

Buenas prácticas regulatorias. Una propuesta para el sector eléctrico español

OPINIÓN DEL IEE

Junio 2023



Buenas prácticas regulatorias. Una propuesta para el sector eléctrico español



INSTITUTO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

El presente Informe ha sido elaborado por el Instituto de Estudios Económicos (IEE), reflejando su opinión institucional. El IEE agradece a los distintos colaboradores externos, expertos en el sector eléctrico, que han realizado aportaciones y mejoras al documento original.

© 2023 INSTITUTO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS
C/ Príncipe de Vergara, 74, 6.ª planta • 28006 Madrid
Tel.: 917 820 580
iee@ieemadrid.com
www.ieemadrid.es

Maquetación: D. G. Gallego y Asociados, S. L.
gallego@dg-gallego.com

Junio 2023

Documento digital PDF

Se autoriza la difusión por terceros de esta publicación, de forma total o parcial, siempre y cuando quede reflejado inequívocamente que la autoría de la misma es del Instituto de Estudios Económicos. En este caso, rogamos que nos envíen una copia de la referencia al IEE.

Índice

RESUMEN EJECUTIVO	6
UNA INTRODUCCIÓN A LAS BUENAS PRÁCTICAS REGULATORIAS	19
Introducción	19
1. La evidencia empírica entre la calidad regulatoria y el desarrollo económico.....	20
1.1. Las manifestaciones de los efectos de la regulación subóptima sobre la actividad empresarial.....	21
1.2. La relación entre calidad regulatoria, seguridad jurídica y desarrollo económico en los principales países desarrollados.....	22
2. La mejora de la calidad regulatoria y la seguridad jurídica.....	28
2.1. El concepto de seguridad jurídica y su protección constitucional.....	28
2.2. Los principios de las buenas prácticas regulatorias	29
UNA PROPUESTA DE BUENAS PRÁCTICAS REGULATORIAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	31
1. Introducción.....	31
1.1. Importancia del sector eléctrico en la economía.....	31
1.2. Necesidad de una regulación ortodoxa.....	31
1.3. El proceso de construcción del mercado interior de la energía	32
1.4. Impacto de la crisis tras la guerra de Ucrania	34
1.5. Propuesta de la Comisión Europea	38
1.6. Objetivo del informe.....	40
2. Descripción de la propuesta del Gobierno español e implicaciones	41
2.1. Firma de contratos a plazo y a precio fijo con las instalaciones renovables a través de subastas	41
2.2. Firma de contratos a plazo y a precio fijo con hidráulicas y nucleares a precio regulado	42
2.3. Reforma de los actuales mecanismos de capacidad	44
3. Liberalización versus planificación en generación y comercialización.....	45
4. El diseño del mercado mayorista	46



5. Consideraciones acerca de la contratación a plazo de electricidad	49
6. Mecanismos de capacidad	51
7. La descarbonización a mínimo coste	54
7.1. La relevancia de las redes eléctricas	55
7.2. La UE debería fijar un único objetivo para luchar contra el cambio climático.....	56
7.3. Señales de mercado versus subvenciones.....	57
8. Diseño eficiente de peajes	58
8.1. Principios para un diseño eficiente.....	58
8.2. Utilización de la red y costes incrementales	59
8.3. Recuperación de los costes no incrementales	61
8.4. Impacto del autoconsumo sobre el diseño eficiente de peajes	62
9. Diseño eficiente de cargos.....	63
10. Consideraciones acerca de la tarifa regulada.....	64
11. Consideraciones de equidad: diseño del bono social	66
11.1. Situación actual	66
11.2. Problemas de la situación actual y propuesta de reforma.....	69
12. Principales recomendaciones	70



Resumen Ejecutivo

La calidad institucional de un país, en especial en los ámbitos relativos a la seguridad jurídica y a la adecuación del marco regulatorio, es un elemento influyente en su desempeño económico a largo plazo, y, por tanto, en la generación de riqueza y bienestar para la sociedad.

Un marco regulatorio e institucional que configure los incentivos adecuados para los distintos agentes económicos favorecerá la asignación y acumulación de capital en proyectos de inversión rentables, productivos e innovadores. Ello tendrá un impacto positivo en la productividad, y, por ende, en el crecimiento a largo plazo de la economía. Por el contrario, dada la complejidad de las interrelaciones que se establecen entre los agentes en una economía de mercado, el establecimiento y mantenimiento de una intervención pública sobre un conjunto de actividades conllevará, más tarde o más temprano, un consecutivo control de precios o de costes para superar las restricciones que derivarían, por el lado de la oferta, como consecuencia de esta intervención, en procesos ineficientes de alteración artificial de precios, lo que desembocaría, finalmente, en una pérdida de bienestar del conjunto de la economía.

Existe una estrecha relación entre un contexto institucional caracterizado por el uso de buenas prácticas regulatorias y el desarrollo económico de los países.

Cuando se quebranta la seguridad jurídica, se conculcan las buenas prácticas regulatorias y se genera un entorno de incertidumbre en el que las empresas afectadas aplazan o paralizan sus decisiones de inversión, con el consecuente impacto también en términos de crecimiento económico y del empleo. Las consecuencias negativas se dejan notar, también, por el lado de la financiación de estas inversiones, al aumentar la prima de riesgo exigida por los inversores, y, por tanto, incrementando los costes de capital para estas empresas.

El marco institucional en España, en lo relativo a los indicadores de gobernanza relacionados con la calidad regulatoria y el cumplimiento de la ley, no está en línea con el promedio de la UE, donde España ocupa el puesto 25 de 30 países en cuanto a calidad regulatoria, como también el puesto 23 de 30 países en cuanto a seguridad jurídica. En ambos indicadores se ha producido una significativa caída en el *ranking* con respecto a 2018, donde España ocupaba el puesto 23 de 30 países tanto en calidad regulatoria como en seguridad jurídica.

Tanto en el indicador de calidad regulatoria como en el de cumplimiento normativo, en 2021, España se encuentra por debajo de la media europea, factor que lastra nuestro desarrollo económico y la convergencia en términos de renta per cápita con los países de nuestro entorno. El análisis de los indicadores cualitativos relativos a la calidad regulatoria y la seguridad jurídica



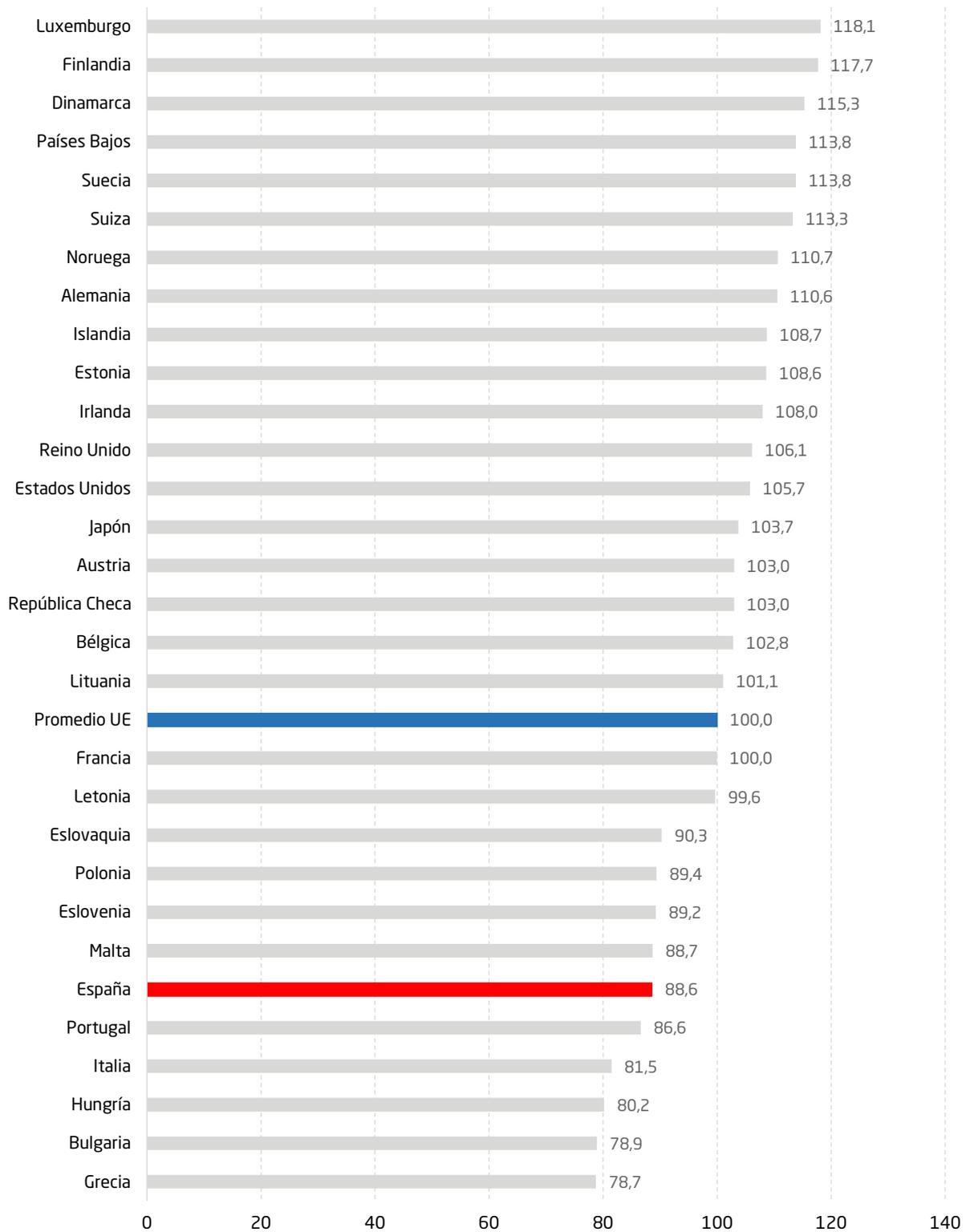
(respeto a la ley) evidencian, por tanto, que, para estar en el mismo nivel de los países europeos con mejores prácticas, es necesario mejorar en estos aspectos nuestra política económica, para incorporar, como objetivo explícito, la mejora de la calidad regulatoria y la seguridad jurídica, a partir de los principios recogidos por las buenas prácticas regulatorias (Gráficos 1 y 2).

