localización o a la potencia instalada, o limitarse a una reubicación de elementos dentro del perímetro del proyecto.

Por ejemplo, en el caso de un proyecto fotovoltaico, las Administraciones públicas competentes en la gestión de infraestructuras, como carreteras o vías ferroviarias, pueden

formular objeciones sobre la ubicación de determinados paneles en zonas de dominio público o servidumbre de protección en las que los usos están limitados. Para solventar el conflicto suscitado, los promotores o desarrolladores pueden plantear una reubicación de los paneles dentro del perímetro del proyecto (esto es, sin implicar una modificación de su ubicación que tenga que ser comunicada al gestor de la red, como se verá en el siguiente apartado).

El trámite de información pública no es un procedimiento contradictorio en el que promotores e interesados defienden posturas contrapuestas y en el que cualquier alegación es susceptible de paralizar el proyecto. La Administración competente para el otorgamiento de la AAP y la AAC es la que debe valorar la oportunidad de las alegaciones remitidas por los interesados y Administraciones competentes, así como las respuestas remitidas por los promotores o desarrolladores, a fin de determinar si, en su caso, las modificaciones introducidas son suficientes para evitar las afecciones indicadas. En el supuesto afirmativo, procedería el otorgamiento de la AAP y, en su caso, de la AAC.

En función de la envergadura de la modificación a introducir antes de que el proyecto alcance el RTB, el promotor debe plantearse si cabe actualizar los permisos de acceso y conexión en los términos de la examinada DA 14.^a y del Anexo II del RD 1955/2000 o si, por el contrario, ha de solicitar unos nuevos.

4. LOS TERRENOS DEL PROYECTO

4.1. EL PAPEL ESENCIAL DE LOS TERRENOS EN LOS PROYECTOS RENOVABLES

La generación de energía renovable depende, entre otros extremos, del terreno donde se ubica, lo que presenta desafíos significativos para los promotores. Un MW de tecnología solar fotovoltaica requiere entre una y dos hectáreas de terreno³³, y un aerogenerador, alrededor de cinco³⁴. Actualmente, se estima que alrededor de 35.000 hectáreas de suelo nacional están ocupadas por plantas solares fotovoltaicas³⁵ y 850.000 hectáreas por parques eólicos³⁶. Esto, a pesar de que el estudio de zonificación ambiental del MITECO

³³ BOLINGER, Mark y BOLINGER, Greta: "Land requirements for utility-scale PV: an empirical update on power and energy density", IEEE Journal of Photovoltaics, 2, 2022, pp. 589-594.

³⁴ ENEVOLDSEN, Peter y JACOBSON, Marc Z.: "Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide", Energy for Sustainable Development, 60, 2021, pp. 40-51.

³⁵ OBSERVATORIO SOSTENIBILIDAD: Atlas de las Energías Renovables en España [en línea], 2023, <<https://www.observatoriosostenibilidad.org/informes/atlas-energias-renovables-2023-2023>> [consulta: 12 de junio de 2024].

³⁶ ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA: "La eólica instala 1.670 MW en 2022, a punto de alcanzar el hito de los 30 GW eólicos" [en línea], 10 de marzo de 2023, <<https://aeolica.org/la-eolica-instala-1-670-mw-en-2022-a-punto-de-alcanzar-el-hito-de-los-30-gw-eolicos/>> [consulta: 27 de febrero de 2026].

del año 2020 indicaba que solo un 50 % de nuestra superficie terrestre es adecuada para la implantación de plantas solares fotovoltaicas y apenas un 35 % para parques eólicos³⁷.

Diversas iniciativas legislativas se han aprobado para abordar esta problemática. Por ejemplo, la Directiva (UE) 2023/2413 impone a los Estados miembros la obligación de cartografiar el despliegue de energías renovables en su territorio para determinar, para el año 2025, el potencial nacional y las zonas necesarias para cumplir con sus compromisos climáticos. Otro ejemplo es el Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar.

4.2. LOS CONTRATOS DE TERRENOS

Una vez geolocalizada la superficie necesaria para la implantación del proyecto y recogida en la relación de bienes y derechos afectados (la “RBDA”), el promotor iniciará las negociaciones con los propietarios de esos terrenos, con el fin de conseguir un contrato consensual (opción preferible a la expropiación forzosa tanto por su menor coste como por su mayor rapidez).

Los derechos pueden ser de distinta naturaleza, si bien los promotores suelen evitar la adquisición del terreno debido al desembolso inicial que supone frente a la incertidumbre, en ese momento, de la viabilidad del proyecto. Dicho esto, la tipología del derecho a obtener suele diferir en función de si en el terreno se ubicará la propia instalación de generación (en este supuesto se opta generalmente por arrendamientos o derechos de superficie) o la infraestructura de evacuación (en cuyo caso se opta típicamente por servidumbres de paso), pues el impacto sobre el terreno es muy distinto. En cualquier caso, estos contratos gozan de la libertad de pactos prevista en el Código Civil y no se encuentran sujetos a la legislación especial de arrendamientos rústicos y urbanos.

4.2.1. El título y las cargas

La RBDA identificará los terrenos por su referencia catastral —lo más habitual, debido a la gratuidad de la consulta en el Catastro— o por sus datos de inscripción en el Registro de la Propiedad, que es el que, en última instancia, proporciona al promotor la información sobre los propietarios a los que dirigirse y las cargas existentes que pueden presentar alguna incompatibilidad con el proyecto. Por ello, el proceso de *due diligence* de un proyecto requerirá, por lo general, la información registral, no bastando la catastral, habida cuenta, además, de que no siempre la información del Catastro es coherente con la del Registro de la Propiedad.

³⁷ MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO: Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: Eólica y Fotovoltaica [en línea], 1 de diciembre de 2020, <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/documento1memoria_tcm30-518028.pdf> [consulta: 27 de febrero de 2026].

En esa revisión se identificarán las situaciones en las que la información registral no esté actualizada (por ejemplo, por ser el propietario el heredero del titular inscrito y no haber hecho constar registralmente la sucesión) o directamente sea inexistente (por no haber sido la finca inmatriculada en el pasado), algo más habitual en terrenos rústicos, sobre todo en áreas tradicionalmente minifundistas. Ninguna de estas circunstancias impide, por sí misma, el desarrollo del proyecto, ya que, bajo Derecho español, la propiedad puede adquirirse y acreditarse por otros títulos válidos (por ejemplo, de compraventa, herencia o donación). La subsanación de estas incidencias requerirá un expediente de reanudación del tracto sucesivo (en caso de no estar actualizado) o de dominio (en caso de no inmatriculación), previa exhibición de un título de propiedad suficiente.

Asimismo, la existencia de cargas previas sobre terrenos rústicos es un escenario indeseable, pero común, que será objeto de detección y análisis en ese proceso de *due diligence*, donde deberán identificarse aquellas cargas que pudieran suponer algún riesgo o conflicto para el proyecto.

4.2.2. Duración

La duración del derecho debe asegurar que el título sobre el terreno permitirá su ocupación pacífica desde que el proyecto comience a construirse hasta que agote su vida útil, por lo que es habitual que el comienzo de su cómputo coincida con la fecha de entrada en operación comercial. Además, es frecuente que estos contratos incluyan facultades del promotor para activar prórrogas unilaterales del plazo inicialmente previsto, especialmente en la actualidad, donde la posibilidad de una eventual repotenciación (*repowering*) del proyecto en un futuro (que podría alargar su vida útil) es un factor a tener en cuenta, incluso en fases tempranas de desarrollo.

4.2.3. Elevación a público e inscripción

Aunque un derecho contractual sobre el terreno es válido y vinculante entre las partes desde su firma, su inscripción en el Registro de la Propiedad —y consiguiente protección frente al tercero de buena fe— es requisito habitual para estos proyectos, más aún respecto de los terrenos donde se ubican los activos más relevantes —por ejemplo, los módulos fotovoltaicos, los aerogeneradores o las subestaciones—. Debido a los costes asociados —honorarios, aranceles y, de manera especial, tributos—, se suele postergar la elevación a público e inscripción hasta el final de la fase de desarrollo, por lo que es necesario vincular al propietario para que acuda en el momento oportuno y colabore en el proceso de inscripción. Se suelen exceptuar de este requisito de elevación a público e inscripción las servidumbres de paso de línea eléctrica, debido tanto al número de propietarios y la complejidad operativa que supone, además de la facultad de solicitar una declaración de utilidad pública en caso de ser necesario proceder a la expropiación.

4.2.4. Otros pactos habituales

Cuando la persona o la sociedad que suscribe los contratos no coincide con el promotor del proyecto, estos contratos deben prever la facultad de cesión futura en favor del promotor. Por último, es importante conocer y anticipar los efectos de la legislación común sobre esta clase de contratos. En particular, deberá prevenirse la accesión (es decir, la incorporación) de las instalaciones a la finca en virtud del artículo 358 del Código Civil, su reversión a la propiedad en el caso de derechos de superficie o la prórroga automática en los contratos de arrendamiento en virtud de la denominada *tácita reconducción*. Las fincas colindantes o los explotadores existentes al tiempo de contratar pueden tener derechos incompatibles con el proyecto que conviene conocer y advertir por anticipado (por ejemplo, derechos de tanteo y retracto en caso de transmisión del suelo, o de afectación exclusiva al desarrollo de determinadas actividades agrarias en virtud de algún instrumento de planificación o subvención).

4.3. LA DECLARACIÓN DE UTILIDAD PÚBLICA

La Ley del Sector Eléctrico declara la utilidad pública general de las instalaciones eléctricas para la generación de energía (y, con ello, de sus líneas de evacuación, siempre que no se trate de líneas directas que conecten la instalación de generación con el consumidor) a efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su implantación. Esta declaración de utilidad pública (la “DUP”) general debe concretarse en el marco de cada proyecto de manera particular y siempre que fuera necesario iniciar un procedimiento de expropiación forzosa y urgente respecto a fincas específicas.

Aunque la DUP específica ofrece confort a financiadores o compradores, todo promotor debe intentar agotar la solución negocial antes de recurrir a ella y a la expropiación forzosa, que constituyen su último recurso en aspectos relacionados con los terrenos³⁸.

Por ello, la DUP específica no puede utilizarse como una suerte de cobertura legal general para la ocupación de todos los terrenos del proyecto —incluso, como ha sucedido en algunos casos, respecto a aquellos para los que ya se cuenta con derecho de ocupación asegurado—. En consecuencia, la solicitud de DUP específica y el proceso de expropiación asociado suelen —y deben— utilizarse únicamente para los terrenos cuyo acuerdo o solución consensual hayan resultado fallidos —por ejemplo, si no hubiera sido posible identificar a los propietarios de las parcelas o concluir acuerdos tras varios intentos—.

³⁸ Así lo entendió, por ejemplo, el Tribunal Superior de Justicia de Extremadura en su sentencia número 326/2022 (recurso número 161/2021), de 31 de mayo de 2022 (ECLI:ES:TSJEXT:2022:600), actualmente recurrida en casación ante el Tribunal Supremo, en la que anuló la DUP otorgada en favor de un proyecto por considerar que el promotor carecía de causa para expropiar los terrenos controvertidos al no concurrir, en palabras del propio Tribunal, “la imprescindible falta de disponibilidad de los terrenos precisos para tal instalación, pues ello es lo que justifica la expropiación”.

En relación con lo anterior, la Administración lleva a cabo una evaluación cada vez más exhaustiva de los méritos de las solicitudes de DUP específicas y, en ocasiones, el legislador autonómico ha ido más allá de lo dispuesto por la norma estatal y ha incluido criterios o principios más restrictivos³⁹.

El proceso de obtención de la DUP se regula en la Ley del Sector Eléctrico y en el RD 1955/2000, y puede resumirse de la siguiente manera:

- i. Solicitud del promotor con una memoria, planos de situación general, perfil y planta de la instalación, lista de Administraciones públicas afectadas y una relación concreta e individualizada de los derechos y bienes a expropiar (esto es, las parcelas afectadas y los derechos a expropiar sobre éstas). Por economía de plazos, se puede solicitar y tramitar la DUP conjuntamente con la solicitud de autorización administrativa previa o, en su defecto, de aprobación del proyecto de ejecución.
- ii. Trámite de información pública de treinta días (conjunto, en su caso, con el de las autorizaciones administrativas), durante el cual las Administraciones públicas y particulares podrán formular alegaciones. A continuación, el promotor dispone de quince días para realizar las rectificaciones oportunas o justificar la imposibilidad de atenderlas, y los afectados cuentan con un nuevo plazo de idéntica duración para expresar su consiguiente conformidad o reparo.
- iii. Concesión de la DUP dentro de los seis meses desde la fecha de la solicitud (resolución que puede ser recurrida administrativamente en alzada en el plazo de un mes, o en vía jurisdiccional en el plazo de dos, aunque el recurso no tiene efectos suspensivos, salvo que así se acuerde previa solicitud y examen de la medida cautelar oportuna).
- iv. Emplazamiento a las partes afectadas para el levantamiento de acta previa de ocupación, con posterior elaboración de las hojas de depósito previo a la ocupación.
- v. Estimación del justiprecio inicial y depósito de su importe, que permite la expedición del acta de ocupación en favor del proyecto, que es el título apto para inscripción en el Registro de la Propiedad.
- vi. Cálculo definitivo del justiprecio, que se produce *a posteriori* debido al carácter urgente del procedimiento.

³⁹ Como ejemplo, en Cataluña (en virtud del artículo 14 del Decreto Ley 16/2019, de 26 de noviembre, tal y como resultó modificado por el Decreto ley 24/2021, de 26 de octubre) se exige al promotor que acredite disponer de acuerdo con los propietarios del 85 % de la superficie privada ocupada para poder solicitar la DUP; en caso contrario, el promotor deberá esperar a la obtención de las autorizaciones sectoriales para poder solicitarla. En la Comunidad Valenciana (en virtud del artículo 8.3i del Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto), el promotor debe evitar la solicitud de la DUP, "excepto cuando quede debidamente justificado".

4.4. INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN COMPARTIDAS

El artículo 123.2 del RD 1955/2000 establece que, para obtener la autorización administrativa previa de instalaciones de evacuación que serán compartidas por varios promotores, debe existir un acuerdo entre ellos para su uso compartido. Estos acuerdos permiten reducir el impacto en el entorno y los costes de construcción y mantenimiento, pero a su vez generan incertidumbres al tramitarse simultáneamente varias soluciones de evacuación. Por ello, se suele seguir la premisa de que la infraestructura de conexión definitiva será la correspondiente al primer proyecto que obtenga las autorizaciones necesarias. Lógicamente, este primer proyecto asumirá los desembolsos iniciales para el desarrollo de la infraestructura común, mientras que los demás promotores cubrirán su proporción de costes en un momento posterior —cuando tengan certeza sobre la viabilidad futura de sus proyectos—.

Por ello, resulta crítico que esta circunstancia sea adecuadamente valorada por el promotor “líder” antes de iniciar su construcción. En el peor de los casos, podría tener que soportar por sí solo todo el coste de la infraestructura compartida si el resto de los proyectos terminan siendo fallidos y, por ende, sus promotores no contribuyen con coste alguno para estas obras.

Estos acuerdos pueden estructurarse de diversas formas, aunque lo más habitual es constituir una entidad con personalidad jurídica propia (como una sociedad de responsabilidad limitada, una agrupación de interés económico o una comunidad de bienes), en la que los promotores participen en los costes proporcionalmente a la capacidad utilizada por cada proyecto. Por razones de eficiencia técnica y separación de costes, la práctica tiende a atribuir a la entidad la titularidad administrativa (junto con la propiedad civil) de las instalaciones de uso común. Así, la infraestructura de evacuación compartida se disocia de las instalaciones de generación (y, en su caso, de otras infraestructuras de evacuación privadas), que continuarán siendo titularidad de las correspondientes sociedades de proyecto. Se trata de un esquema que la CNMC ha admitido en numerosas resoluciones, siempre que la entidad titular de las infraestructuras comunes esté exclusiva y proporcionalmente participada por los promotores de los proyectos correspondientes. Ahora bien, esta postura de la CNMC podría ser discutible en la medida en que la normativa es taxativa acerca de la necesidad de que la titularidad de instalaciones que jurídicamente reciben la calificación de instalaciones de generación y que están realmente vinculadas con las plantas de generación recaiga necesariamente en generadores (sin que se incluya expresamente la posibilidad de que sea una entidad participada por generadores exclusivamente).

Alternativamente, uno de los promotores —el del proyecto más avanzado— puede desarrollar, construir y operar las infraestructuras de manera autónoma, otorgando derechos de uso al resto de los promotores a cambio de un precio.

En ambos casos, será fundamental definir con precisión los derechos y obligaciones de cada uno de los promotores respecto a estas infraestructuras, teniendo en cuenta que el RTB de un proyecto abarca a su vez el de sus infraestructuras de evacuación, *i. e.*, también las compartidas con otros proyectos.

5. EL *READY TO BUILD* EN LOS DISTINTOS CONTRATOS DE PROYECTO

Aunque los requisitos estrictamente necesarios para comenzar la construcción del proyecto son los descritos en los apartados anteriores, la definición de *ready to build* (RTB) dependerá a su vez de las peculiaridades de cada proyecto, así como de si este se transmite o se financia, amén de los requisitos necesarios conforme a los contratos de construcción y a los contratos de compraventa de energía (referidos en la práctica como “PPA”, abreviación de *power purchase agreement*).

5.1. FINANCIACIÓN DE CONSTRUCCIÓN

Debe advertirse, ante todo, que aquí se analizan únicamente los contratos de financiación cuyos fondos tienen como destino financiar los costes de construcción del proyecto, dejando al margen otro tipo de financiaciones (de adquisición o de desarrollo) en los que la definición del *ready to build* o RTB no será tan relevante o seguirá la del contrato de compraventa cuyo precio se financia.

La financiación de construcción aporta el grueso de los recursos necesarios para construir el proyecto. Por ello, suele contener definiciones de *ready to build* más conservadoras para sus intereses (y por ello más nutridas), cuyo incumplimiento por el proyecto y el promotor imposibilitará la disponibilidad de los fondos bajo la financiación. La definición de RTB en estos contratos suele abarcar:

- i. la acreditación de contar con los recursos propios disponibles y suficientes para ejecutar las obras del proyecto, en la parte que exceda el importe financiado;
- ii. la suscripción, en términos aceptables para los financiadores, de uno o varios contratos con terceros de reconocida solvencia y experiencia para la ejecución global del proyecto, incluidas sus infraestructuras de evacuación (que se tratarán con más detalle en el capítulo 5);
- iii. la obtención de todos los permisos necesarios para comenzar la construcción del proyecto (ya tratados en el apartado “Principales permisos o autorizaciones para la instalación de proyectos renovables y riesgos en el proceso autorizador” de este capítulo); y
- iv. la determinación del modelo de ingresos por venta de la energía producida, ya sea (i) en el mercado mayorista (remuneración *merchant*) o (ii) mediante la suscripción, también en términos aceptables para los financiadores, de un PPA (que se tratará con más detalle en el capítulo 6). Conviene recordar que en el pasado fueron numerosos los proyectos sujetos al régimen retributivo especial, si bien en la actualidad no hay nuevos proyectos que puedan acogerse a él.

También abarca otros elementos adicionales (tales como la necesaria inscripción de los contratos de terrenos —al menos los destinados a las instalaciones de generación—) y la suscripción de acuerdos directos con diversas contrapartes principales del promotor, lo que también se trata con más detalle en el capítulo 5.

5.2. CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN

El concepto de RTB no suele definirse explícitamente en los contratos de construcción, aunque sí está implícito en las condiciones que deben cumplirse antes de iniciar las obras. Entre estas condiciones se encuentra la obligación del promotor (especialmente cuando se trata de una sociedad de nueva creación) de acreditar que contará con los recursos financieros (propios o ajenos) necesarios para sufragar el precio del contrato de construcción, así como la entrega al promotor de las garantías (normalmente en forma de avales bancarios a primer requerimiento) que darán cobertura a los incumplimientos del contratista en la ejecución de las obras.

El inicio de la construcción —y, por ende, la confirmación de que se han cumplido las condiciones para iniciar las obras— suele instrumentarse a través del envío de la *notice to proceed* por el promotor, que es la instrucción formal de inicio de las obras y que suele determinar el inicio del cómputo de los plazos previstos en el calendario o programa de horas. No obstante lo anterior, es bastante frecuente que los contratos de construcción incluyan mecanismos (como órdenes limitadas de proceder —*limited notice to proceed*— o contratos de *early works* separados) que permiten iniciar obras menores (por ejemplo, encargo de pedidos, desbroce de terrenos o movilización de recursos) antes de la *notice to proceed* formal, siempre y cuando los permisos del proyecto lo permitan.

5.3. CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ELECTRICIDAD (PPA)

El concepto de *ready to build* desempeña un papel relevante en los PPA que se firman en una fase temprana de desarrollo del proyecto. Este concepto se utiliza principalmente para realizar un seguimiento del progreso adecuado en el desarrollo del proyecto. En esta línea, es habitual que los PPA incluyan mecanismos de resolución anticipada en caso de que exista un retraso en alcanzar la fecha *ready to build*, lo que a todas luces dará lugar a que el proyecto no inicie su operación comercial en la fecha comprometida para el inicio de las liquidaciones o entregas.

Asimismo, existe otro tipo de mecanismos contractuales para desincentivar que el promotor retrase voluntariamente el desarrollo del proyecto a fin de desvincularse del PPA (por ejemplo, para suscribir un PPA con otro *offtaker* en condiciones más favorables). Tal es el caso de (i) las penalizaciones por retraso, normalmente configuradas por referencia a un importe que se devenga día a día hasta que se cumple el hito y que puede consistir en el sobrecoste diario causado al comprador (en caso de existir) por la adquisición en el mercado de la energía comprometida bajo el PPA (en vez de conforme al precio pactado en el

PPA); o (ii) el pago de penalizaciones por resolución (como un importe único pagadero por el promotor en caso de que el PPA quede resuelto por incumplimiento del RTB en plazo).

El capítulo 6 ofrece un mayor detalle sobre qué es un PPA, sus modalidades y alguno de sus aspectos clave.

6. COMPRAVENTA DE PROYECTOS *GREENFIELD*

En los últimos años se han producido multitud de operaciones de compraventa sobre proyectos *greenfield* en España (esto es, proyectos cuya construcción aún no se ha iniciado). Esto se debe, principalmente, al *boom* de desarrollo experimentado en España a lo largo de los últimos años (*vid.* capítulo 1) y a la limitación de la capacidad de acceso a la red eléctrica para proyectos de generación, lo que confiere a aquellos que cuentan con permisos de acceso y conexión un valor evidente (*vid.* apartado “Permisos de acceso y conexión como “nacimiento” del proyecto”).

Este *boom* de proyectos *greenfield* se ha impulsado por desarrolladores experimentados en el impulso inicial de proyectos renovables; también por compañías industriales o fondos de infraestructuras con grandes carteras de activos; o incluso también por constructores que optimizan el coste. Cada uno de estos actores tiene un papel y objetivos diferenciados. En el caso de desarrolladores, estos suelen tener un horizonte temporal más limitado, ya que su modelo de negocio a menudo se basa en la venta del proyecto en estas etapas iniciales durante la fase de desarrollo. Respecto a las empresas constructoras, dado que su capacidad de generar valor y actuar con eficiencia se concentra principalmente durante la fase de construcción, habitualmente venden los proyectos inmediatamente después de completar su construcción (COD). Por otro lado, las compañías industriales y los fondos de infraestructuras suelen tener un enfoque más orientado al medio/largo plazo: su interés no solo radica en el desarrollo o la construcción, sino también en la operación y explotación de los proyectos a lo largo de toda o parte de su vida útil.

La dificultad que subyace a estas operaciones es que estos actores deben determinar hoy el valor que tendrán los proyectos en el futuro, principalmente mediante una proyección de su viabilidad técnica, legal y económica para alcanzar COD y generar los ingresos esperados una vez alcanzado este hito. A este respecto, el hito RTB juega un papel fundamental en este tipo de operaciones, pues constituye el hito sobre el que orbitan los principales efectos contractuales de estas compraventas (incluyendo la transmisión del proyecto, el pago del precio o parte de este o las manifestaciones y garantías del vendedor).

6.1. ESTRUCTURAS CONTRACTUALES

La compraventa de proyectos *greenfield* puede estructurarse de varias formas:

6.1.1. Transmisión antes de RTB

En estos casos, el comprador toma el control del proyecto antes de que este alcance RTB y, en consecuencia, asume también el riesgo de que no lo alcance (vid. apartado “Los plazos regulatorios del RDL 23/2020”). En estos casos, la estructura implica típicamente (i) la suscripción de un contrato de servicios con el vendedor (o una sociedad del grupo del vendedor), quien seguirá ligado al desarrollo del proyecto, sin que la obtención del RTB se convierta en obligación de resultado, sino solo de medios; y (ii) la posposición de una parte importante del precio a pagar hasta el momento en que el proyecto alcance el RTB (bien como un hito de pago previsto bajo la compraventa o bajo el contrato de desarrollo correspondiente, o ambos).

Esta estructura exige regular en detalle el régimen de toma de decisiones, pues, si bien el comprador ha devenido titular del proyecto, quien continúa con su desarrollo es el vendedor, y es este último quien está económicamente incentivado para cumplir el RTB en el menor tiempo posible. Por tanto, el vendedor tratará de protegerse frente a actuaciones que comprometan que el proyecto alcance el RTB y tratará de que el comprador (como nuevo titular del proyecto) lleve a cabo su actividad dentro del curso ordinario (por ejemplo, no abandonar el desarrollo del proyecto). El comprador, a su vez, tratará de estar protegido ante determinados hechos o eventos justificados que le impidan continuar con el proyecto, contando con la discrecionalidad suficiente para desistir de él en los casos en que se comprometa su viabilidad futura. Por ejemplo, el comprador normalmente estará facultado para abandonar el desarrollo del proyecto si este obtiene una DIA que incluya condiciones y medidas que sean excesivamente gravosas.

Por ello, este tipo de estructuras pueden conllevar alta litigiosidad si las partes no determinan con claridad en qué circunstancias el comprador puede desistir del proyecto y, por ende, impedir el cobro por el vendedor de una parte relevante de su remuneración, sobre todo en aquellos casos en los que el proyecto aún está pendiente de completar los hitos regulatorios más relevantes (como, por ejemplo, la obtención de la DIA) para alcanzar el RTB.

6.1.2. Transmisión supeditada a RTB

Este esquema implica que el comprador no adquiere el proyecto hasta que no alcance el RTB, aunque tiene el derecho y la obligación de comprarlo cuando esto ocurra. El precio puede abonarse de una sola vez al momento de la transmisión o, alternatively, de manera gradual, sujeto al cumplimiento de hitos intermedios.

En este tipo de estructuras, lo más complejo de regular es la simultaneidad entre el desarrollo (que corresponde al vendedor, aún titular del proyecto) y la necesidad del comprador de acordar los contratos de construcción y su financiación. En este contexto, el contrato de compraventa incluirá restricciones que impidan al vendedor firmar cualquier contrato relevante del proyecto (como, por ejemplo, los contratos de construcción) durante el período

interino entre firma y cierre. Estos contratos impactarán directamente en los costes y riesgos a asumir por el comprador tras el cierre de la operación. Asimismo, el comprador hará un esfuerzo por negociar los principales contratos de proyecto antes del cierre de la adquisición, para empezar la construcción tan pronto como se haya alcanzado el RTB. Para ello será conveniente que el contrato de compraventa contenga un régimen de colaboración o protocolo entre el comprador y vendedor (por ejemplo, para acordar la información sobre el proyecto que se aportará al mercado y a terceros en caso de licitación de los contratos de construcción por el comprador) que asegure que los intereses de ambas partes están protegidos.

También es habitual que este tipo de operaciones conlleven el otorgamiento de garantías en favor del comprador, para asegurar que, una vez alcanzado el RTB y materializado el valor del proyecto, el vendedor lo transmita en los términos pactados. Un ejemplo de garantía es la prenda sobre las participaciones o acciones de la sociedad promotora del proyecto, que se suele otorgar al momento de la firma de la compraventa y confiere al comprador un derecho real de prenda sobre las participaciones o acciones.

6.1.3. Transmisión de cartera de proyectos

Es frecuente estructurar la transmisión de proyectos conjuntamente con otros, que comparten o no infraestructura de conexión, con el objetivo de incrementar el volumen transmitido. Esto puede conllevar que en una misma cartera haya proyectos en distinta fase de desarrollo y, por tanto, que se transmitan en momentos diferentes, salvo si comparten infraestructuras de conexión, que suelen transmitirse cuando el último de todos ellos alcanza el RTB, con el consiguiente impacto financiero que supone.

Esta estructura conlleva, a su vez, la necesidad de regular el posible fracaso en el desarrollo de alguno de los proyectos, que devienen fallidos y deben excluirse del perímetro de la compraventa (ya sea con devolución o no de parte del precio cobrado, con la posibilidad de ser sustituidos por otros de “características similares” —algo difícil de definir en la práctica—, o con las consecuencias que las partes acuerden). Siguiendo con el ejemplo anterior, si uno de los proyectos de la cartera recibe una DIA desfavorable y el retraso en su tramitación administrativa le impide cumplir con el plazo límite fijado en el contrato para alcanzar RTB, el comprador podrá excluir el proyecto y requerir al vendedor para que presente uno similar.

6.2. OTRAS CUESTIONES DE INTERÉS

6.2.1. Determinación y ajustes de precio

Existen dos sistemas principales para la determinación del precio en operaciones de adquisición cuya firma y cierre no son simultáneos: el sistema *locked box*, que determina un precio fijo por referencia a unos estados financieros de referencia previos o coincidentes con la fecha de firma del contrato de compraventa (sin posibilidad de ajustes, salvo

excepciones); y el sistema *completion accounts* o *closing accounts*, en el que el precio establecido se basa en unos estados financieros teóricos previos a la fecha de firma, que deben ajustarse conforme a los estados financieros reales en el cierre de la operación. La principal diferencia entre ambos es que, según el sistema *locked box*, los riesgos de negocio asociados al objeto de la compra se transfieren al comprador en el momento de la firma por referencia a la fecha de los estados financieros considerados (aunque el comprador aún no haya devenido propietario), mientras que en el mecanismo *closing accounts* estos riesgos solo se transfieren al comprador en el momento en que este se convierte en propietario.

Por lo anterior, como puede intuirse, el esquema habitual en adquisiciones *greenfield* es el de *closing accounts*, en contraposición al sistema *locked-box accounts*, más adecuado para proyectos en operación que ofrecen un histórico de ingresos, gastos operativos predecibles e inversiones ya realizadas. El comprador tratará en estos casos de adquirir un proyecto en cierre que cumpla una serie de parámetros que le permitan construirlo (*e. g.*, RTB) y garanticen en cierto modo su viabilidad futura y el esquema de financiación previsto para su desarrollo final y construcción (*e. g.*, libre de deuda, producción e inyección en red conforme al modelo financiero utilizado, etc.).

Aunque existen multitud de ajustes, uno de los más habituales es el ajuste por potencia finalmente autorizada para instalación e inyección en la red (y su desviación respecto de la inicialmente considerada a la hora de valorar el proyecto). Respecto a este último, en tanto que el valor haya sido fijado por referencia a un importe por MW, el ajuste será aritmético, pero los motivos por los cuales ha variado la potencia final no siempre son pacíficos. Y es que el ajuste puede deberse a la necesidad de reubicar el proyecto en otros terrenos (lo que constituye un riesgo de desarrollo que, a su vez, tiene implicaciones en el coste final de los terrenos para quien asuma el riesgo de construcción y operación), a limitaciones del diseño de construcción (lo que compete a quien asume ese riesgo, por lo que también debería asumir las consecuencias del diseño presentado) o a otros factores que, en su caso, se identifiquen en el contrato y se asignen a la parte que deba asumirlos.

6.2.2. Reparto de costes

Una discusión habitual atañe al reparto de costes incurridos en la fase de desarrollo. Algunos de ellos son propios de esta fase (y, por tanto, deben ser sufragados por el vendedor), mientras que otros implican un coste de construcción anticipado en el tiempo (y, por tanto, deben ser reembolsados al vendedor en la medida en que este haya hecho frente a su pago). Ejemplos de estos son los costes asociados a trabajos de refuerzo de la red, el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras (ICIO), el canon urbanístico o el impuesto sobre actos jurídicos documentados (AJD) derivado de la elevación a público de los contratos de terrenos.

6.2.3. Reemplazo de garantías

El vendedor pretenderá quedar desvinculado del proyecto una vez que el comprador tome el control y, por tanto, que se le devuelvan las garantías o contragarantías depositadas para presentar la solicitud de acceso y conexión al amparo del RDL 23/2020 y para garantizar sus obligaciones de desmantelamiento. Debido al tiempo que toma esta sustitución, esta cuestión suele pactarse como un compromiso posterior al cierre de la compraventa, y en la práctica se prefiere sustituir las contragarantías prestadas a las entidades de crédito o aseguradoras en lugar de reemplazar las depositadas ante la Administración, tanto por economía de plazo como por facilidad del trámite. Los trámites exigidos por las entidades financieras para el reemplazo de las contragarantías suelen ser más sencillos que los procedimientos administrativos, en los que generalmente se requiere una solicitud formal, su resolución por el órgano correspondiente y, posteriormente, su acreditación del reemplazo ante el gestor de red (en materia de garantías de acceso y conexión).

6.2.4. *Anti-embarrassment*

No es infrecuente tener que hacer frente a disputas en relación con la venta de proyectos en estas fases tempranas, en particular en mercados cambiantes en los que el valor de los proyectos puede variar enormemente por el simple paso del tiempo o por la necesidad de obtener una autorización adicional.

En estos supuestos, la venta del proyecto o proyectos se puede estructurar a través de la adquisición directa del capital social de las sociedades desarrolladoras titulares de cada uno de los proyectos (*i. e.*, no de los derechos o activos subyacentes). Es asimismo habitual incluir en los contratos de compraventa las denominadas *cláusulas anti-embarrassment*, también conocidas en la práctica como *on sale* o *de mejor fortuna*. En esencia, estas cláusulas permiten al vendedor recalcular al alza el precio de compra del objeto que se vende en caso de que este se revenda en un período determinado de tiempo posterior por un precio más alto. Como se deduce, el fin esencial de estas cláusulas es compartir con el vendedor original la plusvalía que se pueda generar por la reventa, lo cual es particularmente relevante en el caso de un proyecto de renovables, pues su valor puede aumentar significativamente con el paso del tiempo, a medida que el proyecto esté más cerca de generar electricidad.

En nuestra experiencia, estas cláusulas pueden interpretarse de manera diversa y pueden llegar a derivar en conflictos, lo que da lugar, en el seno de los eventuales arbitrajes, a discusiones relativas a aspectos como el precio de mercado de los proyectos en un determinado momento, el nivel de desarrollo o si el comprador que luego revendió los proyectos adquiridos a un tercero tenía o no la obligación de informar al vendedor original.

Estas eventuales disputas pueden terminar también afectando a terceros, generando discusiones complejas entre las partes sobre el alcance del derecho de información del vendedor y sobre posibles deberes de confidencialidad involucrados. Ello a veces termina haciendo necesario que los tribunales arbitrales ordenen la exhibición de documentos.

7. CUESTIONES PRECONTENCIOSAS Y CONTENCIOSAS

7.1. DISPUTAS EN EL MARCO DE LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

Por expresa decisión del legislador, las discrepancias que puedan surgir entre el gestor de la red y los promotores en torno a los permisos de acceso y conexión se deben resolver a través de los denominados *conflictos de acceso y conexión*. Estos supuestos están regulados, fundamentalmente, en el artículo 33 de la LSE, y están inspirados en cuanto a su regulación, objeto y alcance en los recursos en vía administrativa. Se trata de un mecanismo heterocompositivo de resolución de disputas, basado en las pretensiones de las partes (esto es, de los promotores con interés legítimo), que no pierde cierto carácter revisor de la actuación del gestor de la red, pues, para su conformación, necesita de su previa actuación o, al menos, de la omisión de un acto debido. Los conflictos de acceso son resueltos por la CNMC y los conflictos de conexión, por la Administración autonómica competente (en principio, salvo que exista un acuerdo entre la Administración autonómica y la CNMC).

La razón de ser de este tipo de procedimientos responde a fuentes distintas. La influencia del Derecho de la Unión Europea, mediante la “agencificación” de las organizaciones públicas estatales, es la causa directa más relevante de la proliferación de este tipo de mecanismos de resolución de conflictos ante autoridades nacionales independientes.

La naturaleza jurídico-pública de los derechos de acceso y conexión, de la que obviamente participan las autorizaciones administrativas de los proyectos, convierte a este tipo de activos en “activos regulados” (desde la perspectiva del mercado o ámbito de negocios en los que se insertan). Y, por ello, la adecuada proyección de la regulación sectorial sobre las relaciones contractuales que vertebran la articulación de los negocios e inversiones sobre los que se sostiene el suministro de electricidad resulta fundamental para la adecuada satisfacción de los intereses de los actores implicados. No obstante, por regla general, la regulación del sector eléctrico no supone por sí misma otorgar un canon de legalidad de las disposiciones contractuales que regulan las transacciones económicas sobre estos activos. En otras palabras, una regulación contractual que no permita cumplir con las disposiciones legales de carácter imperativo implicará, en muchos casos, dificultades para la supervivencia de los contratos o, de cualquier manera, la frustración de la finalidad de las partes en la transacción. Esta circunstancia se materializa, entre otros muchos ejemplos,

en las obligaciones de obtención de autorizaciones administrativas (por ejemplo, para la transmisión de activos sujetos a autorización), así como en la configuración de las obligaciones de hacer y no hacer que debe desenvolverse dentro de los parámetros de las normas de Derecho público, o en las condiciones de los actos administrativos aplicables a un determinado operador (por ejemplo, en sus autorizaciones).

7.1.1. Impugnaciones de las autorizaciones otorgadas

Los procedimientos administrativos de autorización son de carácter reglado y la propia LSE establece que solo se podrán denegar cuando no se cumplan los requisitos previstos en la normativa aplicable (cfr. arts. 53 6. y 7.). Por tanto, la denegación de la AAP y la AAC, que conlleva la imposibilidad de alcanzar el estado RTB, debe estar fundamentada en una vulneración del ordenamiento jurídico. Las posibles vulneraciones de la normativa aplicable se pueden suscitar en el trámite de información pública por las Administraciones competentes o por otros interesados. También pueden ser apreciadas directamente por el órgano competente para otorgar tales autorizaciones. Si este considera que tales reparos son insalvables, las autorizaciones serán denegadas.

Tanto la denegación como el otorgamiento de la AAP y la AAC son recurribles en vía administrativa y ante la jurisdicción contencioso-administrativa cuando se agote la primera vía. Como es lógico, parece claro que la impugnación de estas u otras autorizaciones y permisos del proyecto también tiene un impacto en la definición del RTB y en los contratos en los que esta se inserte, sobre todo si estas impugnaciones conllevan un riesgo material para el buen fin del proyecto (por ejemplo, suspenden los efectos de la autorización y la construcción del proyecto no puede iniciarse hasta la conclusión del procedimiento contencioso-administrativo). Por ello, es habitual que la definición de RTB exija asimismo que estas autorizaciones se encuentren en situación firme, de forma que no existan recursos o impugnaciones presentadas que puedan alterar su uso pacífico por parte del promotor.

Sin perjuicio de la casuística particular que puede presentar cada proyecto, algunos de los conflictos planteados durante los periodos de consulta pública de los proyectos se han elevado al conocimiento de los tribunales de lo contencioso-administrativo, incluso al Tribunal Supremo.