En este contexto, nuestro país debe apostar por un marco institucional que garantice el cumplimiento de lo que se consideran los principios de las mejores prácticas regulatorias, que se concretan en seguridad jurídica, estabilidad y predictibilidad, con cambios normativos graduales y previsibles; accesibilidad y participación en el proceso regulatorio, con un diálogo participativo con empresas y organizaciones que permita contrastar los puntos de vista y un mejor análisis de las posibles consecuencias; eficacia, orientación, proporcionalidad y justificación de las propuestas normativas; y consistencia, credibilidad, simplicidad y transparencia, para facilitar su adecuada comprensión y evitar solapamientos o contradicciones con otras normas ya existentes.



GRÁFICO 1

La calidad regulatoria en el entorno internacional (2021)

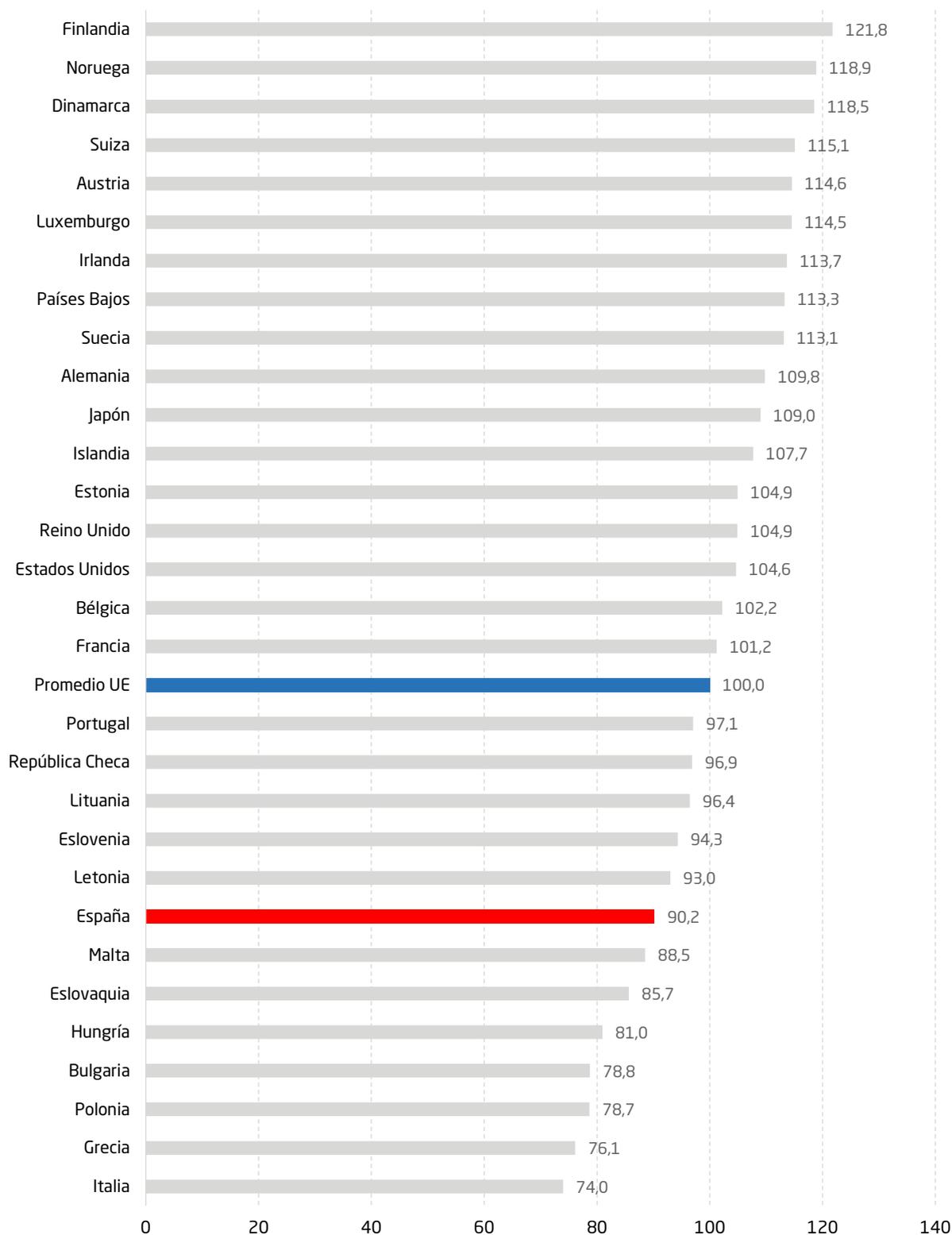


Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir de datos de los «worldwide Governance Indicators» (Banco Mundial).



GRÁFICO 2

La seguridad jurídica (cumplimiento de la ley) en el entorno internacional (2021)



Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir de datos de los «Worldwide Governance Indicators» (Banco Mundial).



El sector eléctrico constituye uno de los sectores estratégicos de una economía, es fundamental para la vida cotidiana de los hogares y necesita un importante volumen de inversiones en los próximos años. Para lograr un suministro al mínimo coste posible y con respeto al medioambiente es necesario aplicar buenos principios regulatorios.

La energía eléctrica constituye uno de los bienes estratégicos de una economía; no sólo por su contribución directa al PIB y al empleo sino, sobre todo, por tratarse de un factor productivo imprescindible para el funcionamiento del resto de los sectores. Asimismo, la energía es fundamental para la vida cotidiana de los hogares. España necesita una fuerte inversión en el sector que sólo será posible si se configura un adecuado marco regulatorio.

El reto en política energética es garantizar el suministro al mínimo coste posible y con respeto al medioambiente. Para lograrlo, es necesario aplicar principios regulatorios ortodoxos basados en la independencia del Regulador, señales de precio que reflejen el valor de escasez de la energía y el daño ambiental en las actividades liberalizadas y el reconocimiento de costes prudentemente incurridos en las actividades reguladas.

Este documento recoge un compendio de recomendaciones y buenas prácticas destinadas a que el suministro de electricidad cumpla con los compromisos medioambientales asumidos por España con la UE al mínimo coste y garantizando la seguridad de suministro.

En los últimos 25 años, el mercado interior de la electricidad se ha afianzado y dado lugar a crecientes intercambios transfronterizos y a la convergencia de precios en los diferentes Estados miembros. Es particularmente relevante la integración de los mercados mayoristas de corto plazo de electricidad.

A lo largo de los últimos 25 años, la construcción del mercado interior de la electricidad ha ido dando pasos progresivos en desarrollos normativos basados en la ortodoxia y el consenso, que han ido afianzando estos pilares.

Ha sido particularmente relevante en estos años la integración de los mercados mayoristas de corto plazo de electricidad. Partiendo de experiencias inicialmente regionales, como el caso del Mercado Ibérico entre España y Portugal, los diferentes mercados europeos regionales se fueron integrando de modo que, en junio de 2021, se culminó con el acoplamiento único de todos los mercados diarios en la UE seguido de la integración de los mercados intradiarios en 2022.

Como resultado, han tenido lugar crecientes flujos de intercambio transfronterizo de electricidad y la convergencia en precios en los diferentes Estados miembros de la UE.

Cuanto más potencial competitivo tenga un país, más le interesa el mercado único eléctrico europeo. La autorización de intervenciones nacionales diferenciadas favorece a aquellos países que más presupuesto público tienen, permitiéndoles compensar económicamente su falta de competitividad.



Ante la crisis de Ucrania, los gobiernos han adoptado medidas extraordinarias y desiguales. Dichas medidas deberían ser homogéneas y transitorias. Un caso especialmente criticable es el establecimiento en España de un gravamen sobre ingresos en lugar de aplicar sobre beneficios extraordinarios como establecía el Reglamento Europeo.

Ante la crisis de precios del gas natural y de la electricidad como resultado de la invasión de Ucrania por parte de Rusia y con el permiso de las Instituciones Europeas, los gobiernos europeos han adoptado medidas temporales y extraordinarias para proteger a sus consumidores de los impactos en las facturas.

Por ejemplo, se autorizó a limitar los ingresos de las centrales de generación de electricidad no emisoras de gases de efecto invernadero a 180 €/MWh (el mercado llegó a alcanzar los 283,3 €/MWh de media mensual en marzo de 2022) y a establecer impuestos a los beneficios extraordinarios de las empresas gasistas y petroleras.

España optó por adoptar dichas medidas, con ciertas desviaciones sobre las mismas como respuesta a una situación de emergencia y con carácter coyuntural con la consiguiente controversia. Por ejemplo, el límite a los ingresos de las centrales eléctricas no emisoras se estableció en 67 €/MWh (cifra que es un 67% inferior a la propuesta por la UE).

En particular, se ha de criticar el establecimiento de una prestación patrimonial sobre las empresas energéticas (eufemismo utilizado para poder aprobar un impuesto de nueva creación por real decreto-ley), y no sobre los beneficios extraordinarios sino directamente sobre los ingresos (con independencia de cuáles fueran los costes).

La adopción de este tipo de medidas regulatorias, que han sido más intensas en términos de intervención de los mercados, aumenta la prima de riesgo del sector con el consiguiente freno a su inversión futura. Sin embargo, lo que se discute en la actualidad en la UE no es una reforma coyuntural del mercado eléctrico sino un cambio estructural y permanente; y este tipo de cambios no debe estar motivado en la excepcionalidad de la actual crisis sino en las buenas prácticas regulatorias que han inspirado la creación del mercado interior a lo largo de las últimas décadas. Por ello, de cara a la reforma del mercado que se plantea en estos momentos, es importante identificar qué son (y qué no son) buenas prácticas.

Una reforma estructural del mercado eléctrico no debe estar motivada en la excepcionalidad de la actual crisis, sino en las buenas prácticas regulatorias que han inspirado la creación del mercado interior a lo largo de las últimas décadas. La reforma del mercado propuesta por el Gobierno español adolece de serias deficiencias.

Cualquier reforma debe basarse en que el mercado eléctrico es capaz de garantizar el suministro de electricidad a un coste menor que el que resulta de decisiones adoptadas por la Administración pública.



Cualquier reforma del mercado eléctrico debe basarse en el consenso generalizado, a nivel técnico, acerca de que el mercado eléctrico es capaz de garantizar el suministro de electricidad a un coste menor que el que resulta de decisiones adoptadas por la Administración pública, al tiempo que permite una gestión eficiente de las interconexiones transfronterizas (elemento clave para la creación del mercado interior europeo).

El marco hasta ahora vigente ha sido propicio para el desarrollo de las inversiones en el sector eléctrico, en general, y en energías renovables, en particular. Así, en el periodo 2018-2022, es decir, en los últimos cinco años, se han instalado en España 15.254 MW de la tecnología solar fotovoltaica y unos 6.975 MW de la tecnología eólica, casi en su totalidad sin haber recibido retribución regulada (primas). Dicho despliegue es el resultado de la decisión de inversión de los generadores ante el progreso tecnológico y la confianza en el mercado, que ha permitido reducir significativamente los costes asociados a las tecnologías mencionadas y no a las intervenciones regulatorias.

Es imprescindible preservar la estabilidad jurídica y la ortodoxia regulatoria.

España debe evitar adoptar medidas regulatorias más intensas en términos de intervención de mercados que las que se establecen en los países de nuestro entorno. Lo contrario aumenta la prima de riesgo del sector con el consiguiente freno a su inversión futura.

La aprobación de prestaciones patrimoniales extraordinarias basadas en ingresos, y no en beneficios (tal y como establecía la normativa europea), confirma que nuestro país tiene aún mucho trabajo por delante en esta materia.

El mercado mayorista debe seguir siendo marginalista, lo que garantiza que la energía se produce al menor coste posible y evita el despilfarro, sin que ello signifique que las instalaciones obtengan beneficios extraordinarios, pues en las ofertas sólo se revelan costes variables y no costes fijos.

El mercado mayorista debe seguir siendo marginalista porque ello garantiza que los generadores reflejen en sus ofertas sus costes variables de funcionamiento, y ello garantiza que la energía se produce al menor coste posible y facilita la supervisión por parte del Regulador. El sistema marginalista da a la energía su valor de escasez, evitando el despilfarro de un recurso escaso sin que ello implique que las instalaciones que no marcan dicho precio estén obteniendo beneficios extraordinarios, pues en las ofertas sólo se revelan costes variables y no costes fijos.

En un mercado marginalista, las ofertas de los generadores reflejan sólo sus costes variables y no sus costes totales. Por tanto, el hecho de que los generadores perciban como ingreso unitario el precio que marca la central marginal (es decir, la necesaria para suministrar el último kWh demandado) no significa que las instalaciones que no marcan dicho precio estén obteniendo beneficios extraordinarios. En realidad, la diferencia entre el precio percibido y el coste variable revelado en la oferta (denominado *excedente del productor* por la Teoría Económica) es lo que permite a los generadores cubrir sus costes fijos.



Además, el mercado marginalista es compatible con optimizar el coste de la estrategia de descarbonización de la economía promovida por las Instituciones Europeas. Para ello, basta con establecer un objetivo de reducción de emisiones de CO₂ en el contexto del mercado de derechos de emisión y permitir que el precio de la energía refleje el valor de escasez de los derechos de emisión. La alternativa a la señal de precio para promover la descarbonización es utilizar subvenciones, pero se trata de un instrumento menos eficiente porque no es capaz de llegar a todos los agentes de la economía (por las restricciones presupuestarias) y porque descansa en la inevitable discrecionalidad a la hora de decidir lo que se subvenciona y lo que no.

Además, el mercado marginalista permite competir en igualdad de condiciones a todos los Estados miembros de la UE, lo que supone una gran oportunidad industrial para los países más competitivos en su sector eléctrico.

La contratación a plazo debe cobrar mayor protagonismo; pero no debe basarse en la intervención pública, sino en garantizar que los consumidores aversos al riesgo que sí reclaman cobertura no encuentren obstáculos en el mercado.

Si bien la falta de liquidez en el mercado a plazo en España responde, claramente, a factores regulatorios (como la existencia de una tarifa regulada vinculada al precio horario del mercado mayorista o un sistema de primas a las renovables que les da cobertura frente a la variación de los precios), es positivo que la contratación a plazo de electricidad cobre mayor protagonismo en nuestro país. Pero ese mayor protagonismo no debe basarse en la intervención pública orientada a dar cobertura a quien no la demanda, sino en garantizar que los consumidores aversos al riesgo que sí reclaman cobertura no encuentren obstáculos en el mercado, como los asociados al riesgo de contraparte.

En este sentido, la promoción de contratos bilaterales del tipo PPA (*power purchase agreement*) garantiza que sólo se promueven tecnologías rentables y que las coberturas llegan a ambos lados del mercado: generador y consumidor/comercializador.

Por el contrario, los contratos por diferencias (CfD) firmados entre generadores y la autoridad regulatoria trasladan los ingresos o costes de la liquidación al conjunto de todos los consumidores, con independencia de su aversión al riesgo y, por tanto, con independencia de sus preferencias acerca de la forma de contratación que más se ajusta a sus necesidades. Este tipo de contratación drena *de facto* la oferta de cobertura de riesgo de precio en el mercado, encarece el valor de las primas y perjudica a los consumidores que realmente desean cobertura. En consecuencia, el modelo debe permitir que las partes que voluntariamente así lo decidan puedan realizar contratación PPA en la que -como se ha apuntado- ambas partes firmantes buscan cobertura; o, alternativamente, si se mantiene, la Autoridad regulatoria deberá revender la cobertura al mercado a través de subastas en las que puedan participar los comercializadores (en nombre de sus clientes) o los consumidores directos en mercado.

El desarrollo de los contratos de energía a largo plazo (PPA) se puede ver perjudicado por la extensión de los CfD. Los precios fijos a largo plazo son esenciales para la toma de decisiones



de descarbonización de los industriales y domésticos. Si los precios fijos de los contratos con consumidores se ven alterados por el resultado de las liquidaciones de los CfD, los precios fijos ya no son fijos, desnaturalizándose, así, los mismos. En este contexto entendemos que los PPA deben ser el elemento prioritario para recoger en el desarrollo de la normativa del sector. Por otra parte, de prosperar la iniciativa europea de regulación de CfD para determinados supuestos, deberíamos limitarnos a su cumplimiento voluntario y no ir más allá de la misma.