Un conflicto que ha sido analizado en esta jurisprudencia ha sido la fragmentación “artificial” de proyectos, definida en la Ley 21/2013 como el *“mecanismo artificioso de división de un proyecto con el objetivo de evitar la evaluación de impacto ambiental ordinaria en el caso de que la suma de las magnitudes supere los umbrales establecidos en el anexo i”* (cfr. parte B del Anexo VI).

Los tribunales han advertido que la fragmentación artificial de los proyectos conlleva la anulación del acto administrativo que los autoriza, que puede resultar apreciable en caso

de ausencia de autonomía infraestructural entre ellos y, especialmente, cuando concurre un ánimo de evitar controles presuntamente más estrictos.

Ahora bien, la normativa no regula los criterios específicos que determinan cuándo se está ante un fraccionamiento artificial de un determinado proyecto, por lo que esta circunstancia debe interpretarse a la luz de las circunstancias concretas de cada uno. Ante la ausencia de criterios legales concretos, la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo ha venido perfilando los criterios que permitirían identificar en qué supuestos se produciría este fraccionamiento artificial. Procede señalar que esta situación no debe deducirse *a priori* de la mera cercanía geográfica o la compartición de infraestructuras de evacuación de los proyectos promovidos por un mismo promotor.

Así, el Tribunal Supremo (*vid.* sentencia del 11 de diciembre de 2013, REC. 4907/2010) ha descartado la existencia de fraccionamiento artificial de varios parques eólicos cuyas instalaciones se ubicaban en una misma subestación y compartían líneas de evacuación. Esta situación estaba técnicamente justificada por la orografía del terreno y la evitación del mayor impacto ambiental que supondría la construcción de varias subestaciones cercanas.

En otras palabras, no existe *per se* fraccionamiento artificial cuando el diseño de las instalaciones se ha basado en razones ajenas a la voluntad del promotor, sin que pueda apreciarse una finalidad de sustraerse de las normas en materia de competencia sustantiva y evaluación de impacto ambiental. La concurrencia de criterios técnicos y de oportunidad razonables y justificados por parte del promotor acredita la ausencia de este ánimo fraudulento orientado a eludir los controles ambientales y, por ende, del fraccionamiento artificial del proyecto.

7.1.2. Posibilidad de ejecución de las garantías de acceso y conexión y causas de exclusión

Como se ha explicado, la finalidad del depósito de las garantías de acceso y conexión es evitar la especulación con la obtención de los permisos de acceso y conexión e incentivar la obtención de la autorización de explotación, de tal forma que estas se cancelan cuando el peticionario la obtiene.

El apartado 6 del artículo 23 del RD 1183/2020, que regula estas garantías, establece que la caducidad de los permisos de acceso y conexión, por las razones explicitadas en anteriores apartados, supondrá la ejecución por el órgano competente de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a la red de transporte o distribución.

Sin embargo, la propia norma y la jurisprudencia reconocen una serie de circunstancias por las que no procede la ejecución inmediata de las garantías de acceso y conexión, a pesar de la caducidad de los permisos.

El precepto citado prevé que el órgano competente para la autorización de la instalación podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada si la caducidad de los permisos de acceso y de conexión está motivada porque un informe o resolución de una Administración pública impide la construcción. Una aplicación práctica de esta regla se aprecia en la sentencia del Tribunal Supremo de 19 de julio de 2020, REC. 7234/2020, que excepciona la ejecución de las garantías pretendida por la Administración al no apreciar imprevisión o falta de diligencia del promotor en la tramitación de las autorizaciones correspondientes, ya que la caducidad de los permisos de acceso y conexión se había producido por la tardanza de la propia Administración en la resolución de los recursos administrativos interpuestos frente a la denegación de una autorización.

Los tribunales han puesto así el foco en que la falta de obtención de las autorizaciones no sea imputable al promotor, sino a otros factores ajenos a su voluntad, como el rechazo de las Administraciones competentes o un cambio sobrevenido de las condiciones técnicas del proyecto. En esas situaciones, cabría defender la devolución de las garantías de acceso y conexión constituidas.

7.2. MÉTODOS DE RESOLUCIÓN DE DISPUTAS

Es muy habitual en esta fase de los proyectos que las partes acuerden en sus contratos cláusulas escalonadas de resolución de conflictos (*multi-tier dispute resolution mechanism*, en inglés), a las que ya hemos hecho referencia. Es particularmente frecuente el uso de una forma más o menos sofisticada de experto independiente (*expert determination*, en inglés), como mecanismo previo al arbitraje o a los tribunales locales, para la resolución de disputas de carácter más técnico.

Los expertos independientes cumplen una función negocial de asistencia a las partes, ya que pueden integrar la relación jurídica, además de formar y completar el supuesto de hecho previsto en una norma o en una disposición contractual.

Esto es lo que se conoce tradicionalmente en el Derecho español como el arbitrio de tercero, institución en virtud de la cual se designa voluntariamente a un tercero (el experto independiente o “arbitrador”) para que dirima las diferencias entre las partes, sin estar sujeto a las disposiciones de la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje (los expertos independientes no son árbitros ni tampoco emiten laudos).

Esta figura es particularmente importante en el caso de disputas de carácter técnico o meramente financiero, donde los conocimientos específicos que pueda aportar el experto perito resultan particularmente relevantes. Esta es la práctica habitual en contratos suscritos en torno a proyectos de energía renovable, en los que las controversias que conllevan una dimensión legal o contractual (por ejemplo, una disputa en torno a la interpretación de una cláusula) se someten a los tribunales o a arbitraje, ya sea directamente o tras un periodo de negociación de buena fe entre las partes.

En la fase de desarrollo de un proyecto, la intervención de un experto independiente puede ser muy pertinente en los siguientes supuestos:

- i. La determinación de parte del precio debido, sea en un contexto de construcción del proyecto, donde pueden existir discrepancias en torno al cumplimiento de determinados hitos de carácter técnico que sean pagaderos por el promotor, sea en un contexto de venta de proyectos en fase de desarrollo, donde (como hemos indicado) a menudo el precio queda sujeto a su ajuste sobre la base de parámetros técnicos específicos que garanticen la viabilidad futura del proyecto.
- ii. El cumplimiento de cualesquiera otros requisitos de carácter técnico que puedan ser exigibles en esta fase o en el marco del RTB del proyecto, en particular en la tramitación de los permisos necesarios (como se explicó en el apartado “Los permisos de acceso y conexión como “nacimiento” del proyecto”).

El fundamento de esta figura reside en el potencial ahorro de costes y de tiempo que puede implicar contar con el apoyo de un experto respetado por ambas partes y que, en su caso, pueda llegar a adoptar una decisión que evite un enfrentamiento que podría frustrar el valor del proyecto en su fase más inicial.

Al margen de las estipulaciones contractuales, conviene indicar que la eventual decisión de un experto es susceptible de ser impugnada⁴⁰ ante un tribunal de justicia o ante un tribunal arbitral (en función de la cláusula de resolución pactada), incluso en el supuesto de que las partes hayan acordado expresamente otorgarle carácter obligatorio y vinculante⁴¹, si bien ello solo podrá producirse por motivos muy tasados (error grosero o apartamiento de las instrucciones de las partes).

En todo caso, si el informe de experto se configura, conforme a la Ley Orgánica 1/2025, de 2 de enero, de medidas en materia de eficiencia del Servicio Público de Justicia, como un medio adecuado de resolución de controversias (MASC) para cumplir con el requisito de procedibilidad previsto en esa Ley para poder acceder a un proceso judicial, la aceptación del informe de experto por ambas partes determinará que estas quedarán vinculadas por él (será el fundamento de su acuerdo) en los términos previstos en el artículo 13 de la Ley Orgánica 1/2025 para los acuerdos alcanzados en el marco de un MASC y, en consecuencia, no podrá ser impugnado (salvo que se pretenda su nulidad conforme a las normas generales de nulidad de los contratos).

⁴⁰ En este sentido, cabe citar diversas sentencias del Tribunal Supremo español que así lo confirman: STS de 21 de abril de 1956, STS de 22 de noviembre de 1966, STS de 21 de febrero de 1977, STS de 10 de marzo de 1986, STS de 22 de julio de 1995, STS de 29 de noviembre de 2000, STS de 4 de julio de 2003 y la STS de 16 de marzo de 2005. Todas estas sentencias del Tribunal Supremo coinciden en afirmar que la decisión de un arbitrador es susceptible de control mediante un juicio ex post, que será realizado por un juez o por un árbitro.

⁴¹ CARRASCO PERERA, Ángel y FONTES MIGALLÓN, Inés: Construyendo contratos. Estrategias para la praxis negocial, Thomson Reuters Aranzadi, 2019, p. 197.

La posibilidad de impugnación en los supuestos mencionados está expresamente contemplada por la jurisprudencia española, que ha admitido la posibilidad de impugnar la decisión de un tercero que actúe como arbitrador⁴².

En el caso de incluir una cláusula escalonada (que, como hemos dicho, puede incorporar un *expert determination*), debe contemplarse lo siguiente:

- i. El detonante del primer mecanismo (en particular los formalismos y plazos de necesario cumplimiento).
- ii. La obligatoriedad de los primeros escalones y el efecto de su incumplimiento.
- iii. El efecto que el resultado del primer escalón puede tener en el segundo y la obligatoriedad, en su caso, de cumplimiento del eventual acuerdo alcanzado en ese escalón.
- iv. La posibilidad de solicitar medidas cautelares durante el desarrollo de las diversas fases del proceso de resolución de disputas.
- v. El efecto de los escalones previos sobre la prescripción o la caducidad.

Todos estos elementos pueden tener un impacto significativo sobre la resolución de una disputa en estas fases tempranas de desarrollo de un proyecto y sobre la viabilidad del proyecto en sí. La demora en la resolución de una disputa puede, por ejemplo, cerrar una ventana de oportunidad determinada para un proyecto o tener consecuencias nefastas para su debido desarrollo (retrasos que pongan en riesgo el cumplimiento de los plazos regulatorios del RDL 23/2020, tener acceso a subvenciones, etc.).

⁴² En este sentido, vid., por ejemplo, FERNÁNDEZ BALLESTEROS, Miguel Ángel: Avenencia o ADR. Negociación, mediación, peritajes, conciliación, pactos y transacciones, Iurgium, Madrid, 2014, pp. 392 y ss.

5

Fase de construcción

JOSÉ-FÉLIX ZALDÍVAR DE LA RICA, LUCAS DELCLAUX ARANA, MANUEL VÉLEZ FRAGA, JESÚS SEDANO, ROBERTO FERNÁNDEZ CASTILLA, JUAN JOSÉ SERRANO ARAQUE, PAOLA HIDALGO HERRERO, ÁLVARO LÓPEZ DE ARGUMEDO y ATENEA MARTÍNEZ ÁLVAREZ

1. EL COD COMO HITO CONTRACTUAL DE REFERENCIA

El *ready to build* analizado en el capítulo anterior pone fin a la fase de desarrollo e inicia la de construcción. Durante esta fase, concurren ámbitos distintos, pero interrelacionados, que deben coordinarse para que el proyecto entre en operación en la *commercial operations date* o “COD”, término comúnmente utilizado en la práctica para determinar la fecha a partir de la cual el proyecto puede darse como “listo” para iniciar su operación comercial.

La fase de construcción no solo implica la ejecución de las obras del proyecto, a la que aludiremos con más detalle en el apartado 4, sino también la obtención de financiación externa que las sufrague en parte, aspecto igualmente crucial y abordado en el apartado 5. Esta financiación habitualmente solo tendrá recurso a los activos y derechos del proyecto y, por ello, descansará en la existencia de una rentabilidad del proyecto que sea predecible y estable a lo largo del período de amortización. Por lo tanto, la rentabilidad esperada del proyecto (que podría instrumentarse a través de un PPA, pero también sobre la base del resto de alternativas explicadas en el capítulo 6) desde luego adquiere protagonismo en la negociación de la financiación.

La definición de “COD”, por ende, cobra especial relevancia en los tres niveles contractuales principales del proyecto: (i) en el contrato de obras, para recibir el proyecto construido y liberar al contratista de sus obligaciones de ejecución; (ii) en el contrato de financiación, para determinar el comienzo del servicio de la deuda; y, en caso de existir, (iii) en el PPA, para fijar el momento a partir del cual comenzará la entrega de electricidad al *offtaker* correspondiente. En todos estos niveles contractuales, además, el hito COD desempeña un papel esencial para monitorizar el progreso de las obras del proyecto, en la medida en que retrasos significativos en su consecución pueden dar lugar a la resolución de los contratos correspondientes (debido, por ejemplo, al lucro cesante causado o a la pérdida del proyecto por incumplimiento de plazos regulatorios).

2. APROXIMACIÓN A LA DEFINICIÓN DE COD

Hay dos categorías de requisitos para COD que destacan sobre los demás: la finalización de las obras y la obtención de todos los permisos que acreditan el cumplimiento de los requisitos administrativos.

2.1. FINALIZACIÓN DE LAS OBRAS Y ENERGIZACIÓN

La finalización del montaje mecánico, llamado habitualmente *mechanical completion*, da paso a la emisión del certificado final de obras por el técnico competente y a las pruebas de energización, puesta en marcha y funcionamiento. Una vez superadas estas pruebas, se suele emitir el acta de recepción provisional (en inglés, *provisional acceptance certificate* o "PAC"). Esta acta acredita el final de las obras bajo el contrato de construcción, siempre que se encuentren libres de defectos o tareas pendientes, salvo por aquellas que sean menores (normalmente ligadas a un porcentaje respecto del precio del contrato) que se detallan en un listado (*punch list*) anexo al acta. La conclusión de estas tareas menores posteriores al PAC normalmente conlleva que la parte que promueve, encarga o asume la titularidad del proyecto, es decir, el principal, retenga de los pagos previstos en este hito un importe equivalente al valor de estas tareas, importe que naturalmente se libera cuando el contratista las finaliza. Para otorgar el PAC también será necesario que las pruebas de desempeño o rendimiento realizadas al proyecto hayan alcanzado los valores mínimos pactados y que exista un inventario de repuestos conforme a lo acordado en el contrato.

Para la energización del proyecto será necesario que el principal cumpla, por lo general, con el siguiente procedimiento⁴³: (i) la obtención de la notificación operacional de energización (la "EON"), (ii) la obtención de la notificación operacional provisional (la "ION"), (iii) la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ("RAIPEE"), (iv) la aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (la "APESp"), (v) la obtención de la notificación operacional final (la "FON") y (vi) la inscripción definitiva en el RAIPEE tras la obtención de la autorización de explotación definitiva, conforme al RD 1955/2000.

La energización del proyecto y su encaje en los requisitos para emitir el PAC es una cuestión que se negocia en detalle entre el contratista y el principal, y era práctica habitual en el pasado que el PAC no se emitiera hasta que el proceso de energización del proyecto se completara con su inscripción definitiva en el RAIPEE. Se trata de un punto relevante, pues la validación del proyecto por el gestor de red es esencial para que el proyecto pueda inyectar electricidad en la red de manera definitiva y obtener ingresos por la venta de

⁴³ La tramitación de la mayor parte de estos hitos se sustancia ante el gestor de red correspondiente conforme a lo previsto en el RD 647/2020.

electricidad. No obstante, en los últimos años (principalmente debido a los retrasos en el proceso de energización) se ha asentado como práctica habitual que el PAC pueda emitirse cuando el proyecto haya obtenido el APESp, ya que se trata de un hito relevante en su proceso de energización que permitirá al proyecto operar en fase de pruebas durante un plazo de 24 meses desde la emisión del ION (plazo que se puede prorrogar en circunstancias excepcionales, siempre y cuando se acrediten avances importantes para lograr la conformidad total del proyecto).

Al margen de la finalización de las obras y del proceso de energización, conviene recordar lo siguiente:

- i. Las instalaciones de generación deben formalizar un contrato técnico de acceso a la red de transporte o distribución (el “CTA”), que, entre otras cosas, identifique al responsable de operación y mantenimiento. Aunque la ley exige que se suscriba dentro de los cinco meses siguientes a la obtención de la autorización administrativa previa y de la autorización administrativa de construcción, la realidad imperante es que acaba suscribiéndose mucho después por retrasos no imputables al principal o al contratista. Ahora bien, para evitar que el retraso se atribuya al principal, este debe solicitar la suscripción del CTA en los dos meses siguientes a la obtención de la autorización administrativa de construcción y mostrar su conformidad con el borrador al menos quince días antes del vencimiento del transcurso del plazo legal de cinco meses.
- ii. También es necesario suscribir un contrato de representación de mercado o “MRSA” (del inglés, *market representation services agreement*, también conocido como *route-to-market agreement*), mandatando a un agente registrado para que le represente y actúe en el mercado mayorista de electricidad —frente a REE, OMIE y la CNMC— a cambio de una comisión. La representación puede ser en nombre y por cuenta ajena —denominada *representación directa*, siendo el generador el sujeto de liquidación de los desvíos— o en nombre propio y por cuenta ajena —denominada *representación indirecta*, en cuyo caso el representante se convierte él mismo en sujeto de liquidación de desvíos y, para ello, se tiene en cuenta toda su cartera de representadas—. Además de la citada representación, el representante puede ofrecer determinados servicios de balanceo que eventualmente cubran, total o parcialmente, las desviaciones respecto de la producción nominada. Asimismo, es habitual que los servicios del representante incluyan la participación de la planta en los servicios de ajuste de REE, que constituyen una fuente adicional de ingresos para el proyecto, mediante un esquema de reparto entre el agente y el promotor.

2.2. PERMISOS Y TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

Además de lo indicado en el apartado anterior sobre el proceso de energización del proyecto, la verificación administrativa de la finalización de la obra con arreglo al proyecto autorizado quedará plasmada en la emisión de la autorización administrativa de explotación o puesta en servicio prevista en el artículo 132 del RD 1955/2000. Como indica

ese artículo, la autorización será expedida por la Administración competente una vez (i) que haya recibido solicitud del principal a este respecto que incluya el certificado final de obras expedido por técnico competente donde conste que el proyecto ejecutado coincide con el autorizado y (ii) que haya podido realizar las comprobaciones técnicas que considere en el plazo de un mes desde la solicitud presentada por el principal.

Téngase en cuenta que el MITECO sostiene que, para la obtención de la autorización administrativa de explotación “definitiva” y dar por cumplido el último hito regulatorio de los previstos en el RDL 23/2020 (*vid.* capítulo 4), debe obtenerse antes la inscripción previa en el RAIPEE⁴⁴ (que, a su vez, requiere la obtención de la EON y de la ION con carácter previo). La postura del sector difiere de la sostenida por el MITECO a este respecto en la medida en que, para obtener esta autorización administrativa de explotación “definitiva” y dar por cumplido el último hito regulatorio del RDL 23/2020, son necesarios permisos y trámites (principalmente el EON y el ION) cuya tramitación en plazo no depende enteramente del principal. Por ello, argumentan que este hito regulatorio debería darse por cumplido con la ejecución total de las obras del proyecto (que se documenta en el certificado final de obras emitido por el técnico supervisor) y su validación por la Administración mediante la emisión de la autorización administrativa de explotación “provisional” o “para pruebas”.

Como se explicaba, en todo caso, algunos proyectos⁴⁵ pueden solicitar la prórroga del plazo para el cumplimiento del quinto hito regulatorio del RDL 23/2020 hasta los ocho años (en vez de los cinco actuales), siempre que indiquen el semestre y el año en que estiman estarán en disposición de obtener la autorización administrativa de explotación. Aunque esta medida otorga un mayor plazo, introduce un riesgo de desarrollo, ya que, una vez aprobada la prórroga, el proyecto no puede obtener autorización administrativa de explotación ni la inscripción en el RAIPEE en un semestre distinto del indicado en la solicitud. Esto implica que el proyecto no puede suministrar electricidad a la red aunque esté listo para hacerlo, ni siquiera en fase de pruebas, hasta alcanzar el semestre seleccionado.

Además de la autorización administrativa de explotación, es necesario cumplir con tres trámites municipales:

- i. Se debe efectuar una reliquidación del impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras (el “ICIO”) sobre la base del coste real de las obras, ya que la liquidación inicial

⁴⁴ Tal y como indica en su formulario web de “Preguntas frecuentes sobre acceso y conexión” (consultado en línea a 19/12/2024 y disponible en https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/preguntas-frecuentes-acceso-conexion.html#modificaciones-introducidas-por-el-real-decreto-ley-8_2023_-de-27-de-diciembre).

⁴⁵ Aquellas instalaciones de generación que hubieran obtenido permisos de acceso y conexión con posterioridad al 31 de diciembre de 2017 y con anterioridad al 28 de diciembre de 2023 (día posterior a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía).

se realizó sobre la base del presupuesto de obra. La reliquidación aflorará una diferencia que se deberá abonar o solicitar su devolución al ayuntamiento. Sin embargo, el ayuntamiento puede inspeccionar la reliquidación durante los cinco años siguientes, lo que implica un riesgo de que se discutan determinados conceptos y la consiguiente obligación de pago (sin perjuicio, en su caso, de los eventuales recargos por sanción e intereses).

- ii. Muchos municipios solicitan la presentación de avales de desmantelamiento que garanticen la correcta ejecución de las labores de desmantelamiento y la retirada del proyecto al final de su vida útil. Este requisito se habrá puesto de manifiesto en la fase de desarrollo del proyecto y, aunque los avales generalmente no representan un coste relevante en el contexto de toda la construcción, se deben tener en cuenta a la hora de elaborar el caso base de la financiación de proyecto, en tanto que la entidad avalista tendrá derecho de repetición contra el proyecto si acaban ejecutándose.
- iii. Finalmente, el principal tiene que solicitar y obtener las licencias de funcionamiento y primera ocupación, que acreditan la correcta ejecución de las obras declaradas en la licencia de actividad y la licencia de obras, respectivamente. En muchos municipios este trámite suele concluirse de manera conjunta mediante la presentación de declaración responsable por parte del principal, si bien habrá que estar a las ordenanzas municipales de aplicación.

2.3. CONSECUENCIAS DE NO ALCANZAR COD EN EL CONTRATO DE FINANCIACIÓN

Si el proyecto no cumple con todos los requisitos de COD antes de determinada fecha límite, se produce un incumplimiento de las obligaciones asumidas en el contrato de financiación, que habilita al financiador a resolver de manera anticipada el crédito y solicitar el reembolso de todos los importes dispuestos por el principal.

En este sentido, la fecha límite de COD bajo la financiación debe fijarse en atención al plazo regulatorio que corresponda al proyecto para la obtención de la autorización administrativa de explotación, pero con el margen necesario para que el financiador, llegado el momento, pueda tomar control del proyecto y cumplir el hito regulatorio antes de que caduquen los permisos de acceso y conexión. Por ello, antes de permitir cada desembolso de la financiación, exigirá que su asesor técnico confirme que el proyecto está en disposición de alcanzar COD antes de la fecha límite acordada. Como contrapartida, teniendo en cuenta las consecuencias de un potencial incumplimiento del plazo límite (*i. e.*, resolución y amortización anticipada total del crédito), el deudor puede solicitar beneficiarse de eventuales prórrogas del plazo límite bajo la financiación si obtiene prórrogas del plazo regulatorio (tales como las aprobadas por el RDL 8/2023) por un plazo equivalente a estas.

Es importante tener en cuenta que las implicaciones de que el incumplimiento del COD constituya un supuesto de amortización anticipada total son muy distintas de las que se derivan de un supuesto de vencimiento anticipado. Aunque la consecuencia directa —la devolución de la financiación— sea la misma, en el primer caso se desencadenará automáticamente por el mero transcurso del plazo, mientras que en el segundo se requiere una decisión del financiador (que, en caso de pluralidad de acreedores, puede estar sujeta a mayoría simple, mayoría reforzada o unanimidad). En la medida en que la situación requerirá un análisis de las causas que hayan llevado a ella, así como la adopción de un plan de remediación, no parece aconsejable que las negociaciones se lleven a cabo cuando ya sea exigible la devolución de la financiación (situación que, además, puede constituir un supuesto de terminación del contrato de construcción, del PPA, etc.).

3. ASPECTOS REGULATORIOS

3.1. PERMISOS Y AUTORIZACIONES POSTERIORES A RTB

Con posterioridad a la obtención de los permisos y autorizaciones necesarios para alcanzar el estado de RTB, las instalaciones deberán continuar con la tramitación del procedimiento autorizatorio.

Así, es necesario obtener autorizaciones del sector eléctrico (autorización de explotación), así como las licencias o comunicaciones municipales que en su caso puedan resultar necesarias para su puesta en funcionamiento o primera ocupación, tanto desde el punto de vista ambiental como urbanístico. Se trata, en definitiva, de permisos de carácter reglado y, por tanto, el riesgo de denegación es relativamente bajo.

3.2. MODIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS DURANTE SU TRAMITACIÓN

Al margen de la modificación de los permisos de acceso ya tratados en esta obra, conviene referirse también a la potencial modificación de las autorizaciones del sector eléctrico. El artículo 53 de la LSE establece que las modificaciones de las instalaciones del sector eléctrico están sujetas a la obtención de una autorización administrativa por parte del órgano competente, en los términos previstos en el RD 1955/2000, que establece un régimen autorizatorio diferenciado en función de si se trata de una modificación sustancial o no sustancial.

El artículo 115 del RD 1955/2000 establece los criterios para determinar el tipo de modificación, que varían en función de la fase del procedimiento de autorización en que se encuentre el proyecto, es decir, de las autorizaciones (previa, de construcción y de explotación) que se hayan obtenido.

3.2.1. Instalaciones que han obtenido la autorización administrativa previa ("AAP"). Modificación de la AAP

El artículo 115.2 del RD 1955/2000 establece una serie de requisitos alternativos (que deben cumplirse en su totalidad) para determinar si nos encontramos ante una modificación no sustancial del proyecto, en aquellos casos en los que este o la instalación ya hayan obtenido la AAP.

En caso de que se cumplan todos los requisitos, el proyecto o instalación podrá obtener la autorización administrativa de construcción ("AAC"), sin necesidad de obtener previamente una autorización administrativa de modificación. Si no se cumple alguno de los requisitos exigidos para las modificaciones no sustanciales de instalaciones y proyecto, será necesario obtener una nueva AAP.

Los requisitos para considerar que la modificación tiene el carácter de no sustancial son los siguientes:

- i. Que las modificaciones no impliquen la necesidad de tramitar una nueva evaluación ambiental (con arreglo a la Ley 21/2013⁴⁶ o a la normativa autonómica que resulte de aplicación).
- ii. Que la potencia instalada, tras las modificaciones, no exceda en más del 15 % de la potencia instalada definida en el proyecto original.
- iii. Que los terrenos afectados por la instalación tras las modificaciones no excedan la poligonal definida en el proyecto autorizado o, de excederse, que no requieran expropiación forzosa y cuenten con compatibilidad urbanística.
- iv. Que las modificaciones no supongan un cambio en la tecnología de generación.
- v. Que las modificaciones no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.
- vi. Que no se requiera declaración, en concreto, de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.
- vii. Que las modificaciones no produzcan afecciones sobre otras instalaciones de producción de energía eléctrica en servicio.

Como se puede observar, la hibridación de una instalación (por ejemplo, eólica y fotovoltaica) tendrá la consideración de modificación sustancial a los efectos del artículo 115 del RD 1955/2000.

⁴⁶ Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental ("Ley 21/2013").

3.2.2. Instalaciones que han obtenido la AAC. Modificación de la AAC

Por su parte, el artículo 115.3 del RD 1955/2000 establece los criterios aplicables para determinar el carácter sustancial o no de una instalación o proyecto que ya ha obtenido la AAC.

La lógica es la misma que en el caso anterior: en caso de que se cumplan todos los requisitos, el proyecto o instalación podrá obtener directamente el acta de puesta en marcha ("APM") sin necesidad de autorización previa; mientras que, si no los cumple todos, deberá obtener una autorización previa antes de llevar a cabo la modificación.

Los requisitos para considerar que la modificación tiene el carácter de no sustancial son los siguientes:

- i. Que no se requiera llevar a cabo un nuevo procedimiento de evaluación de impacto ambiental.
- ii. Que no suponga una alteración de las características básicas de la instalación, incluida que la potencia instalada sea superior al 10 % de la original.
- iii. Que no suponga alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.
- iv. Que no se requiera declaración en concreto de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.
- v. Que las modificaciones de líneas no provoquen cambios de servidumbre sobre el trazado, salvo que se hayan realizado de mutuo acuerdo con los afectados, conforme al artículo 151 del RD 1955/2000.
- vi. Que las modificaciones de líneas, aun cuando impliquen la sustitución de apoyos o conductores por deterioro o rotura, no impliquen la alteración de las condiciones del proyecto original.
- vii. Que la modificación de la configuración de una subestación no produzca variación en el número de calles ni en el de posiciones.

Nuevamente, se observa que la hibridación de una instalación (por ejemplo, eólica y fotovoltaica) tendrá la consideración de modificación sustancial a los efectos del artículo 115 del RD 1955/2000.

3.3. LA ENERGIZACIÓN DEL PROYECTO Y SU INSCRIPCIÓN EN EL RAIPEE

De acuerdo con el artículo 21.2 de la LSE, todas las instalaciones de producción de energía eléctrica autorizadas deben inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Además, según dispone el artículo 43 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir

de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, las instalaciones que empleen tecnologías renovables para la producción de electricidad deben constar inscritas en el Registro de Régimen Retributivo Específico en estado de explotación.

4. LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO

4.1. MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

Los contratos de construcción pueden seguir distintas formas y estructuras. En proyectos solares fotovoltaicos, por ejemplo, predominaba tradicionalmente la estructura de un único contrato (*full wrap*) de ingeniería, suministro y construcción (*engineering, procurement and construction contract* o “EPC”) del proyecto bajo modalidad “llave en mano”; todo ello a cambio de un precio fijo sin posibilidad de cambios, indexación o ajustes (salvo que de otro modo se pactara en el contrato). En otras tecnologías, como la eólica o proyectos sobre tecnologías en fase inicial —tales como proyectos de hidrógeno o captura de carbono—, la estructura habitual es la convivencia de un contrato de suministro e instalación de aerogeneradores (*turbine supply agreement* o “TSA”) con un contrato de ingeniería civil y de obra (*balance of plant agreement* o “BoP”).

La estructura multicontractual requiere simultanear la negociación y cumplimiento de distintas relaciones con otros tantos contratistas, con el riesgo que conlleva, principalmente en dos frentes: por un lado, los retrasos en cadena (que surgen en actuaciones conexas, cuando el retraso de un contratista tiene como efecto el retraso del otro) y, por otro lado, la asignación de alcances (esto es, los límites de batería entre contratistas) y de responsabilidades por defectos de construcción. Este riesgo es especialmente relevante en proyectos eólicos, dado que, tal y como se ha descrito anteriormente, no suelen seguir una modalidad *full wrap*. No obstante, este riesgo es cada vez más habitual en proyectos solares fotovoltaicos, ya que la estructura “llave en mano” con ejecución integral del proyecto no siempre es la opción escogida, tanto por la complejidad que puede revestir el proyecto como por el ahorro de coste o el calendario que puede conllevar en ocasiones la contratación en paralelo de determinados suministros (*e. g.*, equipos de transformación o paneles solares).

En casos de estructura multicontractual es muy recomendable la elaboración de un calendario único-ruta crítica (con distribución de responsables por tarea/actividad) a incluir en cada uno de los contratos y que las penalizaciones por retraso cubran también los sobrecostes que el retraso genere en otros contratos de construcción o suministro (no solo el potencial lucro cesante). También, aunque poco frecuente en proyectos fotovoltaicos y eólicos, podría exigirse a los distintos contratistas involucrados la suscripción de un contrato de coordinación único (*interface agreement*); de esta forma, cada uno de los contratistas asume y acepta de manera directa frente al principal y al resto de contratistas la asignación

de tareas y plazos que se acuerde. Estas salvaguardas reducen la probabilidad de que un contratista alegue que el incumplimiento del plazo o defecto en la construcción se deba a acciones u omisiones de otro o de los otros. Resulta muy relevante, en todo caso, que los sistemas de resolución de conflictos en todos los contratos involucrados sean homogéneos (o, incluso, que presenten la posibilidad de acumular disputas con distintos contratistas si esas disputas presentan la misma causa o son conexas) para evitar que ello dé lugar a distintos procedimientos paralelos, con posibles resultados contradictorios.

Sea como fuere, el/los contrato/s de construcción o suministro deben ser aceptables para el financiador del proyecto (como suele decirse en la práctica, deben ser “bancables”) y, por tanto, involucrar a este en la negociación de estos contratos evita tener que volver a negociar tras haberlos suscrito. Si esto no fuera posible (por realizarse la negociación en un momento muy inicial), la práctica aconseja incluir una cláusula en el contrato que obligue al contratista a negociar aquellos extremos que puedan suscitar los financiadores, así como a asumir el compromiso de firmar un acuerdo directo que, entre otras cosas, permita al financiador subsanar los incumplimientos de pago del principal antes de que el contratista proceda a la resolución del contrato de construcción o suministro correspondiente.

4.2. EL CALENDARIO DE CONSTRUCCIÓN Y LAS PENALIZACIONES POR RETRASO

El calendario o programa de construcción representa el elemento principal para la monitorización del progreso de las obras por parte del contratista. También lo es para el principal (progreso que conocerá a través de certificaciones, visitas e informes que le remita el contratista), pues cualquier retraso puede entrañar consecuencias en diversos frentes, ya sean administrativos (incumplimiento de los hitos regulatorios), contractuales (devengo de penalizaciones en el PPA) o financieros (amortización o vencimiento anticipado de la financiación de construcción). La definición de este calendario habitualmente seguirá el método de “ruta crítica”, con la identificación de todas las actividades necesarias para alcanzar la completa ejecución de las obras y diferenciando, a su vez, las actividades cuya ejecución en plazo es “crítica” para el debido progreso de las obras de las que ofrezcan cierto margen u holgura para su cumplimiento. En todo caso, como se explicaba para el caso de la financiación en el apartado 2.3 anterior, el calendario de construcción deberá tener en cuenta siempre los plazos regulatorios aplicables al proyecto bajo el RDL 23/2020.

Las penalizaciones por retraso, denominadas en la práctica *delay liquidated damages*, son una cláusula penal en favor del principal y se devengan con carácter diario en caso de que el retraso sea imputable al contratista. En este sentido, el principio general es que el retraso es imputable a aquel (aunque no lo sea directamente, como en el caso de retrasos causados por incumplimientos de sus subcontratistas), salvo en contadas excepciones, que están enumeradas taxativamente en el contrato de construcción. La penalización sustituye

ye normalmente a cualquier indemnización por daños y perjuicios derivados del retraso (cubre, en especial, el lucro cesante del principal al no poder operar comercialmente el proyecto en el plazo acordado) y opera como una asignación objetiva de responsabilidad.

Lo habitual será que estas penalizaciones se devenguen únicamente en caso de retrasos en el hito final de PAC. No obstante, si se pactase su devengo y liquidación en hitos intermedios, es importante regular qué ocurre si el retraso global final es menor que el intermedio (en cuyo caso, por lo general, las penalizaciones aplicadas deben reducirse para que reflejen el retraso final sufrido) o si finalmente se ha cumplido la fecha prevista para el hito final de PAC (en cuyo caso lo normal será que las penalizaciones abonadas al principal se reembolsen al contratista).

Estas penalizaciones están limitadas a un porcentaje del precio total del contrato y, con carácter general, una vez alcanzado este, el principal podría resolver el contrato. Esta facultad acaba siendo en la práctica de menos interés para el principal, en la medida en que —como hemos dicho— las penalizaciones por retraso se devengan al final de la construcción.

Para paliar el hecho de que estas penalizaciones se apliquen solo a hitos finales, es común que los contratos de construcción prevean una causa de resolución en favor del principal en caso de retraso significativo en cualquier hito previsto en el calendario, o la obligación del contratista de ejecutar un plan de aceleración de las obras (*acceleration plan*) en caso de retrasos en el calendario de construcción (incluidos los retrasos en hitos intermedios). Este plan de aceleración normalmente consistirá en la movilización o reasignación de mayores recursos por el contratista a las obras en cuestión, de forma que pueda “acelerar” su ejecución y recuperar el plazo perdido. El principal suele reservarse la facultad de ejecutar este plan de aceleración (por sí mismo o a través de tercero) a costa y responsabilidad del contratista en caso de que este incumpliera su obligación.

Lo más delicado es la redacción de los supuestos en los que el retraso faculta al contratista para prorrogar los plazos del calendario de construcción (*excusable delays*) y, por tanto, para evitar la aplicación de las penalizaciones por retraso que corresponderían. Junto con la lista de supuestos (como, por ejemplo, supuestos de fuerza mayor en el sentido previsto bajo el artículo 1105 del Código Civil o retrasos —no imputables al contratista— en la tramitación de determinados permisos por parte de la Administración), es habitual pactar un procedimiento que el contratista debe seguir para invocar esta protección contractual. Se ha de tener especial cuidado en seguir el procedimiento previsto a pesar de que el retraso y sus causas hayan sido puestos de manifiesto con ocasión del seguimiento periódico del proyecto, ya que este defecto formal podría llegar a dejar sin efecto la pretensión del contratista de prorrogar el calendario de construcción y evitar la aplicación de penalización.

En todo caso, cabe la posibilidad de que el proyecto genere ingresos para el principal con carácter previo a la emisión del PAC. Esta situación puede generar un grave perjuicio para el contratista, ya que, a pesar de que el proyecto esté generando ingresos para su titular, el

contratista puede verse obligado al pago de penalizaciones por retrasos. Ante este escenario, es práctica habitual que las penalizaciones por retraso (desde el primer euro o a partir de determinado límite) se vean minoradas por los ingresos (o una proporción de estos) que el proyecto obtenga en su fase de “operación en pruebas” (netos, claro, de impuestos y otros costes operativos). Lo anterior en la medida en que, como se indicaba anteriormente, estas penalizaciones vienen —especialmente— a resarcir el potencial lucro cesante del principal ante un retraso en la puesta en servicio del proyecto.

4.3. EL PRECIO

El precio, al igual que el calendario de construcción, constituye la piedra angular de este tipo de contratos, donde la certeza del coste que va a suponer es capital para estructurar un caso base de ingresos y gastos. Por ello, el importe es fijo y a tanto alzado (*lump sum*), por lo que cualquier ahorro y sobrecoste derivado de circunstancias de la obra (que pueden sucederse en torno al emplazamiento de la obra o a los lugares de origen de ciertos suministros) corresponde, en principio, al contratista.

Este principio general se ve exceptuado en caso de variaciones en el alcance de obra que, de manera similar a lo indicado para los *excusable delays*, permitan al contratista protegerse frente al precio inicialmente pactado. Tal es el supuesto, por ejemplo, de los cambios legales posteriores a la fecha de firma del contrato de construcción que exijan ajustes o cambios en el alcance del contrato (con el consiguiente sobrecoste para el contratista y, en su caso, retraso) a fin de adaptar el proyecto a la normativa vigente; ello, en la medida en que el principal es quien habitualmente asume el riesgo de cambio regulatorio (así como el derivado de cambios en los condicionantes de los permisos principales) durante la fase de ejecución de obra.