Los (CfD) entre Regulador y las nuevas instalaciones renovables son un sistema menos eficiente, en cuanto a que pueden generar riesgo moral, ya que es el Gobierno quien decide el mix de generación y traslada los errores a los consumidores.

Los contratos a plazo y a precio fijo que se liquidan por diferencias contra el precio del mercado al contado (CfD), firmados entre el Regulador y las nuevas instalaciones de generación renovable, son un sistema menos eficiente en cuanto que genera riesgo moral en la medida en que es el Gobierno (con la consiguiente falta de información) quien decide el mix de generación y traslada los errores a los consumidores. Además, el mecanismo traslada la cobertura de riesgo de precio a todos los consumidores de electricidad, quieran cobertura o no, drenando liquidez para aquellos que realmente la necesiten. Por último, este mecanismo podría dar lugar a que el Gobierno termine instalando una capacidad de generación superior a la razonable.

La extensión de CfD de forma obligatoria y no voluntaria a la generación nuclear e hidráulica induce a importantes distorsiones en el despacho de las instalaciones, anestesia la señal de escasez y disminuye y encarece la cobertura de riesgo para los consumidores que la necesiten y la busquen en el mercado.

La extensión de este tipo de contratación de forma obligatoria y no voluntaria a la generación nuclear e hidráulica a precios regulados por el Gobierno induce a importantes distorsiones en el despacho de las instalaciones (el despacho horario, en el caso de las hidráulicas, y los periodos de recarga del combustible, en el caso de las nucleares).

Además, al basar la retribución en costes, puede incentivar la sobreinversión (efecto *Averch-Johnson*), anestesia la señal de escasez de la energía que perciben los consumidores -lo que desincentiva la gestión de la demanda- y drena y encarece la cobertura de riesgo de precio para los consumidores que la necesiten y la busquen en el mercado.

La intervención de centrales consideradas «no contestables» por el Gobierno envía una señal de riesgo a todas las nuevas inversiones, debiendo los inversores estimar una vida útil regulatoria inferior a la vida operativa de la instalación, pues tienen el riesgo de ser consideradas como centrales «no contestables» en el futuro, estando sujetas a intervención pública.

Son necesarios mecanismos de capacidad, sin los cuales se compromete la seguridad de suministro y será imposible acometer las inversiones en almacenamiento necesarias. En España, en 2025, podría existir riesgo de garantía de suministro. Sin embargo, no consta que



el Gobierno español haya solicitado formalmente autorización a la Comisión Europea para aplicar mecanismos de capacidad.

La propuesta española reconoce la necesidad de poner en marcha mecanismos de capacidad; no obstante, si cada Estado miembro define las ayudas sin los condicionantes de la normativa europea (como parece que propone España), los Estados miembros podrían subvencionar de forma asimétrica la generación, rompiendo una de las reglas básicas que rigen el mercado interior de la UE.

En ausencia de mecanismos de capacidad, las instalaciones de generación sólo recuperarían sus costes fijos a través de situaciones de «energía no suministrada» en las que es la demanda la que fija el precio a niveles que reflejan el perjuicio que les ocasiona el corte de suministro; es decir, a valores muy por encima del coste incremental de la última central de generación disponible.

Las dificultades políticas para aceptar estos niveles de precios (que podrían situarse en niveles a todas luces excesivos) aconsejan la puesta en marcha de estos mecanismos de capacidad.

La normativa actual sobre mecanismos de capacidad exige previamente que, en los Estados miembros que los soliciten, se demuestre la existencia de problemas de seguridad de suministro y que la Comisión Europea verifique que dichos problemas no se deben a distorsiones de carácter regulatorio.

Los resultados del último análisis europeo de cobertura de ENTSO-E (el ERAA 2022) apuntan a que, en ausencia de mecanismos de capacidad, en el año 2025 hay una expectativa de 6,7 horas con interrupciones en el suministro en España (cifra superior a las 3 horas/año que plantea el Operador del Sistema, REE, como objetivo de fiabilidad, en línea con otros países europeos). La propia REE anticipa que, en 2024, habrá un mayor número de horas con interrupciones de suministro que las previstas por ENTSO-E para 2025.

Estos mecanismos de capacidad ya existen en la actualidad en, al menos, 12 países europeos. Sin embargo, en el momento de escribirse este informe, no consta que exista un análisis oficial de cobertura llevado a cabo por el mencionado Operador del Sistema ni consta que el Gobierno español haya solicitado formalmente autorización a la Comisión Europea para aplicar mecanismos de capacidad.

Nos encontramos ante un problema realmente serio y urgente en tanto que, en ausencia de estos mecanismos, se compromete la seguridad de suministro y, en paralelo, será imposible acometer las inversiones en almacenamiento que harán posible la penetración de las energías renovables eléctricas hasta los niveles proyectados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, evitando vertidos renovables y reduciendo la volatilidad del mercado diario.

La mejora de la competitividad del sector eléctrico ayuda a la competitividad del conjunto de actividades de la economía.



La mejora de la competitividad del sector eléctrico es una palanca crítica para el mantenimiento y atracción de actividades económicas intensivas en electricidad en nuestro país. Para atender este potencial, hay que tener generación disponible para producir, pero también puntos de acceso donde conectar y redes para transportar y distribuir la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los nuevos puntos de consumo.

El proceso de electrificación de la economía exigirá el despliegue de nuevas infraestructuras de red eléctrica (no sólo para generación sino también para descarbonización de consumidores e incluso nuevas industrias). Ello requiere que se garantice un marco que permita una rentabilidad suficiente, flexibilizar el actual proceso de planificación para adaptar la evolución de las redes a las nuevas necesidades de los consumidores y anticipar inversiones de cara a tener disponibilidad de red cuando las industrias se descarbonicen.

Para garantizar que las necesarias inversiones en redes se materialicen, y que se lleven a cabo a tiempo para cumplir los objetivos de descarbonización, es necesario que el desarrollo de las mismas no se base, únicamente, en las necesidades de conexión de nuevas instalaciones de generación y en un crecimiento de la demanda vinculado, exclusivamente, al crecimiento del PIB real con un factor de eficiencia -tal y como se venía haciendo hasta ahora-, sino que debe tenerse en cuenta que, a lo largo de los próximos años, muchos consumidores podrán pasar de forma concentrada en el tiempo de consumir combustibles fósiles a consumir electricidad; esto equivale a incrementos discretos en la demanda asociados al proceso de electrificación para los que las redes han de estar preparadas.

Incluso, España puede vivir un proceso de relocalización por parte de empresas intensivas en consumo eléctrico, atraídas por la ventaja comparativa que puede ofrecer nuestro país. Ello aconseja flexibilizar el actual proceso de planificación para adaptar la evolución de las redes a las nuevas necesidades que los consumidores tendrán próximamente.

Además, para que las inversiones tengan lugar, el Regulador deberá garantizar un marco que permita a las empresas obtener una rentabilidad suficiente. Y, en este sentido, las tareas más importantes para el próximo periodo regulatorio son la fijación de una nueva tasa de rentabilidad acorde con el coste de uso del capital y la actualización de los valores unitarios de inversión para los activos eléctricos tipificados (habida cuenta de que los que están en vigor se remontan al año 2015 y que, desde entonces, la inflación experimentada en los materiales y bienes de equipo hace inviable la recuperación de las inversiones) junto con unas reglas claras de retribución, que fijen las inversiones a ser retribuidas *ex ante*.

Hasta la fecha el enfoque se ha centrado en la conexión de generación renovable, pero a futuro es necesario trasladar este enfoque a las necesidades de la demanda, ya que, en caso contrario, se corre el riesgo de perder la oportunidad de desarrollo industrial asociada a la Transición.

Las señales que se producen en los mercados a través de los precios son instrumentos mucho más eficientes que las subvenciones a la hora de incentivar los procesos de descarbonización.



Las señales de precio son un instrumento mucho más eficiente que las subvenciones a la hora de descarbonizar. En primer lugar, porque las señales de precio llegan a todos los agentes económicos (productores y consumidores), mientras que las subvenciones sólo llegan a los agentes que las perciben; y, en un contexto creciente de restricciones presupuestarias, es previsible que la disponibilidad de recursos para financiar actuaciones sea limitada.

En segundo lugar, porque las señales de precio sólo incentivan a acometer las inversiones que se espera que incrementen el bienestar de la sociedad; precisamente, porque se espera que los ingresos derivados de las mismas superen sus costes. Sin embargo, con las subvenciones no se garantiza un incremento del bienestar social. Ello se debe a la falta de información de la que adolecen las Administraciones públicas respecto de los costes de las inversiones y respecto de los potenciales ahorros que conllevan. Un riesgo adicional de la instrumentación de esta política mediante subvenciones es la inevitable distorsión sobre las condiciones de competencia que las posibilidades presupuestarias de los distintos Estados miembros pueden implementar, puesto que estas son, en la práctica, muy desiguales y asimétricas.

Para que los precios de la electricidad transmitan señales que garanticen la toma de decisiones eficientes por parte de los agentes económicos, los peajes de acceso deben diseñarse correctamente.

Para que los precios de la electricidad transmitan señales que garanticen la toma de decisiones eficientes por parte de los agentes económicos, los peajes de acceso deben diseñarse diferenciando los costes incrementales que los consumidores inducen cuando demandan energía, de los costes no incrementales. Un diseño de peajes en el que los costes no incrementales se trasladan a los términos variables de las facturas provee señales de precio erróneas y puede inducir a un desarrollo ineficiente del autoconsumo.

Los cargos, al tratarse de costes no relacionados con el suministro, deberían financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado.

En cuanto a los cargos, al tratarse de costes no relacionados con el suministro, deberían financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado. El coste histórico de las renovables, las subvenciones a las islas, el déficit histórico (que fue, entre otros, causado por el alto coste de las renovables reguladas) son costes de políticas gubernamentales que deberían financiarse a través de los PGE.

La existencia de una tarifa regulada en el mercado minorista de electricidad, tal y como se ha aprobado recientemente, puede ser innecesaria y se superpone con soluciones que ya provee el mercado, por lo que, a medio plazo, ha de abordarse su eliminación, dejándola exclusivamente para último recurso.

En cuanto a la tarifa regulada PVPC, la reciente regulación aprobada, a diferencia de la anterior normativa, pretende resolver una problemática única a nivel europeo de la tarifa regulada



española, que era la vinculación total y directa al precio horario del mercado mayorista de contado, por lo que se trasladaba toda su volatilidad a consumidores domésticos no sofisticados. El traslado de esta volatilidad en el precio era una característica negativa para los consumidores aversos al riesgo como son, en general, los consumidores domésticos.

En este sentido, la tarifa regulada debería permanecer exclusivamente como «tarifa de último recurso» a la que se puede acoger temporalmente un consumidor cuando se queda sin comercializador, y se debería desvincular el cobro de los bonos sociales eléctrico y térmico que perciben los consumidores vulnerables del hecho de estar acogidos a esta tarifa.

Ya en una segunda fase, y en la medida en que la tarifa regulada se superpone a soluciones que ya provee el mercado, se debería abordar su eliminación gradual reduciendo el umbral de potencia contratada máxima para acogerse a la misma. Al mismo tiempo, es conveniente informar a los consumidores de la ventaja de seleccionar la oferta del mercado libre más competitiva y firmar contratos de precio fijo.

Los bonos sociales eléctrico y térmico deberían fusionarse en un único instrumento de ayuda a los consumidores vulnerables con el objetivo de facilitarles el pago de la factura energética.

Deberían sustituirse los actuales descuentos porcentuales en el precio por ayudas directas a los consumidores considerados como vulnerables. Y deberían financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado.



Una introducción a las buenas prácticas regulatorias

Introducción

Un marco institucional y regulatorio en el que se respete el principio de seguridad jurídica y que aporte certidumbre permite a los agentes económicos (consumidores y empresas) que interactúan en los mercados, interpretar adecuadamente las señales que provienen del sistema de precios. Al reflejar estos verdaderamente la escasez les permite optimizar convenientemente sus decisiones planeadas de consumo e inversión y materializarlas en proyectos rentables y productivos, al reducirse, a su vez, los distintos costes de transacción que pueden estar operativos. Por este motivo, es necesario que los poderes públicos garanticen unas condiciones del entorno que aumenten la competencia y la transparencia en los mercados a través de la aplicación de los principios de regulación eficiente sobre cualquier normativa que afecte a la actividad empresarial.

Por el contrario, dada la complejidad de las interrelaciones que se establecen entre los agentes en una economía de mercado, **el establecimiento y mantenimiento de una intervención pública sobre un conjunto de actividades conllevará, más tarde o más temprano, un consecutivo control de precios o de costes para superar las restricciones que derivarían, por el lado de la oferta, como consecuencia de esta intervención, en procesos ineficientes de alteración artificial de precios, lo que desembocaría, finalmente, en una pérdida de bienestar del conjunto de la economía.** La intervención de los mercados que conculcan estos principios de buenas prácticas regulatorias, así como la libertad de empresa y libre competencia, son contraproducentes, al enviar señales de precio erróneas a los agentes, además de paralizar la actividad, perjudicar la inversión futura y comprometer la consecución de los objetivos energéticos y medioambientales que tienen tanto España como la Unión Europea.

Ante determinados *shocks* en los mercados, **la implementación de estas prácticas suele contravenir varios de los principios fundamentales de las buenas prácticas regulatorias y de regulación inteligente, en tanto que suponen cambiar, de manera sobrevenida y repentina, las normas del juego, por lo que no se respetan los principios de estabilidad y predictibilidad, y se vulnera la seguridad jurídica.** Ello genera un elevado nivel de incertidumbre regulatoria, lo que afecta negativamente a las expectativas y a la inversión en sectores fundamentales para la competitividad de nuestra economía, dada la naturaleza habitual de los proyectos, de carácter irreversible y con un horizonte temporal de muy largo plazo.



El incumplimiento de estos principios de buenas prácticas supone un incremento del riesgo regulatorio percibido por el inversor, que en este tipo de sectores llega a ser un componente importante del riesgo total, **lo que se refleja en un aumento de la prima de riesgo y del coste de capital de las empresas potencialmente afectadas**. De hecho, tras el anuncio de estas medidas, el coste de capital (de los fondos propios) de las principales empresas cotizadas españolas experimentaba un importante repunte, con lo que se constata una mayor dificultad, en las empresas de estos sectores, para acceder a fondos con los que financiar nuevos proyectos de inversión empresarial.

En el caso del sector eléctrico, conviene recordar los esfuerzos realizados por la Unión Europea, y por España en tanto que Estado miembro de la misma, en materia climática para tratar de cumplir con los ambiciosos compromisos marcados en este ámbito. Por un lado, el Pacto Verde Europeo, vestido jurídicamente con la Ley Europea del Clima, y, por el otro, a escala nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), requieren ingentes cantidades de recursos para poder desarrollarse de manera exitosa. A su vez, en los fondos europeos Next Generation EU, se prevé destinar hasta un tercio de los recursos en hacer a la economía más verde y sostenible. **Por todo ello, no sería la mejor idea introducir medidas que puedan perjudicar la actividad y la inversión en un sector tan esencial para la economía española**.

1. La evidencia empírica entre la calidad regulatoria y el desarrollo económico

El marco regulatorio es clave para que se produzca, a través de los mercados, una adecuada y eficiente asignación de los recursos que satisfagan las necesidades individuales y colectivas. Un marco institucional y regulatorio en el que se respete el principio de seguridad jurídica y aporte certidumbre permite a los agentes que interactúan en los mercados interpretar adecuadamente las señales que reflejan, verdaderamente, la escasez, y que provienen del sistema de precios, de tal forma que les permite adoptar las decisiones planeadas de consumo e inversión y materializarlas en proyectos rentables y productivos, reduciéndose, a su vez, los distintos costes de transacción que pueden estar operativos. Este hecho, a su vez, tiene una mayor importancia en aquellas decisiones que proyectan los agentes económicos y que implican un mayor tiempo o están más alejadas de las etapas de consumo final y, por lo tanto, sujetas a un mayor grado de incertidumbre.

Por el contrario, **un marco regulador que genera distorsiones sobre los procesos de mercado conlleva, entre otras circunstancias, que los recursos limitados no se asignen convenientemente a las actividades que maximizan el bienestar social** y satisfacen las preferencias reveladas por los agentes a través de las decisiones que toman en el libre mercado. De igual forma, el coste de un marco regulatorio que no cumple con los principios de las mejores prácticas regulatorias repercute, de forma directa, en las empresas limitando el conjunto de opciones de inversión, puesto que, entre otras cuestiones, la incertidumbre se materializa en una mayor prima de riesgo que encarece el coste de la financiación para las compañías.



1.1. Las manifestaciones de los efectos de la regulación subóptima sobre la actividad empresarial

Las empresas, a la hora de llevar a cabo sus decisiones de inversión productiva, especialmente si esta precisa de un período de maduración dilatado, necesitan un marco normativo que dé seguridad jurídica, que sea conocido *ex ante*, en la medida de lo posible, y, en todo caso, predecible durante toda la vida de la inversión acometida. Para las empresas afectadas el incumplimiento de los principios de buena regulación tiene un impacto directo en términos de costes y un efecto indirecto de aumento de la incertidumbre, lo que influye negativamente sobre sus decisiones operativas; ello provoca una reducción de la inversión, o incluso la paralización total de la misma, en la medida en que las firmas afectadas prioricen el mantenimiento de los activos ya existentes frente a la inversión en otros nuevos.