Estas variaciones requieren el acuerdo de ambas partes, pero debe preverse un mecanismo en caso de que este no se alcance (por ejemplo, a través de un experto independiente o de arbitraje que decida los términos principales de la variación y su impacto en el contrato). En todo caso, lo normal será que estas variaciones se implementen de la manera más objetiva posible, requiriendo que el contratista justifique los costes directos reflejados en el presupuesto propuesto al principal (incluida la evidencia documental de haber solicitado oferta a varios proveedores o subcontratistas para acreditar que ha seleccionado la mejor oferta) y pactando ambas partes un porcentaje de costes indirectos y beneficio industrial o margen del contratista aplicable en estos casos. Otra posibilidad es que el principal pueda solicitar ofertas a otros contratistas para implementar esa variación, si bien la lógica lleva a concluir que tales ofertas siempre serán más altas que la propuesta por el contratista que ya ejecuta la obra, dado que este se encuentra ya a cargo de ella y no precisa, por ejemplo, movilizar recursos adicionales. Además, podrían distorsionar la modalidad “llave en mano” de la obra si el principal hubiera proyectado la ejecución a través de un único contratista.

En cualquier caso, es aconsejable aclarar qué situaciones no llevan aparejada en ningún caso una variación —aunque siempre será un listado ilustrativo y sin ánimo exhaustivo— y cuáles sí implican una variación una vez que se obtenga mayor visibilidad sobre sus consecuencias.

4.4. LAS GARANTÍAS DEL CONTRATISTA

Tal y como se ha visto, el contratista asume un compromiso de plazo, así como de calidad técnica de la obra y de rendimiento futuro. Estos compromisos están respaldados por sendas garantías líquidas entregadas al principal —por lo general, en forma de avales bancarios o seguros de caución—, que suelen consistir en:

- i. Garantía de devolución del pago inicial, en aquellos casos —frecuentes— en que el principal abone un anticipo al contratista con carácter simultáneo a la emisión de la orden de proceder para el inicio de la obra (importe que, generalmente, suele rondar un 10 % del precio total).

La finalidad de este respaldo en favor del principal es garantizar que el contratista utilizará el anticipo abonado para sufragar costes asociados a la obra de su proyecto (como, por ejemplo, para abonar anticipos a proveedores principales, pagar costes de movilización al emplazamiento o sufragar costes asociados a la preparación del emplazamiento con el fin de iniciar las obras). Lo normal será que el principal devuelva al contratista esta garantía tan pronto como el contratista acredite al principal que ha utilizado tal anticipo para su obra.

- ii. Garantía general de cumplimiento, que garantiza el cumplimiento de todas las obligaciones del contratista hasta la emisión del PAC, y cuyo importe suele oscilar entre el 10 % y el 20 % del precio total. Su objeto es garantizar el cumplimiento por el contratista de todas sus obligaciones bajo el contrato de construcción desde el inicio de la obra hasta que esta se entrega de manera provisional al principal.

En casos en los que también se entrega la garantía de devolución del pago inicial, es habitual que las partes acuerden que esta garantía de cumplimiento no se entregue al principal hasta que la primera se devuelve al contratista, todo ello con la finalidad de evitar el sobrecoste financiero que supondría al contratista (y que, en cualquier caso, se traslada al principal vía mayor precio en el contrato de construcción) mantener dos garantías financieras de manera simultánea por un importe significativo.

- iii. Garantía de cumplimiento hasta recepción definitiva, que sustituye a la garantía general de cumplimiento (aunque su importe suele ser inferior a esta, en torno a un 5-10 % del precio total).

El principal objetivo de esta garantía es cubrir las obligaciones del contratista bajo el periodo de garantías (*warranty period*), esto es, que el contratista realice las reparaciones o sustituciones de equipos y otros elementos que correspondan si se detectan defectos en las obras durante este periodo, que suele tener una duración de dos años desde el PAC.

Es importante prestar atención a otras cuestiones conexas a estas garantías y regularlas (en particular, con especial énfasis, la garantía de cumplimiento general), tales como la obligación de actualizar su importe si se producen variaciones del precio que superen un umbral cuantitativo relevante, de forma que el importe de la garantía guarde siempre la proporción sobre el precio acordado en el contrato, o su sustitución (o prestación de garantías adicionales), como consecuencia de bajadas de *rating*, insolvencia o deterioro de la situación financiera de la entidad emisora de la garantía, por otras garantías emitidas por entidades que cumplan los requisitos previstos en el contrato de construcción.

Asimismo, algunos contratistas pueden verse obligados a prestar garantías corporativas —*parent company guarantees*— en aquellos casos en que sean filiales de grupos internacionales en los que la solidez financiera reside en la matriz.

5. LA FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

5.1. APALANCAMIENTO Y CASO BASE

La financiación de proyecto descansa en la existencia de un caso base que modelice los gastos e ingresos del proyecto en determinado escenario temporal, y del que resulta el nivel o ratio de apalancamiento que el proyecto puede asumir sin poner en riesgo su viabilidad. Este caso base parte de una serie de premisas, como son el escenario probable de producción eléctrica (P50 o P90 en función de la probabilidad porcentual con la que se quiera contar), ya sea en base individual por proyecto o aprovechándose del denominado *efecto portfolio*; el precio al que se va a vender la producción (por referencia al precio contratado en el PPA —en tanto que cubra toda la producción— o a las predicciones del precio del mercado mayorista —para la producción no sujeta al PPA— que proporcione un tercero); el tipo de interés de la deuda —si bien, al ser variable y por referencia a un índice, se suele cerrar una cobertura que proteja frente a la volatilidad inherente—; o el plazo en el que se estima que se produciría su repago total.

En la elaboración del caso base no participan los asesores legales, pero sí conviene tener presentes determinadas cuestiones jurídicas que pueden influir notablemente en su preparación. Ejemplos de estas cuestiones son la existencia de un grupo de consolidación fiscal en caso de financiación de una cartera de proyectos, los pagos debidos conforme a la ley (*e. g.*, por la reliquidación del ICIO, como ya vimos en el apartado 2.2 anterior) o la posibilidad de invertir el sujeto pasivo en el contrato de construcción a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido —y ello a pesar de que los modelos financieros suelen excluir el impacto del IVA— que puede determinar la necesidad de contar con una línea de financiación específica para ese pago. De la misma manera, comprender cómo se ha elaborado el caso base es fundamental para estructurar la parte jurídica de la operación, por lo que la comunicación entre la parte financiera y la legal ha de ser constante y fluida.

En tanto que los ingresos estén en todo o en parte ligados al precio contratado en un PPA, se eliminará el riesgo de volatilidad del mercado mayorista mientras esté en vigor el PPA. Será necesario, por tanto, distinguir entre el período de precio cerrado y el período *merchant*, donde la incertidumbre es mucho mayor y, en consecuencia, el escenario más conservador. Para reducir este riesgo, se suele prever un mecanismo de reducción acelerada de la deuda en los últimos años de vida del PPA, mediante un barrido de la caja excedentaria (*cash sweep*) una vez atendidos los pagos ordinarios del proyecto y de la deuda.

5.2. COMPROMISOS DEL ACCIONISTA

Simplificando, se podría indicar que todo aquel coste que no pueda ser sufragado con financiación externa deberá ser asumido por el principal del proyecto, constituyendo este el único compromiso del accionista en una financiación sin recurso pura.

Ahora bien, y a pesar de que el caso base contemple un importe contingente para atender los —por lo general, inevitables— sobrecostes de la obra, es habitual que el financiador exija al accionista del principal o *sponsor* que aporte los fondos necesarios para sufragar aquellos que excedan de esa reserva. En esos casos se habla de una financiación con recurso limitado, generalmente por referencia a un porcentaje del coste total de la obra. Este recurso puede existir en otros casos en los que, por alguna circunstancia, sea necesario actualizar el caso base y reestablecer el equilibrio entre el coste total y la parte financiada, cosa que ocurrirá si, por ejemplo, las coberturas del tipo de interés se suscriben en un momento posterior a la firma de la financiación.

Sea como fuere, el accionista o *sponsor* suele tener libertad de aportar estos recursos por distintas vías, ya sea mediante una ampliación de capital —con o sin prima—, una aportación de socios que no incremente el capital social (regulada en la cuenta 118 del Plan General de Contabilidad) o la concesión de una financiación intragrupo que estará subordinada en amortización y rango a la financiación de proyecto. Esta última vía es la preferida por los accionistas, dada su agilidad a la hora de bajar los fondos al proyecto, así como de repagarse en caso de que exista caja excedentaria. Ahora bien, conviene tener en cuenta determinados precedentes recientes en materia preconcursal en los que los acreedores subordinados han impuesto planes de reestructuración a los acreedores de rango superior, en la medida en que el valor del activo permitía a los de rango inferior el repago —siquiera parcial— de su crédito.

Más allá de estos compromisos de aportación de fondos, se regula el cambio de control del proyecto y sus consecuencias. Aunque el accionista no asuma necesariamente un compromiso de mantenerse en el accionariado, sí es un supuesto de amortización anticipada obligatoria total de la financiación. Por ello, se suelen negociar los siguientes aspectos, entre otros:

- i. En primer lugar, se distingue entre la fase de construcción (donde no se permitirá ningún cambio accionarial, pues todavía pueden seguir vigentes los compromisos de aportación de fondos) y la fase de operación, donde se espera que el proyecto genere la caja

necesaria para atender sus obligaciones de pago. Es recomendable para el financiador alargar el primer período para incluir un plazo posterior a COD en el que todavía puedan aflorar costes de construcción que, en su caso, deba sufragar el accionista.

- ii. Asimismo, durante la fase de operación es razonable que se permita la transmisión de una participación que no altere la estructura de control. Más polémica, aunque frecuente en los últimos años, es la posibilidad de permitir el cambio de control, siempre que ese traspaso del proyecto se realice en favor de un inversor que reúna determinados requisitos de solvencia técnica, solidez financiera y experiencia (que, en muchos casos, suele medirse por referencia a la potencia total gestionada o propiedad del inversor propuesto en proyectos similares dentro de una ubicación determinada). La discusión de cuáles son los parámetros aceptables en esos casos dependerá en última instancia del tamaño del proyecto o cartera de proyectos, así como de la fuerza negociadora del accionista.
- iii. En carteras de proyectos, es aconsejable para el accionista que se regule la posibilidad de transmitir uno o varios proyectos de la cartera, manteniendo la financiación vigente para el resto. En estos casos, el análisis versará sobre el precio que se reciba (que debe ser suficiente para amortizar íntegramente los importes de la financiación utilizados para construir los proyectos objeto de transmisión) y sobre las características del perímetro resultante tras la venta, ya que el financiador no permitirá que la transmisión provoque un deterioro de la capacidad de la cartera para atender sus obligaciones de pago.

5.3. DESEMBOLSO

Una de las cuestiones que deben dilucidarse es el orden en el que financiador y accionista desembolsarán sus respectivos importes. El financiador puede exigir que el accionista aporte la totalidad de los recursos propios antes de la disposición de la financiación (*equity first*) o de forma proporcional con las distintas disposiciones de la financiación (*equity pari passu*).

En el cómputo de los recursos propios, es habitual que se incluya el coste de adquisición del proyecto si ha sido objeto de adquisición al alcanzar el *ready to build*. Será necesario en ese caso distinguir el coste total del proyecto (que tiene en cuenta ese precio y respecto del cual se calcula la ratio de apalancamiento) y el coste total financiado, que por la prohibición existente en torno a la asistencia financiera debe excluir el precio de las participaciones o acciones de la sociedad titular del proyecto.

En lo que respecta al desembolso de los fondos del accionista para sufragar sobrecostes, el financiador exigirá que se hagan efectivos a medida que vayan aflorando los sobrecostes en determinadas partidas del presupuesto de construcción. Esta práctica resulta ineficiente para el accionista, porque pueden existir ahorros de costes en otras partidas que reduzcan el sobrecoste total de la obra. Es necesario aclarar si el sobrecoste se mide a nivel individual o global y, cuando queden fondos disponibles en la financiación, si pueden ser utilizados para atender los sobrecostes hasta que se tenga visibilidad de la desviación final.

5.4. GARANTÍAS Y PROTECCIONES

El paquete de garantías en las operaciones de financiación de proyectos abarca todos los activos de estos, así como las participaciones o acciones de la sociedad titular y los saldos existentes en cada momento en las cuentas bancarias abiertas a su nombre.

Respecto de los contratos suscritos por el proyecto, algunos financiadores solicitan pignorar los contratos de terrenos. Sin embargo, esa petición no aporta mayor protección al financiador (por cuanto el proyecto únicamente tendrá obligaciones de pago dimanantes de esos contratos, y no derechos de crédito susceptibles de ser gravados) y entraña una complejidad operativa (por la multitud de terrenos y la necesaria explicación previa que haya que dar a los propietarios).

También es habitual que no se constituya hipoteca mobiliaria sobre la propia instalación de generación, debido al coste que genera (especialmente en materia impositiva). En su lugar, el principal normalmente otorgará una promesa de hipoteca en favor del financiador, en virtud de la cual se compromete a otorgar la hipoteca en determinados supuestos (indicativos de un deterioro de la calidad crediticia del proyecto).

Por último, aunque no se trate de una garantía en sentido estricto, es preciso mencionar los derechos de subsanación y de subrogación (*step-in rights*) que asisten al financiador en los acuerdos directos que suscriba con las contrapartes de los contratos principales del proyecto (normalmente, los contratos de construcción y PPA). Estos *step-in rights* permiten al financiador subrogarse en la posición del principal y subsanar un incumplimiento grave de este antes de que la contraparte inste la resolución del contrato. Estos derechos son fundamentales para todo financiador, pues le permiten garantizar la continuidad del proyecto y sus contratos principales en los parámetros considerados bajo el caso base de la financiación. El plazo durante el cual la contraparte se compromete a no resolver ni instar el cumplimiento del contrato (*standstill period*) suele ser objeto de acalorada discusión, por lo que conviene iniciar la negociación tan pronto como sea posible, teniendo en cuenta, además, los precedentes existentes con cada una de las partes de cara a facilitar el acuerdo.

Es frecuente que durante la vigencia de un contrato EPC para la construcción de una planta de energía renovable se produzcan discrepancias de distinta índole y gravedad entre principal y contratista. Es importante que esas discrepancias sean identificadas y resueltas con prontitud. De lo contrario, es probable que los conflictos terminen por acumularse y perjudicar la relación comercial entre las partes.

Es habitual que una de las partes ponga en marcha el mecanismo de resolución de disputas pactado en el contrato EPC para resolver los conflictos que surjan durante la construcción. En ese contexto, el procedimiento judicial o arbitral que finalmente pueda tener lugar será mucho más complejo y costoso si versa sobre multitud de disputas acumuladas.

Examinamos a continuación los conflictos más frecuentes entre principal y contratista durante la vigencia del contrato EPC.

Nos referiremos, en primer lugar, a las discrepancias que pueden producirse durante la construcción de la planta. En segundo lugar, abordaremos las disputas que pueden surgir tras la puesta en operación de la planta o la recepción provisional o finalización sustancial de la obra por el principal (comúnmente denominada *provisional acceptance* o *substantial completion*, en inglés), momento en el que la construcción está esencialmente terminada y la planta está ya siendo operada, en relación con el contrato de construcción. Por último, nos referiremos a varios aspectos que ambas clases de conflictos tienen en común. Las disputas más habituales en fase de operación se abordan en el capítulo 6.

6. PRINCIPALES FUENTES DE CONFLICTO DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA

Los conflictos más habituales durante la construcción de la planta se refieren a (i) ajustes en el alcance y precio del contrato, (ii) defectos en la construcción o en los materiales y (iii) retrasos en el cumplimiento de los hitos pactados en el contrato.

6.1. MODIFICACIONES EN EL ALCANCE DEL CONTRATO

En ocasiones se producen circunstancias que hacen recomendable o necesario ampliar o reducir el alcance inicialmente previsto de las tareas del contratista. Por ejemplo, cambios en la tecnología de construcción o necesidades de un potencial comprador.

Que ese cambio de alcance lleve o no aparejado un incremento o disminución en el precio dependerá de los motivos del cambio de alcance, de la distribución de riesgos pactada en el contrato y de las concretas circunstancias de cada caso.

El cambio de alcance de un contrato EPC puede deberse a fuerza mayor, cambios regulatorios, circunstancias imprevisibles que no encajen en las anteriores categorías o decisiones comerciales del principal o del contratista, entre otros motivos. En el caso de las cláusulas de cambio regulatorio, aunque está sujeto a lo que pacten las partes, suelen preverse cambios normativos que puedan afectar a la viabilidad económica o técnica del proyecto, por ejemplo, la obligación de respetar ciertos estándares técnicos, el cambio en la planificación urbanística o cambios en los regímenes económicos que puedan frustrar los proyectos, exijan inversiones adicionales o, en su caso, puedan implicar retrasos en su puesta en marcha.

De cara a evitar disputas relacionadas con los cambios de alcance, es recomendable notificar a la otra parte con suficiente antelación la necesidad o conveniencia de implementar un cambio de alcance y las razones que lo motivan. Ello con el fin de que ambas partes puedan encontrar la mejor forma de implementar ese cambio de alcance y lograr un acuerdo sobre las posibles modificaciones que conlleve en el precio del contrato.

En general, una regulación exhaustiva de los cambios de alcance en el contrato disminuirá las probabilidades de que exista un conflicto al respecto.

Estas consideraciones sobre los cambios de alcance son de aplicación, *mutatis mutandis*, a otros eventos que puedan estar contemplados en el contrato EPC y que puedan motivar un cambio en el precio o en las condiciones del contrato.

6.2. DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN

Es posible que se produzcan defectos en la construcción de la planta que el contratista deba enmendar, ya sean derivados de su propia labor, de la de sus subcontratistas o de la calidad de los materiales suministrados por los proveedores del contratista.

Un ejemplo sería, en el caso de plantas fotovoltaicas, la instalación de piranómetros que no midan la irradiación solar de forma consistente, de seguidores que no logren mover los paneles fotovoltaicos correctamente en dirección al sol o de módulos cuyas células no funcionen correctamente. En el caso de la energía eólica, podría ser un defecto, por ejemplo, la existencia de grietas en las palas de los aerogeneradores. También podrían ser defectos más genéricos la construcción de un sistema de drenaje que no permita la correcta evacuación del agua (por no tener suficiente profundidad o pendiente, por ejemplo) o la falta de refrigeración de las instalaciones eléctricas de la planta cuando ello sea necesario. Igualmente, con independencia de si es el contratista o el promotor el encargado de tramitar u obtener las autorizaciones necesarias, sí podría llegar a constituir un defecto de construcción la no adecuación de las obras de la instalación a las especificaciones técnicas del proyecto técnico objeto de las autorizaciones necesarias para la construcción (RtB) o, en su caso, la imposibilidad de ajustarse a las especificaciones técnicas necesarias para obtener las autorizaciones, permisos e informes para la energización.

Con el fin de evitar conflictos en relación con la identificación de defectos y las reparaciones necesarias, es preciso que los estándares aplicables a la obra y sus componentes estén bien definidos y que el reparto de responsabilidades entre principal y contratista también lo esté, así como tener en cuenta algunas cautelas adicionales.

En primer lugar, lo más habitual es que el contrato EPC prevea que el contratista deba responder ante el principal por cualquier defecto que se detecte durante la construcción de la planta, con independencia de que ese defecto sea imputable a un subcontratista, proveedor o fabricante, y sin perjuicio de que el contratista pueda repetir contra estos en virtud de la relación contractual que mantenga con ellos.

Es asimismo frecuente que el contrato EPC defina como “Defectos en Serie” aquellos que afecten a al menos un determinado porcentaje de varios componentes iguales de la planta (habitualmente, alrededor del 5 %)⁴⁷⁵. En esos casos el contratista suele estar obligado

⁴⁷ Vid. capítulo 6, sobre la fase de operación.

a llevar a cabo pruebas que descarten o confirmen si es probable que todos los componentes de la misma clase sean defectuosos y, en caso de que lo sean, a remplazarlos. Adicionalmente, no es extraño que los contratos EPC prevean plazos muy breves para la reparación de los defectos de construcción desde que se detecten. El contratista debe tener todo ello en cuenta para evitar conflictos.

En segundo lugar, algunos contratos permiten expresamente al principal subsanar los defectos por su cuenta y repercutir el coste al contratista en caso de que este no lleve a cabo la mencionada subsanación en un plazo prudencial. Ambas partes deben tenerlo en cuenta para estar coordinadas y que no se produzcan subsanaciones paralelas.

En tercer lugar, es importante que la reparación de los defectos la lleve a cabo el fabricante o proveedor de los componentes afectados (si así lo prevé la garantía de esos componentes) y que se produzca en todo caso respetando las instrucciones y manuales del fabricante. Ello para evitar que el contratista deba responder frente al principal por cualquier daño en los mencionados componentes sin posibilidad de repercutir su responsabilidad al fabricante o proveedor, pues esa posibilidad de repercusión podría quedar limitada o extinguida como consecuencia de la manipulación indebida de los componentes.

Por último, normalmente el hito de recepción provisional solo puede alcanzarse si las tareas de construcción pendientes (incluidas las necesarias para subsanar defectos) representan menos de un pequeño porcentaje del precio total del contrato en términos económicos (habitualmente, el 1 %).

En consecuencia, es frecuente y recomendable que el principal lleve a cabo una inspección de la obra para comprobar si las tareas pendientes (incluidas las relativas a la reparación de defectos) superan o no ese porcentaje y si puede o no otorgar la recepción provisional.

En la práctica, la inspección suele poner de manifiesto defectos de construcción que quizás habían pasado desapercibidos hasta entonces. Para minimizar las posibles disputas sobre esos defectos y su alcance, la mencionada inspección debe quedar documentada por escrito, idealmente por un tercero, junto con las evidencias de cada uno de los defectos detectados. La lista de trabajos pendientes aparejada a la recepción provisional de la obra contempla en muchas ocasiones la corrección de defectos de construcción.

6.3. RETRASOS EN EL CUMPLIMIENTO DE LOS HITOS CONTRACTUALMENTE PREVISTOS

Los contratos EPC suelen contemplar una serie de hitos de construcción, cada uno de los cuales se refiere a la realización y recepción de determinadas tareas necesarias para la construcción y puesta en marcha del proyecto.

En primer lugar, la consecución de cada uno de esos hitos conlleva habitualmente el pago de una cantidad por el principal al contratista. En consecuencia, pueden darse discrepan-

cias sobre si se ha alcanzado o no cada uno de los hitos, cuándo se han alcanzado, cuándo se devengó el pago aparejado a cada uno de ellos y por qué importe. Para evitarlas, es recomendable que los hitos y pagos que correspondan a cada uno de ellos estén bien definidos en el contrato.

En segundo lugar, el retraso en el cumplimiento de los hitos conlleva normalmente la imposición de determinadas penalidades (*delay liquidated damages*, a las que ya nos hemos referido en el apartado anterior), que varían en función de la duración del retraso.

Los retrasos pueden producirse por muchas razones, por ejemplo, por demoras en los suministros o en la ejecución de tareas por parte de subcontratistas, por modificaciones en el alcance del contrato o por la falta de los permisos necesarios para proseguir la construcción.

Las penalidades aplicables deben estar definidas con concreción en el contrato EPC para tratar de evitar discrepancias en su cálculo y estar limitadas a un máximo para toda la vida del contrato. Asimismo, el principal debe tener en cuenta si el contrato le obliga a comunicar dentro de un concreto plazo la existencia de retrasos y penalidades asociadas, para respetarlo y evitar conflictos al respecto.

Es habitual y recomendable pactar expresamente en el contrato la posibilidad de negociar una prórroga en los plazos de ejecución de los trabajos de construcción. En ese caso (y, en general, en cualquier otro), el contratista —tan pronto como tenga constancia— debe comunicar al principal que es probable que incurra en un retraso, con el fin de tratar de evitar o mitigar las mencionadas penalidades y favorecer la buena relación entre las partes.

En tercer lugar, es frecuente pactar que no se devenguen penalidades si, y en la medida en que, el retraso se haya producido por circunstancias consideradas fuerza mayor o cambio regulatorio conforme a lo previsto en el contrato.

Para evitar posibles disputas sobre la cuestión, las circunstancias que eximen de responsabilidad en relación con retrasos (y que los convierten en *excusable delays*, concepto al que ya nos hemos referido) deben describirse de manera precisa y exhaustiva en el contrato y ser acordes a la distribución de riesgos que las partes acuerden.

Asimismo, es importante que el contratista respete el procedimiento y el plazo contractualmente previsto para notificar al principal las circunstancias que puedan eximir al contratista de responsabilidad por retraso, y que aporte junto con esa notificación evidencia documental de la circunstancia en cuestión, pues, de no hacerlo, puede que tenga que responder por el retraso pese a la mencionada exención contractual.

Por último, el hito relativo a la recepción provisional de la obra es uno de los más conflictivos en la práctica, ya que su cumplimiento habitualmente:

- i. requiere que la planta haya entrado en operación, o que hayan tenido lugar pruebas acreditativas de que la planta puede entrar en operación y operar con el rendimiento contractualmente garantizado para ese hito;

- ii. requiere que las partes acuerden una lista de tareas pendientes para finalizar completamente la construcción (a la que nos hemos referido con ocasión de los defectos de construcción), lo cual puede generar conflictos si hay discrepancias en los defectos que se hayan detectado o en las tareas o correcciones que se hayan efectuado o deban efectuarse;
- iii. requiere que las partes se pongan de acuerdo sobre el importe de penalizaciones por retrasos adeudado, en su caso, por el contratista; que la planta haya entrado en operación o que hayan tenido lugar pruebas acreditativas de que la planta puede entrar en operación y operar con el rendimiento contractualmente garantizado para ese hito;
- iv. requiere que el contratista haya cedido al principal las garantías de sus proveedores y subcontratistas (las abordamos en el apartado 1.1 del capítulo 6, sobre la fase de operación); e
- v. implica el comienzo de un periodo de garantía o *warranty period* (normalmente, de dos años) durante el cual el principal podrá continuar solicitando al contratista la subsanación de los defectos de construcción que detecte en la planta (sin perjuicio de que la garantía otorgada por los proveedores y subcontratistas en relación con algunos componentes y trabajos pueda ser más extensa y el principal pueda beneficiarse de ello).

Asimismo, su defectuoso cumplimiento puede dar lugar a la imposibilidad del proyecto de obtener las autorizaciones administrativas o completar los trámites necesarios para cumplir con el quinto hito del RDL 23/2020. Esta circunstancia puede dar lugar a la frustración del proyecto, debido a la caducidad de los permisos de acceso y conexión a la red.

Todo lo anterior provoca que, con cierta frecuencia, la consecución del hito relativo a la recepción provisional de la obra se retrase con respecto al calendario pactado. Para evitarlo, es recomendable que los requisitos para la consecución de la recepción provisional (incluidos el alcance de los trabajos de construcción y los estándares aplicables a estos) estén muy bien definidos.

7. PRINCIPALES FUENTES DE CONFLICTO BAJO EL CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN TRAS LA ENTRADA EN OPERACIÓN O LA RECEPCIÓN PROVISIONAL

Abordaremos conjuntamente en este apartado las disputas más frecuentes que surgen tras la entrada en operación de la planta o la recepción provisional de la obra. No obstante, la entrada en operación de la planta puede producirse antes o después de la recepción provisional (si bien lo habitual es que la planta entre en operación comercial antes de esa recepción o de forma simultánea).

Las referidas disputas versan normalmente sobre (i) el rendimiento de la planta, (ii) los defectos de construcción que se hayan detectado tras la recepción provisional de la obra y (iii) la recepción final de la planta (conocida comúnmente en inglés como *final acceptance* o *final completion*).

7.1. RENDIMIENTO DE LA PLANTA EN LAS FASES INICIALES DE SU OPERACIÓN

No es infrecuente que el contrato EPC prevea que el contratista deba garantizar que la planta tenga un rendimiento mínimo (el rendimiento garantizado o *guaranteed performance ratio*) en el momento de las pruebas necesarias para la recepción provisional y durante un periodo de tiempo determinado tras este (normalmente de dos años), y que regule una serie de penalidades en caso de que no se alcance ese rendimiento garantizado durante las pruebas y/o en la totalidad o parte de ese periodo de tiempo.

En consecuencia, los conflictos más frecuentes en relación con los contratos EPC y el rendimiento de la planta versan sobre si se ha alcanzado o no el rendimiento garantizado, y en qué medida, y sobre la aplicación de las penalidades asociadas (*performance liquidated damages*).

En el capítulo 6 desarrollamos esta cuestión, así como los mecanismos más habituales para minimizar el riesgo de conflictos sobre el rendimiento de la planta en el caso de los contratos O&M. Esos mecanismos serían también aplicables al contrato EPC en caso de que contenga disposiciones sobre rendimiento garantizado.

El rendimiento de la planta puede ser inferior al garantizado por multitud de razones. Por ejemplo, porque el rendimiento garantizado pactado en el contrato no sea realista o porque los paneles (en el caso de plantas fotovoltaicas) o los aerogeneradores (en el caso de plantas eólicas) estén deficientemente orientados (porque no funcionen los dispositivos de orientación) o situados.

También puede suceder que el rendimiento de la planta sea conforme con el garantizado, pero que los dispositivos que intervengan en su medición estén funcionando de forma incorrecta y arrojando el resultado ficticio de que no se está alcanzando el rendimiento garantizado.

Para tratar de evitar disputas a este respecto es importante definir de forma exhaustiva uno o varios métodos de cálculo del rendimiento de la planta y las penalizaciones asociadas.

Además, es habitual que existan disputas a este respecto cuando el vertido de energía por la planta a la red se ve coartado por limitaciones impuestas por el organismo regulador correspondiente. Para tratar de evitarlas, es conveniente distribuir en el contrato el riesgo asociado o prever una fórmula de cálculo.

Por último, el principal debe tener en cuenta si el contrato le obliga a comunicar dentro de un concreto plazo la existencia de un rendimiento inferior al garantizado y las penalidades asociadas como condición para poder cobrarlas.

7.2. DEFECTOS DE CONSTRUCCIÓN DETECTADOS TRAS LA RECEPCIÓN PROVISIONAL DE LA PLANTA

La mayoría de los contratos EPC prevén que el contratista deba reparar los defectos que se detecten tras la recepción provisional de la planta o responder ante el principal por ellos durante un determinado periodo, normalmente denominado *periodo de garantía* (en inglés, *warranty period*), que comienza cuando se alcanza el hito de recepción provisional de la planta.

El periodo de garantía suele coincidir con el periodo de rendimiento garantizado en virtud del EPC (si ese periodo existe en el caso concreto) y tener una duración de dos años. Ello, sin perjuicio de que (i) la garantía se prorrogue para los elementos de la planta que han sido reparados o sustituidos durante el periodo de garantía y (ii) pueda ser superior a este para algunos componentes de la planta (normalmente, para los módulos fotovoltaicos, entre otros).

Es posible que se produzcan conflictos como consecuencia de que el principal detecte durante el periodo de garantía defectos que podría haber detectado con anterioridad a la recepción provisional de la planta y pretenda su subsanación por parte del contratista.

Para evitarlos, es fundamental que la inspección de la planta previa a la recepción provisional (a la que nos hemos referido en el apartado anterior) sea completa y exhaustiva, y que el principal notifique al contratista todos los problemas de funcionamiento de la planta tan pronto como tenga conocimiento de ellos, aunque desconozca su origen.

Esa inspección también debe llevarse a cabo antes del fin del periodo de garantía para poder notificar dentro de este cualquier nuevo defecto.

Las consideraciones expuestas en el apartado sobre defectos de construcción son también de aplicación a los defectos que se detecten tras la recepción provisional de la planta (salvo las relativas al hito de recepción provisional).

7.3. RECEPCIÓN FINAL DE LA PLANTA

El hito de recepción final de la planta suele ser el último en el calendario de construcción que las partes del contrato EPC pactan y marca habitualmente el fin del periodo de garantía. Supone normalmente la expiración o terminación de cualesquiera garantías bancarias o de compañía matriz otorgadas por el contratista en favor del principal.

En consecuencia, es importante que el principal inspeccione la planta antes de otorgar la recepción final, con el fin de poder notificar dentro del periodo de garantía cualquier defecto no notificado al contratista antes de la recepción provisional y comprobar si los notificados han sido subsanados.

El principal también debe asegurarse de que el contratista ha llevado a cabo los trabajos y reparaciones pendientes y de que ha cedido al principal las garantías de los componentes que tengan un periodo de garantía superior al general previsto en el contrato EPC. Esas garantías son normalmente otorgadas por los subcontratistas y proveedores del contratista a este y, por ello, deben ser cedidas al principal. En general, el principal debe verificar, además, que el contratista ha cumplido todas las condiciones para poder considerar completada su labor como contratista del EPC. Es posible que el principal deniegue la recepción final de la planta si no se cumple alguna de las condiciones, y que esa denegación genere un retraso en la consecución del hito de recepción final, que ocasionaría que se devenguen, en su caso, las penalidades aplicables que se hayan pactado para ese supuesto. En este sentido, resulta relevante ajustarse a las especificaciones técnicas del proyecto de ejecución objeto de las autorizaciones administrativas para la construcción y, por tanto, para que las instalaciones cumplan las condiciones necesarias para obtener los permisos, informes e inscripciones detallados más arriba.

Para evitar conflictos al respecto, el contratista debe cumplir rigurosamente las condiciones para la recepción final y tratar de negociar con el principal con suficiente antelación aquellas cuyo cumplimiento considere que no es posible.

8. ALGUNAS FUENTES DE CONFLICTO DURANTE TODA LA VIDA DEL CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN

8.1. EJECUCIÓN DE AVALES

Ante un incumplimiento o alegado incumplimiento del contratista, el principal puede tratar de ejecutar garantías —bancarias o de empresa matriz— otorgadas en favor del contratista como garantía del cumplimiento de sus obligaciones derivadas del contrato EPC. Es frecuente que las mencionadas garantías lo sean a primer requerimiento.

El contratista podrá evitar la ejecución de esas garantías si logra obtener una medida cautelar que la impida, como se menciona en el capítulo 3.

8.2. RETENCIÓN DE CANTIDADES Y TERMINACIÓN CONTRACTUAL

Además, es frecuente que el contrato EPC permita al principal retener parte de las cantidades que deba abonar al contratista si este ha incurrido en penalidades por retrasos o falta de rendimiento de la planta, o si el principal ha llevado a cabo tareas asignadas al contratista en el contrato EPC. En este sentido, es habitual que los contratos EPC otorguen de forma expresa a ambas partes la facultad de poner fin al contrato EPC si alguna de ellas incumple sus obligaciones, incluidas las de pago, o si la situación financiera de la otra parte se ve comprometida.

En consecuencia, en nuestra opinión, el derecho a retener cantidades deberá ejercitarse con cautela para evitar que el contratista resuelva el contrato y ello agrave y añada complejidad al conflicto (y, en el peor de los casos, lo anterior impida la construcción, la reparación de defectos o el buen funcionamiento de la planta).

Por otro lado, para evitar conflictos en relación con el ejercicio de la facultad de resolución contractual, es importante que las causas que permiten la terminación estén bien definidas y que las consecuencias de la terminación estén contractualmente descritas con claridad. Además, deben respetarse los plazos de gracia contractualmente previstos y no resolver hasta que no hayan transcurrido.

8.3. DISPUTAS EN DOBLE PLANO: ENTRE EL CONTRATISTA Y EL PRINCIPAL Y ENTRE EL PRINCIPAL Y SUS SUBCONTRATISTAS O PROVEEDORES

Como ya hemos mencionado, es posible que el contratista deba responder ante el principal por un retraso o defecto de construcción atribuible a un subcontratista o proveedor del contratista. En ese supuesto, es posible que, en virtud de su relación contractual con el subcontratista o proveedor, el contratista pueda dirigir una reclamación contra ellos. Así, puede darse un escenario en el cual el contratista tenga a la vez una disputa frente al principal y otra frente a un subcontratista o proveedor en relación con el mismo defecto o retraso.

En esos casos, es recomendable (siempre y cuando los argumentos esgrimidos por el contratista en ambas disputas sean compatibles) tratar de resolver ambas controversias en un mismo procedimiento arbitral o judicial para evitar resoluciones potencialmente contradictorias. Si ello no fuera posible (por ejemplo, debido a que el contrato EPC y el contrato con el subcontratista o proveedor incluyan cláusulas de resolución de conflictos incompatibles), es recomendable que el contratista trate de negociar una solución que impida el dictado de resoluciones contradictorias. Una forma de lograrlo sería transando al menos una de las dos disputas.

6

Fase de operación

JOSÉ-FÉLIX ZALDÍVAR DE LA RICA, JOSÉ MIGUEL EGEA ADÁN, MANUEL VÉLEZ FRAGA, JESÚS SEDANO, ROBERTO FERNÁNDEZ CASTILLA, JUAN JOSÉ SERRANO ARAQUE, PAOLA HIDALGO HERRERO, HEIDI LÓPEZ CASTRO, ATENEA MARTÍNEZ ÁLVAREZ y ALBERTO DE UNZURRUNZAGA RUBIO

1. GARANTÍAS TRAS LA RECEPCIÓN PROVISIONAL

1.1. LOS DEFECTOS DE EJECUCIÓN Y EN SERIE

Aunque la recepción provisional supone la realización de la práctica totalidad de los trabajos bajo el contrato de construcción (a falta de la *punch list*), este hito no implica en modo alguno la liberación de obligaciones para el contratista. De acuerdo con la práctica habitual del mercado, los contratistas otorgan en el contrato de construcción una garantía entre la recepción provisional y final sobre la calidad de los trabajos realizados —esto es, sobre los equipos, repuestos, materiales, piezas, documentos y demás elementos que integran los trabajos objeto del contrato— para asegurar que se han ejecutado de conformidad con los requisitos contractuales o legales que les resulten aplicables (particularmente aquellos relativos a las características técnicas del equipo y a las normas de seguridad, salud y protección del medioambiente). En virtud de esta garantía, el contratista se obliga a reparar o a sustituir, asumiendo el coste que en su caso corresponda, cualquier elemento defectuoso durante un periodo de tiempo determinado (normalmente, dos años), contado desde la fecha de recepción provisional.

A la hora de negociar esta garantía de los trabajos, el promotor buscará, entre otras cuestiones, la ampliación del periodo de garantía aplicable en caso de reparación o sustitución de un elemento, normalmente por un periodo adicional de un año desde la reparación o sustitución, salvo que el tiempo restante del periodo de garantía inicialmente previsto sea superior a esa ampliación. El contratista, por su parte, querrá limitar esta posible ampliación del periodo de garantía a un plazo máximo para que su responsabilidad finalice en una fecha cierta; por ejemplo, a los cuatro años desde la recepción provisional.

Una vez finalizado el periodo de garantía (o, en ocasiones, antes de la recepción provisional), el contratista cederá al proyecto las garantías otorgadas sobre los equipos y materiales por los subcontratistas, fabricantes y proveedores, siempre que subsistan una vez vencido el periodo de garantía concedido por el contratista en virtud del contrato de construcción.

Aunque esta cuestión no es tan relevante para el promotor en contratos de construcción que siguen una modalidad “llave en mano” (al menos, a nivel teórico), es importante que

el contratista correspondiente negocie de la mejor manera posible los términos de las garantías que le otorgarán sus principales subcontratistas (incluidos los proveedores o fabricantes), de forma que los términos de esas garantías sean sustancialmente similares a los de la garantía otorgada al promotor bajo el contrato de construcción. En la práctica, esta equivalencia (o, como habitualmente se refiere en el sector, este mecanismo *back-to-back*) permitirá al contratista contar con acción frente a sus subcontratistas en caso de tener que realizar actuaciones al amparo de la garantía prestada al promotor. Esta acción le permitirá ejecutar esas actuaciones sin gran menoscabo de sus recursos (por ejemplo, sus recursos financieros si tuviera que realizar una compra para sustituir equipos defectuosos), lo que sin duda redundará en beneficio de los intereses del proyecto (mayor agilidad en la realización de reparaciones o sustituciones, diversificación del riesgo contraparte, etc.).

Por otro lado, junto con la garantía de los trabajos, estos contratos prevén un régimen específico para defectos en serie que va más allá de reparaciones o sustituciones concretas. Como regla general, los defectos de serie se definen como aquellos fallos o imperfecciones que afecten a una proporción significativa de elementos pertenecientes al mismo tipo de equipo, pieza o componente integrados en el proyecto (por ejemplo, al 20 %) o a una proporción significativa de la producción mundial de ese equipo, pieza o componente —y no necesariamente manifestados en el equipo, pieza o componente instalados en el proyecto— (por ejemplo, al 5 %). En caso de que se detecte un defecto de serie, el contratista se comprometerá a realizar un análisis de la raíz del defecto y, asumiendo el coste que en su caso corresponda, a emprender un plan de reparación en el que deberá identificar todas las piezas y equipos afectados por el defecto y proceder a su reemplazo, independientemente de que hayan sufrido o no el fallo en cuestión. La lógica de este régimen especial radica en que, tarde o temprano, terminarán presentándose defectos en la tipología de piezas y equipos afectados por el defecto de serie (puesto que es de fábrica o diseño), por ello se requiere una sustitución o reparación generalizada para solucionar (con carácter correctivo o, en los casos en que aún no se haya manifestado, con carácter preventivo) la raíz del defecto.

Las garantías y compromisos de reparación del contratista están sujetos a excepciones habituales derivadas de circunstancias que se escapan de su esfera de control o que son imputables al propio proyecto, como, por ejemplo, (i) el desgaste y uso normal del proyecto; (ii) supuestos de fuerza mayor; (iii) incumplimientos de los manuales de operación y mantenimiento proporcionados por el contratista; o (iv) reparaciones realizadas directamente por el promotor (o un tercero contratado por él) en incumplimiento de lo previsto por el contrato de construcción, siempre y cuando el contratista no se encuentre en situación de incumplimiento previa a esas circunstancias.

1.2. LAS GARANTÍAS DE RENDIMIENTO

El interés principal del promotor es que, llegado el momento de su recepción, el proyecto cumpla con unos estándares mínimos de rendimiento que le permitan explotarlo de acuer-

do con su legítima expectativa (*fit for purpose*). Por ello, como condición para la recepción provisional (y, en algunos casos, también para la recepción final), se deben realizar una serie de controles que tienen por objeto demostrar que el proyecto cumple con los valores de rendimiento garantizados por el contratista.

Los contratos de construcción suelen establecer un régimen específico sobre los términos y condiciones de estas pruebas (repetición en caso de incumplimiento, *make good*, etc.). Además, establecen las consecuencias de obtener o no los resultados previstos, que pueden ser el abono de una penalidad (*performance liquidated damages*), principalmente dirigida a resarcir el lucro cesante del promotor por la pérdida de rendimiento futuro, o incluso la facultad del promotor para resolver el contrato si las penalidades alcanzan el máximo permitido o el proyecto no cumple con los valores de rendimiento mínimo acordados.

1.3. LA RECEPCIÓN O ACEPTACIÓN DEFINITIVA

Una vez que se hayan realizado todas las tareas correspondientes previstas en la *punch list*, que se haya cumplido con los test de rendimiento final previstos en el contrato y, en ocasiones, que haya transcurrido el periodo de garantía de los trabajos, el promotor y el contratista procederán a la recepción definitiva o aceptación final del proyecto. A partir de ese momento puede considerarse que el contratista queda liberado de sus obligaciones bajo el contrato de construcción (a salvo de las asociadas al periodo de garantía que, en su caso, subsistan); ello sin perjuicio de su responsabilidad decenal (conforme a lo previsto en el artículo 1591 del Código Civil) en caso de ruina del proyecto por vicios de la construcción (principalmente, respecto de la obra civil que fuera necesaria para la ejecución de las obras del proyecto, como, por ejemplo, sus cimentaciones, soportes, vigas, etc.).

2. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

2.1. ALCANCE HABITUAL

Una vez que se han realizado prácticamente todas las obras en virtud del contrato de construcción y que se ha producido la recepción provisional, el proyecto seguirá requiriendo un servicio de mantenimiento que le permita funcionar durante toda la fase de operación. El operador bajo el contrato de operación y mantenimiento (*operation and maintenance agreement* u “O&M”) será el encargado de realizar esas actividades de mantenimiento del proyecto desde tres planos:

- i. preventivo, para asegurar el correcto mantenimiento de todos los elementos, equipos, obras civiles y cualesquiera otras partes del proyecto, de forma que se mantenga un nivel garantizado —o valores mínimos— de disponibilidad;
- ii. correctivo, respecto de cualesquiera averías o defectos que no estén cubiertos bajo la garantía de los trabajos en cualesquiera partes o elementos del proyecto; y

- iii. predictivo, para anticiparse al mantenimiento correctivo, a partir de la información obtenida en tiempo real para detectar defectos antes de que se produzca la avería.

Resulta habitual que el contratista encargado de las obras, o una sociedad de su grupo, coincida con el operador del proyecto, al menos durante el periodo de garantía previsto en el contrato de construcción. Esta cuestión deriva principalmente del interés del contratista en mantener el control sobre la operación y mantenimiento del proyecto en tanto sus obligaciones de garantía están vigentes bajo la construcción. De la misma forma, normalmente será preferible para el promotor que ambas figuras coincidan durante el periodo de garantía para evitar discusiones en caso de disputa entre el contratista y el operador sobre qué parte ha sido responsable de una avería o fallo (por ejemplo, si existieran dudas sobre si la avería o el fallo proviene de un defecto en la ejecución de las obras o de un incumplimiento posterior de los manuales de operación y mantenimiento).

2.2. LAS GARANTÍAS DE DISPONIBILIDAD

Es habitual que se prevean penalizaciones pagaderas al promotor en caso de que el operador incumpla los valores de disponibilidad garantizados, que se definen como un número de horas mínimas en las que el proyecto debe estar en disposición de generar electricidad. No debe confundirse la disponibilidad garantizada con el rendimiento habitualmente garantizado bajo los contratos de construcción, en la medida en que este último se refiere al rendimiento mínimo que debe tener un proyecto en unas condiciones determinadas (por ejemplo, la producción de un proyecto solar fotovoltaico en unas condiciones de radiación e irradiación solar determinadas durante un periodo de tiempo concreto).

En todo caso, la penalización por disponibilidad garantizada queda sujeta a un límite máximo de responsabilidad del operador, que suele coincidir con una proporción del precio anual abonado bajo el contrato. El incumplimiento de disponibilidad que supere el umbral tiene carácter relevante y, por tanto, es común que se le reconozca al promotor la facultad de resolver el contrato anticipadamente por justa causa. Sin embargo, como es lógico, los procedimientos establecidos para el cálculo de la disponibilidad del proyecto excluirán de su cómputo aquellas horas en las que el proyecto se haya visto afectado por eventos no imputables al operador, como supuestos de fuerza mayor, instrucciones del gestor de red o mantenimientos ordinarios previstos en el contrato.

2.3. RELACIÓN CON EL CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN

De nuevo, lo habitual será que el contratista de las obras coincida con el operador del proyecto durante el periodo de garantía del contrato de construcción. En este caso, la duración del contrato de O&M normalmente se extenderá al menos hasta el fin de la duración de la garantía de los trabajos otorgada por el contrato de construcción.

En cualquier caso, el contrato de O&M deberá recoger un régimen específico que trate las tareas del contratista que fueran necesarias en el contexto de la garantía sobre defectos, las responsabilidades de una y otra parte bajo sus contratos en estos casos, así como obligaciones específicas de cooperación y colaboración entre ellas.

En aquellos supuestos en los que intervengan un contratista y un operador distintos, puede producirse la situación de que el incumplimiento de las obligaciones de uno de ellos, en virtud del contrato que corresponda, imposibilite al otro continuar con el cumplimiento de las suyas. Por ejemplo, en caso de incumplimiento por el contratista de alguna de sus obligaciones al amparo de la garantía de defectos, es posible que el operador no pueda seguir garantizando la normal operación y disponibilidad del proyecto en los términos previstos en su contrato, por lo que, en este caso, estaría justificado que el promotor no pudiera exigir responsabilidad al operador. Sin embargo, en aquellos esquemas en los que contratista y operador coincidan en la misma persona durante el periodo de garantía previsto en el contrato de construcción, tal excepción no debería resultar aplicable, pues los servicios de O&M y la garantía de defectos prevista en el contrato de construcción deberían considerarse como parte de un todo (aunque, en sentido estricto, no lo sean) y, por ello, el operador o el contratista no deberían poder justificar un cumplimiento defectuoso de un contrato cuando este se derive de un incumplimiento propio en el otro.

Del mismo modo, en la medida en que las dos partes de ambos contratos coincidan y se produzca un incumplimiento en un contrato, pero no en el otro, el promotor habitualmente podrá (i) compensar los derechos de crédito que se devenguen a su favor contra sus obligaciones de pago bajo cualesquiera de los dos contratos y (ii) resolver ambos contratos (*cross-termination*) si este incumplimiento derivó en la resolución por el promotor de uno de los contratos debido al incumplimiento del operador o del contratista. Como ya se ha indicado, este régimen cruzado es habitual en la práctica, pues los servicios de O&M prestados en estos casos suelen considerarse una extensión del alcance previsto en el contrato de construcción en la medida en que el contratista normalmente estará interesado en mantener el control sobre la operación y el mantenimiento del proyecto en tanto sus obligaciones de garantía están vigentes bajo el contrato de construcción.

3. ASPECTOS REGULATORIOS

3.1. CAMBIOS REGULATORIOS Y SU IMPACTO EN LOS INGRESOS

El sector eléctrico está regido por una normativa extraordinariamente técnica, amplia y en constante cambio, lo que genera incertidumbre y complejidad para los actores implicados. El desafinamiento del sistema de fuentes del Derecho en el contexto de la nueva actividad regulatoria de la Administración, así como la especial sensibilidad del sector eléctrico frente a la globalización y la transición energética, se traducen en un recambio

normativo constante, a través de actos de *hard* y *soft law*, que obliga a los operadores del sector eléctrico, así como al entramado de los negocios que lo sostienen y vertebran, a una adaptación constante a nuevas realidades normativas. Ello provoca cierto grado de incertidumbre jurídica, no solo por los cambios normativos, sino también porque las constantes modificaciones normativas no se asientan lo suficiente en nuestro ordenamiento como para permitir que la jurisprudencia dote de previsibilidad y estabilidad a los conceptos jurídicos. No obstante, en algunas ocasiones, esta situación genera nuevas oportunidades de negocio o impulsa la innovación empresarial.

Esta realidad se ha recrudecido en los últimos años, debido a los graves impactos derivados de la pandemia provocada por la COVID-19 y a la inestabilidad de precios tras el inicio de la guerra de Ucrania, que propició la adopción de diversas medidas, algunas de ellas mediante la técnica legislativa del real decreto-ley (lo que incrementa su efecto sorpresa) para atajar la escalada de precios de la electricidad en el mercado mayorista al contado (mercado diario).

Nos referimos, aun cuando se podrían poner más ejemplos, al Real Decreto-ley 17/2021 (que estableció el mecanismo de minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica, destinado a capturar los llamados *beneficios caídos del cielo* de las tecnologías inframarginales) y al Real Decreto-ley 10/2022 (mediante el que se adoptó el mecanismo de ajuste de los costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, destinado a limitar el precio del gas natural en las ofertas del mercado mayorista por las instalaciones térmicas).

Estas normas afectan especialmente a los productores, porque, al incidir (para moderar) los precios del mercado, se afecta a sus ingresos y, por ende, a la rentabilidad esperada de los proyectos. Lejos de querer entrar en más detalle sobre otros de sus aspectos esenciales, procede señalar que estas circunstancias afectan a las inversiones en el sector eléctrico y, con especial relevancia, a las inversiones en curso. No solo pueden frustrar posibles inversiones, sino que pueden afectar a los modelos económicos de negocios en curso, impactando en los esquemas de financiación vigentes basados en flujos de caja proyectados.

Esta circunstancia obliga a los operadores económicos a establecer previsiones contractuales que atiendan a los cambios regulatorios, en particular, cuando puedan afectar a los ingresos de los proyectos o, en su caso, a situaciones de “ruptura de mercado”. Esas previsiones se adoptan, con frecuencia, en contratos de compraventa (de activos o participaciones/acciones sociales), de financiación y de *power purchase agreements*. Su adecuada regulación —al margen de la normativa supletoria— debe permitir la minoración de los conflictos o la judicialización de las disputas, para lo que debe ser clara y equilibrada.

Un ejemplo paradigmático lo constituyen las situaciones de cambio normativo susceptibles de alterar la relación sinalagmática hasta el punto de que, de haberlo sabido, la parte perjudicada no habría accedido a contratar. Si bien estas circunstancias responderían al concepto de *rebus sic stantibus* o de reequilibrio de la economía del contrato, suponen una regulación contractual, adaptada a estas circunstancias, que permite evitar las incerti-

dumbres de las categorías clásicas de nuestro Derecho civil y mercantil de obligaciones y contratos. Este tipo de cláusulas otorgan mayor certeza y claridad a las partes en cuanto a los supuestos y el alcance de las adaptaciones contractuales que puedan acontecer como consecuencia de estos cambios normativos, fomentando soluciones acordadas. De esta forma, facilitan la evitación de la judicialización de sus relaciones y de las consecuencias de ello en cuanto a la frustración de los negocios subyacentes a las relaciones contractuales.

El esquema habitual en el mercado suele ser el establecimiento de un período de negociación, durante el cual las partes quedan sujetas a obligaciones de buena fe y que, una vez finalizado, suele dar paso a la intervención de un tercero experto e independiente que aporte una solución. Esta puede ser obligatoria o no para las partes y si, agotadas esas vías, no se encuentra una solución, quedan abiertas las acciones judiciales o arbitrales. En la práctica, este esquema suele disciplinar o incentivar a las partes para alcanzar acuerdos, ante la paralización que supondría para el desarrollo de los negocios subyacentes a las relaciones contractuales la necesidad de acudir a un experto independiente o de interponer acciones judiciales o arbitrales.

3.2. CAMBIOS O MODIFICACIONES EN EL PROYECTO TRAS LA PUESTA EN MARCHA

En el caso de que se haya otorgado ya la autorización de explotación definitiva (o AAE) del proyecto, no se establecen supuestos o criterios para determinar si las modificaciones producidas son o no sustanciales, lo que implica la sujeción al régimen general de modificaciones establecido en el artículo 115.1 del RD 1955/2000. Esta circunstancia implica que las modificaciones de las instalaciones que ya hayan obtenido la AAE deberán obtener una autorización administrativa de modificación antes de que se lleven a cabo.

Además, la modificación de las instalaciones o proyectos puede conllevar la necesidad de modificar las autorizaciones o informes ambientales (por ejemplo, la DIA), las licencias municipales u otras autorizaciones específicas que puedan necesitar una concreta instalación para su construcción o puesta en marcha (autorizaciones o concesiones de ocupación de dominio público u otras).

4. REMUNERACIÓN

4.1. MERCHANT

El esquema de remuneración de un proyecto es una cuestión que normalmente se decide mucho antes de su COD (*commercial operations date*). Esto no solo es así para dotar de mayor certidumbre al proyecto sobre el retorno de su inversión, sino también para poder acceder a la financiación de terceros necesaria para cubrir los costes de construcción. Esta necesidad de certidumbre o predictibilidad en los ingresos del proyecto ha dado lugar a

que los proyectos suscriban un PPA (*power purchase agreement*) en la mayor parte de los supuestos (en caso de que el proyecto no pueda beneficiarse de un esquema de remuneración regulada).

No obstante, la suscripción de un PPA no es una imposición regulatoria y nada obsta a que un proyecto decida vender toda o parte de su generación en el mercado mayorista de electricidad a precio *merchant*. Como en todo mercado libre, los precios oscilarán en torno a la oferta y la demanda del sistema en cada momento y, por ello, los proyectos pueden verse afectados por precios muy bajos cuando el recurso renovable sea abundante (*vid.*, por ejemplo, el apuntamiento fotovoltaico en España durante los meses de marzo y abril de 2024)⁴⁸. Por ello, es habitual que en estos casos los proyectos combinen las ventas en el mercado mayorista con el suministro de un volumen base o mínimo de la generación del proyecto bajo un PPA.

En todo caso (también cuando se suscriban PPA, particularmente financieros), el proyecto generalmente suscribirá un contrato de representación en el mercado con un agente o representante especializado para permitir su operativa ante REE y OMIE, pues la operativa ante estos exige contar con unos recursos técnicos y humanos que normalmente no se encuentran a disposición del proyecto, como ya hemos explicado en el capítulo 4.

4.2. REMUNERACIÓN REGULADA

Tradicionalmente, la regulación ha previsto regímenes económicos o esquemas retributivos alternativos al mercado diario o mercados mayoristas solamente aplicables a instalaciones renovables (o, en su caso, Renovables, Cogeneración y Residuos o “RECORE”). En España estos esquemas reciben, comúnmente, la denominación de *remuneración regulada*.

Estos regímenes nacionales, en función de su configuración, pueden entrar dentro de la categoría de “sistema de apoyo” definido en el artículo 2 de la Directiva 2018/2001⁴⁹, cuando se trate de “*cualquier instrumento, sistema o mecanismo aplicado por un Estado miembro o un grupo de Estados miembros, que promueve el uso de energía procedente de*

⁴⁸ El apuntamiento fotovoltaico se refiere a la relación o comparación del precio medio del mercado mayorista de electricidad con el precio medio del mercado mayorista cuando existe radiación solar; todo ello durante un periodo de tiempo concreto. Por ejemplo, en caso de calcularse el apuntamiento fotovoltaico para un día concreto, se utilizaría, por un lado, el precio medio del mercado mayorista para todas las horas del día y, por otro, el precio medio del mercado mayorista solo para las horas en que existe radiación solar (desde las 07.00 hasta las 19.00 horas, por ejemplo). Las circunstancias del sector eléctrico español (e. g., demanda de electricidad inferior en horas de radiación solar, intermitencia del recurso solar y poca capacidad de almacenamiento, etc.) han provocado que el apuntamiento fotovoltaico registrado de manera reciente sea bajo (i. e., el precio medio que recibe un promotor de un proyecto solar fotovoltaico es inferior al precio medio del mercado mayorista) en términos generales.

⁴⁹ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (“Directiva 2018/2001”).

fuentes renovables mediante la reducción del coste de esta energía, aumentando su precio de venta o incrementando, mediante una obligación de utilizar energías renovables u otras medidas, el volumen de energía renovable adquirida, incluyendo, sin limitarse a estos, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos, los sistemas de apoyo a la obligación de utilizar energías renovables incluidos los que emplean los certificados verdes, y los sistemas de apoyo directo a los precios, incluidas las tarifas reguladas y las primas determinadas según escalas variables o fijas".

En España, actualmente, conviven dos regímenes de remuneración regulada, alternativos y diferentes entre sí, en el marco del régimen previsto en el artículo 14 de la Ley 24/2013 (*retribución de actividades*) en el contexto del régimen de "sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico" (Título III de la Ley 24/2013). No todas las instalaciones renovables tienen derecho, por defecto, a alguno de estos regímenes, sino solo aquellas a las que les haya sido otorgada remuneración regulada conforme a la normativa de cada esquema retributivo.

Por un lado, el régimen retributivo específico, regulado, fundamentalmente, en el artículo 14 de la Ley 24/2013 y el RD 413/2014⁵⁰ (además de las órdenes ministeriales sobre los parámetros retributivos aplicables temporalmente). En términos generales, podrán acogerse al régimen retributivo específico las instalaciones incluidas en las categorías previstas en el artículo 2 del RD 413/2014, previa adjudicación mediante procedimiento competitivo, siendo también aplicable a las antiguas instalaciones de régimen especial. Este régimen sustituye al antiguo esquema de remuneración regulada que era aplicable a las denominadas *instalaciones de producción en régimen especial*, al amparo de la Ley 54/1997 y el RD 661/2007. Con anterioridad a la Ley 24/2013, la Ley 54/1997 distinguía en la actividad de producción entre régimen ordinario y régimen especial, siendo las instalaciones renovables las que se podían acoger al régimen especial. Estas instalaciones tenían derecho a un régimen retributivo especial regulado, fundamentalmente, en el RD 661/2007 y en otros decretos anteriores. Las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico, además del precio de mercado, tienen derecho a percibir una remuneración adicional mediante dos términos retributivos (denominados *retribución a la operación* o "Ro" y *retribución a la inversión* o "Rinv"), durante la vida útil regulatoria de cada instalación. Esos parámetros se calculan por la Administración para cada período y semiperíodo regulatorio, de 6 y 3 años respectivamente, conforme a las reglas establecidas en el RD 413/2014. Para ello, la Administración calcula una serie de parámetros retributivos basándose en instalaciones tipo, partiendo del concepto de instalación eficiente y bien gestionada.

Por otro lado, el régimen económico de las energías renovables o REER. Este régimen resulta aplicable a aquellas instalaciones renovables que hayan sido adjudicatarias de REER conforme a las subastas reguladas en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de pro-

⁵⁰ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ("RD 413/2014").

ducción de energía eléctrica (“RD 960/2020”). El REER supone el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía producida por cada instalación, que se neteará, mediante un esquema por diferencias, con el precio de mercado. El producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

4.3. PPA

4.3.1. Introducción. Fomento de la contratación bilateral

El mercado español de la electricidad ha visto multiplicarse los contratos denominados PPA en los últimos años. Estos contratos, de tracto sucesivo y con frecuencia a largo plazo (si bien no existe impedimento para celebrar PPA por periodos cortos) se suscriben por el promotor como parte vendedora (que también puede ser un comercializador) y por otra parte compradora (que puede ser un comercializador o un consumidor), también llamada *oftaker*.

Por el lado del promotor y del financiador (cuyos intereses estarán normalmente alineados), los PPA otorgan el necesario grado de certeza sobre los ingresos futuros del proyecto. Por ello, el PPA es un elemento valorado positivamente por financiadores, que solo en contadas ocasiones (y, dado el mayor riesgo e incertidumbre, generalmente en peores condiciones) aceptan financiar proyectos *fully merchant*. Por el lado del *oftaker*, los PPA ofrecen a su vez certidumbre respecto del precio de la electricidad a largo plazo y, por tanto, ayudan a una mejor planificación de costes, algo especialmente relevante para empresas electrointensivas y para comercializadores que tienen comprometida la venta de electricidad a precios determinados con sus clientes.

También se han adoptado diversas medidas regulatorias para favorecer la suscripción de PPA en los últimos años. Ejemplo de ello es la reforma del mercado eléctrico europeo aprobada recientemente, cuyas medidas incluyen el fomento de PPA y la eliminación de los obstáculos jurídicos injustificados para su suscripción y funcionamiento. Otro ejemplo son las garantías y seguros de crédito gestionados por CESCE y financiados con cargo al Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas al amparo del Real Decreto-ley 24/2020, en virtud de los cuales los consumidores que ostenten la condición de electrointensivos pueden acceder a estas garantías “públicas” para garantizar sus obligaciones en un PPA. Esas garantías y seguros de crédito, sin embargo, apenas se han utilizado en la práctica. Aunque se debaten medidas como la creación de mercados a plazo con mayor liquidez o la subasta nacional de potencia renovable en forma de contratos por diferencias (*two-way CfDs*), existe cierto consenso en que el mecanismo más rápido y efectivo para la optimización del mercado es la celebración de PPA.

Ante todo, el PPA es un contrato atípico, para el que rige la libertad contractual del artículo 1255 del Código Civil. La European Federation of Energy Traders (“EFET”) tiene publicado un modelo de contrato de PPA físico y transfronterizo, pero, en nuestra experiencia, su uso

es por ahora poco frecuente, aunque sirve de guía para PPA físicos. Para PPA financieros, se usa sobre todo el contrato ISDA⁵¹. A su vez, al estar el negocio jurídico inserto en un mercado sujeto a regulación de distinta tipología, es preciso observar la normativa aplicable en su redacción para el debido reparto de responsabilidades entre las partes (como, por ejemplo, el cumplimiento de las obligaciones derivadas de REMIT para PPA físicos y EMIR para PPA financieros).

4.3.2. Tipos: físicos y financieros

Los PPA pueden seguir dos formas: física bilateral o financiera.

Los PPA físicos son aquellos que conllevan una entrega física de la electricidad, bien a través de una línea que conecta directamente al generador y al consumidor (PPA *on-site*), o bien mediante la red de transporte o de distribución (PPA *off-site*).

Los PPA financieros son aquellos que funcionan como contratos por diferencias en los que ambas partes compran y venden su electricidad independientemente en el mercado mayorista —o por referencia a los precios del mercado mayorista— y después liquidan la diferencia entre el precio del PPA —que normalmente es fijo— y un valor de referencia —normalmente el precio del mercado mayorista fijado por OMIE— por un volumen concreto. Este volumen de electricidad puede ir referido a la producción de uno o varios proyectos, al perfil de consumo del cliente, o ser un perfil sintético que no dependa de la producción real. Se trata, en términos generales, de un acuerdo financiero que las partes suscriben para dar cobertura a su exposición al precio del mercado mayorista de la electricidad. En la práctica, el efecto económico de estos PPA financieros para ambas partes será equivalente al de los PPA físicos (*i. e.*, pago de un precio determinado por MWh), pues:

- i. si el valor de referencia pactado —que, como indicábamos, coincidirá normalmente con el precio del mercado mayorista fijado por OMIE— fuera superior al precio del PPA, el promotor deberá abonar esa diferencia al consumidor o comercializador —diferencia que el promotor habrá recibido del mercado mayorista tras la venta de electricidad—; y, a la inversa,
- ii. si ese valor de referencia fuera inferior al precio del PPA, el consumidor o comercializador deberá abonar esa diferencia al promotor —diferencia que el consumidor o comercializador habrá dejado de pagar al mercado mayorista tras la adquisición de electricidad—.

⁵¹ El contrato ISDA es el modelo de contrato marco de operaciones financieras, aprobado por la Asociación Internacional de Coberturas y Derivados (International Swaps and Derivatives Association), ampliamente utilizado en la práctica internacional para la suscripción de instrumentos financieros derivados entre operadores.

El promotor deberá valorar qué alternativa se ajusta mejor a sus necesidades, pues, aunque el efecto económico sea sustancialmente idéntico, las implicaciones prácticas de uno u otro modelo son bien distintas.

Por ejemplo, en el caso de PPA físicos *off-site*, el contrato deberá regular la operativa correspondiente en cuanto a nominaciones de volumen a entregar bajo el PPA y otras interlocuciones con REE (como operador del sistema) para que la entrega física de electricidad tenga lugar conforme a lo establecido en la normativa del sector eléctrico. En términos generales, estas nominaciones consisten en comunicaciones que las partes realizan (por sí mismas o a través de representante) al operador del sistema sobre el volumen a entregar bajo el PPA físico correspondiente en un periodo concreto, con la finalidad de que el operador del sistema tenga en cuenta estas entregas para el correcto balance del sistema eléctrico. Estas nominaciones podrían dar lugar a desvíos —esto es, diferencias entre la electricidad nominada frente al operador del sistema y la finalmente entregada en la red de transporte o distribución por el promotor— que generen sobrecostes al sistema eléctrico y que normalmente deberán ser soportados por el promotor, pues será quien determine el volumen a nominar bajo el PPA físico sobre la base de su estimación de producción eléctrica para el periodo cubierto por la nominación. En cambio, esta cuestión no se aplicará en PPA financieros, pues estos no implican transacción física alguna sobre la electricidad producida por el proyecto correspondiente.

Por lo general, los PPA financieros ofrecen más flexibilidad a las partes, pues sus operaciones no trascienden al plano físico (por ello también son conocidos como PPA “virtuales”). Ejemplo de ello son las dificultades que diversos operadores están afrontando para concluir PPA físicos entre generadores y consumidores, donde la operativa del sistema español exige interponer un comercializador (*sleeved PPA*) para poder concluir las transacciones físicas previstas en el PPA, en la medida en que los consumidores no pueden adquirir directamente la electricidad producida por un proyecto (a menos que estos sean consumidores directos en el mercado, circunstancia bastante poco frecuente en la práctica).

Estos PPA financieros también resultan una alternativa válida en aquellos casos en los que el productor y el consumidor en mercado o el comercializador no se encuentran localizados en el mismo sistema eléctrico y el promotor puede exportar las garantías de origen asociadas al volumen cubierto por el PPA financiero a la jurisdicción del consumidor o del comercializador (por ejemplo, a otro Estado miembro de la UE). En estos casos no sería posible concluir un PPA físico, pues la entrega física de electricidad no puede llevarse a efecto salvo que los sistemas eléctricos se encuentren físicamente conectados y se obtengan las autorizaciones correspondientes para habilitar los intercambios intracomunitarios o internacionales previstos en el PPA físico (tal y como recoge el artículo 11.5 de la Ley del Sector Eléctrico).

Por último, los PPA financieros pueden conllevar una serie de implicaciones contables y fiscales que todo promotor debe analizar antes de su suscripción, especialmente cuando tal PPA financiero pueda considerarse un derivado “especulativo” —no una operación de

“cobertura” contable— y su liquidación a “valor razonable” pueda tener un impacto en su cuenta de pérdidas y ganancias y en el impuesto sobre sociedades aplicable. En un principio (si bien sujeto al cumplimiento de otros requisitos fijados por la normativa contable y fiscal), todo PPA financiero debería considerarse una operación de “cobertura” contable, en la medida en que esté dirigido a cubrir las potenciales oscilaciones del precio del mercado mayorista a percibir por el promotor (esto es, que se haya suscrito para cubrir un riesgo específico en su cuenta de pérdidas y ganancias), en cuyo caso el impacto contable y fiscal para el promotor, en la práctica, será sustancialmente idéntico al de un PPA físico.

4.3.3. Estructura: *baseload* y *pay-as-produced*

Con independencia del modelo PPA escogido, las partes deberán concretar qué estructura seguirán para fijar el volumen cubierto por el contrato.

Una opción a valorar será la estructura *baseload*, en virtud de la cual el generador suministrará un volumen fijo de electricidad al *offtaker* durante un periodo de tiempo concreto. Este volumen fijo de electricidad puede ser distribuido uniformemente a lo largo de todas las horas del año o ser distinto para cada hora en función del perfil de producción del proyecto. Otra alternativa a considerar será la estructura *pay-as-produced*, por medio de la cual el generador se compromete a suministrar una parte (habitualmente referida a un porcentaje sobre el total) o la totalidad de la energía generada por el proyecto en cada momento.

El esquema *baseload* es bastante habitual, si bien conlleva un mayor riesgo para el productor, en tanto existe un compromiso previo de suministrar un volumen de energía concreto. El riesgo estriba en que el proyecto no sea capaz en un futuro de generar ese volumen, si bien este riesgo suele mitigarse adaptando ese volumen al perfil de generación del proyecto o fijándolo sobre la base de estimaciones conservadoras (como, por ejemplo, una estimación P90). Incluso cabría la posibilidad de que varios proyectos queden vinculados a suministrar este volumen fijo, de forma que el generador se vea beneficiado por el “efecto portfolio” en caso de que uno de los proyectos falle.

En el caso del esquema *pay-as-produced*, el *offtaker* es quien asume el riesgo de que el proyecto no cumpla con la generación estimada al momento de firmar el PPA. No obstante, algunos PPA *pay-as-produced* prevén protecciones específicas a favor del *offtaker*, como, por ejemplo, la obligación de entregar un volumen mínimo de energía o penalizaciones a abonar por el generador si la planta no está operativa un mínimo de horas durante un periodo determinado.

4.3.4. Garantías y *termination amount*

Como se ha dicho, el PPA es el elemento central en torno al cual gira el esquema de remuneración de un proyecto cuando el proyecto opta por esta vía.

Esta relevancia exige que ambas partes entreguen garantías suficientes (en forma de avales o seguros de crédito) para cubrir sus obligaciones principales bajo el contrato. Con carácter general, la principal obligación a garantizar bajo estos avales o seguros será el eventual pago de indemnización por resolución (*termination amount*) en caso de resolución del PPA. Por ello, las partes deben configurar el importe mínimo garantizado bajo estos avales o seguros por referencia al eventual importe de *termination amount*, que sería pagadero en cada momento del contrato. Esta circunstancia permite que, en muchos casos, las partes acuerden la reducción del importe garantizado cuando el contrato ha cumplido cierta antigüedad.

El *termination amount* normalmente suele coincidir con el coste de reemplazo del PPA en el mercado, teniendo en cuenta el precio acordado y el volumen de energía y plazo pendientes. Este método (muy similar al seguido con la metodología *close-out amount* propia del modelo ISDA o el EFET) consiste en el cálculo del importe (neto de costes) de pérdidas o ganancias en que incurriría la parte cumplidora del PPA para obtener una operación equivalente a la resuelta. Este cálculo tiene en cuenta, por lo general, la información publicada por terceros independientes (como las curvas de precios futuros disponibles en OMIP, MEFF, etc.) y las cotizaciones de ofertas de terceros para operaciones que reemplacen a la que se resuelve (más precisas, puesto que también consideran la solvencia de la contraparte).

También es habitual que, con independencia del resultado obtenido en el procedimiento anterior, las partes acuerden un *termination amount* mínimo para desincentivar que una de ellas provoque la resolución cuando, por ejemplo, existan mejores ofertas en el mercado y la liquidación del *termination amount* que resultaría en caso de resolución no sea significativa.

En todo caso, los términos de la garantía (plazo, importe, carácter líquido, etc.) son tan importantes como la solvencia de su emisor. Por ello, los PPA suelen concretar los criterios mínimos de solvencia que deben cumplir sus emisores (por ejemplo, por referencia a calificaciones crediticias emitidas por agencias de reconocido prestigio u otras variables financieras).

4.3.5. Eventos extraordinarios: cambios de ley y fuerza mayor

Como elemento estructural de la remuneración de un proyecto, todo PPA debe ser estable y permanecer inalterable durante el plazo correspondiente. A este respecto, una de las cuestiones que más debate suele generar en su negociación es el tratamiento de eventos extraordinarios, como los cambios de ley o los supuestos de fuerza mayor.

Por cambios de ley suelen entenderse aquellas modificaciones en la legislación aplicable a las partes y al proyecto que, siendo posteriores a la firma del PPA, generan un desequilibrio tal en las obligaciones de las partes bajo el PPA que su cumplimiento por una de ellas resulta extremadamente gravoso, *i. e.*, el supuesto tradicionalmente identificado en nuestro Derecho privado con el aforismo *rebus sic stantibus*. Lo habitual será que estos

cambios solo permitan reabrir las condiciones pactadas en el PPA cuando afecten o distorsionen de manera significativa la estructura de costes o tributos prevista por la parte correspondiente al momento de suscribir el PPA. Este régimen normalmente permitirá que una de las partes exija la modificación del PPA para reequilibrar sus términos a las nuevas circunstancias, decisión que (en defecto de acuerdo por las partes) quedará normalmente sujeta a la decisión de los tribunales o de un experto (o, incluso, facultará a la parte afectada para resolver el PPA).

En el caso de fuerza mayor, este régimen adquirirá mayor relevancia cuando se trate de PPA físicos, pues la obligación principal del productor es la de entregar electricidad, obligación que se podría ver afectada directamente por eventos ajenos a la voluntad del proyecto. La principal consecuencia de este régimen es que la parte incumplidora se vea excusada de ese incumplimiento en la medida en que se deba a un evento que no pudo prever o evitar (siguiendo la línea marcada por el Código Civil en su artículo 1105). Ello no excluye su aplicación en PPA financieros, pues también pueden incluir transacciones fuera del ámbito financiero o virtual (por ejemplo, si el proyecto está obligado a entregar tantas garantías de origen como volumen sea liquidado bajo el PPA o si las partes acuerdan suspender las liquidaciones financieras cuando el proyecto se vea impedido para producir electricidad debido a un supuesto de fuerza mayor en la medida en que el promotor no podrá vender electricidad, y, por ende, esa cobertura financiera pierda su finalidad principal).

4.3.6. Garantías de origen

La fuente principal de ingresos de cualquier proyecto será la venta de la energía generada, ello con independencia de la vía escogida (*merchant*, PPA o régimen regulado). Sin embargo, los proyectos renovables tienen derecho a recibir garantías de origen renovable (emitidas por la CNMC) por un volumen equivalente a la electricidad generada por su proyecto. Estas garantías de origen pueden ser objeto de transacciones (transferencia, exportación a países equivalentes, etc.) en favor de terceros interesados (comercializadores, consumidores, etc.), por lo que pueden generar ingresos adicionales para el proyecto, si bien los precios actuales de estas garantías siguen siendo bajos. Por su parte, los compradores de los PPA, sobre todo si son grupos industriales, tienen gran interés en adquirir garantías de origen para poder así atestiguar sus esfuerzos en materia de descarbonización.

Las garantías de origen son certificados electrónicos que acreditan que un número determinado de MWh producidos en un periodo concreto han sido generados a partir de fuentes de energía renovables. La CNMC gestiona el sistema de garantías de origen conforme a lo previsto en la Orden ITC/1522/2007 y su Circular 1/2018. Estos certificados tienen un valor económico en sí mismos, ya que constituyen la única herramienta para acreditar de forma oficial el origen renovable de un volumen de electricidad determinado. En todo caso, los proyectos deberán tener en cuenta las normas sobre separación contable aplica-

bles a los ingresos derivados de la venta de garantías de origen. En particular, la obligación de los proyectos de destinar estos ingresos a las finalidades indicadas en el artículo 7 de la Orden ITC/1522/2007 (*i. e.*, nuevos desarrollos de proyectos renovables que, con el sistema de retribución vigente, no resulten rentables o actividades I+D cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global).

De acuerdo con la información estadística publicada por la CNMC en mayo de 2024⁵², el número de garantías de origen renovable expedidas en España durante el año 2023 aumentó un 15,5 % respecto del año 2022 (esto es, se expidieron garantías de origen asociadas a un volumen de electricidad renovable equivalente a 134 TWh).

5. LA COMPRAVENTA DE PROYECTOS *BROWNFIELD*

5.1. INTRODUCCIÓN

En contraposición a los proyectos *greenfield* (*vid.* capítulo 4), los proyectos *brownfield* son activos que generan ingresos mediante la venta de energía y no se encuentran expuestos a las vicisitudes y riesgos que comportan el desarrollo y construcción de proyectos renovables. En la adquisición de proyectos *brownfield*, el concepto de COD (*vid.* capítulo 5) se utiliza por el comprador como punto de referencia para verificar que el proyecto se encuentra en situación óptima para la inyección de energía en el sistema (tanto desde un punto de vista regulatorio como contractual).

A lo largo de este capítulo hemos considerado únicamente operaciones de compraventa sobre proyectos que han alcanzado COD. Lo anterior no obsta para que existan distintas estructuras en el mercado. Ejemplo de lo anterior podrían ser las operaciones cuyo cierre queda condicionado a que el proyecto alcance COD. En estos casos, el vendedor correrá con el riesgo de desarrollo y de construcción (principalmente, el riesgo de que el proyecto devenga fallido o existan desvíos en los costes y plazos considerados al momento de firmar la compraventa). Sin embargo, esta estructura resulta poco habitual, pues los intereses del vendedor en alcanzar COD pueden no verse alineados con los del comprador si, tras la firma, el proyecto sufre sobrecostes o retrasos que no hagan atractivo el precio acordado.