Los agentes cuentan con recursos escasos para llevar a cabo su actividad, por lo que, a la hora de acometer sus inversiones, especialmente cuando estas tengan un carácter irreversible, aplazan sus decisiones en entornos de incertidumbre. La parálisis de la inversión, fruto de la ausencia de certeza sobre cuáles van a ser las reglas del juego, no solo afecta a la capacidad de crecimiento de la economía a largo plazo, sino que también tiene efectos negativos a corto plazo, por la reducción del empleo debido a las menores necesidades de mano de obra. Además, la falta de inversión puede conllevar en el tiempo una reducción de la oferta de los servicios o un empeoramiento de su calidad.

La incertidumbre regulatoria incide sobre los dos lados del balance de las empresas. No solo en la parte del activo, con la paralización de la inversión ya comentada, sino también en el coste y disponibilidad de los recursos que financian la actividad empresarial. En este sentido, las empresas ven incrementada su prima de riesgo en el mercado, y, por ende, su coste de capital, tanto más cuanto mayor sea la incertidumbre, ya que los inversores, ante el incremento del riesgo percibido, exigen una mayor rentabilidad que lo compense *a priori*. Todo ello conlleva una mayor dificultad para acceder a financiación con la que financiar nuevos proyectos de inversión.

Esta cuestión cobra un especial interés en el caso del análisis de los sectores regulados. De hecho, existen metodologías para incorporar los riesgos regulatorios en el cálculo del coste de capital, lo que la literatura financiera denomina WACC (Weighted Average Cost of Capital), que es el promedio ponderado del coste de la deuda y de los recursos propios. Las diferencias en los regímenes regulatorios y, en especial, los métodos de cálculo de la base regulatoria de activos constituyen, por sí mismos, una variable diferencial de riesgo, que por su propia naturaleza no es posible diversificar a través de inversiones complementarias, por lo que incide obligadamente en un aumento significativo del coste de capital estimado *a priori*. De hecho, la incertidumbre sobre decisiones regulatorias afecta a los retornos del inversor, al aumentar el coste de capital exigido al alza.

En consecuencia, los cambios regulatorios no predecibles incrementan la volatilidad de la industria, con el consecuente aumento del riesgo de negocio, y, por tanto, de la prima de riesgo



exigida por los inversores. De este modo, el riesgo regulatorio ha llegado a ser un componente importante del riesgo total para estas empresas, hecho que el regulador, como buena práctica, debería tener en cuenta a la hora de llevar a cabo cambios normativos disruptivos no deseables.

Un indicador indirecto de mala práctica regulatoria es el nivel de litigiosidad que provoca. Por ello, cuando resulta posible, la regulación debe intentar hacerse en marcos de diálogo continuo con los afectados. **El aumento de la litigiosidad contribuye a incrementar tanto los costes directos para los agentes afectados, como la incertidumbre durante el período en el que se dilatan los procesos judiciales.** Incluso, aunque las resoluciones judiciales terminen restableciendo la situación previa al quebrantamiento de la buena práctica, algunos efectos son irreparables y, para entonces, ya habrán tenido sus consecuencias en términos de crecimiento, como la mencionada paralización de inversiones y la destrucción del empleo.

Un problema añadido se da cuando las incertidumbres regulatorias o los cambios no predecibles de las mismas afectan a sectores significativos de la economía o inciden sobre sectores con participación extranjera en el capital. En este caso, puede suceder, incluso, que los efectos de la percepción negativa del clima institucional trasciendan del propio sector afectado y afecten, en menor o mayor medida, al riesgo país. De cualquier modo, el riesgo regulatorio es una de las variables de estudio que componen el riesgo país, evidenciando que un marco regulatorio e institucional inadecuado supone un freno a la atracción de la inversión extranjera directa. Esto resulta fundamental para un país como España, que cuenta con un importante volumen de deuda externa y una posición inversora internacional neta eminentemente deudora.

En resumen, **los efectos directos de una regulación inapropiada en un sector particular darían como resultado unos mayores costes, precios más elevados, deslocalización de recursos y falta de procesos de innovación y mejora de la calidad de los productos.**

1.2. La relación entre calidad regulatoria, seguridad jurídica y desarrollo económico en los principales países desarrollados

En relación con lo anterior, es muy relevante señalar que **existe una estrecha vinculación entre el desarrollo económico y la calidad regulatoria o buenas prácticas regulatorias;** en especial, las relativas al respeto a la ley o seguridad jurídica, tal como se pondrá de manifiesto en los siguientes Gráficos, en los que se aprecia que muy pocas sociedades alcanzan un elevado nivel de vida sin buenos niveles de gobernanza y una elevada calidad regulatoria.

Los Indicadores de Gobernanza, elaborados por el Banco Mundial, tratan de analizar la calidad institucional en más de 200 países, y se concretan en seis categorías: participación y rendición de cuentas, estabilidad política, calidad regulatoria, cumplimiento de la ley y control de la corrupción. La medición se basa en asignar una puntuación de entre -2,5 y +2,5 a cada una de estas categorías, donde -2,5 es el extremo inferior, y representa un peor resultado, una mayor debilidad en ese indicador; y +2,5 es el extremo superior, suponiendo un mejor resultado, una mayor fortaleza en ese indicador.



Para el presente estudio se analizan los dos indicadores más relevantes en el contexto de este trabajo: **la calidad regulatoria y el cumplimiento de la ley**, este último como indicador fundamental de seguridad jurídica. Estos indicadores se comparan con el desarrollo económico o nivel de vida de los países, aproximado por el PIB per cápita, medido en dólares corrientes estadounidenses, según los datos del Fondo Monetario Internacional (FMI) para 2021.

El primer indicador, la **calidad regulatoria**, recoge en qué grado se implementan políticas y regulaciones sólidas que permiten promover el desarrollo del sector privado. Sin ánimo de buscar una relación causal exclusiva entre ambas variables, esta modelización nos indicaría que, con determinado grado superior de calidad regulatoria a partir de un determinado umbral, nos encontramos con países que presentan un mayor desarrollo económico. Por lo tanto, si el indicador de calidad regulatoria oscila entre el punto mínimo (-2) y el 0,5, estaría relacionado con los valores menores del PIB per cápita de los países en estudio. Sin embargo, si dicho indicador supera el valor 0,5, esto implicaría que pequeñas mejoras en los niveles de calidad regulatoria sitúan a los países en unos mayores niveles de renta per cápita a los que proporcionalmente se deberían por esta mejora.

La incuestionable relación entre la calidad regulatoria y el desarrollo económico se puede visualizar en el Gráfico 1. Considerando el modelo exponencial, **se obtiene una bondad del ajuste del 76,4%; es decir, queda explicada una variabilidad de casi el 76% del total del modelo**, siendo esto una gran verosimilitud.

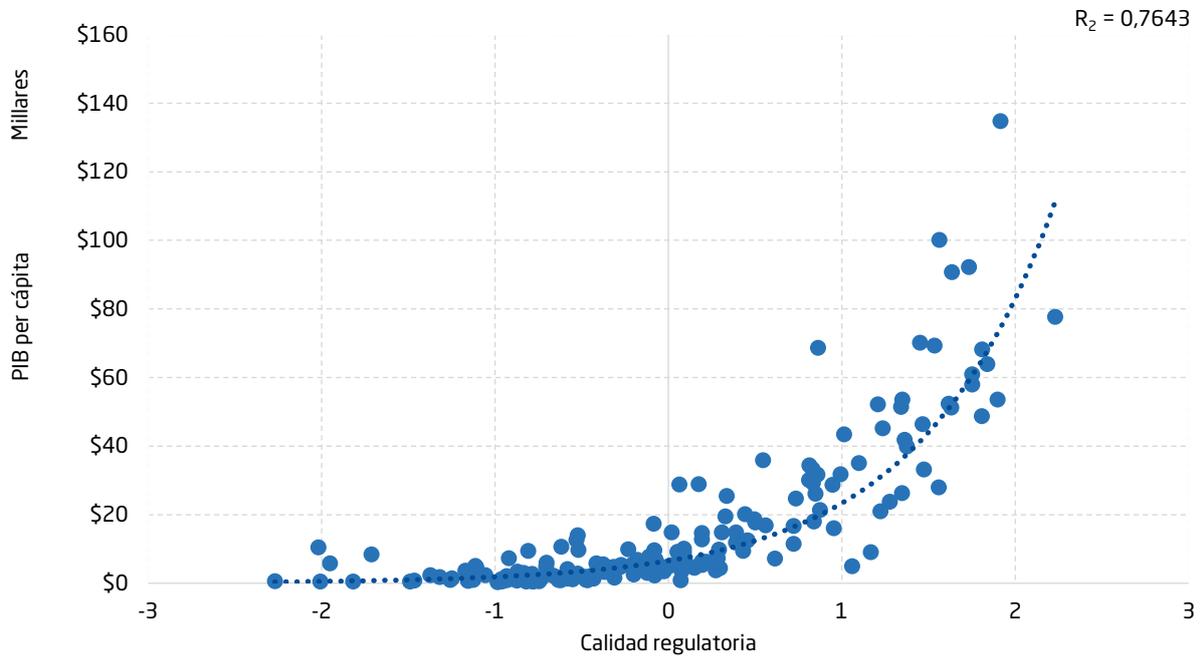
Una situación similar se observa para el segundo indicador, el **cumplimiento de la ley**, que mide la confianza y el acatamiento de las reglas de la sociedad, y en especial el cumplimiento de los contratos, la policía y los tribunales, entre otras variables, todas las que integran, de alguna manera, el concepto de seguridad jurídica. En el Gráfico 2 queda representada, de forma visual, la estrecha interrelación existente entre la seguridad jurídica y el desarrollo económico. La relación tiene un comportamiento exponencial ascendente, es decir, **a mayor nivel del cumplimiento de la ley a partir de 0,5 aproximadamente, nos situamos en mayores niveles de crecimiento del desarrollo económico de los países. En este caso la bondad de ajuste del modelo es un 71,9%**.