⁵² COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA: “Acuerdo por el que se ordena la publicación de la información estadística del Sistema de Garantías de Origen relativa a la energía producida en el año 2023” [en línea], 9 de mayo de 2024, <<https://gdo.cnmc.es/CNMC/abrirVentanaGeneral.do?fichero=Informacion%20Estadistica%20resultados%20Sistema%20Garantias%20Origen%202023.pdf&directorio=estadisticas>> [consulta: 4 de marzo de 2026].

5.2. CUESTIONES DE INTERÉS

5.2.1. Pagos contingentes o *earn-out*

La inclusión de pagos contingentes (*earn-out*) es un mecanismo cada vez más frecuente. Estos pagos contingentes quedan sujetos al acaecimiento de un hecho en un plazo concreto. Este hecho normalmente conllevará un aumento de valor del proyecto (*e. g.*, la hibridación del proyecto) o la consecución de una expectativa considerada en el contexto de la compraventa (*e. g.*, la ampliación de la vida útil del proyecto). Este beneficio o incremento de valor posterior al cierre justificará el abono al vendedor de un importe adicional al precio base.

Sin embargo, este mecanismo de pago contingente debe utilizarse con extrema cautela y preferiblemente solo en situaciones en las que la potencial mejora sea claramente atribuible a una acción del vendedor previa al cierre. De esta forma, podrán evitarse disputas cuando la consecución de la mejora en cuestión (i) sea —en todo o parte— atribuible al comprador de manera posterior al cierre o (ii) conlleve un desembolso o dedicación de recursos por el comprador no previsto inicialmente.

5.2.2. Autorizaciones necesarias en el contexto de la operación

Si bien la adquisición de proyectos *brownfield* no suele quedar sujeta al cumplimiento de hitos (como el COD), ello no implica que todas estas adquisiciones puedan firmarse y cerrarse simultáneamente. Las partes deberán considerar la eventual aplicación de autorizaciones o notificaciones exigibles conforme a la normativa del sector eléctrico o de control de inversiones extranjeras o concentraciones. Asimismo, también deberán considerarse restricciones contractuales que puedan limitar o impedir la adquisición del proyecto (como, por ejemplo, cláusulas que impidan el cambio de accionista o socio de control en la sociedad propietaria del proyecto), en cuyo caso podría ser necesario el consentimiento de las contrapartes afectadas si las partes desean mantener los contratos con estas.

La existencia de los condicionantes anteriores requerirá que el cierre quede pospuesto hasta su conclusión satisfactoria. Además, se deberá recoger un régimen particular en la compraventa que trate (i) las restricciones aplicables durante el periodo interino (por ejemplo, la suscripción, modificación o resolución de contratos, contratación de nuevos empleados, etc., con la excepción de aquellas propias de la operación ordinaria del proyecto) y (ii) las obligaciones de las partes para la obtención de las autorizaciones necesarias (por ejemplo, qué parte impulsa el proceso, *hell or high water*, etc.).

5.2.3. Determinación del precio: *locked-box* vs. ajustes al precio

Cuando la firma y el cierre de una operación no son simultáneos, la determinación del precio por referencia a la potencia del proyecto (*e. g.*, un importe por cada MW en operación)

no siempre es idónea. Por ello, algunas operaciones exigen que las partes concreten cuándo se transfiere el riesgo económico del proyecto y los mecanismos para tratar desvíos en ciertos parámetros considerados en el precio inicial.

El mecanismo *locked-box* será más habitual en proyectos *brownfield*, en los que la situación es más estable (en costes e ingresos) y las partes pueden acordar un precio cerrado sobre los estados financieros de referencia. El riesgo económico (y habitualmente también los ingresos del proyecto) se transferirá al comprador en la fecha de firma. Si bien este mecanismo simplificará la determinación del precio, la identificación de salidas de caja no permitidas (*leakages*) puede resultar compleja para el comprador cuando el periodo que media entre la firma y el cierre es prolongado.

En el caso de proyectos *greenfield*, los mecanismos de ajuste al precio sobre parámetros concretos (*e. g.*, deuda, fondo de maniobra —*working capital*— o caja) son más frecuentes. El riesgo económico del proyecto se transferirá al comprador en la fecha de cierre y el contrato de compraventa recogerá las normas de procedimiento y cálculo de los ajustes (a realizar sobre los estados financieros que elabore el comprador tras el cierre). Teniendo en cuenta el carácter incipiente de un proyecto *greenfield*, este mecanismo aportará mayor flexibilidad a las partes para ajustar el precio en caso de cambios en la situación financiera del proyecto entre la firma y el cierre. Por ejemplo, en caso de que la sociedad abone IVA durante este periodo (*e. g.*, en las facturas pagadas en torno a las obras), lo habitual será que ese importe corresponda al vendedor (mediante ajuste al alza en el precio) si la devolución de ese IVA tiene lugar tras el cierre y no fue considerada inicialmente en el precio.

6. TIPOS DE DISPUTAS

En fase de operación de proyectos de energías renovables, pueden darse (i) conflictos relacionados con el contrato de construcción de la planta (en relación con las obligaciones subsistentes en este tras la entrada en operación) y (ii) conflictos relacionados con el contrato de operación y mantenimiento del proyecto. Por sistemática, tratamos la primera de esas clases de disputas en el capítulo 5, y nos centraremos en este apartado en los conflictos relacionados con el contrato de operación y mantenimiento (“O&M”).

La tipología de disputas que puede surgir en fase de O&M de proyectos de energías renovables varía en función de la sofisticación del contrato de O&M, que, a su vez, depende en gran medida de la complejidad y los riesgos asociados a esta fase del proyecto, atendiendo al proyecto concreto de que se trate. No se puede comparar la operación y mantenimiento de proyectos de eólica marina y la de proyectos fotovoltaicos, por solo mencionar dos tipos de proyectos de energía renovable.

Debido a su amplio objeto, a la diversidad del proyecto energético subyacente, a sus particularidades técnicas y a su largo periodo de ejecución, los riesgos y disputas que pueden

surgir en fase de O&M son infinitos y, en muchos casos, impredecibles (¿quién podría haber previsto la destrucción de una planta de energía fotovoltaica ubicada en la isla de La Palma por la erupción del volcán en el año 2021?). No obstante, se puede identificar cierta tipología de disputas recurrentes en esta fase de O&M en proyectos de energías renovables: (i) las disputas relativas al interfaz entre la fase de construcción y la fase de O&M; (ii) las disputas relativas al rendimiento del proyecto; y (iii) las disputas relativas a la ejecución de garantías.

Aunque algunas de estas disputas siguen teniendo un trasfondo eminentemente técnico, es menos común en esta fase de operación y mantenimiento encontrarnos con cláusulas escalonadas de resolución de disputas que prevean acudir a una determinación de experto o un *dispute adjudication board*. La negociación (y en ocasiones la mediación) predomina como escalón previo antes de acudir al arbitraje o a la jurisdicción.

A continuación analizamos brevemente las tipologías de disputas más comunes, con especial referencia a sus particularidades a nivel contencioso y precontencioso.

6.1. DISPUTAS RELATIVAS AL INTERFAZ ENTRE LA FASE DE CONSTRUCCIÓN Y LA FASE DE O&M

Con cierta regularidad surgen disputas en fase de O&M por la dificultad que se puede producir en identificar si la causa de un defecto o un problema técnico en el proyecto se debe a un fallo de la fase constructiva —y, por ende, responsabilidad del Contratista/principal— o a un fallo en la O&M de la planta —y, por ende, responsabilidad del operador—. Esta tipología de disputas se puede subdividir a su vez en dos: cuando el contratista y el operador son la misma entidad o forman parte del mismo grupo empresarial y cuando no.

Bajo el primer esquema, las partes suelen negociar y firmar ambos contratos de manera simultánea, si bien la entrada en vigor del contrato de O&M se produce con la finalización de la construcción y la recepción provisional de la obra.

A primera vista, esta situación parece resolver el problema: si el contratista, tras finalizar la obra, se convierte en el operador de la planta, entonces tendrá que asumir la responsabilidad de los defectos que aparezcan en ella, independientemente de las causas que provocan el defecto, salvo, claro está, que el operador/contratista pueda demostrar que el defecto se ha producido como consecuencia de una actuación negligente del principal o por alguna causa ajena a las partes.

No obstante, bajo este escenario, existen determinadas situaciones que pueden complicar o agravar esta tipología de disputas:

- i. Primero, la falta de coherencia entre los remedios materiales disponibles en los contratos de construcción y los contratos de O&M frente al incumplimiento. Si estos remedios (por ejemplo, el importe de cláusulas penales por incumplimiento) no estuviesen

alineados, el operador o el contratista podrían tener incentivos en situar un incumplimiento en uno u otro de los contratos en función de los intereses del grupo.

- ii. Segundo, la falta de coherencia entre los remedios procesales frente al incumplimiento y la falta de mecanismos que permitan resolver de forma efectiva este tipo de situaciones. A título de ejemplo, el operador podría basarse en las acciones del contratista (aun cuando sea de su mismo grupo empresarial) como defensa ante una reclamación del principal por retraso o incumplimiento de sus obligaciones bajo el contrato O&M, lo que obligaría al principal a iniciar dos procedimientos (uno frente al contratista y otro frente al operador), sin asegurarse decisiones coherentes y consistentes entre sí.

Para evitar este tipo de agravamiento de las disputas, no es inusual encontrar en los contratos O&M las denominadas *cláusulas de no relief and horizontal defense provisions*, por medio de las cuales el operador accede a no utilizar las acciones o incumplimientos del contratista como excusa o defensa frente a las posibles reclamaciones del promotor. También es buena práctica diseñar mecanismos de resolución de conflictos que permitan resolver de forma conjunta este tipo de disputas.

La situación cambia bajo el segundo esquema, cuando nos encontramos en la situación en la que el operador es una empresa distinta e independiente del contratista. En este caso existe un amplio abanico de disputas potenciales, en función del momento temporal en el que nos encontremos.

Así, al inicio de la relación contractual, las disputas más comunes se dan en relación con las interfaces de las labores de construcción (particularmente en su fase final y en la entrega y aceptación de la obra) y las labores de O&M. Por ejemplo, puede ocurrir que varios defectos constructivos obliguen al operador a prestar servicios que caen fuera del ámbito de servicios pactado con el principal, lo cual provocará una reclamación del operador para que se incremente la remuneración bajo el contrato O&M.

Esta situación se vuelve más compleja cuando surge un conflicto entre el contratista y el principal (*vid.* capítulo 5) y este último opta por resolver el contrato EPC y el (aún futuro) contrato de O&M que había suscrito con el primero (o con una empresa de su mismo grupo). En este tipo de casos, el nuevo operador se enfrenta a una situación compleja y potencialmente litigiosa, por cuanto tendrá que operar y mantener una planta en cuya construcción no ha participado y sin poder contar con la colaboración del contratista, al estar enfrentado con el propietario y no formar parte de su mismo grupo empresarial.

Existen varios mecanismos que pueden permitir a las partes prevenir disputas en relación con el solapamiento de responsabilidades entre el contratista y el operador.

Un primer mecanismo consiste en que el propietario traiga al operador como asesor en las etapas finales de la construcción y antes de que se haya producido la recepción provisional de la obra. En este escenario, el operador puede asesorar al propietario en su relación con el contratista. De esta manera, el operador y el principal pueden acordar los términos en

los cuales el principal emitirá el certificado de aceptación de la obra, identificando posibles contingencias y acordando la distribución de los riesgos derivados de las contingencias identificadas.

Por otra parte, al actuar como asesor del propietario y tener un conocimiento completo del estado de la construcción, el operador podrá ofrecer al principal una estimación mucho más precisa de las necesidades de O&M (número de empleados necesario para llevar a cabo la operación y mantenimiento de la planta, programa de trabajos a ejecutar, cuestiones organizativas y administrativas, etc.). Estas cuestiones se podrán plasmar en el contrato de O&M, disminuyendo los riesgos para ambas partes. En este caso, las partes suelen pactar un sistema de responsabilidad objetiva por cualquier daño que se produzca, y permitiendo una resolución más rápida de cualquier disputa.

Un segundo mecanismo consiste en que el operador (que no ha participado en la fase final de la construcción) realice una *due diligence* del estado de la construcción.

Esta *due diligence* servirá como base para realizar las actividades de *hand over procedures* que regularán la transferencia de responsabilidad del contratista al operador. En este punto, es esencial que el operador haya analizado en detalle el contenido del contrato de EPC para asegurarse de que todos los procedimientos de transmisión de responsabilidades de la planta se ajustan al contenido del contrato.

6.2. DISPUTAS RELATIVAS AL INCUMPLIMIENTO DE CALENDARIO O DEL ESTÁNDAR DE CALIDAD DE LAS TAREAS DEL OPERADOR

Como hemos explicado anteriormente, el operador suele asumir como obligaciones principales operar y mantener la planta, adquirir todos los materiales necesarios para la operación y el mantenimiento de la planta, acordar las interfaces con el equipo del principal, reportar frente al principal y cumplir todos los requisitos regulatorios aplicables (por ejemplo, de los controles medioambientales).

Otro punto de fricción relevante en torno a estas obligaciones se produce cuando la planta no cumple con los estándares de producción por una operación y mantenimiento defectuosos.

En estos casos, la experiencia muestra que las disputas se suelen centrar en los siguientes cuatro aspectos:

6.2.1. Disputas sobre la asignación de responsabilidad en función de las causas del descenso en el rendimiento de la planta, en particular cuando estos factores son ajenos a ambas partes

Un ejemplo claro es la bajada en la producción hidroeléctrica en las épocas de sequía (que pueden durar meses o incluso años).

La aplicación de buenas prácticas en la redacción de las cláusulas que regulan estas situaciones ha mostrado ser una forma efectiva de reducir las disputas en este ámbito: las partes deben acordar de antemano qué actos se encuentran fuera del poder de las partes y qué consecuencias contractuales se derivan de la persistencia de estos efectos a lo largo del tiempo (extinción del contrato, modificación del precio inicialmente acordado, etc.). Lo pueden hacer a través de distintos tipos de cláusulas:

- i. cláusulas cerradas o abiertas de fuerza mayor;
- ii. cláusulas que regulen los efectos contractuales derivados de cambios en las condiciones del emplazamiento que afecten negativamente a la realización de los servicios; por ejemplo, en la producción eólica marina las labores del operador se verán impactadas por la altura de las olas, la velocidad de las corrientes, la velocidad del viento, etc.;
- iii. cláusulas que regulen los efectos contractuales derivados de cambios en la regulación aplicable que afecten negativamente a la realización de los servicios o la hagan más onerosa para el operador; por ejemplo, un cambio en la normativa medioambiental que obligue a un tratamiento más costoso de los residuos que genere la planta; y
- iv. cláusulas de *rebus sic stantibus* o *hardship*. En contratos de largo plazo —como suelen ser los contratos de O&M— puede darse un cambio sustancial de las circunstancias durante el período de vigencia del contrato de O&M (por ejemplo, si se produce un cambio político, se modifican los regímenes legislativos o se produce una fuerte fluctuación en los precios de la energía). Esta doctrina, si bien se reconoce con una u otra denominación en la mayoría de las legislaciones, presenta contornos y consecuencias variables (tanto entre jurisdicciones como en el seno de una misma jurisdicción con el mero paso del tiempo). Por ello, las partes suelen acordar contractualmente no solo las condiciones que determinan la aplicación de este tipo de cláusulas, sino también las consecuencias que se pueden derivar de su aplicación (adaptación del precio, terminación, etc.).

6.2.2. Disputas sobre los niveles de desempeño mínimos de la planta y la forma en la que se van a medir esos niveles

En estos casos, a fin de evitar disputas sobre medición o interpretación de resultados, es cada vez más frecuente (particularmente en los proyectos más testados) que las partes encomienden la determinación de los niveles de desempeño a un tercero que no actúa como experto propiamente dicho, pero cuya solvencia y prestigio son tales a nivel internacional que tienen un efecto desalentador frente al inicio de cualquier procedimiento contencioso.

Además, es habitual que existan disputas a este respecto cuando el vertido de energía por la planta a la red se ve coartado por limitaciones impuestas por el organismo regulador correspondiente (los *curtailments* a los que nos hemos referido en el capítulo 2). Para tratar esas disputas, es conveniente distribuir en el contrato el riesgo asociado y prever la forma de hacer el cálculo en caso de que se restrinja el vertido de energía.

6.2.3. Disputas relativas al alcance de los servicios de O&M

Para evitar justamente disputas relativas al alcance de los servicios de O&M y a su forma de prestarlos, es buena práctica que las partes suscriban un *O&M Manual* que recoja las mejores prácticas del sector. Asimismo, las partes pueden pactar que todos los servicios esenciales de operación y mantenimiento estén incluidos en el alcance del contrato firmado entre las partes (*fully wrapped agreement*). De esta forma, en caso de pérdida de productividad de la planta por la no realización de trabajos de operación y mantenimiento esenciales, el operador no podrá oponer frente al principal que no estaba obligado a realizar esos trabajos.

En caso de que el operador se niegue a suscribir un *fully wrapped agreement*, entonces sería conveniente que ambas partes, como mínimo, acuerden de antemano el precio de los servicios adicionales que, en su caso, podría requerir el principal al operador. De esta manera, en caso de disputa, ambas partes pueden alcanzar una negociación y una solución rápida a la disputa, pactando un incremento remuneratorio para el operador sobre la base de precios pactados de antemano.

El operador y el principal también pueden pactar un mecanismo de *reporting* que permita al principal conocer en detalle todas las actuaciones realizadas por el operador. De este modo, el principal puede tener conocimiento de todas las actividades desarrolladas por el operador y proponer, en su caso, medidas correctoras si considera que este no está prestando sus servicios de manera adecuada.

6.2.4. Disputas relativas a los remedios disponibles frente a bajo rendimiento del proyecto

En caso de incumplimiento de los requisitos de eficiencia y producción de la planta, el contrato O&M debe regular de antemano los remedios disponibles para el principal. En esta línea, una solución común es que las partes acuerden la inclusión de una cláusula de *liquidated damages*, preliquidando los daños sufridos por el principal en caso de una operativa defectuosa de la planta. Esta solución suele redundar en mayor eficiencia en los procedimientos contenciosos que se puedan llegar a iniciar, ya que evita tener que entrar en una larga y costosa disputa relativa al *quantum* indemnizatorio. Al respecto, el principal debe tener en cuenta si el contrato prevé que deba comunicar dentro de un concreto plazo la existencia de un rendimiento inferior al garantizado y las penalidades asociadas como condición para poder cobrarlas.

En esta misma línea, es conveniente pactar de antemano un *preventive maintenance plan* que incluya el calendario de actuaciones de mantenimiento para revisiones generales de la planta, así como las fechas de paradas programadas y el protocolo de actuación en el caso de tener que realizar paradas no programadas. De esta manera, las partes podrán evitar disputas relativas a daños sufridos por el principal en caso de tener que realizar una parada no prevista de la planta.

Como podemos ver, un tratamiento exhaustivo de todos estos puntos puede facilitar que las partes eviten iniciar disputas.

6.3. POSIBILIDAD DE EJECUTAR GARANTÍAS Y SOLICITAR MEDIDAS CAUTELARES: TIPOS

Para cubrir los principales riesgos en un contrato O&M, lo más común es que se otorguen las siguientes garantías:

- i. aval de garantía por parte del contratista que cubra el coste de las reparaciones de posibles defectos constructivos; y
- ii. seguros que cubran la responsabilidad del operador.

Como podemos ver, en los contratos O&M el número de garantías es menor.

Esto se debe a que, en este momento, la planta está operativa y vertiendo energía a la red, por lo que el propietario recibe ingresos por la venta de la energía producida, reduciéndose así los riesgos financieros del operador en caso de que quiera presentar una reclamación frente al propietario y este sea insolvente. Por su parte, la remuneración que percibe el operador suele calcularse como una cantidad fija por cada MWp de capacidad de producción de la planta. En consecuencia, al mantener el control de los pagos que debe realizar al operador, el principal también mitiga sus riesgos financieros.

En este sentido, lo más común es que el operador suscriba pólizas de seguro que cubran los daños que pueda sufrir el propietario por defectos en la prestación de servicios bajo el contrato O&M. En estos casos, es conveniente que las partes confirmen la posibilidad de que el principal tenga acción directa frente a la aseguradora en caso de impago o insolvencia por parte del operador.

Sin perjuicio de lo anterior, si alguna de las partes otorgara garantías a primer requerimiento, deberá estar preparada para, en su caso, interponer medidas cautelares frente a un intento de ejecución.

7

Algunas cuestiones sobre la fiscalidad de la energía renovable

MIGUEL CREMADES SCHULZ, DAVID LÓPEZ POMBO y MARÍA GONZÁLEZ CUERVO

El Derecho tributario es una de las áreas legales con mayor impacto en los proyectos de energía renovable. La fiscalidad afecta a todas las fases de estos proyectos y se manifiesta en los distintos niveles impositivos en España: central, foral, autonómico y local. Además, es un área propensa a litigios y zonas de fricción con la Administración, debido a la importancia del sector de la energía renovable, que ha atraído a numerosos inversores nacionales e internacionales en los últimos años. A ello se añaden las complejidades de la tributación aplicable en cada fase de esta actividad.

Estos litigios han dado lugar a diversas resoluciones y sentencias de los tribunales, incluido el Tribunal de Justicia de la Unión Europea. Sin embargo, aún existen extremos cuya interpretación no es clara y que pueden ser objeto de debate tanto entre los diferentes actores del sector de la energía renovable como entre las Administraciones encargadas de aplicar los tributos que afectan a esta actividad.

El presente capítulo aborda varios puntos de interés y áreas grises cruciales para los inversores y profesionales de los proyectos de energía renovable. Entre las materias destacadas se encuentra la complejidad de la tributación en las distintas fases de estos proyectos, desde el desarrollo y la construcción hasta la explotación.

Uno de los aspectos más relevantes es la tributación en la fase previa a la construcción, en la que destacan impuestos locales como el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras ("ICIO") y las prestaciones patrimoniales compensatorias de carácter urbanístico. Estos tributos pueden generar incertidumbre debido a su interpretación y aplicación variada en diferentes municipios.

En la fase de construcción, se analizan impuestos clave como el Impuesto sobre Sociedades ("IS") —aprobado por la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del IS ("Ley del IS")— y el Impuesto sobre el Valor Añadido ("IVA") —aprobado por la Ley 37/1992, de 27 de diciembre, del IVA ("Ley del IVA")—, subrayando la importancia de la correcta activación contable de los costes y la aplicación de la regla de inversión del sujeto pasivo en el IVA. Además, se examinan las implicaciones fiscales en la fase de explotación, con especial atención al Impuesto sobre Actividades Económicas ("IAE") y a las posibles bonificaciones fiscales.

Otro punto de interés es la consideración de los parques eólicos o fotovoltaicos como bienes inmuebles de características especiales ("BICE") y su impacto en el Impuesto sobre

Bienes Inmuebles (“IBI”). La definición y la valoración de estos bienes puede ser controvertida y afectar significativamente a la carga fiscal de los proyectos.

Finalmente, el capítulo aborda la tributación de la desinversión en proyectos de energía renovable, destacando los riesgos asociados a la consideración de las entidades *greenfield* como entidades patrimoniales y las implicaciones que la regla de precios de transferencia tiene para estos proyectos. Estos temas son de particular interés para los inversores que buscan minimizar riesgos fiscales y optimizar sus estrategias de inversión.

Este capítulo no pretende abordar todas las cuestiones relacionadas con el Derecho tributario en el desarrollo, construcción y operación de proyectos renovables, sino solo aquellos aspectos que, a juicio de los autores, son interesantes, didácticos o presentan un especial interés para este sector en España. Su objetivo es más limitado: que el lector conozca qué materias fiscales son “grises” en este tipo de proyectos y cuáles se deben tener en cuenta a la hora de enfocar su inversión, construcción o venta⁵³. Como ocurre en la mayoría de los sectores, consideramos que los aspectos fiscales planteados son relevantes en la negociación y redacción de la documentación contractual de estos proyectos, y deben ser conocidos por quienes deseen invertir en energía renovable en España.

1. TRIBUTACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA: CUESTIONES GENERALES

1.1. DESARROLLO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN: ICIO, CANON URBANÍSTICO-PRESTACIONES PATRIMONIALES E IVA

1.1.1. Fase previa al inicio de la construcción del parque oportuno

La actividad de generación de energía renovable (eólica o solar) no es *stricto sensu* una actividad regulada. No obstante, como se ha detallado en los capítulos anteriores, su desarrollo, construcción, puesta en marcha y explotación están sujetos a distintas autorizaciones, permisos y licencias administrativas, tanto a nivel estatal como autonómico y local. También está supeditada, en ocasiones, a que se alcancen los acuerdos requeridos para obtener el uso y la ocupación de los terrenos necesarios para la explotación por sus titulares, además de a trámites ligados a cuestiones medioambientales, como la declaración de impacto ambiental (“DIA”).

⁵³ Este capítulo no es una guía definitiva de, por ejemplo, las imposiciones locales que afectan a estos proyectos, ni tampoco pretende ilustrar conceptos generales de la fiscalidad en España, ni de la tributación de la distribución o consumo de energía eléctrica (sujeta a otras figuras, como el Impuesto Especial sobre la Electricidad).

En esta primera fase de un proyecto (previa al inicio material de la construcción), la tributación se despliega en las solicitudes de autorización, permiso o licencia de carácter administrativo que son necesarias para el desarrollo y la explotación de los parques (solares o eólicos).

Entre las figuras que se aplican a esta fase —entre otras, tasas urbanísticas o de registro—, queremos llamar la atención, por su relevancia, sobre dos que son impuestas por los municipios: el ICIO y los denominados cánones o prestaciones patrimoniales urbanísticas (que, como se verá seguidamente, no tienen naturaleza tributaria).

a) Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras

El ICIO es un tributo indirecto y local cuya regulación se establece en los artículos 100 a 103 del Texto Refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales ("TRLRHL"), aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo. Su hecho imponible es la realización "*dentro del término municipal*" de cualquier construcción, instalación u obra para la que se exija la "*obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística*" (se haya obtenido o no tal licencia) o la "*presentación de declaración responsable o comunicación previa, siempre que la expedición de la licencia o la actividad de control corresponda al ayuntamiento de la imposición*". En consecuencia, el hecho imponible de este impuesto está ligado a la necesidad de (i) obtener una licencia de obras o urbanística, o de (ii) presentar una declaración responsable o comunicación previa ante el ayuntamiento o ente local oportuno.

Este impuesto considera como su base imponible el coste real y efectivo de la construcción, instalación y obra, entendido como su coste de ejecución material, en los términos que pormenorizaremos, y su tipo de gravamen depende del ayuntamiento en cuestión, sin que pueda exceder del 4 %. El devengo del ICIO se produce cuando se inicia la construcción, instalación u obra oportuna, o en el momento de la concesión de la licencia o de la presentación de la declaración responsable o comunicación previa.

Aunque es un impuesto potestativo (a diferencia de otros impuestos locales, como el IAE o el IBI, que son obligatorios), en la práctica en España sí que se exige en la inmensa mayoría de municipios mediante ordenanza fiscal, en la que se pueden establecer bonificaciones potestativas. No es extraño que el ICIO coincida con una tasa por la expedición de la licencia de construcción.

b) Cánones o prestaciones patrimoniales compensatorias de carácter urbanístico

A pesar de que la materia pueda ser interpretable, en este supuesto no estamos ante un tributo, sino ante una prestación patrimonial de carácter público, que se debe satisfacer a la Administración pública oportuna por el uso extraordinario atribuido al suelo no urbanizable o rústico necesario para posibilitar la instalación de actividades lucrativas de carácter

industrial o terciario, incluida la generación de energía renovable⁵⁴. Esta prestación o canon tiene por finalidad garantizar la participación de la comunidad —los municipios— en las plusvalías generadas a título particular por usos del suelo no urbanizable desvinculados de su destino ordinario —agrícola o forestal—.

La configuración de esta prestación no es homogénea. Por ejemplo, en los municipios de algunas Comunidades Autónomas su cálculo parte del importe de la inversión, o del coste de ejecución, y se le aplica un porcentaje para determinar su importe —a título enunciativo, en los municipios de Andalucía el cálculo de la prestación puede ser de hasta el 10 % de la inversión, excluida maquinaria y equipos. En otros, el porcentaje se aplica sobre el valor del aprovechamiento. Su exigibilidad está normalmente vinculada al otorgamiento de la licencia oportuna, siendo irrelevante si se construye o no el parque.

Inciendo en la naturaleza de esta prestación, la jurisprudencia y doctrina⁵⁵ se han decantado por su consideración como prestación patrimonial de carácter público de naturaleza no tributaria, ya que su exigencia no se basa en el principio de capacidad económica, sino en el principio del beneficio que obtiene quien recibe la autorización para un uso excepcional del suelo rústico. De esta jurisprudencia resultan las notas características de estas prestaciones: (A) la coactividad, en tanto que se imponen unilateralmente por el poder público, bien porque una norma con rango de ley exige un determinado pago, bien porque afecta a una prestación esencial de acuerdo con la Constitución; y (B) la finalidad de interés público, en tanto que, a diferencia de los tributos, no solo contribuyen al sostenimiento de los gastos públicos, sino que pueden perseguir otras finalidades constitucionalmente tuteladas, como una asignación de los recursos públicos que responda a los criterios de eficiencia y de economía, o el citado principio de beneficio.

Esta naturaleza no tributaria despejaría su compatibilidad con el propio ICIO, excluyendo así que nos encontremos ante un supuesto de doble imposición. Más interpretable puede ser su encaje en la Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y en particular en su artículo 15.1.h), que postula que los Estados miembros deben adoptar, en el contexto de este tipo de proyectos, las medidas adecuadas para garantizar que *“las tasas administrativas pagadas por los consumidores, los planificadores, los arquitectos, los constructores y los instaladores y proveedores de equipos y sistemas sean transparentes y proporcionales a los costes”*⁵⁶.

⁵⁴ Ex artículo 2.1.h) del TRLRHL. Citando a FERNÁNDEZ PARRILLA, Francisco Javier: “El canon urbanístico en el Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias”, Revista de Estudios Locales. Cunal, 51, 2001, pp. 35-51, mediante este canon o prestación el “legislador pretender obtener una compensación por el aprovechamiento urbanístico autorizado, recuperando así para la colectividad, a través del Ayuntamiento, parte del valor del aprovechamiento permitido, con carácter excepcional, en un suelo, el rústico, en principio excluido del proceso edificatorio”.

⁵⁵ Entre otras, la Sentencia del Tribunal Constitucional 63/2019, de 9 mayo de 2019, recaída en el recurso 739/2018.

⁵⁶ Por ahora la doctrina judicial no ha apreciado este argumento. Vid. sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Andalucía 1632/2015, de 21 de septiembre de 2015, relativa a la previa Directiva que se expresaba en términos similares.

1.1.2. Fase de construcción del parque (solar o eólico)

Sin perjuicio del ICIO, que se liquida al inicio y al término de la construcción, instalación u obra, en esta fase cobran relevancia los principales impuestos que afectan a un proyecto de energía renovable, el IS y el IVA, respecto de los cuales cabe realizar las siguientes consideraciones.

a) Impuesto sobre Sociedades

Los costes incurridos en la construcción y el desarrollo del proyecto de energía renovable oportuno son, normalmente, objeto de activación contable y se registran en una cuenta de activo, en particular en la cuenta "222. *Instalaciones técnicas de energía eléctrica*" del Plan General de Contabilidad ("PGC")⁵⁷, aprobado por Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre. Esta cuenta se define como "*unidades complejas de uso especializado en el proceso productivo, que comprenden: edificaciones, maquinaria, material, piezas o elementos, incluidos los sistemas informáticos que, aun siendo separables por naturaleza, están ligados de forma definitiva para su funcionamiento y sometidos al mismo ritmo de amortización; se incluirán, asimismo, los repuestos o recambios válidos exclusivamente para este tipo de instalaciones. En esta cuenta se contabilizarán todos los elementos que componen las distintas instalaciones técnicas de producción, transporte, transformación, distribución, etcétera*". En el caso concreto de instalaciones de energía renovable, el PGC propone la subcuenta "22290. *Otras instalaciones técnicas de energía eléctrica*".

En esta fase de construcción se registran, como parte del coste de adquisición, (i) los impuestos indirectos que no sean recuperables directamente de la Hacienda Pública⁵⁸; (ii) los gastos adicionales y directamente relacionados con la construcción hasta su puesta en condiciones de funcionamiento, incluida cualquier condición necesaria para que pueda operar⁵⁹; y (iii) si la construcción de la instalación requiere un periodo de tiempo superior a un año, los gastos financieros devengados antes de la puesta en funcionamiento del inmovilizado y que sean girados por el proveedor o correspondan a préstamos u otro tipo de financiación ajena, específica o genérica, directamente atribuible a la adquisición y construcción del parque oportuno. En relación con el punto (iii) anterior, si la construcción la realiza directamente el propio promotor, el coste de producción de la central se obtendrá añadiendo al precio de adquisición de los materiales y otras materias consumibles los demás costes directamente imputables a esa construcción. También se añade la parte de los costes indirectos y razonablemente imputables en la medida en que correspondan al

⁵⁷ Vid. contestación de la Dirección General de Tributos ("DGT") a la consulta vinculante V4298-16, de 6 de octubre de 2016, en la que se concluye que una planta solar fotovoltaica puede considerarse comprendida dentro de las centrales renovables de la tabla de amortización de la letra a) del apartado 1 del artículo 12 de la Ley del IS, con un coeficiente lineal máximo del 7 % y un período de años máximo de 30 años.

⁵⁸ Vid. Resolución de 1 de marzo de 2013, del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, por la que se dictan normas de registro y valoración del inmovilizado material y de las inversiones inmobiliarias.

⁵⁹ Entre otros, gastos de explanación y derribo, transporte, seguros, instalación, montaje y similares.

periodo de construcción y sean necesarios para la puesta del activo en condiciones operativas, siendo aplicables los criterios generales establecidos para determinar el coste de las existencias en el PGC.

Es fundamental justificar el registro y la activación de los costes imputados a la construcción del parque, manteniendo los justificantes contables durante toda la vida del proyecto, para evitar discrepancias con la Administración en relación con tales criterios de imputación y con su amortización. Esta interpretación se basa en una visión, a nuestro juicio, muy estricta del concepto de imputación de gastos. Según esta interpretación, los gastos “activados” en períodos prescritos se consideraban como gastos de esos períodos y, aplicando estrictamente el artículo 11.3 de la Ley del IS, se descartaban a efectos fiscales. Esto afectaba tanto al valor de adquisición del activo correspondiente como a su deducibilidad a todos los efectos fiscales, por pertenecer a períodos prescritos. Sin embargo, este criterio ha sido corregido por unas recientes sentencias del Tribunal Supremo⁶⁰ sobre la base del principio de íntegra regularización.

b) Impuesto sobre el Valor Añadido

Partiendo de la premisa de que estos parques tienen la consideración de edificaciones a efectos del IVA, a las ejecuciones de obra relativas a la construcción de estas centrales, con o sin aportación de materiales, les resulta de aplicación la regla de inversión del sujeto pasivo en el IVA establecida en el artículo 84.2.º.f) de la Ley del IVA, siempre que sean consecuencia de contratos directamente formalizados entre el promotor de la central y el contratista o contratistas. Esta materia no es baladí, ya que, en el entendido de que el promotor del parque se dedicara a la generación y entrega de energía, como entrega de bienes sujetos y no exentos de IVA, y, por tanto, con capacidad de recuperar el IVA que soporte en su actividad, la regla de inversión del sujeto pasivo supone que no se tenga que financiar el IVA oportuno como parte adicional a la financiación de la construcción del parque. No obstante, se debe analizar adecuadamente que se cumplen las condiciones oportunas para aplicar la regla de inversión del sujeto pasivo en el IVA y coordinar la cuestión con los contratistas oportunos.

1.1.3. Fase de explotación

A las entidades que explotan los parques solares o eólicos les resultan de aplicación los regímenes y obligaciones tributarias (materiales y formales) aplicables a los contribuyentes con carácter general, tanto en el IS como en el IVA y en las obligaciones de retención o de declaración tributaria. Nos gustaría destacar la tributación de estos proyectos en el IAE⁶¹.

⁶⁰ Entre otras, las sentencias del Tribunal Supremo n.º 247/2023, de 28 de febrero de 2024, y n.º 1007/2024, de 7 de junio de 2024.

⁶¹ Ello sin perjuicio del IBI, que se trata también en el apartado siguiente.

a) Funcionamiento general del IAE

El IAE es un impuesto directo y local que abonan anualmente las entidades que desarrollan una actividad empresarial o profesional en España. Su cuota tributaria es una cantidad a tanto alzado que varía en función de la naturaleza de la actividad y del lugar exacto (municipio) en el que se desarrolla.

Las entidades titulares de parques solares o eólicos deben inscribirse en el epígrafe 151.4 del IAE *"Producción de energía no especificada en los apartados anteriores"*⁶². Este epígrafe presenta una cuota municipal de 0,721215 €/kW de potencia del generador, es decir, 721,215 €/MW. La cuota tributaria se ve incrementada por la aplicación de un coeficiente de recargo de equivalencia (coeficiente de ponderación) que oscila entre 1,29 y 1,35 en función del importe neto de la cifra de negocios (*"INCEN"*) del sujeto pasivo, siendo 1,35 si el INCEN es superior a 100 millones de euros. Para determinar el INCEN, se tiene en cuenta el INCEN del grupo y no el de la entidad individual⁶³.

Además, puede aplicarse un coeficiente de situación en función de la localización física de los activos en el territorio del ayuntamiento correspondiente. No obstante, la Administración tributaria ha establecido que las instalaciones solares tienen la consideración de centrales de producción de energía eléctrica excluidas de la definición de establecimientos de la Norma 6.^a de las tarifas e instrucción del IAE. Por lo tanto, no procede aplicar coeficiente de situación a las instalaciones solares. Consideramos que idéntico criterio resulta aplicable a los parques eólicos⁶⁴. Finalmente, también cabe aplicar un coeficiente de recargo provincial, que no puede superar el 40 %.

La cuota por IAE a ingresar será el resultado de multiplicar la cuota mínima municipal por el coeficiente de ponderación y el coeficiente de recargo provincial. Esto es:

$$\text{IAE devengado} = (721,215 \text{ €} * \text{MW}) * 1,29-1,35 [\text{coeficiente de ponderación}] * (1 + [\text{recargo provincial de hasta un 40 \%}]).$$

En todo caso, debe tenerse en cuenta que la cuota del IAE es un gasto deducible a efectos del IS, por lo que el IAE pagado en cada período impositivo será deducible fiscalmente a la hora de determinar la base imponible sujeta al IS.

b) Exenciones y potenciales bonificaciones en el IAE aplicables a la generación de energía renovable (solar o eólica)

El TRLRHL establece, en primer lugar, dos exenciones generales en el IAE: una exención para los dos primeros periodos impositivos desde la fecha de inicio de la actividad en

⁶² Epígrafe establecido por las tarifas y la instrucción del IAE, aprobadas por el Real Decreto Legislativo 1175/1990, de 28 de septiembre.

⁶³ Desde el 11 de julio de 2021, el artículo 82.1.c) del TRLRHL establece que esto ocurre con independencia de la obligación de consolidación contable.

⁶⁴ Vid. contestaciones a las consultas vinculantes de la DGT con referencias V0215-09, de 6 de febrero, y V1633-10, de 16 de julio.

España y otra exención para los sujetos pasivos con un importe neto anual de la cifra de negocios inferior a un millón de euros, a nivel del grupo de sociedades (si existe). Sin perjuicio de estas exenciones, el TRLRHL permite a los ayuntamientos establecer varias bonificaciones fiscales potestativas sobre el IAE. En particular, por su importancia, queremos resaltar estas bonificaciones:

- i. de hasta el 50 % de la cuota para los sujetos pasivos del IAE que utilicen o produzcan energía a partir de instalaciones destinadas a energías renovables o sistemas de cogeneración; y
- ii. de hasta el 95 % de la cuota para aquellas actividades económicas declaradas de especial interés o utilidad municipal por concurrir circunstancias sociales, culturales, histórico-artísticas o de fomento del empleo que justifiquen tal declaración. La declaración debe ser aprobada en el Pleno del ayuntamiento correspondiente en cada caso.

Estas bonificaciones pueden ser buenas herramientas legales para reducir significativamente la cuota del IAE de estos proyectos, y su implementación por parte de la entidad local oportuna debe ponderarse a la hora de estimar la rentabilidad y los resultados del proyecto.

1.2. PARQUES EÓLICOS O FOTOVOLTAICOS COMO BIENES INMUEBLES DE CARACTERÍSTICAS ESPECIALES Y EL IMPUESTO SOBRE BIENES INMUEBLES

La definición de los BICE está contenida en el artículo 8.1 del Texto Refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo ("TRLRHL"). Son aquellos bienes inmuebles que *"constituyen un conjunto complejo de uso especializado, integrado por suelo, edificios, instalaciones y obras de urbanización y mejora que, por su carácter unitario y por estar ligado de forma definitiva para su funcionamiento, se configura a efectos catastrales como un único bien inmueble"*. El apartado segundo incluye expresamente como BICE a aquellos inmuebles *"destinados a la producción de energía eléctrica y gas y al refino de petróleo, y las centrales nucleares"*.

A su vez, el artículo 23.2 del Real Decreto 417/2006, de 7 de abril, por el que se desarrolla el TRLRHL ("RD 417/2006"), establece cuatro grupos de BICE (A a D), e incluye en el "grupo A" a aquellos destinados a la producción de energía eléctrica (A.1.). Aunque no estamos ante un concepto jurídico indeterminado, al enumerarse y definirse los cuatro grupos de BICE, nuestro criterio es que el concepto de BICE se aplica solo a determinados sectores estratégicos, mientras que otros —con potencialmente idéntica capacidad económica— están excluidos de este concepto, lo que puede ser controvertido.

Analizando el impacto del IBI en los BICE eólicos y solares, las reglas para la determinación del valor del suelo fueron establecidas por la resolución del director general del Catastro de 26 de septiembre de 2008, que introdujo determinados valores especiales para las centrales solares, que se aplican, *mutatis mutandis*, a las centrales eólicas. De estas reglas, cabe destacar los siguientes extremos:

- i. Valoración del suelo: se realiza utilizando el valor unitario aplicable a la superficie mínima necesaria para la puesta en servicio de la central. A estos efectos, el mínimo se fija en 1,8 hectáreas por megavatio de potencia instalada y 0,567 euros/m² como valor unitario. Esto es:

$$\text{Número de MW instalados} * 18.000 \text{ m}^2 * 0,567 \text{ €/m}^2$$

- ii. Valoración de la construcción: el valor de la construcción de las estructuras viene determinado por su valor de reposición ajustado, teniendo en cuenta su depreciación física, operativa y económica, que es igual al valor actual de la suma de los costes directos e indirectos y de otros costes necesarios para el funcionamiento del BICE. No obstante, la resolución fija un sistema de valoración objetiva de los costes, estableciendo un método de coste por unidad de potencia (MCUP), cuyo valor asciende a 400,015 €/MW. El MCUP se ajusta mediante la aplicación de un coeficiente de amortización en función del tiempo de explotación, conforme al siguiente cuadro:

Años completos	Coeficiente de ajuste
Hasta 9	1,00
10 o más	0,80

El valor catastral de un BICE no puede superar su valor de mercado y, de hecho, las autoridades competentes utilizan un porcentaje de corrección para evitar superar ese límite. Por ello, una vez valorados el suelo y las construcciones, se aplica el coeficiente de mercado (CM) al 0,5 para BICE —esto es, el valor catastral se reduce a la mitad—. Este valor catastral es la base imponible del IBI aplicable a los BICE y sobre ella los ayuntamientos pueden aplicar tipos impositivos entre el 0,4 y el 1,3 % (en defecto de previsión específica, el tipo es del 0,6 %). Ello sin perjuicio de que, durante los nueve primeros años de aplicación del nuevo valor catastral, también podrán aplicarse determinadas reducciones, que ascenderán a 0,9 el primer año y se irán reduciendo 0,1 cada año.

No obstante, tratándose de BICE, existen reglas especiales: (i) la reducción en la base imponible únicamente procederá cuando el valor catastral resultante de la aplicación de una nueva ponencia de valores especial supere el doble del que, como inmueble de esa clase, tuviera previamente asignado. Y, en defecto de este valor, se tomará como tal el 40 %; y (ii) el componente individual de la reducción será la diferencia positiva entre el nuevo valor catastral que corresponda al BICE en el primer ejercicio de su vigencia y el doble del 40 % citado (esto es, el 80 %), que, a estos efectos, será tomado como valor base. Este trabalenguas de reglas supone, en la práctica, que la reducción del IBI sea igual al 20 % del nuevo valor catastral del BICE multiplicado por el coeficiente de reducción oportuno.

De forma similar a lo que ocurre con el IAE, los ayuntamientos pueden establecer bonificaciones potestativas en el IBI para los BICE: en particular, de hasta un 95 % de la cuota del IBI a favor de inmuebles en los que se desarrollen actividades económicas declaradas

de especial interés o utilidad municipal por concurrir circunstancias sociales, culturales, histórico-artísticas o de fomento del empleo que justifiquen tal declaración. Corresponde esta declaración al pleno de la corporación y se acuerda, previa solicitud del sujeto pasivo, por voto favorable de la mayoría simple de sus miembros.

Debe asimismo destacarse que el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo (“RDL 7/2026”), por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, publicado en el BOE de 21 de marzo de 2026 y en vigor desde el día siguiente —aunque pendiente de convalidación ulterior por el Congreso de los Diputados, en el plazo de 30 días desde su aprobación, en su caso⁶⁵—, habilita a los ayuntamientos para establecer una bonificación de hasta el 50 % de la cuota íntegra del IBI para inmuebles con sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de energía solar o de energía ambiente. Se trata de una medida de notable relevancia para el sector, si bien su aplicación no es automática y depende de que cada municipio la incorpore a su ordenanza fiscal.

2. ASPECTOS CONFLICTIVOS DE LA TRIBUTACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

2.1. ADQUISICIÓN Y VENTA DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

2.1.1. Tributación de la desinversión. Las sociedades *greenfield* o *ready to build* y el concepto de *entidades patrimoniales*. Riesgos de precios de transferencia

En los últimos años, con el auge de la energía renovable en España, un número relevante de inversores industriales o institucionales han participado en adquisiciones de proyectos de energía fotovoltaica o eólica en territorio español. Estos inversores pueden tener perfiles de riesgo y rentabilidad diversos, lo que muchas veces tiene su reflejo en la fase del proyecto en que invierten y desinvierten. A efectos de riesgos, existen dos fases fundamentales:

- i. La fase previa al inicio de la ejecución material de la instalación del parque, que se caracteriza por ser un proceso complejo de estudio y análisis técnico-comercial (con involucración de ingenieros y profesionales expertos) de la idoneidad del proyecto a efectos medioambientales, legales, técnicos y regulatorios, en el que se tienen que ir

⁶⁵ La norma contiene medidas, entre otras, en los ámbitos tributario y mercantil, algunas de las cuales ya se incluían en el Real Decreto-ley 2/2026, de 3 de febrero (RDL 2/2026) y en el Real Decreto-ley 16/2025, de 23 de diciembre (RDL 16/2025), posteriormente derogados por los acuerdos de derogación publicados mediante resolución de 26 de febrero de 2026 (BOE de 28 de febrero) y resolución de 27 de enero de 2026 (BOE de 28 de enero).

asumiendo costes relevantes (inversiones en subestaciones y distintas estructuras de conexión a la red). El éxito de esta fase depende de la obtención de las autorizaciones administrativas que permitan la conexión del proyecto a la red eléctrica y su construcción. En esta fase, los proyectos están en estado *greenfield*.

- ii. La fase de construcción y explotación posterior, que genera para los inversores tanto el cumplimiento de sus objetivos de inversión en sectores descarbonizados y ESG como una rentabilidad razonable derivada de la curva de aprendizaje y el desarrollo tecnológico.

Por el riesgo que acarrea, existen inversores que no desean entrar en fase *greenfield* y tienen interés en adquirir directamente entidades que ya hayan superado ese proceso. De ahí que en los últimos años hayan proliferado las compraventas de proyectos que ya han superado la fase *greenfield*, una vez adquiridas todas las licencias y autorizaciones necesarias para construir y operar la central oportuna, es decir, una vez alcanzado el estado de *ready to build*. Dado que estos proyectos deben venderse junto con las licencias y autorizaciones, la forma más usual de proceder a estas adquisiciones es la compraventa directa de las entidades titulares de las licencias. Estas entidades son, en la mayoría de los casos, sociedades de capital de nacionalidad y residencia en España, sujetos pasivos del IS.

Cuando la venta se realiza por otro sujeto pasivo del IS, la ganancia de capital que se genera en la operación está sujeta a este impuesto, cuyo tipo general es del 25 %. Sin embargo, bajo el cumplimiento de determinados requisitos, esta ganancia de capital podría tener acceso a la exención para evitar la doble imposición establecida en el artículo 21.3 de la Ley del IS, que podría reducir la ganancia de capital sujeta a tributación en un 95 % (con una tributación efectiva del 1,25 % para el vendedor).

No obstante, determinados pronunciamientos de la DGT, por un lado, y, más recientemente, las actuaciones de la Administración tributaria, por otro, han dibujado algunas sombras en la aplicación de esta exención en las operaciones de venta de entidades *greenfield*. En particular, estas zonas de riesgo técnico-tributario son las siguientes:

- i. Que se considere que la sociedad *greenfield* enajenada no realiza una actividad económica en el momento de la venta, siendo por tanto una entidad patrimonial a los efectos del artículo 5.2 de la Ley del IS, lo que en la práctica limita (totalmente) la aplicación de esta exención.
- ii. Que, partiendo de un enfoque de precios de transferencia, parte del valor de la venta se considere como una retribución por los servicios desempeñados por el vendedor (en particular, su cesión de know-how y de conocimientos y experiencia técnico-industrial), que han contribuido a generar valor en sede de la entidad *greenfield* vendida y que, en particular, han permitido a esta entidad llegar precisamente a ese estado de *ready to build*.

A continuación se desarrollan las razones y motivación de estos riesgos y nuestra visión al respecto.

a) Consideración de una entidad *greenfield* como entidad patrimonial a efectos del IS

La exención del artículo 21.3 de la Ley del IS sobre las ganancias de capital derivadas de la venta de participaciones se limita sustancialmente cuando las entidades transmitidas son consideradas como entidades patrimoniales a efectos del artículo 5.2 de la Ley del IS. Esta limitación supone que la exención solo se aplique a la parte de la ganancia de capital que se corresponda con reservas generadas por la entidad patrimonial desde la fecha de adquisición de la participación y que no hayan sido distribuidas al socio o accionista.

En el caso de una entidad *greenfield* que no ha comenzado la actividad de explotación del parque, esta limitación supone directamente que esa ganancia de capital no tenga acceso a la exención. Con arreglo al artículo 5.2 de la Ley del IS, de forma simplificada, se considera como entidad patrimonial —y, por tanto, como entidad que no realiza una actividad económica— a aquella en la que más de la mitad de su activo esté constituido por valores o no esté afecto a una actividad económica. En este sentido, la DGT emitió en 2021 una contestación a una consulta vinculante en la que concluyó que la aplicación de esta exención no resultaría de aplicación a las ganancias de capital generadas por la venta de entidades-proyecto en fase *greenfield* o *ready-to-build* que hubieran obtenido todos los permisos y licencias necesarios para construir una planta fotovoltaica, pero cuya construcción no se hubiera iniciado⁶⁶.

En particular, la DGT consideró que la actividad económica en los casos de sociedades en fase *greenfield* se inicia en el momento en que comienza la ejecución material de las obras de promoción de las plantas fotovoltaicas (o eólicas). Por tanto, bajo esta tesis, estas entidades tendrían la consideración de patrimoniales a efectos del IS si se transmitieran antes de ese momento (por ejemplo, si la sociedad solo ha obtenido los permisos y licencias necesarios para empezar las obras de instalación y montaje). Otros aspectos relevantes del caso analizado por la DGT fueron que (i) la entidad en fase *greenfield* analizada en ese caso no tenía empleados, por lo que todos los trabajos eran facturados por su sociedad matriz o por terceras empresas; y (ii) la matriz había prestado a la entidad *greenfield* los servicios de ingeniería, administrativos, etc., necesarios para tener la condición de *ready-to-build* mediante un contrato de prestación de servicios.

Sin perjuicio de este criterio administrativo, en nuestra opinión existen argumentos sólidos y doctrina para considerar que las ganancias de capital derivadas de la venta de sociedades en fase *greenfield* deben tener acceso a la exención, aun cuando solo se encuentren realizando la fase preliminar, consistente en la obtención de los permisos y licencias. En particular:

- i. En una contestación a una consulta vinculante posterior, la DGT se ha mostrado favorable en lo que respecta a la aplicación, en sede del transmitente (contribuyente del IS), de esta exención a la ganancia generada en la transmisión de participaciones de una

⁶⁶ Vid. la contestación a la consulta vinculante de la DGT con número de referencia V2265-21.

entidad cuya actividad principal era el desarrollo y explotación del juego *online*⁶⁷. En ese caso, la sociedad —dedicada al desarrollo y explotación del juego online— llevó a cabo las actuaciones necesarias para obtener las licencias administrativas precisas para el ejercicio de su actividad, proceso complejo que requirió importantes inversiones y para el que la entidad utilizó empleados de otras entidades de su grupo y subcontrató servicios específicos a terceros. Una vez obtenidas las licencias —que la sociedad contabilizó en su balance por un valor superior al 50 % del total del activo—, su accionista único transmitió el 100 % de su participación a un tercero, generándose así una ganancia patrimonial. La DGT concluyó que las actuaciones realizadas por la filial (centradas en la obtención de licencias) no eran “una sucesión de actuaciones meramente preparatorias de la actividad de comercialización del juego online”, sino el primer eslabón de esa actividad comercial. Análogas consideraciones son aplicables al caso de los proyectos de energías renovables.

- ii. Asimismo, la DGT ha reiterado su posición favorable recientemente, esta vez en una contestación a una consulta vinculante expresamente referida a la transmisión de acciones o participaciones en sociedades en fase *greenfield* en el sector de la energía renovable⁶⁸. Esta nueva consulta supone un cambio de criterio de la DGT, aunque tal cambio no sea reconocido expresamente en ella. Así, la DGT considera que las funciones desarrolladas por las sociedades en fase *greenfield* —orientadas a la subcontratación de terceros para la búsqueda de terrenos aptos para instalar un proyecto solar fotovoltaico, la realización de estudios topográficos y de análisis de viabilidad técnico-económica, la negociación de los contratos de arrendamiento o de derecho de superficie para el desarrollo de la actividad, la interconexión a la red y la realización de un proyecto de impacto ambiental, y la obtención de los permisos, licencias y autorizaciones necesarios— suponen ya el desarrollo de una actividad de promoción o desarrollo de parques solares fotovoltaicos. Esto es, la fase preparatoria y anterior al inicio de la construcción constituye ya actividad económica y, por tanto, la sociedad en fase *greenfield* no debe considerarse entidad patrimonial a efectos del IS.
- iii. Estos criterios son también coherentes con la resolución de 17 de octubre de 2022 emitida por la Hacienda Foral de Navarra, en la que se acepta (para las sociedades sujetas al IS en la Comunidad Foral de Navarra) que las plusvalías derivadas de la venta de sociedades en fase *greenfield* pueden tener acceso a la exención⁶⁹, y son también consistentes con al menos una contestación a una consulta vinculante anterior⁷⁰ de la

⁶⁷ Vid. la contestación a la consulta vinculante de la DGT con número de referencia V0863-23.

⁶⁸ Vid. la contestación a la consulta vinculante de la DGT con número de referencia V2200-23.

⁶⁹ Aplicable en la Comunidad Foral de Navarra en términos similares a los establecidos por la Ley del IS en territorio común. Resolución de la Hacienda Foral navarra de 17 de octubre de 2022 (HFNA, Resolución de 17 de octubre de 2022; JUR\2023\107749).

⁷⁰ Vid. la contestación a la consulta vinculante de la DGT con número de referencia V2931-16.

DGT. Además, confirman la doctrina fijada por el Tribunal Supremo⁷¹, que ha venido a sostener que las empresas que realizan actividades preparatorias respecto de la actividad económica de promoción inmobiliaria no se considerarían entidades patrimoniales a efectos del IS.

Nos parece que estos criterios son razonables, ya que, desde luego, la actividad que desarrollan normalmente las entidades *greenfield* excede de una mera actividad especulativa o patrimonial. A modo de ejemplo, estas entidades (i) negocian y se relacionan intensamente con múltiples autoridades administrativas para obtener la condición de *ready-to-build*; (ii) negocian y obtienen los contratos de arrendamiento sobre los terrenos oportunos e incluso tramitan declaraciones de utilidad pública; (iii) incurren en costes e inversiones significativos, tanto en servicios de ingeniería, asesoramiento legal y regulatorio, y codesarrollo, como para ir afrontando los pagos oportunos de tributos, tasas y registros para obtener ese estado; (iv) participan en las distintas instalaciones e infraestructuras necesarias para conectar y distribuir la energía eléctrica que en el futuro se producirá; y (v) una vez obtengan la condición de *ready-to-build*, lo previsible es que se acaben dedicando a una actividad económica tan fundamental como la producción de energía eléctrica.

b) Consideración de parte de la ganancia de capital como una remuneración por la aportación de know-how o experiencia técnica o industrial

Aunque el enfoque de que la Administración tributaria considere que una entidad *greenfield* es una entidad patrimonial a efectos de la Ley del IS se ha suavizado, sí se están cuestionando las operaciones relativas a entidades o proyectos *greenfield* en las que hay accionistas o inversores que prestan servicios a esas entidades o asumen funciones en su beneficio (fundamentalmente, relativos al desarrollo o promoción del proyecto hasta un estado de *ready-to-build*).

Esta posición parte de la premisa de que, bien no se está realizando adecuadamente un análisis de precios de transferencia (y, en particular, que esos servicios o funciones no están adecuadamente remunerados), bien que la operación en su conjunto constituye en realidad para el vendedor una remuneración para lograr que una entidad alcance ese estado de *ready-to-build*.

Bajo esta interpretación, la Administración tributaria podría imputar al vendedor o vendedores una renta adicional por la política de precios de transferencia, recalificando (la mayor) parte de la ganancia de capital como una remuneración por la aportación de know-how o la prestación de un servicio. Este ingreso tributa en la base imponible del IS de forma ordinaria, estando sujeto al tipo de gravamen del 25 %, al perder su naturaleza de ganancia de capital. En este sentido, en nuestra experiencia nos consta que el criterio informal de la Administración es que entre un 70 y un 95 % de la plusvalía derivada de

⁷¹ Vid. sentencias del Tribunal Supremo de 26 de febrero de 2015 (rec. 3263/2012) y de 13 de marzo de 2017 (rec. 185/2016).

la venta de acciones o participaciones en entidades *greenfield* debería considerarse retribución de los servicios prestados por el socio en el marco del proyecto, sin acceso a la exención.

A pesar de esta posición maximalista de la Administración, creemos que, bajo la normativa de precios de transferencia, y teniendo en cuenta:

- i. los costes e inversiones (*e. g.*, conexión a la red y subestaciones) que asume el grupo titular de una entidad *greenfield* (que exceden de los propios que asumiría un prestador de servicios); y
- ii. el riesgo de fracaso que tienen estos proyectos, por no poder contar en algún caso con una DIA favorable o por existir otras razones que impiden alcanzar el estado de *ready-to-build*;

existen razones para considerar que se pueden alcanzar remuneraciones distintas de las que propone la Administración tributaria, de conformidad con los métodos establecidos en el artículo 18 de la Ley del IS e, idealmente, por el método del precio libre comparable, tomando en consideración comparables internos o externos que estén disponibles de entidades que presten servicios de desarrollo o codesarrollo en este tipo de proyectos.

2.1.2. Tratamiento en el IVA: conceptos de edificación y unidad económica autónoma. ¿Son los parques de energías renovables “inmuebles” a efectos de tributación directa o indirecta?

En esta sección se hacen varias reflexiones respecto de la naturaleza de las centrales solar-fotovoltaicas o eólicas en las distintas categorías que el concepto inmueble o edificación tienen en el ámbito tributario, que, como se verá, son diversas e, incluso, contradictorias.

a) Impuesto sobre el Valor Añadido

En el caso del IVA, el concepto de *edificaciones* se establece en el artículo 6 de la Ley del IVA, que las define como “*construcciones unidas permanentemente al suelo o a otros inmuebles, efectuadas tanto sobre la superficie como en el subsuelo, que sean susceptibles de utilización autónoma e independiente*”⁷².

Que un bien constituya una edificación tiene diversos efectos en el IVA: por ejemplo, su segunda o ulterior entrega está, en principio, exenta de IVA y sujeta a la modalidad de Transmisiones Patrimoniales Onerosas (“TPO”) del ITPAJD si es un inmueble a efectos de este impuesto (como veremos). En todo caso, cabe renunciar a la exención (en tal supuesto, se

⁷² El artículo 6.2 de la Ley del IVA enumera ciertas construcciones que tienen tal consideración, siempre que estén unidas a un inmueble de una manera fija, de suerte que no puedan separarse de él sin quebranto de la materia ni deterioro del objeto.

aplicaría la regla de inversión del sujeto pasivo del artículo 84.Uno.2.º de la Ley del IVA). Además, el período de regularización de los bienes de inversión que sean edificaciones es mayor (*i. e.*, nueve años naturales siguientes a su adquisición). La Ley del IVA combina menciones tanto al concepto de edificación como al de inmueble, en cuyo caso hay que acudir al concepto de inmueble del artículo 13 ter del Reglamento de Ejecución (UE) n.º 282/2011 del Consejo, de 15 de marzo de 2011⁷³.

Y, dicho esto, ¿son los parques solares o eólicos edificaciones a efectos del IVA?

De acuerdo con la doctrina de la DGT, las placas solares que pueden ser desmontadas no tienen la consideración de edificación por sí solas, conforme a lo previsto en el artículo 6 de la Ley del IVA. Sin embargo, este mismo organismo considera que la totalidad de los elementos que componen el parque solar en su conjunto sí tienen la consideración de edificación⁷⁴. Respecto de los parques eólicos, la DGT considera que constituyen instalaciones especiales para la producción de electricidad y que se encuentran unidos al terreno donde se cimientan de forma fija y, por tanto, tienen la consideración de edificación a efectos del IVA⁷⁵. Estamos de acuerdo con esta doctrina de la DGT, que nos parece coherente con las reglas del impuesto.

Finalmente, en caso de transmisión directa del parque solar o eólico oportuno, debe analizarse también si, a efectos del IVA, estamos o no ante la transmisión de una unidad económica autónoma, ya que, si fuera el caso, la operación no estaría sujeta a IVA, lo que podría provocar la sujeción a TPO. En este sentido, desde nuestro punto de vista, la venta de toda la instalación (solar o eólica), con las licencias e infraestructura de interconexión y con todos sus elementos, tiene la consideración de transmisión de una unidad económica autónoma y, por tanto, no está sujeta a IVA⁷⁶. Sin embargo, la transmisión de un parque en construcción o sin el soporte técnico-administrativo suficiente para su funcionamiento supone, en nuestra opinión, que la operación se considere como una operación sujeta a IVA susceptible de no quedar sujeta a TPO.

⁷³ “A efectos de la aplicación de la Directiva 2006/112/CE, por «bienes inmuebles» se entenderá: (a) un área determinada de la corteza terrestre, ya sea en su superficie o en su subsuelo, en la que puede fundarse la propiedad y la posesión; (b) cualquier edificio o construcción fijado al suelo, o anclado en él, sobre o por debajo del nivel del mar, que no pueda desmantelarse o trasladarse con facilidad; (c) cualquier elemento que haya sido instalado y forme parte integrante de un edificio o de una construcción y sin el cual estos no puedan considerarse completos, como, por ejemplo, puertas, ventanas, tejados, escaleras y ascensores; (d) cualquier elemento, equipo o máquina instalado de forma permanente en un edificio o en una construcción, que no pueda trasladarse sin destruir o modificar dicho edificio o construcción”.

⁷⁴ Vid., por ejemplo, las contestaciones a las consultas vinculantes con números de referencia V0023-10, de 18 de enero de 2010, V2798-17, de 30 de octubre de 2017, o V2639-17, de 16 de octubre de 2017.

⁷⁵ Vid. la contestación a la consulta vinculante con número de referencia V1921-09, de 1 de septiembre de 2009. La DGT matiza que los elementos que conforman un aerogenerador, una vez desmontado o demolido, considerados de forma independiente o en su conjunto, no tienen la consideración de bien inmueble ni son, consecuentemente, una edificación.

⁷⁶ Opinión que comparte la DGT en su contestación a la consulta vinculante con número de referencia V2508-12, de 20 de diciembre de 2012.

b) Modalidad de Transmisiones Patrimoniales Onerosas del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados

Como regla general, el TPO solo entra en juego en operaciones que realizan personas que no son sujetos pasivos del IVA o que no actúan como empresarios o profesionales a tales efectos, por lo que, en general, este tributo no afecta a las operaciones ejecutadas por los distintos actores que intervienen en el desarrollo, construcción o explotación de los parques solares o eólicos. Ello sin perjuicio de que hay que revisar adecuadamente la tributación en el Impuesto sobre Actos Jurídicos Documentados de los distintos contratos, actos y operaciones que se realizan en este proceso.

Sin embargo, pese a esta regla general, en caso de transmisión de una unidad económica autónoma o de una edificación exenta de IVA, la norma que regula el TPO⁷⁷ señala en su artículo 5 que están sujetas a él las transmisiones de inmuebles incluidos en la transmisión de un patrimonio empresarial o profesional cuando la transmisión de este patrimonio no quede sujeta al IVA. Esto supone que, en caso de transmisión de un parque solar o eólico que tenga la consideración de unidad económica autónoma, no sujeta a IVA, es necesario analizar si ese parque incluye o no bienes inmuebles a efectos del TPO.

El artículo 3 de la Ley del ITPAJD considera que, para calificar un bien como inmueble, se estará a lo que dispone el Código Civil (en su artículo 334) o, en su defecto, el Derecho administrativo. No obstante, la norma del TPO amplía el concepto de bienes inmuebles, para incluir a *“las instalaciones de cualquier clase establecidas con carácter permanente, siquiera por la forma de su construcción sean transportables, y aun cuando el terreno sobre el que se hallen situadas no pertenezca al dueño de estos”*.

A priori, tanto los parques eólicos como las instalaciones solares-fotovoltaicas pueden encajar, si se transmiten una vez instaladas, en el concepto de inmuebles a efectos del TPO. Este criterio ha sido confirmado en varias ocasiones por la DGT, como resulta —en el caso de los parques solares— en sus contestaciones a las consultas vinculantes con números de referencia V2798-17, de 30 de octubre de 2017, V0533-18, de 26 de febrero de 2018, o V1599-18, de 08 de junio de 2018. Queremos resaltar, por su claridad, este párrafo de la primera contestación citada:

“No cabe duda de que, sin necesidad de acudir al Código Civil, el activo analizado que —según descripción de la consultante— consiste básicamente en paneles móviles anclados por fijaciones al suelo, susceptibles de ser montados y desmontados, que entran en funcionamiento una vez incorporados a la instalación de que se trate, encaja en la definición de bienes inmuebles recogida en el segundo párrafo del precepto transcrito, que considera como tales a las instalaciones de cualquier clase establecidas con carácter permanente, aunque sean transportables y con independencia de que estén situadas sobre terreno propio del dueño de las instalaciones o sobre terreno ajeno (como es el caso, en el que el terreno está arrendado por la propietaria de los paneles fotovoltaicos a un tercero)”.

⁷⁷ Esto es, el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/1993, de 24 de septiembre (“Ley del ITPAJD”).

Por ello, en el supuesto de transmisión directa de un parque eólico o solar no sujeta a IVA, la parte de su valor que corresponda a las instalaciones o maquinaria que estén “fijadas al suelo” estará sujeta a TPO, por su valor de mercado, incluso si los activos están situados en terreno que no es titularidad (como propietario o beneficiario de un derecho real de, *e. g.*, superficie) del propietario del parque y que, por tanto, se encuentren localizados en un inmueble arrendado. Esta conclusión supone también que, en nuestra opinión, la parte del valor que no esté asociada a los activos “fijados al suelo”, incluidas las existencias o los intangibles, no está sujeta a TPO si el transmitente es un empresario, incluso si la operación no está sujeta a IVA. En nuestra opinión, no debería ser posible aplicar analógicamente el concepto de bien inmueble por destino en estos casos, aplicación que permitiría incluir en este concepto de inmueble a efectos del TPO a las *“máquinas, vasos, instrumentos o utensilios destinados por el propietario de la finca a la industria o explotación que se realice en un edificio o heredad, y que directamente concurren a satisfacer las necesidades de la explotación misma”*.

c) Impuesto sobre la Renta de No Residentes

De acuerdo con la normativa del Impuesto sobre la Renta de No Residentes (“IRNR”), las ganancias de capital que derivan de la transmisión de bienes inmuebles, o de acciones o participaciones en los fondos propios de sociedades cuyo valor de su activo derive primordialmente de bienes inmuebles sitos en España, son ganancias de capital obtenidas en territorio español⁷⁸, sujetas a imposición al 19 %.

La mayoría de los convenios para evitar la doble imposición y prevenir la evasión fiscal en materia de impuestos sobre la renta no impiden la tributación en la fuente que establece España⁷⁹, de acuerdo con la normativa del IRNR. Desde nuestro punto de vista, el concepto de bienes inmuebles debe entenderse estrictamente según el Código Civil⁸⁰. Por lo tanto, la maquinaria o las instalaciones ubicadas en un terreno alquilado no se consideran bienes inmuebles en sentido estricto. Además, tal como ha confirmado la Audiencia Nacional, el resto de los activos de la sociedad, ya sean tangibles o intangibles, deben tenerse en cuenta para este cómputo y, por tanto, si exceden del 50 % del valor de la sociedad, la entidad no debería ser inmobiliaria a efectos del IRNR⁸¹.

⁷⁸ Artículo 13 del Texto Refundido de la Ley del IRNR, aprobado por el Real Decreto Legislativo 5/2004, de 5 de marzo.

⁷⁹ Con alguna excepción, como, por ejemplo, los convenios de España con los Países Bajos, Suecia e Italia.

⁸⁰ Por el contrario, si el titular del parque es propietario del terreno, consideramos que las instalaciones y maquinaria sí serían un mayor activo inmobiliario a efectos del IRNR (y del TPO) de acuerdo con el concepto de bienes inmuebles “por destino” del Código Civil (artículo 334.5.º).

⁸¹ Vid. sentencia de la Audiencia Nacional 5530/2017, de 29 de diciembre, rec. 184/2016, relativa al cómputo del peso de los activos inmobiliarios en la venta de acciones en sociedades españolas a efectos del IRNR.

2.2. ICIO: CUESTIONES RESUELTAS Y NO RESUELTAS

Este apartado apunta alguna de las cuestiones resueltas y otras no resueltas, de este tributo local, que —como el canon urbanístico— tiene impacto en el desarrollo y la construcción de los parques renovables.

2.2.1. ¿Qué activos, costes y gastos se incluyen en la base imponible de este impuesto?

El ICIO tiene como hecho imponible la realización de cualquier construcción, instalación u obra que requiera la obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística o, en su caso, declaración responsable o comunicación, independientemente de si esa licencia ha sido obtenida o no o de si se ha presentado tal declaración responsable o comunicación.

La base imponible del impuesto está constituida por el coste real y efectivo de la construcción, instalación u obra, entendiendo por tal el coste de su ejecución material. Se excluyen expresamente de esta definición el IVA y otros impuestos análogos, las tasas, precios públicos y demás prestaciones patrimoniales de carácter público local relacionadas con la construcción, instalación u obra, los honorarios de profesionales, el beneficio empresarial del contratista y cualquier otro concepto que no forme parte estrictamente del coste de ejecución material.

El TRLRHL no detalla qué se debe entender por *coste de ejecución material de la obra*, lo que ha dado lugar a una amplia interpretación administrativa y jurisprudencial.

El Tribunal Supremo ha establecido que el coste real y efectivo de la obra incluye el importe de la obra civil y las partidas correspondientes a equipos, maquinaria e instalaciones que se construyan, coloquen o efectúen como elementos técnicos físicamente inseparables de la obra e integrantes del mismo proyecto que sirvió para solicitar y obtener la correspondiente licencia, tales como fontanería y sanitarios, electricidad, climatización, instalaciones especiales y vidriería. A priori no se incluyen en este concepto y, por tanto, en la base imponible del ICIO, el coste de adquisición de los equipos, maquinaria e instalaciones mecánicas contruidos por terceros fuera de la obra e incorporados a ella, aunque sí se debe incluir el coste de su instalación (especial atención al Auto del Tribunal Supremo de 24 de junio de 2026, Rec. 6312/2025; ECLI:ES:TS:2026:6174A).

En el caso de instalaciones eólicas y fotovoltaicas⁸², el Tribunal Supremo ha precisado que la exclusión de la base imponible del ICIO de la maquinaria construida por terceros e instalada en la obra (como las turbinas o los aerogeneradores) no debe depender exclu-

⁸² Vid. sentencias de 16 de diciembre de 2003 (recurso de casación 4558/1998), 14 de mayo de 2010 (recurso de casación en interés de ley 22/2009) o 15 de febrero de 2013 (recurso de casación en interés de la ley núm. 3934/2011).

sivamente de su separabilidad física de la obra, sino de si es necesaria para cumplir la finalidad de la instalación mayor para la que se solicita la licencia. Por tanto, el coste de adquisición de la maquinaria (e. g., aerogeneradores) forma parte de la base imponible, ya que esta constituye, en sí misma, el conjunto de la instalación para la que se solicita la licencia. La separabilidad se interpreta, por tanto, desde la perspectiva de la autonomía funcional, entendida como la necesidad de contar con determinada maquinaria o instalaciones construidas por terceros para cumplir la finalidad de la obra para la que se solicita licencia.

Los Tribunales Superiores de Justicia han adoptado una interpretación ampliada de las conclusiones del Tribunal Supremo, llegando a considerar que se incluye en la base imponible del ICIO la maquinaria propia de procesos industriales o comerciales instalada dentro de una obra mayor para la que se solicita la licencia. Por ejemplo, vitrinas, murales, armarios y arcones de un supermercado, que, pese a ser elementos desmontables y removibles de la obra (separabilidad física), se han considerado indispensables para el ejercicio de esta actividad (autonomía funcional).

Sin embargo, en su contestación a la consulta vinculante con número de referencia VO266-24, de 29 de febrero, la DGT realiza una interpretación ordenada e integradora de la doctrina del Tribunal Supremo. El caso analizado es la reforma de un local industrial con instalación de la maquinaria necesaria para el proceso productivo. La DGT concluye que se debe incluir en la base imponible del ICIO la instalación que se pueda definir como *instalación gravable*, es decir, necesariamente sometida a licencia de obras o urbanística. Para incluir el valor de la maquinaria en la base imponible del impuesto, se deben cumplir dos requisitos: la instalación de la maquinaria industrial por sí sola (independientemente de la reforma del local) debe estar sujeta a licencia de obras o urbanística, y la maquinaria debe tener un carácter inherente al local y ser necesaria para servir a la construcción de elementos esenciales para su utilización, independientemente de que las máquinas sean esenciales para el desarrollo del proceso productivo que se llevará a cabo en la nave una vez finalizada la construcción.

En resumen, siguiendo la doctrina del Tribunal Supremo, la DGT interpreta que el ICIO no grava todas las instalaciones u obras propias de una actividad industrial o productiva, sino la realización de una construcción, instalación u obra para la que sea necesaria esa solicitud de licencia o declaración responsable. Con esta conclusión, parece que la Administración retoma una interpretación conforme a la cual la maquinaria afecta a una obra de ejecución o ampliación de una nave industrial (relacionada con el proceso productivo a desarrollar en esa nave) puede ser considerada de forma independiente a la propia obra o construcción para la que se solicita la licencia. Bajo esa tesis, en la medida en que no se necesite licencia para su instalación y no tenga el carácter de inherente a esta obra, esa maquinaria no se incluirá en la base imponible del ICIO.

Finalmente, sin perjuicio de lo anterior y sujeto a un análisis caso por caso, no se incluyen en la base imponible del ICIO los honorarios profesionales abonados al arquitecto, el coste de las pruebas realizadas para comprobar el correcto funcionamiento de las construccio-

nes e instalaciones, el coste de los equipos realizados por terceros e incorporados a la construcción cuya instalación no requiera licencia, y los costes de mano de obra relacionados con la seguridad e higiene.

2.2.2. ¿Quién es el obligado al pago del ICIO?

El ICIO establece como contribuyente al dueño de la construcción, instalación u obra, independientemente de si es o no titular del inmueble. A tal efecto, el artículo 101.1 del TRLRHL establece que es dueño quien soporte los gastos y costes de la realización de la construcción, instalación u obra.

No obstante, el TRLRHL dispone en su artículo 101.2 la figura del *sustituto del contribuyente* para el supuesto de que la construcción, instalación u obra no sea realizada por su *dueño*. En este caso, el sustituto del contribuyente (y sujeto pasivo) será quien solicite las correspondientes licencias o presente las declaraciones responsables o comunicaciones previas, o quien realice las construcciones, instalaciones u obras. Asimismo, el sustituto podrá exigir al dueño el importe de la cuota de ICIO que haya satisfecho. Ante esta regulación, se pueden apuntar varias consideraciones:

- i. Que, de acuerdo con la jurisprudencia⁸³, tanto el contribuyente como el sustituto están facultados y autorizados para solicitar las bonificaciones potestativas.
- ii. Que el sustituto del contribuyente “desplaza” al dueño de la obra, quedando como único obligado. Esta posición ha sido recientemente ratificada, no en el ICIO, sino en el impuesto autonómico extremeño sobre la eliminación de residuos en vertedero, respecto del cual el Tribunal Supremo ha concluido que *“la administración tributaria no puede girar la liquidación directamente al contribuyente [...] en lugar de al sustituto del contribuyente”*⁸⁴. Esta posición llega al paroxismo cuando, por ejemplo, el dueño de la obra solicita la licencia, pero encarga luego su ejecución a un tercero. En este caso, y dada la prevalencia del sustituto del contribuyente, la liquidación definitiva ha de girarse a quien realiza la construcción, instalación u obra⁸⁵.

2.2.3. ¿Cómo se abona este impuesto?

En el ICIO conviven dos obligaciones tributarias de carácter autónomo: una liquidación o autoliquidación inicial a cuenta o provisional (según se regule mediante ordenanza fiscal, cuando se conceda la licencia preceptiva o se presente la declaración responsable o la

⁸³ Vid. sentencia del Tribunal Supremo de 5 de mayo de 2009.

⁸⁴ Vid. sentencia del Tribunal Supremo de 17 de febrero de 2023.