Por lo tanto, existe una evidencia suficiente para incentivar la mejora de ambos indicadores cualitativos como posibles instrumentos políticos de fomento del desarrollo económico de los países. Cuanto más desarrollado esté el país en los indicadores de estudio, más acentuado será su posición en los niveles de Renta per cápita.



GRÁFICO 1

La calidad regulatoria y el desarrollo económico (2021)

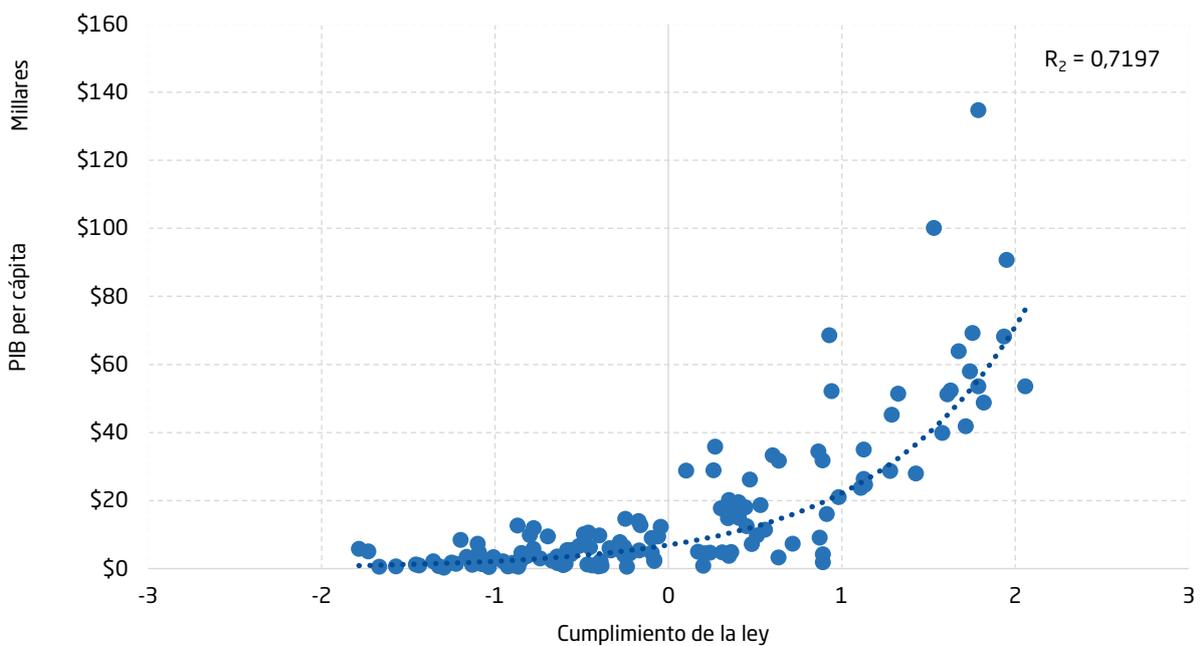


Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir del «Worldwide Governance Indicators» del Banco Mundial, para datos regulatorios, y del FMI, para datos económicos (PIB per cápita en dólares corrientes de 2021).



GRÁFICO 2

La seguridad jurídica (cumplimiento de la ley) y el desarrollo económico (2021)



Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir del «Worldwide Governance Indicators» del Banco Mundial, para datos regulatorios, y del FMI, para datos económicos (PIB per cápita en dólares corrientes de 2021).

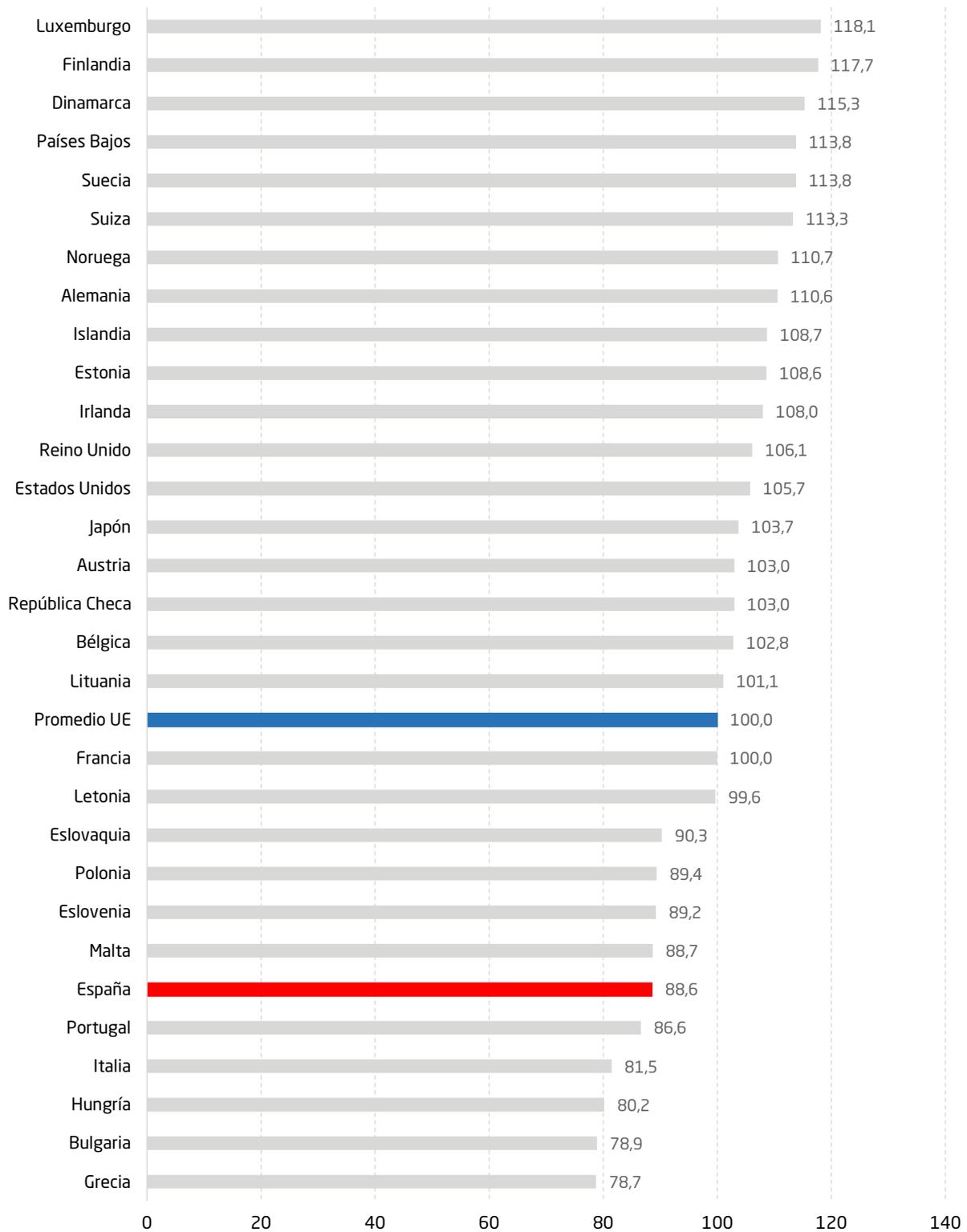


El marco institucional en España, en lo relativo a los indicadores de gobernanza relacionados con la calidad regulatoria y el cumplimiento de la ley, tal y como se han definido previamente, ha sido analizado recientemente por el Banco Mundial en su publicación «Worldwide Governance Indicators». **La situación en España no está en línea con el promedio de la UE, tal y como se puede observar en el siguiente Gráfico 3, donde España ocupa el puesto 25 de 30 países en cuanto a calidad regulatoria, como también el puesto 23 en cuanto a seguridad jurídica (Gráfico 4). Se ha producido una significativa caída en el *ranking* con respecto a 2018, donde España ocupaba el puesto 23 en ambos indicadores..** Tanto en el indicador de calidad regulatoria como en el de cumplimiento normativo, en 2021, España se encuentra por debajo de la media europea, factor que lastra nuestro desarrollo económico y la convergencia en términos de renta per cápita con los países de nuestro entorno. **El análisis de los indicadores cualitativos relativos a la calidad regulatoria y la seguridad jurídica (respeto a la ley) evidencian, por tanto, que, para estar en el mismo nivel de los países europeos con mejores prácticas, es necesario mejorar en estos aspectos nuestra política económica, para incorporar, como objetivo explícito, la mejora de la calidad regulatoria y la seguridad jurídica, a partir de los principios recogidos por las buenas prácticas regulatorias.**