⁸⁵ Vid. sentencia del Tribunal Supremo de 19 de noviembre de 2020. De hecho, como también indica el Tribunal Supremo en su sentencia de 11 de abril de 2022, una liquidación dirigida al contribuyente en lugar de a su sustituto legal “constituye un vicio material o sustantivo invalidante”.

comunicación previa⁸⁶) y una liquidación definitiva al terminar la construcción, instalación u obra. Una vez finalizada la construcción, instalación u obra, el TRLRHL establece que el ayuntamiento, teniendo en cuenta su coste real y efectivo, y mediante la oportuna comprobación administrativa, revisará y, en su caso, modificará la base imponible practicando una liquidación definitiva. Esto exige, en la práctica, la necesidad de que el ayuntamiento realice una comprobación administrativa, que consideramos que solo pueden llevarla a cabo los correspondientes órganos de inspección⁸⁷.

Con ello, se pueden producir dos decisiones administrativas de liquidación consecutivas. En la práctica, cualquier combinación entre las mencionadas obligaciones formales en los momentos inicial y final de la construcción es posible, y debe concretarse vía ordenanza municipal, por lo que el régimen de gestión del ICIO al que se enfrentan los contribuyentes es especialmente variado y puede generar inseguridad jurídica. Estas cuestiones deben tenerse en cuenta en un litigio relativo al ICIO y a su gestión.

Debe destacarse que el RDL 7/2026 habilita a los ayuntamientos para establecer una bonificación de hasta el 95 % para construcciones, instalaciones u obras con sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de energía solar o de energía ambiente. Se trata de una medida de notable relevancia para instalaciones renovables y obras de electrificación, si bien su aplicación no es automática y depende de que cada municipio la incorpore a su ordenanza fiscal.

3. LA IMPOSICIÓN “VERDE”

3.1. REFLEXIÓN SOBRE LA TRIBUTACIÓN VERDE O MEDIOAMBIENTAL. EL IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL GRAVAMEN TEMPORAL ENERGÉTICO

En el ámbito tributario español más reciente, se han desarrollado tributos que inciden significativamente en la actividad de producción de energía, muchos de ellos incluidos bajo el paraguas del impuesto medioambiental.

¿Qué es —o debería ser— un impuesto medioambiental? Una figura tributaria que genera *“cambios operativos, de comportamiento, y en el equipamiento de individuos, empresas [...] de los que resultan menores emisiones o uso de recursos naturales”*, y que suponen un me-

⁸⁶ O cuando, no habiéndose solicitado, concedido o denegado aún la licencia o presentado la declaración responsable o la comunicación previa, se inicie la construcción, instalación u obra. Esta liquidación provisional fija la base imponible (i) en función del presupuesto presentado por los interesados, siempre que hubiera sido visado por el colegio oficial correspondiente cuando ello constituya un requisito preceptivo, o (ii) cuando la ordenanza fiscal así lo prevea, en función de los índices o módulos que esta establezca al efecto.

⁸⁷ Y sin que quepa, en nuestra opinión, la gestión indirecta de esta materia, de acuerdo con el Reglamento general de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos.

nor impacto medioambiental. Estas figuras deben valorarse atendiendo (i) a su efectividad medioambiental, *i. e.*, a cómo se incentivan unas menores emisiones contaminantes o un menor uso de recursos, mediante cambios de comportamiento o despliegue tecnológico; (ii) a su capacidad de optimizar los impactos socioeconómicos (coste-efectividad); y (iii) a su capacidad recaudatoria y distributiva. Entre estos tributos, destaca el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (“IVPEE”)⁸⁸, impuesto directo medioambiental reactivado para el año 2024 a través del Real Decreto-ley 8/2023.

El IVPEE grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación. Su base imponible es el importe total que corresponda percibir al contribuyente por esa actividad e instalación⁸⁹. El tipo aplicable es un 7 % y es un impuesto anual, sin perjuicio de las obligaciones de realizar cuatro pagos fraccionados a cuenta del IVPEE.

El RDL 7/2026 introduce igualmente minoraciones en la base imponible del IVPEE para 2026. Partiendo del importe total percibido por la producción e incorporación de energía al sistema eléctrico —medida en barras de central, por instalación y período impositivo—, se aplicarán dos reducciones: del 10 % sobre las retribuciones del primer trimestre natural, y del 100 % sobre las del segundo. Idénticas reducciones se proyectan sobre los pagos fraccionados correspondientes. El tipo nominal permanece inalterado, pero la minoración de la base reduce la carga efectiva del impuesto y alivia los costes del sistema eléctrico.

El Real Decreto-ley 18/2026, de 29 de junio, establece un calendario de reducción progresiva del IVPEE hasta su eliminación en 2028 (con efectos de 1 de enero de 2027, y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2027, se exigirá al tipo del 3,5 %; y con efectos de 1 de enero de 2028, y vigencia indefinida, el Impuesto se exigirá al tipo del 0 %).

De distinta naturaleza es el gravamen temporal energético, establecido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre. Estamos —según la literalidad de la Ley— ante una prestación patrimonial de carácter público no tributario⁹⁰, que se aplica a determinados operadores (principales)⁹¹ de los sectores de la electricidad, gas natural, carburantes y gases licuados del petróleo, a los que se les exige el 1,2 % del INCN derivado de esas actividades en España. En este caso, su justificación no es medioambiental, sino reforzar el pacto nacional de rentas; y es en principio temporal, aunque se haya extendido también a 2024.

⁸⁸ Tributo cuya constitucionalidad y compatibilidad con la normativa europea han sido validadas tanto por el Tribunal Constitucional como por el Tribunal Supremo (vid. sentencia de 8 de junio de 2021, recurso n.º 2554/2014) y el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (vid. sentencia de 21 de marzo de 2021, asunto n.º C-220/19).

⁸⁹ En el importe total se consideran las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos establecidos por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el período impositivo, y las previstas en el régimen económico específico para estas actividades en los territorios insulares y extrapeninsulares.

⁹⁰ Ello pese a que, desde nuestro punto de vista, esta prestación guarde una gran similitud con una figura impositiva, en particular en su estructura y propósito.

⁹¹ Siempre que superen determinados importes de cifra de negocio.

La sensación es que la creciente importancia que en la economía española está teniendo el sector energético ha provocado que el legislador le imponga tributos. No obstante, esta tributación debería ponderarse en el sector de la energía renovable para no lastrar el cumplimiento del Pacto Verde Europeo, cuyo objetivo es reducir las emisiones de gases invernadero en al menos un 55 % para 2030.

3.2. TRIBUTOS MEDIOAMBIENTALES AUTONÓMICOS SOBRE EXPLOTACIONES EÓLICAS O SOLARES

Este despliegue tributario se manifiesta también en los denominados *cánones eólicos o solares* que las distintas comunidades autónomas han implementado en los últimos años. A modo de ejemplo:

- i. Recientemente, en el País Vasco se ha aprobado el canon de energías renovables⁹², que consiste en un impuesto directo, periódico y de naturaleza extrafiscal y real, con carácter compensatorio, que grava las instalaciones de energías renovables en suelo no urbanizable. Este impuesto se calcula en función de las hectáreas de superficie afectada por parques solares (a 700 € por hectárea) o del número de aerogeneradores y de su potencia en megavatios.
- ii. También en Aragón, mediante la Ley 2/2024, de 23 de mayo, se han creado los Impuestos Medioambientales sobre parques eólicos y fotovoltaicos, con reglas de base imponible similares a las vascas (aunque, en el caso de los aerogeneradores, también influyen la altura de la torre y el radio del rotor en metros); y en Cantabria, mediante la disposición adicional octava de la Ley 5/2022, de 15 de julio, de Ordenación del Territorio y Urbanismo de Cantabria.
- iii. Asimismo, las comunidades autónomas de Castilla-La Mancha, Castilla y León y Galicia (pionera en la materia desde 2009) han establecido impuestos similares, en este caso sobre los parques eólicos.

No es este el foro adecuado para examinar las constantes fricciones constitucionales que la conocida como *imposición medioambiental* con finalidad extrafiscal genera en los límites a la imposición autonómica, la colisión con impuestos locales (como el IBI o el IAE) o con impuestos estatales, como el IS (artículo 6 LOFCA), o en el respeto que se debe mantener a los principios constitucionales de la imposición en España, como la capacidad económica, la igualdad tributaria o la no confiscatoriedad (artículo 31 CE), y que han dado lugar a una prolija jurisprudencia del Tribunal Constitucional⁹³.

⁹² Mediante la Ley 1/2024, de 8 de febrero, de Transición Energética y Cambio Climático.

⁹³ Vid., al respecto, GONZÁLEZ-TREVIJANO SÁNCHEZ, Pedro José et al.: "Los principios constitucionales de la tributación ambiental", en BECKER ZUAZUA, Fernando et al. (coord.): Tratado de Tributación Medioambiental, Editorial Aranzadi Iberdrola, Pamplona, 2008.

3.3. VISIÓN PANORÁMICA DE LOS CRÉDITOS FISCALES A LA ENERGÍA RENOVABLE

Finalmente, y a diferencia de otros países⁹⁴, los nuevos gravámenes sobre la generación de energía (también renovable) no se han visto acompañados de la creación de créditos fiscales que favorezcan este tipo de inversiones o actividades. De hecho, las deducciones por inversiones medioambientales, establecidas en el artículo 39 del antiguo Texto Refundido de la Ley del IS⁹⁵, fueron paulatinamente desapareciendo hasta su completa eliminación con la actual Ley del IS.

En la actualidad, la Ley del IS establece de forma transitoria en su disposición adicional decimoséptima la posibilidad de amortizar libremente las inversiones en instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica que utilicen energía procedente de fuentes renovables (como solar y eólica), así como en aquellas instalaciones para uso térmico de consumo propio que utilicen energía procedente de fuentes renovables, que sustituyan instalaciones que utilicen energía procedente de fuentes no renovables fósiles. Y decimos de forma transitoria, ya que esta libertad de amortización sujeta a determinados requisitos solo se aplica a las inversiones puestas a disposición desde 2023 y que entren en funcionamiento en 2024, que podrán ser amortizadas libremente en ese período.

Sin perjuicio de lo anterior, con el RDL 7/2026 se reintroducen las medidas aprobadas por el RDL 16/2025 y el RDL 2/2026 en relación con la ampliación de la libertad de amortización para instalaciones de autoconsumo renovable e instalaciones térmicas renovables que sustituyan combustibles fósiles, entre otras. Esta libertad de amortización aplica a instalaciones que entren en funcionamiento en 2023, 2024, 2025 y 2026. Recordemos que la cuantía máxima de la inversión que se podrá beneficiar de este régimen es de 500.000 euros y que, para aplicar este beneficio, durante los 24 meses siguientes a la fecha de inicio del período impositivo en que los elementos adquiridos entren en funcionamiento, la plantilla media total de la entidad se debe mantener respecto de la plantilla media de los doce meses anteriores. Además, los edificios no se podrán acoger a esta libertad de amortización.

En nuestra opinión, el establecimiento de créditos fiscales a la inversión en estos sectores y en su tecnología mejoraría la inversión e instalación de estos proyectos en España, lo que permitiría al país asumir un papel protagonista en la generación de energía renovable en Europa. Aunque, lógicamente, estas medidas se tienen que equilibrar con la necesaria consolidación fiscal de ingresos y gastos, el fomento de la inversión y la dotación de seguridad jurídica en el ámbito tributario de estos proyectos podrían generar mayores

⁹⁴ Por ejemplo, los Estados Unidos de América.

⁹⁵ Su artículo 39.3 establecía una deducción en cuota de un 10 % en las inversiones realizadas en activos materiales consistentes en instalaciones y equipos para aprovechar la energía solar para su transformación en calor o electricidad.

ingresos y recursos para las Administraciones públicas, además de potenciar la creación de empleo y la actividad en áreas de la denominada *España vaciada*. *De lege ferenda*, la implementación de créditos fiscales en estos sectores, de forma que, incluso, puedan ser monetizables o aprovechables por los inversores (como ocurre en el ámbito del I+D+i), potenciaría estas actividades que son necesarias para lograr la descarbonización de la economía española y europea.

8

Las energías renovables ante el arbitraje de inversión

GABRIEL BOTTINI, OLGA PUIGDEMONT y SEBASTIÁN GREEN MARTÍNEZ

1. INTRODUCCIÓN

Los distintos tipos de energías renovables han dado lugar a una gran cantidad de arbitrajes de inversión. Ello no es sorprendente, en la medida en que el sector energético, en general, ha sido tradicionalmente uno de los más involucrados en este tipo de procedimientos (también, claro está, en arbitrajes comerciales).

Las razones por las cuales los inversores en el sector de la energía son usuarios frecuentes del arbitraje de inversión son variadas. Entre ellas puede mencionarse que se trata de un sector altamente regulado, que normalmente involucra inversiones cuyo plazo de recuperación suele ser largo y que enfrentan todo tipo de cambios de circunstancias⁹⁶; que se trata de inversiones de dimensiones considerables y que, por tanto, la solución de las disputas asociadas puede justificar el coste de un arbitraje de inversión; y que los inversores son actores sofisticados, bien asesorados, con conocimiento y experiencia de los remedios internacionales a su disposición (que frecuentemente ya habrán tenido en cuenta a la hora de estructurar su inversión).

Sin perjuicio de esta realidad del sector energético en general, las energías renovables presentan algunas circunstancias particulares en relación con el arbitraje de inversiones. Los tribunales arbitrales han tenido que considerar la implementación y eventual modificación o retirada de programas estatales de promoción de energías limpias, con frecuencia relacionados con el cumplimiento de obligaciones internacionales, en un contexto de permanente evolución de las tecnologías e incertidumbre en los factores económicos involucrados (coste, rentabilidad, precios de energías alternativas, etc.)⁹⁷. La circunstancia de tratarse, en algunos casos, de tecnologías relativamente nuevas y en rápida evolución agrega un componente adicional de incertidumbre al ya de por sí volátil sector energético.

⁹⁶ Encavis AG y otros c. República Italiana, Caso CIADI No. ARB/20/39, Laudo, 11 de marzo de 2024, párrs. 650-651.

⁹⁷ ACF Renewable Energy Limited c. República de Bulgaria, Caso CIADI No. ARB/18/1, Laudo, 5 de enero de 2024, párr. 1540.

Además, las energías renovables han sido las “preferidas” por los Gobiernos en las últimas décadas, particularmente ante las crecientes demandas sociales de protección del medio ambiente y la necesidad de tomar medidas para contrarrestar el cambio climático. Ello ha llevado a los Estados a adoptar gran cantidad de acciones de promoción de inversiones en energías renovables, más allá de las que aplican al sector energético en general. Estas medidas de promoción reforzada, por más loables que sean sus objetivos, son también fuente de gran cantidad de controversias (y es posible que lo sigan siendo en el futuro) ante la introducción de cambios durante su plazo de vigencia.

2. MARCO LEGISLATIVO NACIONAL E INTERNACIONAL DE PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Existe un considerable número de regulaciones de relevancia en materia de energías renovables aplicables a arbitrajes de inversión. Por un lado, tenemos los tratados internacionales, que resultan particularmente de aplicación en aquellos procedimientos que se regulan en virtud de acuerdos internacionales de inversión (“All”) y prevén que el Derecho aplicable sea tanto el propio All —y sus correspondientes estándares de protección— como otras normas internacionales⁹⁸ vigentes entre los Estados involucrados en la controversia⁹⁹. Entre ellos, sobresalen el Protocolo de Kioto y las Directivas 2001 y 2009 de la Unión Europea (“UE”), de creación de objetivos nacionales obligatorios para el consumo de electricidad de fuentes renovables.

Por otro lado, se encuentran las normas nacionales que, si bien con frecuencia son menos determinantes en el arbitraje de inversión que los principios regulatorios más generales o las disposiciones de Derecho internacional, pueden desempeñar un papel relevante, particularmente en aquellos casos en los que tales regulaciones nacionales sufran modificaciones o derogaciones que pudieran comprometer la responsabilidad del Estado frente a inversores extranjeros.

Los referidos instrumentos internacionales y regionales, así como la regulación en materia energética del Reino de España, se abordan en las próximas subsecciones.

⁹⁸ Entre muchos otros, el All entre Estados Unidos de América y Ruanda prevé que un tribunal que deba decidir una controversia entre un Estado parte y un inversor del otro resolverá de conformidad con el acuerdo, así como con las “normas aplicables de derecho internacional” (traducción libre del original en inglés). Vid. el Tratado Bilateral de Inversión (“TBI”) Ruanda - Estados Unidos de América (firma: 19 de febrero de 2008; entrada en vigor: 1 de enero de 2012), art. 30.1.

⁹⁹ En arbitrajes de inversión, los Estados involucrados son el Estado demandado y el país de origen del inversor, siendo este último la parte demandante en el proceso.

2.1. LEGISLACIÓN INTERNACIONAL Y REGIONAL DE FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

En mayo de 1992, los Estados parte de la Organización de las Naciones Unidas adoptaron la Convención Marco sobre el Cambio Climático (la “UNFCCC”, por sus siglas en inglés)¹⁰⁰, que ha sido ratificada por 198 Estados¹⁰¹. La UNFCCC establece como principios generales que los Estados parte deberán promover el desarrollo sostenible y cooperar para promover un sistema económico internacional que lleve a un crecimiento económico sostenible, particularmente en los países en vías de desarrollo¹⁰².

En 1997, en el contexto de la UNFCCC, se adoptó el Protocolo de Kioto a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (el “Protocolo de Kioto”)¹⁰³, que introdujo una serie de mecanismos de transacciones para la compraventa de emisiones de CO₂: aplicación conjunta¹⁰⁴, un Mecanismo de Desarrollo Limpio (“MDL”)¹⁰⁵ y comercio internacional de emisiones¹⁰⁶. Si bien los tres mecanismos han sido implementados, el MDL es el más popular; lo que ha dado lugar a un considerable mercado de certificados de reducción de emisiones (“CER”, por sus siglas en inglés)¹⁰⁷. El MDL se estableció con el objetivo de “ayudar a las Partes no incluidas en el anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir” a alcanzar el objeto del Protocolo, así como a ayudar a las Partes del anexo I “a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones”¹⁰⁸. El Protocolo de Kioto permite a los Estados con compromisos de reducción,

¹⁰⁰ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (adopción: 2 de mayo de 1992; apertura a firma: 20 de junio de 1992; entrada en vigor: 21 de marzo de 1994), *International Law Materials*, vol. 31, p. 849 y ss.

¹⁰¹ Sitio web oficial UNFCCC, Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change <<https://unfccc.int/process/parties-non-party-stakeholders/parties-convention-and-observer-states>> [consulta: 20 de julio de 2026].

¹⁰² UNFCCC, art. 3, principios 4 y 5.

¹⁰³ Protocolo de Kioto (adopción: 10 de diciembre de 1997; apertura a firma: 16 de marzo de 1998; entrada en vigor: 16 de febrero de 2005), *International Law Materials*, vol. 37, p. 22 y ss.

¹⁰⁴ Protocolo de Kioto, art. 6.

¹⁰⁵ Protocolo de Kioto, art. 12.

¹⁰⁶ Protocolo de Kioto, art. 17.

¹⁰⁷ MICHAELOWA, Axel et al.: Volumes and types of unused Certified Emission Reductions (CERs) - Lessons learned from CDM transactions under the Kyoto Protocol, transparency gaps and implications for post-2020 international carbon markets, Informe final del Perspectives Climate Group de la Universidad de Zurich, 2021, p. 15.

¹⁰⁸ Protocolo de Kioto, art. 12. Los Estados del Anexo I son los siguientes: Alemania, Arabia Saudita, Australia, Austria, Bielorrusia, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estonia, Eslovaquia, Eslovenia, España, la Unión Europea, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Malta, Mónaco, Nueva Zelanda, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Rumania, Rusia, Suecia, Suiza, Turquía y Ucrania. Las Partes que no forman parte del Anexo I son Afganistán, Albania, Angola, Antigua y Barbuda, Argentina, Argelia, Armenia, Azerbaiyán, Bahamas, Baréin, Bangladés, Barbados, Belice, Benín, Bután, Bolivia, Bosnia y Herzegovina, Botsuana, Brasil, Brunéi Darussalam, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camboya, Camerún, Catar, Chad, Chile, China, Colombia, Comoras, Corea del Sur, Congo, Islas Cook, Costa Rica, Costa de Marfil, Cuba, Corea del Norte, Yibuti, Dominica, Ecuador, Egipto, El Salvador, Eritrea, Esuatini, Etiopía, Fiya, Filipinas, Gabón, Gambia, Georgia, Ghana, Granada, Guatemala,

así como a sus inversores (públicos y privados), obtener los CER como producto de la implantación o financiación de proyectos que conlleven la reducción de emisiones en países en vías de desarrollo. La obtención de un CER, ya sea de manera directa o a través de sus inversores, permite al país que corresponda del Anexo I aumentar sus emisiones, dando cumplimiento en todo momento a los requisitos previstos en el Protocolo de Kioto. El mercado de CER finalizó en 2020 con el período de compromisos de los Estados parte, pasando a quedar la totalidad de los CER en los registros nacionales, sujetos a cancelación¹⁰⁹.

Por otro lado, un aspecto crítico del Protocolo de Kioto es que establece un régimen de “responsabilidades comunes pero diferenciadas” que obliga proporcionalmente a los Estados según su contribución a los gases de efecto invernadero y su grado de desarrollo¹¹⁰.

Finalmente, en diciembre de 2015 se aprobó el Acuerdo de París¹¹¹, que *“establece un mecanismo para contribuir a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y apoyar el desarrollo sostenible”*¹¹². Este mecanismo ha sido considerado como un seguimiento del MDL y de la aplicación conjunta del Protocolo de Kioto¹¹³. El Acuerdo de París destaca la importancia *“de hacer plenamente efectivos el desarrollo y la transferencia de tecnología”* para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero¹¹⁴.

Dos nociones principales se desprenden de lo antedicho: (i) los acuerdos de Naciones Unidas para el cambio climático promueven la inversión transnacional y la transferencia de tecnología, contribuyendo a la generación de oportunidades en el desarrollo de fuentes de energías renovables; y (ii) el Protocolo de Kioto establece obligaciones internacionales que conllevan que los Estados parte deben velar porque los objetivos del Protocolo sean compatibles con las políticas locales y/o regionales, así como que deben tener presentes sus obligaciones en derecho internacional de las inversiones.

Guinea, Guinea-Bisáu, Guinea Ecuatorial, Guyana, Haití, Honduras, India, Indonesia, Irán, Irak, Israel, Jamaica, Jordania, Kazajistán, Kenia, Kiribati, Kuwait, Kirguistán, Laos, Líbano, Lesoto, Liberia, Libia, Madagascar, Malawi, Malasia, Maldivas, Malí, Islas Marshall, Mauritania, Mauricio, Macedonia del Norte, Moldavia, México, Micronesia, Mongolia, Montenegro, Marruecos, Mozambique, Birmania (Myanmar), Namibia, Nauru, Nepal, Nicaragua, Níger, Nigeria, Niue, Omán, Pakistán, Palaos, Panamá, Papúa Nueva Guinea, Paraguay, Perú, República Dominicana, República Democrática del Congo, República Centroafricana, Ruanda, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Samoa, San Marino, Santo Tomé y Príncipe, Senegal, Serbia, Seychelles, Sierra Leona, Singapur, Islas Salomón, Somalia, Sudáfrica, Sri Lanka, Sudán, Surinam, Siria, Tayikistán, Tailandia, Timor-Leste, Tanzania, Togo, Tonga, Trinidad y Tobago, Túnez, Turkmenistán, Tuvalu, Uganda, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay, Uzbekistán, Vanuatu, Venezuela, Vietnam, Yemen, Zambia y Zimbabue.

¹⁰⁹ MICHAELOWA, Axel et al.: Volumes and types of unused Certified Emission Reductions (CERs)..., op. cit., p. 28.

¹¹⁰ Protocolo de Kioto, art. 10.

¹¹¹ Acuerdo de París (adopción: 12 de diciembre de 2015; entrada en vigor: 4 de noviembre de 2016), 3156 UNTS 79.

¹¹² Acuerdo de París, art. 6(4).

¹¹³ BAETENS, Freya: “Combating climate change through the promotion of green investment: from Kyoto to Paris without regime-specific dispute settlement”, en MILES, Kate (coord.): Research Handbook on Environment and Investment Law, Edward Elgar Publishing, Cheltenham/Northampton, 2019, p. 112.

¹¹⁴ Acuerdo de París, art. 10(1).

En paralelo a los referidos acuerdos sobre prevención del cambio climático, la cuestión evolucionó en el marco de la UE. La Comisión Europea publicó en 1997 su *White Paper for Community Strategy and Action Plan*, con el objetivo de promover medidas para el desarrollo de fuentes de energía renovables en la UE¹¹⁵. En 2000, el Parlamento Europeo adoptó su resolución sobre electricidad originada en fuentes de energía renovables y sobre el mercado interior de la electricidad. Allí se indicaba, entre otras cosas, que la Comisión de la UE debía presentar una propuesta de Directiva para establecer un marco legal adecuado y estable para apuntalar el rápido desarrollo de las energías renovables¹¹⁶.

Ello dio lugar a la Directiva 2001/77/CE¹¹⁷ (la “Directiva de 2001”), adoptada por el Parlamento y el Consejo europeos, que consideraba, *inter alia*, que la explotación de fuentes de energía renovables puede “*hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez*”¹¹⁸. En su preámbulo afirmaba que la UE “*reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible*”, que “[l]a necesidad de ayudas públicas en favor de las fuentes de energía renovables está reconocida en las Directrices comunitarias”, que a falta de un marco legislativo “*para el mercado de las fuentes de energía renovables [...] [l]os Estados miembros [están] aplican[do] diferentes mecanismos de apoyo a las fuentes de energía renovables a escala nacional, como los ‘certificados verdes’, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyo directo a los precios*”, y que “[u]no de los medios importantes de alcanzar el objetivo de la presente Directiva, a fin de mantener la confianza del inversor, es garantizar el correcto funcionamiento de esos mecanismos a la espera de que entre en funcionamiento un marco comunitario”¹¹⁹.

La Directiva de 2001 estableció objetivos indicativos nacionales, con miras a lograr el objetivo regional de generar el 22,1 % de la electricidad total consumida a partir de energías renovables para el año 2010¹²⁰. Para ello, se obligó a los Estados miembros a mantener políticas nacionales para promover las energías renovables, así como a establecer un marco legislativo y regulatorio objetivo, transparente y no discriminatorio que agilizase y facilitase la implementación de energías limpias¹²¹. Sin perjuicio de lo anterior, la Directiva de 2001 no impuso un régimen específico para la consecución de los objetivos planteados, sino que permitió a cada Estado miembro optar por el que considerase más adecuado para su entorno específico¹²².

¹¹⁵ Comisión Europea, *White Paper for a Community Strategy and Action Plan* COM(97)599, párr. 1.1.3.

¹¹⁶ Resolución del Parlamento Europeo sobre electricidad de fuentes de energía renovable y el mercado interno de electricidad, 30 de marzo de 2000, párr. R(3).

¹¹⁷ Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, Diario Oficial L 283, p. 33.

¹¹⁸ Ibid., preámbulo, párr. 1.

¹¹⁹ Ibid., preámbulo, párrs. 1, 12, 13 y 14.

¹²⁰ Ibid., art. 3(4).

¹²¹ Ibid., art. 6.

¹²² Ibid., preámbulo, párr. 23.

Esa norma fue dejada sin efecto y reemplazada por la Directiva 2009/28/CE¹²³ (la “Directiva de 2009”), que creó metas obligatorias por país sobre el consumo de electricidad de fuentes renovables, con el fin último de elevar el consumo europeo de estas fuentes al 20 % para el año 2020¹²⁴. La Directiva de 2009 dio impulso a la aplicación de planes de apoyo a las energías renovables en los Estados miembros con el fin de alcanzar sus objetivos, permitiendo al mismo tiempo proveer de *“seguridad a los inversores y promover el desarrollo permanente de tecnologías que produzcan energía a partir de todas las fuentes de energía renovables”*¹²⁵. En el caso de España, los objetivos establecidos bajo las reseñadas directivas fueron el 29,4 % y el 20 %, respectivamente.

En consecuencia, desde finales de la década de los noventa se ha desarrollado en varios países de la UE legislación específica para el fomento de tecnologías limpias que, al igual que los tratados internacionales sobre cambio climático antes referidos, presenta un manifiesto interés en promover la inversión extranjera y la transferencia de tecnología. Esta circunstancia es crítica para ponderar la modernización de las fuentes de energía, pues se trata de tecnologías que requieren una alta inversión inicial y presentan retorno en un relativo largo plazo. Por ello, distintos países han implantado sistemas de subsidios para incentivar la entrada de jugadores clave al nuevo mercado.

2.2. LEGISLACIÓN EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA QUE HA SIDO MOTIVO DE CONTROVERSA EN ARBITRAJES INTERNACIONALES SOBRE LA BASE DE TBI Y EL TCE

En la presente subsección se aborda la regulación española, no solo por haberse implementado en ejecución parcial de los acuerdos internacionales y directivas de la UE arriba descritas, sino también porque ha dado lugar a cerca de cincuenta reclamaciones presentadas ante tribunales arbitrales de inversión.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (la “Ley 54/1997”), introdujo un Régimen Especial de Producción Eléctrica, aplicable a las instalaciones de energías renovables con una potencia instalada inferior a 50 MW que cumplan con los requisitos del artículo 27 de esta Ley. Siguiendo las directrices de la Directiva de 2001 y el Plan de Energías Renovables de la UE para 2005-2010, la Ley 54/1997 tenía como objetivo promover estas tecnologías, ofreciendo un régimen económico favorable para sus productores mediante una prima adicional sobre el precio del mercado para la energía producida. Los criterios para establecer esta compensación se desarrollarían reglamentariamente para asegurar *“tasas de rentabilidad razonables”* para los inversores (arts. 15 y 30.4).

¹²³ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes de energía renovables y por el que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, Diario Oficial L 140, p. 16.

¹²⁴ Ibid., preámbulo, párr. 13.

¹²⁵ Ibid., preámbulo, párr. 14.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, definió la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial (el “RD 436/2004”), clarificó los mecanismos y las fórmulas para calcular las retribuciones aplicables a este régimen, garantizando a los inversores una *retribución razonable*. El sistema de incentivos del RD 436/2004 fue modificado varias veces y finalmente reemplazado por el Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, y luego por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (el “RD 661/2007”). Este último sería aplicable a las instalaciones registradas bajo el régimen del RD 436/2004, a pesar de que el artículo 40.3 del RD 661/2007 prohibía expresamente tal aplicación.

El RD 661/2007 estableció un sistema de incentivos, conocido como *feed-in tariff* (“FIT”), que fijaba el precio de la electricidad producida mediante una tarifa regulada o una prima sobre el precio del mercado, a elección del inversor, según el artículo 24. Esta tarifa regulada, expresada en céntimos de euro por kWh, dependía de la categoría, potencia y antigüedad de la instalación, y se mantenía durante toda la vida útil de la planta, aunque experimentaba una reducción aproximada del 20 % a partir del vigesimoquinto año, con posibilidad de revisión conforme al artículo 44.

A continuación, el Real Decreto 1578/2008 introdujo un nuevo programa de incentivos similar al del RD 661/2007, pero limitó la tarifa regulada a un período de 25 años y era aplicable solo a instalaciones fotovoltaicas que no hubieran logrado inscribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica antes del plazo establecido por el RD 661/2007.

La crisis económica y financiera de 2008 afectó a la viabilidad del sistema eléctrico español, provocando reformas legislativas como el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, que eliminó la tarifa regulada para instalaciones fotovoltaicas a partir del vigesimosexto año de entrada en funcionamiento de las instalaciones. Este plazo fue ampliado hasta el trigésimo año mediante la Ley 2/2011, de 4 de marzo. También se adoptaron otras reformas, como el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, que estableció un peaje de acceso a redes y limitó las horas susceptibles de incentivo para instalaciones fotovoltaicas, y el Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, que desvinculó las actualizaciones de los incentivos del índice de precios al consumo (el “IPC”) y pasaron a actualizarse con referencia al IPC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, dentro del régimen de impuestos constantes.

El Real Decreto-ley 9/2013 (el “RDL 9/2013”), de 12 de julio, introdujo cambios aún más significativos en el régimen económico especial, limitando la compensación (o incentivo) a un valor que, sumado al precio obtenido por la venta de electricidad en el mercado y teniendo en cuenta el historial de rendimiento de cada instalación con respecto a una instalación de referencia, aseguraría una tasa de rentabilidad razonable (“TRR”). Las instalaciones que ya hubieran alcanzado la rentabilidad razonable serían excluidas de recibir bonificaciones adicionales. La TRR se calcularía mediante una fórmula matemática que consideraría ingresos y costes operativos de una instalación de

energía renovable estándar y eficiente durante su vida útil. Sin perjuicio de ello, la tasa de rentabilidad seguiría siendo mayor para las instalaciones que venían estando sujetas al régimen anterior.

Este nuevo marco se reflejó en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y fue desarrollado por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Para el período 2014-2019, se fijó una TRR del 7,398 % antes de impuestos para plantas operativas antes del RDL 9/2013 (las cuales, con régimen primado reconocido, tenían derecho al nuevo régimen retributivo específico) y del 7,503 % para plantas certificadas después (siempre que cumplieran los requisitos para la remuneración regulada, que ahora exigía superar procedimientos de concurrencia competitiva).

Posteriormente, el Real Decreto-ley 17/2019 (el “RDL 17/2019”) abordó la necesidad de actualizar la TRR para el nuevo período regulatorio 2020-2025, confirmó el esquema del RDL 9/2013 y estableció finalmente una TRR del 7,09 % para el período 2020-2025. Las plantas operativas antes del RDL 9/2013 podían seguir beneficiándose de la TRR anterior del 7,398 % hasta 2031, siempre y cuando no hubieran iniciado ni iniciasen procedimientos arbitrales o judiciales relacionados con cambios en el régimen retributivo. Esta medida buscaba reducir el número de controversias y resolver las existentes, incentivando al inversor mediante el mantenimiento de la TRR previa más favorable durante los dos períodos regulatorios siguientes (2020-2025 y 2026-2031) a cambio de renunciar a los arbitrajes antes del 30 de septiembre de 2020. Si no se cumplía esta condición, la TRR aplicable sería del 7,09 %. En caso de que se dictara un laudo favorable en procedimientos renunciados, la TRR de 7,398 % sería revocada y el exceso pagado se deduciría de los pagos futuros.

Las instalaciones anteriores al RDL 9/2013 cuyos titulares no estuviesen involucrados en procedimientos arbitrales o judiciales se sujetarían automáticamente a la TRR del 7,398 % para los dos períodos siguientes, a menos que decidieran iniciar procedimientos arbitrales o judiciales, caso en que se sujetarían a la nueva TRR del 7,09 % para el período 2020-2025 y la TRR establecida para 2026-2031 antes del 1 de abril de 2020 (fecha prorrogada por el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, debido al estado de alarma sanitaria).

Por último, el RDL 17/2019 también anticipó que la capacidad de red liberada por el cierre de instalaciones térmicas de carbón o termonucleares podría ser otorgada en su totalidad o en parte a instalaciones de energías renovables. En 2022, de hecho, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico adjudicó el primer nudo —el Nudo Mudéjar— *“para otorgar el acceso a la red de transporte de electricidad que se libera tras cerrar una planta de generación”*, particularmente la Central Térmica de Teruel¹²⁶.

¹²⁶ MITECO: “Adjudicación del primer Nudo de Transición Justa: El Nudo Mudéjar” [en línea], 26 de noviembre de 2022, <<https://www.transicionjusta.gob.es/es/adjudicacion-del-nudo-mudejar-de-transicion-justa-.html>> [consulta: 20 de julio de 2026].

3. CONCEPTOS REGULATORIOS DISCUTIDOS EN LOS LAUDOS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES

Tanto la legislación internacional como la legislación española en materia de energías renovables aquí reseñadas han dado lugar a controversias, muchas de las cuales se han dirimido ante tribunales arbitrales de inversión. Estos procedimientos han generado una miríada de consideraciones de relevancia jurídica por parte de los tribunales intervinientes. A los efectos de este capítulo, es relevante abordar las consideraciones manifestadas por tribunales arbitrales sobre (i) el derecho soberano a regular y modificaciones al régimen aplicable; (ii) las expectativas legítimas del inversor y el deber de debida diligencia; (iii) la rentabilidad de la inversión y valuación de daños; y (iv) posibles reclamaciones relativas al mercado de emisiones del Protocolo de Kioto.

3.1. DERECHO A REGULAR Y CAMBIOS EN LA REGULACIÓN

El derecho del Estado a regular diversos sectores económicos en defensa del interés público es ampliamente aceptado en los laudos sobre energías renovables¹²⁷. Este derecho es inherente¹²⁸ e indiscutible¹²⁹ para el Estado. La creación de normas legislativas y regulatorias para sectores específicos necesariamente incluye la capacidad de modificar estas normas para adaptarse a nuevas circunstancias¹³⁰, especialmente en la regulación de servicios

¹²⁷ Vid., inter alia, *Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. and Energia Termosolar B.V. (antes Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. and Antin Energia Termosolar B.V.) c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/31, Laudo, 15 de junio de 2018, ("Antin"), párr. 531; *Watkins Holdings S.à.r.l. y otros c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/44, Laudo, 21 de enero de 2020 ("Watkins"), párr. 674; *Cavalum SGPS, S.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/34, Decisión sobre Jurisdicción, responsabilidad e Instrucciones sobre la cuantía, 31 de agosto de 2020 ("Cavalum"), párr. 407; *Belenergia S.A. c. República Italiana*, Caso CIADI No. ARB/15/40, Laudo, 28 de agosto de 2019 ("Belenergia"), párr. 572; *Sun Reserve Luxco Holdings SRL c. República Italiana*, Caso SCC No. 132/2016, Laudo, 25 de marzo de 2020 ("Sun Reserve"), párr. 686.

¹²⁸ *Foresight Luxembourg Solar 1 S. Á.R.l., et al.c. Reino de España*, Caso SCC No. 2015/150, Laudo, 14 de noviembre de 2018 ("Foresight"), párr. 340.

¹²⁹ *9Ren Holding S.a.r.l c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/15, Laudo, 31 de mayo de 2019 ("9Ren"), párr. 65.

¹³⁰ *Mesa Power Group, LLC c. Gobierno de Canadá*, CNUDMI, Caso PCA No. 2012-17, Laudo, 24 de marzo de 2016 ("Mesa Power"), párr. 619; *Charanne and Construction Investments c. Reino de España*, Caso SCC No. V 062/2012, Laudo, 21 de enero de 2016 ("Charanne"), párr. 503; *Antin*, párr. 637; *9Ren*, párr. 253; *OperaFund Eco-Invest SICAV PLC and Schwab Holding AG c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/36, Laudo, 6 de septiembre de 2019 ("OperaFund"), párr. 509; *Voltaic Network GmbH c. República Checa*, Caso PCA No. 2014-20, Laudo, 15 de mayo de 2019 ("Voltaic"), párr. 488; *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018 ("Masdar"), párr. 485; *Cube Infrastructure Fund SICAV y otro c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/20, Decisión de Jurisdicción, Responsabilidad y Decisión Parcial sobre el *Quantum*, 19 de febrero de 2019 ("Cube"), párrs. 397, 400; *Greentech Energy Systems A/S, et al c. República Italiana*, Caso SCC No. V 2015/095, Laudo, 23 de diciembre de 2018 ("Greentech"), párr. 452; *Cavalum*, párr. 419; *The PV Investors c. Reino de España*, Caso PCA No. 2012-14, Laudo, 28 de febrero de 2020 ("The PV Investors"), párr. 601.

públicos u otros sectores clave de la economía¹³¹. El derecho a regular económicamente conlleva un nivel razonable de flexibilidad regulatoria¹³² o margen de apreciación, lo que en última instancia proporciona una amplia discreción en el ejercicio del poder regulador. Este margen de apreciación, en principio, limita la capacidad de los tribunales de inversión para revisar el mérito o la conveniencia de las medidas estatales, así como la existencia de alternativas más adecuadas¹³³.

La referida discrecionalidad regulatoria no es, sin embargo, absoluta. Esta *"debe equilibrarse con otros principios, incluidos los que se derivan directamente de la soberanía del Estado [...] En términos más generales, la protección de las inversiones y el derecho a regular funcionan de forma equilibrada en [...] tratados de inversión"*.¹³⁴ La amplitud del poder regulatorio del Estado dependerá de las normas nacionales relevantes y de las obligaciones internacionales adoptadas por el Estado, especialmente en virtud de tratados de inversiones¹³⁵, así como de la interpretación que las jurisdicciones competentes hagan de esas disposiciones nacionales e internacionales. A pesar de las diferencias entre los distintos ordenamientos nacionales y los tratados de inversiones, los laudos sobre energías renovables suelen abordar nociones generales que limitan el poder regulatorio estatal en el ámbito económico. Sin embargo, las opiniones en este campo no muestran el mismo grado de consenso que respecto a la existencia general del derecho a regular. Desde una perspectiva general, se analizan dos aspectos clave en la determinación de los límites del poder regulatorio: (i) el cambio radical o fundamental en el marco regulatorio y (ii) la existencia de compromisos asumidos por el Estado con inversores extranjeros.

Respecto al primer aspecto, varias decisiones en materia de energías renovables razonan que, dependiendo de las circunstancias, un cambio radical o fundamental en el marco regulatorio vigente en el momento de la inversión podría constituir una violación de los derechos del inversor, frustrando, por ejemplo, sus expectativas legítimas¹³⁶. La cuestión principal es saber determinar cuándo un cambio es lo suficientemente radical o fundamental como para ser inaceptable desde la perspectiva de la protección de las inversiones, a menos que existan otras circunstancias que lo justifiquen¹³⁷. Uno de los criterios frecuentemente empleados es si el cambio ha afectado a los pilares fundamentales del marco regulatorio¹³⁸.

¹³¹ Cube, párrs. 305, 408.

¹³² Cavalum, párr. 407.

¹³³ The PV Investors, párr. 583.

¹³⁴ The PV Investors, párr. 570 (traducción libre del original en inglés).

¹³⁵ 9Ren, párr. 254; Antin, párr. 637.

¹³⁶ Vid., e. g., Watkins, párr. 543. Por supuesto, el cambio radical o fundamental del marco regulatorio no es un concepto novedoso en el arbitraje de inversiones, pues ha sido discutido extensamente en otros contextos. Vid. CMS Gas Transmission Company c. República Argentina, Caso CIADI No. ARB/01/8, Laudo, 12 de mayo de 2005 ("CMS v. Argentina"), párrs. 275-277.

¹³⁷ Vid. Photovoltaic Knopf Betriebe GmbH c. República Checa, Caso PCA No. 2014-21, Laudo, 15 de mayo de 2019 ("Photovoltaik"), párr. 498 (refiriéndose a la posibilidad de modificar el marco regulatorio cuando exista una justificación económica para ello).

¹³⁸ Antin, párr. 532; Cavalum, párr. 406 (aludiendo también a la subversión del marco legal).

Según varios tribunales, si con el cambio regulatorio se eliminan estos aspectos fundamentales o esenciales, se podría considerar que se ha producido un cambio radical o fundamental que podría minorar la protección ofrecida por los tratados de inversiones¹³⁹. Sin embargo, algunas decisiones sostienen que solo aquellos cambios que realmente causan daño son reprochables, ya que un cambio radical será solo aquel que afecte significativamente el equilibrio económico del proyecto a largo plazo¹⁴⁰ o el valor de la inversión¹⁴¹.

En cuanto al segundo aspecto (existencia de compromisos asumidos por el Estado con inversores extranjeros), se sostiene que los cambios en el marco regulatorio previos al cambio fundamental tienen al menos dos impactos¹⁴²: primero, en relación con los aspectos fundamentales del marco regulatorio que el inversor razonablemente podría esperar¹⁴³; y segundo, en relación con el valor de las inversiones en el momento del cambio radical, lo que puede influir en la cuantía de los daños¹⁴⁴. Además, aunque no directamente relacionado con la intensidad del cambio, se ha considerado si el cambio afecta a un marco regulatorio diseñado específicamente para atraer inversiones en el sector energético¹⁴⁵ y en qué medida el inversor se basó en las afirmaciones del Estado sobre la estabilidad de ese marco para realizar la inversión¹⁴⁶.

Varias decisiones sugieren que la existencia de compromisos específicos de estabilidad podría restringir¹⁴⁷, aunque no eliminar totalmente, la capacidad del Estado para modificar los marcos regulatorios¹⁴⁸. El carácter específico de los compromisos se refiere, por un lado, a los beneficiarios de ese compromiso. Para ser relevante en un arbitraje de inversiones, el compromiso debe incluir a inversores extranjeros, aunque se ha sugerido que un compromiso también puede ser específico si está dirigido a una clase identificable de personas que incluye a los inversores extranjeros¹⁴⁹. Por otro lado, el tribunal del caso *Masdar* destacó dos visiones sobre el tipo de instrumentos que pueden dar lugar a compromisos

¹³⁹ Foresight, párr. 359; SolEs Badajoz GmbH c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/15/38, Laudo, 31 de julio de 2019 ("SolEs Badajoz"), párrs. 450, 462; Antin, párr. 556. Sin embargo, se ha sostenido que en cualquier determinación de si un cambio regulatorio fue radical o fundamental debe darse la debida deferencia al poder regulatorio del Estado. Sun Reserve, párr. 735.

¹⁴⁰ Cube, párrs. 355, 440.

¹⁴¹ Watkins, párrs. 562-563 (citando Eiser Infrastructure Limited and Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, párr. 382).

¹⁴² Cube, párrs. 355-357.

¹⁴³ Cube, párrs. 355-357.

¹⁴⁴ Cube, párrs. 355-357.

¹⁴⁵ Antin, párr. 532; OperaFund, párr. 509.

¹⁴⁶ Cube, párr. 412. Contra ver Voltaic, párr. 488.

¹⁴⁷ Sun Reserve, párr. 703.

¹⁴⁸ Foresight, párrs. 356, 368, 376. Sin embargo, el tribunal del caso RWE sugirió que, aun en la ausencia de un compromiso específico de no modificación del marco regulatorio, un Estado podría violar un tratado de inversiones (en ese caso, el Tratado de la Carta de la Energía) a través de un cambio total e irrazonable del régimen legal. RWE, párr. 451.

¹⁴⁹ Eskosol S.p.A. in liquidazione c. República Italiana, Caso CIADI No. ARB/15/50, Laudo, 4 de septiembre de 2020 ("Eskosol"), párr. 432; 9Ren, párr. 257.

específicos por parte del Estado: una visión sostiene que esos compromisos pueden surgir incluso de declaraciones generales en leyes o regulaciones¹⁵⁰, mientras que la otra afirma que deben estar contenidos en instrumentos más específicos, como contratos entre el Estado y el inversor¹⁵¹. Finalmente, también se ha considerado si el lenguaje utilizado en los instrumentos en cuestión es suficientemente expreso y específico para constituir un “compromiso específico” de no modificación del marco regulatorio¹⁵².

3.2. EXPECTATIVAS LEGÍTIMAS Y DEBIDA DILIGENCIA DEL INVERSOR

El concepto de expectativas legítimas del inversor es casi omnipresente en los debates sobre arbitraje de inversiones, y los arbitrajes en energías renovables no son una excepción. Sin embargo, en estos casos, las expectativas legítimas a menudo se han considerado en relación con la debida diligencia del inversor, es decir, el análisis previo de factores legales, financieros, económicos, etc., que podrían influir en el desarrollo de la inversión proyectada. Aunque esta relación no es completamente nueva, antes de los laudos sobre energías renovables, la debida diligencia del inversor se había examinado menos que las expectativas legítimas. La noción de expectativas legítimas también se conecta con los conceptos discutidos anteriormente sobre cambios fundamentales en el marco regulatorio y compromisos específicos del Estado¹⁵³.

Las expectativas legítimas deben ser realistas¹⁵⁴ y basadas en parámetros objetivos, a menudo referidos al concepto de un *inversor prudente* hipotético¹⁵⁵. Dependen de las circunstancias específicas de cada caso¹⁵⁶, con exclusión de creencias meramente subjetivas¹⁵⁷ y análisis abstractos¹⁵⁸. Su nacimiento requiere una acción concreta por parte del Estado, ya sea mediante compromisos específicos o declaraciones formales¹⁵⁹, y deben ser expectativas legalmente protegidas¹⁶⁰, no meras estimaciones o predicciones sobre las perspectivas de un negocio, incluso si estas son razonables¹⁶¹. Aunque algunos tribunales han sugerido que no se debe excluir la posibilidad de que las expectativas legítimas surjan de regulaciones

¹⁵⁰ Vid. Cube, párr. 276 (afirmando que España asumió un compromiso a través de una norma regulatoria general). Vid. también Watkins, párr. 495.

¹⁵¹ Masdar, párr. 490. Vid. también 9Ren, párr. 299; Eskosol, párr. 439.

¹⁵² Greentech, párrs. 452-453.

¹⁵³ Vid. Charanne, párr. 514; Foresight, párr. 377; NextEra, párr. 600; Watkins, párr. 693.

¹⁵⁴ Belenergia, párr. 571.

¹⁵⁵ SolEs Badajoz, párr. 312. Vid. Belenergia, párr. 596 (sugiriendo que un inversor prudente hubiese tenido en cuenta los esquemas de incentivos a la energía fotovoltaica en otros países europeos además de Italia).

¹⁵⁶ Sun Reserve, párr. 697.

¹⁵⁷ Sun Reserve, párr. 836.

¹⁵⁸ Antin, párrs. 536-537.

¹⁵⁹ Antin, párr. 538.

¹⁶⁰ Contra Antaris Solar GmbH and Dr. Michael Göde c. República Checa, Caso PCA No. 2014-01, Laudo, 2 de mayo de 2018 (“Antaris”), párr. 366.

¹⁶¹ Cavalum, párr. 418.

generales adoptadas para inducir la inversión¹⁶², siempre que estas regulaciones incluyan declaraciones claras e inequívocas sobre la estabilidad del marco regulatorio durante un período determinado¹⁶³, esta posibilidad no siempre es aceptada de manera unánime¹⁶⁴.

Cuando las expectativas legítimas se fundan en normas de Derecho interno, es necesario analizar el Derecho nacional que forma parte del marco regulatorio relevante¹⁶⁵. Se ha argumentado que deben basarse en las normas jurídicas nacionales y no en lo que los textos promocionales puedan decir sobre esas normas¹⁶⁶. Así, el carácter jurídico del documento y la precisión de su texto son factores importantes para evaluar si puede generar expectativas legítimas¹⁶⁷. Las promesas o declaraciones formales que podrían dar lugar a expectativas legítimas deben provenir de un órgano competente del Estado, aunque esas expectativas pueden surgir de manera explícita o implícita¹⁶⁸. No obstante, se ha argumentado que solo pueden surgir expectativas legítimas si el inversor realmente se basó en las declaraciones formales o promesas del Estado al realizar la inversión¹⁶⁹.

Como se ha avanzado *supra*, en los arbitrajes sobre energías renovables se ha debatido con más intensidad la relación entre las expectativas legítimas y la diligencia del inversor, particularmente en cuanto a la realización de una *due diligence* antes o durante la inversión. En general, se sugiere que para invocar expectativas legítimas, el inversor debe demostrar haber actuado con un grado razonable de debida diligencia al examinar el marco regulatorio relevante, aunque no se exige una investigación legal exhaustiva¹⁷⁰. Esto no

¹⁶² ESPF Beteiligungs GmbH, ESPF Nr. 2 Austria Beteiligungs GmbH, and InfraClass Energie 5 GmbH & Co. KG c. República Italiana, Caso CIADI No. ARB/16/5, Laudo, 14 de septiembre de 2020 ("ESPF"), párr. 512; 9Ren, párrs. 294-295; SolEs Badajoz, párr. 313. Vid. también STEAG GmbH c. Reino de España, Caso CIADI No. ARB/15/4, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad e instrucciones sobre Cuantificación de Daños, 8 de septiembre de 2020 ("Steag"), párr. 508.

¹⁶³ Cube, párr. 388.

¹⁶⁴ Vid. Cavalum, párr. 439. Un principio que sí parece ser unánime es que las expectativas legítimas deben ser evaluadas al momento en que se realiza la inversión. Vid., e. g., Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Grand Duchy of Luxembourg), SICAR c. Reino de España, Caso SCC No. 2015/063, Laudo, 15 de febrero de 2018 ("Novenergia II"), párrs. 531, 538; Cavalum, párr. 441; Antin, párr. 537; Sun Reserve, párr. 716. Sin perjuicio de este principio, el tribunal en Sun Reserve aclaró que, cuando no puede determinarse con precisión el momento en que se realizó la inversión, se torna relevante el momento en que el inversor decidió realizar la inversión. Sun Reserve, párr. 718. Vid. también Novenergia II, párr. 539.

¹⁶⁵ Stadtwerke, párr. 181.

¹⁶⁶ Stadtwerke, párr. 287. Este concepto parece apartarse de lo sostenido en casos anteriores no relacionados con energías renovables. Vid. CMS v. Argentina, párr. 134. También Sun Reserve, párr. 817 (afirmando que declaraciones generales de autoridades públicas destinadas a publicitar un determinado marco regulatorio no pueden crear expectativas que vayan más allá de lo que establece el propio marco regulatorio).

¹⁶⁷ Photovoltaik, párr. 510.

¹⁶⁸ Cavalum, párr. 431; Antaris, párr. 399 (añadiendo que basta con una promesa expresa o implícita de estabilidad, sin que sea necesaria la existencia de una cláusula de estabilización).

¹⁶⁹ Jürgen Wirtgen, Stefan Wirtgen, Gisela Wirtgen and JSW Solar (zwei) GmbH & Co. KG c. República Checa, Caso CPA No. 2014-03, Laudo, 11 de octubre de 2017 ("Jürgen Wirtgen"), párr. 436.

¹⁷⁰ Sun Reserve, párr. 714; OperaFund, párr. 486; Cavalum, párr. 473; Masdar, párr. 494; Isolux Netherlands, BV c. Reino de España, Caso SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, párr. 781; Belenergia, párr. 584.

implica que la realización de un proceso formal de *due diligence* sea una condición previa para invocar expectativas legítimas¹⁷¹, aunque el tribunal en el caso *Cavalum* afirmó que un inversor en un sector altamente regulado debe llevar a cabo su propio análisis del marco legal aplicable¹⁷². Sin embargo, el inversor no puede beneficiarse de su desconocimiento sobre aspectos del marco regulatorio que habría conocido con una investigación adecuada realizada por un inversor prudente hipotético¹⁷³.

Dentro del debate sobre la *due diligence* del inversor, se discute el contenido que debe tener ese análisis. Mientras algunos tribunales sostienen que una *due diligence* adecuada debe incluir la previsibilidad de cambios en el marco regulatorio¹⁷⁴, otros argumentan que este análisis no es necesario si existen disposiciones legales¹⁷⁵ o declaraciones de autoridades¹⁷⁶ que claramente excluyan la posibilidad de tales cambios¹⁷⁷. El tribunal en *Foresight* sugirió que, aunque la posibilidad de cambio no se trate explícitamente en la *due diligence*, es razonable que un inversor suponga que sus asesores legales lo alertarían si hubiera un riesgo de cambio fundamental en el marco regulatorio¹⁷⁸. También se ha sugerido que una apropiada *due diligence* para un inversor prudente debe proporcionar conocimiento general sobre decisiones recientes del máximo tribunal del país receptor de la inversión que hayan interpretado disposiciones del marco regulatorio¹⁷⁹. En contraste, el tribunal de *ACF c. Bulgaria* sostuvo que ni siquiera la *due diligence* más escrupulosa puede dar al inversor el mismo grado de conocimiento de las circunstancias que pueden afectar a la inversión que el que tiene el Estado receptor¹⁸⁰.

3.3. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN Y VALORACIÓN DE DAÑOS

Al igual que otros tribunales arbitrales de inversiones, los tribunales en los arbitrajes sobre energías renovables a menudo deben considerar la rentabilidad de la inversión antes y después de las medidas cuestionadas. Este aspecto es relevante tanto para determinar si el Estado ha violado el tratado de inversiones como para calcular los daños,

¹⁷¹ SolEs Badajoz, párr. 331. Vid. también Cube, párrs. 393, 396.

¹⁷² Cavalum, párr. 444. Vid. también Steag, párr. 524. Sin embargo, el tribunal en OperaFund sugirió que el inversor puede basarse en análisis de *due diligence* realizados para un tercero. Vid. OperaFund, párrs. 486-487.

¹⁷³ SolEs Badajoz, párr. 331; Steag, párr. 524. Como contrapartida, el tribunal en Blusun afirmó que la realización de un ejercicio de *due diligence* no traslada riesgo alguno al Estado. Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier and Michael Stein c. República Italiana, Caso CIADI No. ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016 ("Blusun"), párr. 383.

¹⁷⁴ Steag, párr. 527.

¹⁷⁵ OperaFund, párr. 487.

¹⁷⁶ ESPF, párr. 538.

¹⁷⁷ Steag, párr. 527.

¹⁷⁸ Foresight, párr. 380. Vid., sin embargo, Foresight, Opinión Disidente Parcial del Dr. Vinuesa, párrs. 45-47 (afirmando que la asunción de la mayoría del tribunal respecto de lo que era razonable que un inversor asumiese era una mera especulación y que los demandantes no habían probado haber realizado una *due diligence* adecuada).

¹⁷⁹ SolEs Badajoz, párr. 429.

¹⁸⁰ ACF Renewable Energy Limited c. Republica de Bulgaria, Caso CIADI No. ARB/18/1, Laudo, 5 de enero de 2024, párr. 1552.

si procede¹⁸¹. Aunque el análisis de la rentabilidad y conceptos relacionados no es nuevo ni exclusivo de los arbitrajes sobre energías renovables, estos casos representan una de las iteraciones más recientes donde estos conceptos han sido discutidos en profundidad.

Un debate importante en este contexto es si los estándares de protección en los tratados de inversiones, especialmente el trato justo y equitativo, aseguran al inversor la rentabilidad establecida en el marco regulatorio previo a las medidas impugnadas, o si, por el contrario, la garantía se limita a asegurar una rentabilidad razonable. La respuesta depende de la interpretación tanto del tratado aplicable como del marco regulatorio en cuestión. Sin perjuicio de ello, mientras algunos tribunales han concluido que las protecciones del tratado pueden ser violadas si el Estado no respeta la rentabilidad prevista al momento de la inversión¹⁸², otros sostienen que el tratado solo se vulneraría si el retorno esperado después de las medidas en disputa no es una rentabilidad razonable¹⁸³. Aunque no existe un consenso claro sobre la definición de rentabilidad razonable y algunos tribunales han evitado cuantificarla¹⁸⁴, la mayoría ha utilizado tasas de rentabilidad que oscilan entre el 6,5 % y el 8 %, incluidas referencias a tasas antes y después de impuestos¹⁸⁵.

Finalmente, el tratamiento de los aspectos de valoración de daños en los arbitrajes sobre energías renovables suele presentar enfoques similares a los de otros tribunales de inversión, pero con énfasis en las peculiaridades del sector. Se destaca que el sector de las energías renovables es intensivo en capital, que requiere grandes inversiones iniciales¹⁸⁶ y que necesita incentivos económicos del Estado, dado que las tecnologías disponibles son más costosas que las fuentes de energía convencionales¹⁸⁷. Generalmente, se acepta el método de flujos futuros descontados (DCF, por sus siglas en inglés: *Discounted Cash Flows*) como adecuado para la cuantificación de daños¹⁸⁸, siempre que el proyecto tenga un historial operativo y de rentabilidad suficientemente largo¹⁸⁹. Se subraya la necesidad de que los flujos futuros sean estimados con un grado razonable de previsibilidad, lo cual, en principio, está presente en el sector de energías renovables debido a la intensa regulación de ingresos y costos.

¹⁸¹ Vid. *The PV Investors*, párr. 648.

¹⁸² *Vid., e. g., Watkins*, párrs. 503-509; *NextEra*, párrs. 599-600; *Novenergia II*, párr. 674; *Foresight*, párr. 378.

¹⁸³ *RREEF*, Decisión sobre Responsabilidad, párrs. 386-387; *BayWa r.e. Renewable Energy GmbH and BayWa r.e. Asset Holding GmbH c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/16, Decisión de Jurisdicción, Responsabilidad y Directivas sobre el Quantum, 2 de diciembre de 2019 ("*BayWa*, Decisión de Responsabilidad"), párr. 504; *The PV Investors*, párr. 616; *Photovoltaik*, párr. 490; *Voltaic*, párr. 494.

¹⁸⁴ *BayWa*, Decisión de Responsabilidad, párr. 508.

¹⁸⁵ *Antin*, párr. 564; *BayWa r.e. Renewable Energy GmbH and BayWa r.e. Asset Holding GmbH c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/15/16, Laudo, 25 de enero de 2021, párr. 19; *The PV Investors*, párr. 689; *Cavalum*, párr. 680; *ESPF*, párr. 898.

¹⁸⁶ *9REN*, párr. 311.

¹⁸⁷ *Antin*, párr. 540; *SolEs Badajoz*, párr. 415; *The PV Investors*, párr. 589.

¹⁸⁸ *Masdar*, párr. 575; *Foresight*, párr. 474; *Antin*, párr. 675; *SolEs Badajoz*, párr. 488; *The PV Investors*, párr. 691; *Novenergia II*, párr. 818.

¹⁸⁹ *Windstream Energy LLC c. Gobierno de Canadá*, Caso PCA No. 2013-22, Laudo, 27 de septiembre de 2016, párr. 475; *NextEra*, párr. 647; *ESPF*, párr. 886 *Novenergia II*, párr. 820.

3.4. POSIBLES RECLAMACIONES RELATIVAS AL MERCADO DE EMISIONES BAJO EL PROTOCOLO DE KIOTO

Si bien no constan arbitrajes de inversiones relacionados con el mercado de CER del Protocolo de Kioto, abordado *supra*, se han presentado otra clase de reclamaciones arbitrales contra Estados al respecto. Particularmente, el caso entre *Naftac Limited y la Agencia Nacional de Inversiones Medioambientales de Ucrania* ("Naftac"). Allí, la demandante presentó una reclamación sobre proyectos destinados a reducir las emisiones de carbono en el sector ucraniano de distribución de gas natural. Naftac argumentó que si las obras se hubieran concluido, habrían generado CER con arreglo al Protocolo de Kioto, que se habrían comercializado en el mercado internacional de emisiones, generando beneficios para Naftac y el Estado ucraniano¹⁹⁰. La demandante alegó que fue expulsada del proyecto en el último momento y reclamó 185 millones de dólares en concepto de indemnización por la supuesta violación de sus derechos contractuales, así como la definición del número de CER que debían transferirse a su cuenta¹⁹¹. Ucrania, por su parte, sostuvo que la empresa no había cumplido todos los requisitos reglamentarios y de licencia.

Si bien el laudo no se ha hecho público, se ha conocido que la reclamación del caso Naftac¹⁹² no ha tenido éxito¹⁹³. Aunque no se conocen los motivos del rechazo, el caso pone de manifiesto el posible impacto que los cambios regulatorios pueden tener en el mercado de los CER, dando lugar a reclamaciones arbitrales que podrían pasar desapercibidas en las consideraciones regulatorias de los Estados. Cabe resaltar que se ha informado de que la Corte Permanente de Arbitraje ha registrado numerosos casos confidenciales relativos a esta materia¹⁹⁴.

¹⁹⁰ PETERSON, Luke: "Tribunal declines interim measures request of investor; claimant pursuing arbitration arising out of Kyoto protocol emission reduction project" [en línea], IAREporter, 20 de octubre de 2010, <<https://www.iareporter.com/articles/tribunal-declines-interim-measures-request-of-investor-claimant-pursuing-arbitration-arising-out-of-kyoto-protocol-emission-reduction-project/>> [consulta: 6 de marzo de 2026].

¹⁹¹ PERPELYNSKA, Olena: "Arbitrations against Ukraine: Overview of 2012" [en línea], CIS Arbitration Forum, 20 de febrero de 2013, <<https://cisarbitration.com/2013/02/20/arbitrations-against-ukraine-overview-of-2012/>> [consulta: 6 de marzo de 2026].

¹⁹² Cabe mencionar que el caso Naftac ha sido el primero en regirse por las Reglas Opcionales de la Corte Permanente de Arbitraje para arbitrajes en materias de recursos naturales y medioambiente.

¹⁹³ PETERSON, Luke: "Tribunal declines interim measures request of investor...", op. cit.

¹⁹⁴ Vid. VIÑUALES, Jorge: "Foreign investment and the environment in international law", en MILES, Kate (coord.): *Research Handbook on Environment and Investment Law*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham/Northampton, 2019, p. 19.

4. CONCLUSIÓN

Las inversiones en energías renovables son ya un componente crucial del sector energético. Sin embargo, ante las crisis recurrentes causadas por el cambio climático, el mundo se ve ante la necesidad y el desafío de incrementar y acelerar las inversiones en energías limpias. Para ello, será fundamental tanto el rol del Estado, como promotor y regulador de las inversiones, como el de los inversores privados, quienes aportarán una parte fundamental del capital requerido, del conocimiento y de la innovación tecnológica.

La cooperación efectiva de los sectores público y privado en este campo requiere la implementación de incentivos económicos adecuados, así como de marcos regulatorios modernos, que atiendan razonablemente tanto a la protección de los intereses públicos en juego como a los intereses de los inversores privados que arriesguen su capital. Las disputas en materia de inversiones en energías renovables y la jurisprudencia que las ha resuelto sugieren que es aconsejable prever mecanismos que permitan ajustar los marcos regulatorios ante cambios significativos en las circunstancias. Estos mecanismos permitirán que los cambios de circunstancias que se produzcan no requieran el abandono de los marcos regulatorios que permitieron las inversiones, sino su adaptación a las nuevas realidades económicas y sociales y de los mercados energéticos.

Glosario

- **ADR.** Métodos alternativos de prevención y resolución de disputas.
- **All.** Acuerdos internacionales de inversión.
- **APESp.** Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento.
- **APM.** Acta de puesta en marcha.
- **AAC.** Autorización administrativa de construcción que permite a su titular realizar la construcción de la instalación, que alcanza el estado de RTB.
- **AAP.** Autorización administrativa previa que se tramita con el anteproyecto de la instalación o, en su caso, con la evaluación de impacto ambiental.
- **BICE.** Bienes inmuebles de características especiales que *"constituyen un conjunto complejo de uso especializado, integrado por suelo, edificios, instalaciones y obras de urbanización y mejora que, por su carácter unitario y por estar ligado de forma definitiva para su funcionamiento, se configura a efectos catastrales como un único bien inmueble"*. El apartado segundo del artículo 8.1 del TRLCI incluye expresamente como BICE a aquellos inmuebles *"destinados a la producción de energía eléctrica y gas y al refino de petróleo, y las centrales nucleares"*.
- **BoP.** Contrato de ingeniería civil y de obra.
- **CER.** Certificados de reducción de emisiones que el Protocolo de Kioto permite obtener a los Estados con compromisos de reducción, así como a sus inversores (públicos y privados), como producto de la implantación o financiación de proyectos que conlleven la reducción de emisiones en países en vías de desarrollo.
- **CfD.** Contratos por diferencias. Se trata de mecanismos para canalizar las ayudas públicas hacia las inversiones en nuevos proyectos renovables. Funcionan como PPA celebrados entre el generador y una entidad pública y permiten otorgar una remuneración mínima al titular de la instalación, así como establecer límites al exceso de remuneración.
- **Cláusulas anti-embarrassment.** Cláusulas que permiten al vendedor recalcular al alza el precio de compra del objeto que se vende en caso de que este se revenda en un

período determinado de tiempo posterior por un precio más alto. El fin esencial de estas cláusulas es compartir con el vendedor original la plusvalía que se pueda generar por la reventa, lo cual es particularmente relevante en el caso de un proyecto de renovables, pues su valor puede aumentar significativamente con el paso del tiempo, a medida que el proyecto esté más cerca de generar electricidad.

- **COD.** Término comúnmente utilizado en la práctica para determinar la fecha a partir de la cual el proyecto puede darse como “listo” para iniciar su operación comercial.
- **DGT.** Dirección General de Tributos.
- **DIA.** Declaración de impacto ambiental emitida por el órgano competente de la Administración General del Estado, en los términos previstos en la Ley 21/2013 de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, o de la Administración autonómica conforme al procedimiento previsto en su propia normativa.
- **DUP.** Declaración de utilidad pública prevista en la Ley del Sector Eléctrico que declara la utilidad pública general de las instalaciones eléctricas para la generación de energía a efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su implantación.
- **Derecho de acceso.** Derecho de uso de la red en unas condiciones normativamente determinadas.
- **Derecho de conexión.** Derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red en unas condiciones determinadas.
- **Directiva RED II o Directiva 2018/2001.** Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- **Directiva RED III.** Directiva (UE) 2023/2413, de 18 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo de la Unión Europea, por la que se modifica, entre otras, la Directiva (UE) 2018/2001.
- **Dispute board.** Órgano (que puede ser permanente o no, según lo regulen las partes) compuesto por un número de expertos que se ocupan de supervisar la ejecución de un contrato con la intención de evitar o solventar cualquier disputa que pueda surgir entre las partes. Es un mecanismo alternativo de resolución de controversias que se aplica durante toda la vida del proyecto y cuyo fin principal es evitar que la disputa se materialice.
- **División o fragmentación “artificial” de proyectos.** Definida en la Ley 21/2013 como el *“mecanismo artificioso de división de un proyecto con el objetivo de evitar la evaluación de impacto ambiental ordinaria en el caso de que la suma de las magnitudes supere los umbrales establecidos en el anexo I”* (cfr. parte B del Anexo VI).

- **EFET.** European Federation of Energy Traders.
- **EON.** Notificación operacional de energización.
- **FIT.** *Feed-in tariff.* Sistema de incentivos establecido por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que fijaba el precio de la electricidad producida mediante una tarifa regulada o una prima sobre el precio del mercado, a elección del inversor.
- **Fondos Next Generation EU.** Instrumento temporal basado en subvenciones y otras ayudas públicas dirigidas a reparar los daños económicos y sociales causados por la pandemia de la COVID-19, dentro del marco del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia de la Unión Europea, que fue aprobado por el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.
- **FON.** Notificación operacional final.
- **Hibridación.** Combinación de más de una tecnología de producción de electricidad o, en su caso, producción y almacenamiento, en el contexto de los permisos de acceso y conexión.
- **IAE.** Impuesto sobre Actividades Económicas que abonan anualmente las entidades que desarrollan una actividad empresarial o profesional en España.
- **IBI.** Impuesto sobre Bienes Inmuebles.
- **ICIO.** Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras.
- **INCEN.** Importe neto de la cifra de negocios.
- **IVPEE.** Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica.
- **ION.** Notificación operacional provisional.
- **IRNR.** Impuesto sobre la Renta de No Residentes.
- **IVA.** Impuesto sobre el Valor Añadido.
- **Ley de Arbitraje.** Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje.
- **Ley del IS.** Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades.
- **Ley del ITPAJD.** Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/1993, de 24 de septiembre.
- **Ley del IVA.** Ley 37/1992, de 27 de diciembre, del IVA.
- **Ley del Sector Eléctrico de 2013 o LSE.** Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- **Ley 21/2013.** Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- **Locked box.** Sistema de determinación del precio en operaciones de adquisición cuya firma y cierre no son simultáneos, que determina un precio fijo por referencia a unos estados financieros de referencia previos o coincidentes con la fecha de firma del contrato de compraventa, sin posibilidad de ajustes, salvo excepciones. Los riesgos de negocio asociados al objeto de la compra se transfieren al comprador en el momento de la firma.
- **LOI.** Documento (también denominado en la práctica *acuerdo de intenciones*, *memorandum of understanding* o *non-binding offer*, según el contexto) en el que los contratantes dejan constancia escrita de su voluntad de negociar, así como de los diversos extremos que han de acordar —o sobre los que ya existe alguna clase de acuerdo— respecto a los términos de la negociación y de la transacción, pero generalmente sin comprometerse a concluirla o quedando sujeta a otras cuestiones, tales como la obtención de autorizaciones corporativas o de terceros, el aseguramiento de la financiación necesaria, la realización satisfactoria de una *due diligence* o la consecución de determinados hitos.
- **MDL.** Mecanismo de Desarrollo Limpio establecido por el Protocolo de Kioto con el objetivo de “ayudar a las Partes no incluidas en el anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir” a alcanzar el objeto del Protocolo, así como a ayudar a las Partes del Anexo I “a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones”.
- **Mediación.** Mecanismo ADR que implica la intervención de un mediador neutral que ayuda a las partes a aproximar sus posiciones y a explorar opciones de solución, sin que aquel tenga poder de decisión sobre el conflicto.
- **MRSA.** Contrato de representación de mercado que mandata a un agente registrado para que represente al titular y actúe en el mercado mayorista de electricidad —frente a REE, OMIE y la CNMC— a cambio de una comisión.
- **Non-shop.** Compromiso entre las partes de no negociar ni adelantar ningún tipo de conversaciones u ofrecimientos con terceros durante un determinado período de tiempo (el período de exclusividad) en relación con el objeto del contrato.
- **O&M.** Contratos de operación y mantenimiento.
- **PAC.** Acta de recepción provisional que acredita el final de las obras bajo el contrato de construcción, siempre que se encuentren libres de defectos o tareas pendientes, salvo por aquellas que sean menores (normalmente ligadas a un porcentaje respecto del precio del contrato) que se detallan en un listado (*punch list*) anexo al acta.
- **Periodo de garantía.** Período que comienza cuando se alcanza el hito de recepción provisional de la planta, durante el cual el principal podrá continuar solicitando al contratista la subsanación de los defectos de construcción que detecte en la planta.

- **Permisos de acceso y conexión.** Títulos habilitantes que materializan los derechos de acceso y de conexión, y que pueden ser obtenidos por distintos sujetos o instalaciones del sector eléctrico (instalaciones de generación, consumo o almacenamiento, principalmente) en las condiciones previstas en la normativa que les es aplicable.
- **PERTE ERHA.** Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de las Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento, que forma parte del PRTR.
- **PNIEC.** Plan Integrado de Energía y Clima aprobado por el Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.
- **PPA.** *Power purchase agreements.*
- **PRTR.** Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de abril de 2021 como condición establecida por el Reglamento de aprobación del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia de la Unión Europea para iniciar la solicitud de los Fondos Next-Generation EU.
- **Protocolo de Kioto.** Protocolo de Kioto a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
- **PGC.** Plan General de Contabilidad.
- **RAIPEE.** Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- **RD 413/2014.** Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **RD 417/2006.** Real Decreto 417/2006, de 7 de abril, por el que se desarrolla el TRLCI.
- **RDL 7/2026.** Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio.
- **RD 960/2020.** Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- **RTB.** *Ready to build.* Hito del sector que marca el momento en que un proyecto está listo para iniciar su construcción.
- **RECORE.** Renovables, cogeneración y residuos.
- **REER.** Régimen Económico de Energías Renovables, aprobado por el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

- **Reglamento Delegado (UE) 2023/1184.** Reglamento Delegado (UE) 2023/1184, de 10 de febrero, de la Comisión, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definan normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico.
- **Relación de bienes y derechos afectados (RBDA).** Relación que recoge la superficie necesaria para la implantación del proyecto, identificando los terrenos por su referencia catastral o por sus datos de inscripción en el Registro de la Propiedad, que proporciona al Promotor la información sobre los propietarios a los que dirigirse y las cargas existentes que pueden presentar alguna incompatibilidad con el proyecto.
- **Repotenciación o repowering.** Definida por la Directiva RED II como *"la renovación de las centrales eléctricas que producen energías renovables, incluyendo la sustitución total o parcial de las instalaciones o de los sistemas operativos y de los equipos, con el objetivo de reemplazar la capacidad o mejorar la eficiencia o la capacidad de la instalación"*.
- **Sistema completion accounts.** Sistema de determinación del precio en operaciones de adquisición cuya firma y cierre no son simultáneos, en el que el precio establecido se basa en unos estados financieros teóricos previos a la fecha de firma, que deben ajustarse conforme a los estados financieros reales en el cierre de la operación. Los riesgos de negocio solo se transfieren al comprador en el momento en que este se convierte en propietario.
- **SET.** Subestaciones eléctricas de transformación. Instalaciones que adecúan la intensidad de la energía producida a la propia de la red en la que se vierte.
- **TBI.** Tratado Bilateral de Inversión.
- **TRR.** Tasa de rentabilidad razonable. Valor al que se limita la compensación o incentivo bajo el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.
- **ATR / TPA.** *Third party access.* Principio o derecho que, junto con otras medidas estructurales del sector, como la separación de actividades, articula la apertura a la competencia del suministro de electricidad. Permite a los generadores y consumidores acceder a las infraestructuras en red de terceros (redes de transporte y distribución de electricidad) en condiciones de igualdad, objetividad y transparencia.
- **TRLRHL.** Texto Refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.
- **TRLCI.** Texto Refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo.
- **TSA.** *Turbine supply agreement.* Contrato de suministro e instalación de aerogeneradores.
- **TPO.** Transmisiones Patrimoniales Onerosas.
- **UE.** Unión Europea.

- **UNFCCC.** Convención Marco sobre el Cambio Climático adoptada en mayo de 1992 por los Estados parte de la Organización de las Naciones Unidas, ratificada por 198 Estados, que establece como principios generales que los Estados parte deberán promover el desarrollo sostenible y cooperar para promover un sistema económico internacional que lleve a un crecimiento económico sostenible, particularmente en los países en vías de desarrollo.
- **UTE.** Unión temporal de empresas. Forma jurídica habitual bajo la que se constituye un consorcio de empresas para la ejecución de proyectos energéticos complejos o de magnitud considerable, cuando la complejidad del alcance de la obra exige la intervención de varios contratistas con roles o papeles diferenciados.

RETOS Y DISPUTAS EN EL SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Director: Álvaro López de Argumedo Piñeiro

Coordinadores: Roberto Fernández Castilla / Alberto Fernández Matía /
Claudia Venecia Martín López

La transición energética ha situado a las energías renovables en el centro del desarrollo económico, regulatorio y tecnológico.

Esta obra ofrece una visión integral del sector en España y analiza su evolución, el marco normativo, los desafíos derivados de la transformación del mercado eléctrico y las tendencias que marcarán su futuro.

Con un enfoque riguroso y práctico, aborda las claves que condicionan la inversión, el desarrollo y la operación de los proyectos renovables.

CAPÍTULOS:

- El marco de las energías renovables en España
- La inversión en proyectos renovables y sus principales desafíos
- Fase precontractual
- Fase de desarrollo
- Fase de construcción
- Fase de operación
- Algunas cuestiones sobre la fiscalidad de la energía renovable
- Particularidades del arbitraje y ADR en materia de energías renovables
- Energías renovables y arbitraje de inversión