GRÁFICO 3

La calidad regulatoria en el entorno internacional (2021)

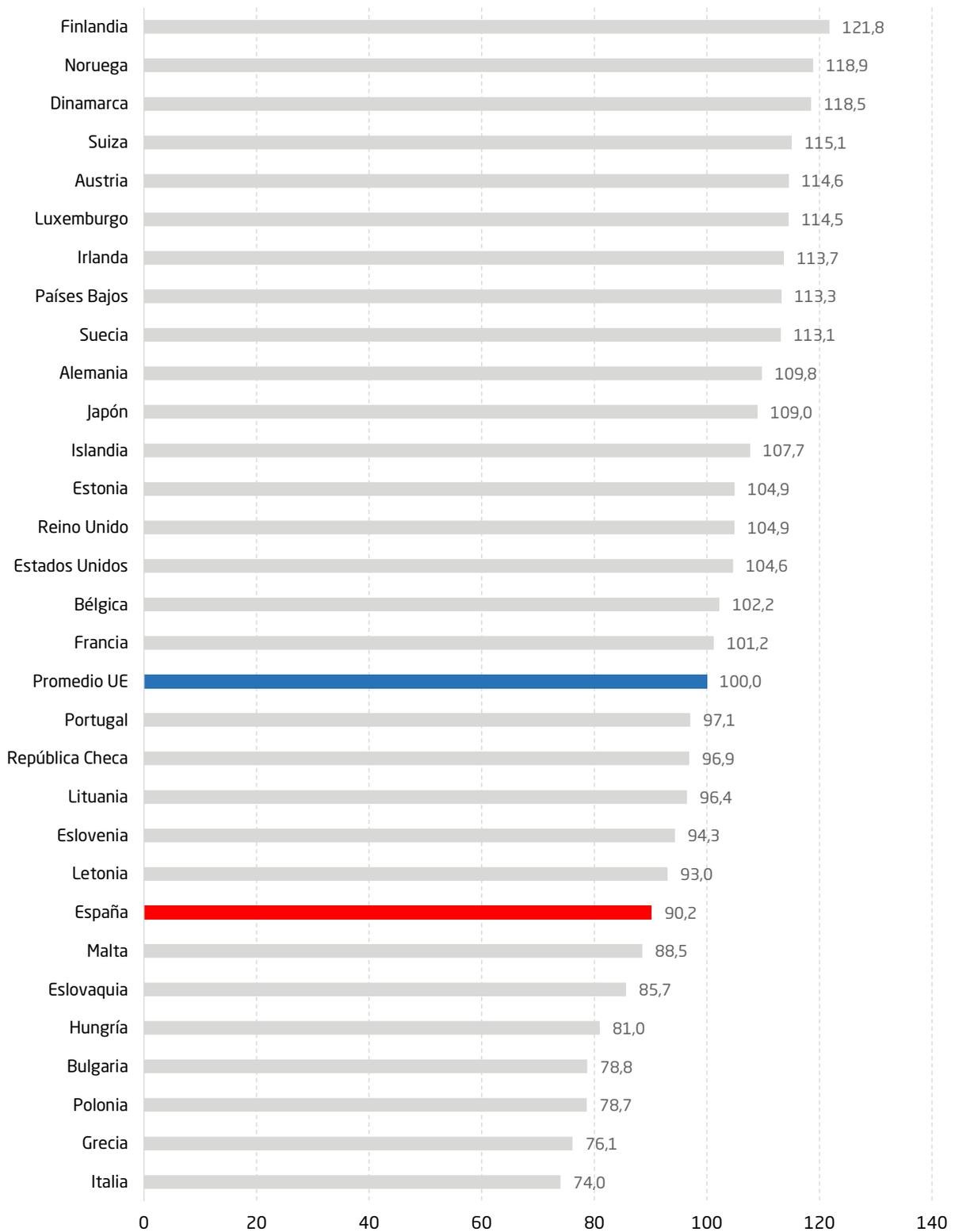


Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir de datos de los «worldwide Governance Indicators» (Banco Mundial).



GRÁFICO 4

La seguridad jurídica (cumplimiento de la ley) en el entorno internacional (2021)



Fuente: Elaboración propia del Instituto de Estudios Económicos a partir de datos de los «Worldwide Governance Indicators» (Banco Mundial).



2. La mejora de la calidad regulatoria y la seguridad jurídica

2.1. El concepto de seguridad jurídica y su protección constitucional

En España, distintas iniciativas han visto reflejadas este impulso reformador de la Comisión sobre la aplicación de los principios de la «Better Regulation». Destacan los consecutivos planes de reducción de cargas administrativas y especialmente la inclusión de los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia en el artículo 129 de la ley 39/2015 del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, así como la formulación del procedimiento de consulta pública establecido en el artículo 133 de esta misma normativa.

Ahora bien, singularmente se ha de destacar la promoción y defensa del principio de seguridad jurídica en nuestro ordenamiento jurídico. La seguridad jurídica está protegida por la Constitución de 1978, en concreto en su artículo 9, que afirma que «La Constitución garantiza el principio de legalidad, la jerarquía normativa, la publicidad de las normas, la irretroactividad de las disposiciones sancionadoras no favorables o restrictivas de derechos individuales, la seguridad jurídica, la responsabilidad y la interdicción de la arbitrariedad de los poderes públicos».

Por lo tanto, **el principio de seguridad jurídica se incluye dentro de las garantías del individuo contra la arbitrariedad de los poderes públicos y se basa en tres principios: conocimiento de la normativa vigente, calidad técnica en la elaboración y estabilidad del ordenamiento jurídico.** Según nuestro Tribunal Constitucional (Sentencia 27/1981), es una «suma de certeza y legalidad, jerarquía y publicidad normativa, irretroactividad de lo no favorable, interdicción de la arbitrariedad, pero que, si se agotara en la adición de estos principios, no hubiera precisado de ser formulada expresamente. **La seguridad jurídica es la suma de estos principios, equilibrada de tal suerte que permita promover, en el orden jurídico, la justicia y la igualdad, en libertad.**

El mencionado artículo 9.3 de la CE no es la única protección de la seguridad jurídica en nuestro ordenamiento jurídico, hay que añadir la protección del Derecho comunitario del principio de protección de la confianza legítima, un principio que ha sido desarrollado en diferentes sentencias del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea afirmando que la autoridad pública no puede adoptar medidas que resulten contrarias a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en las decisiones de aquella, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones.

La seguridad jurídica pretende consolidar un sistema en el que sea razonable prever las consecuencias económicas de las actuaciones de los particulares y de los poderes públicos, lo que es fundamental para el progreso económico. Así, como afirma Fernando Vives, «la consecución por los países de los máximos niveles de desarrollo económico que sus características les permitan exige detectar las debilidades de sus regímenes normativos e institucionales —que siempre existen, incluso en las comunidades con una tradición jurídica más arraigada— con las miras puestas en reforzar un marco jurídico verdaderamente eficaz, desarrollado y completo y unas instituciones capaces de aplicarlo y asegurar su cumplimiento». Así pues,



la seguridad jurídica es indispensable para generar la confianza que facilite la inversión y el desarrollo económico y social.

2.2. Los principios de las buenas prácticas regulatorias

Tal y como se ha mostrado anteriormente, existe cierta relación empírica entre un adecuado marco institucional y regulatorio y el nivel de desarrollo económico alcanzado en los distintos países. En particular, la relevancia de este efecto sobre la competitividad de las economías más avanzadas motivó la realización de un exhaustivo análisis y estudio comparativo de distintos marcos normativos, a partir del cual se ha establecido un consenso sobre un conjunto de buenas prácticas regulatorias que, en distinto grado, los países van incorporando gradualmente en sus propios ordenamientos jurídicos.

Entre estas acciones destacan las iniciativas de «Better Regulation Package», «Legislar Mejor» y «Normativa Inteligente» de la Comisión Europea, así como la creación de un Comité de Control Reglamentario, como órgano independiente formado por funcionarios de la Comisión y expertos ajenos a ella que evalúa la calidad normativa y realiza las evaluaciones de impacto de cualquier proyecto normativo de la UE.

Todas ellas pretenden una mayor y mejor aplicación de los principios de subsidiariedad y proporcionalidad. Para la consecución de estos objetivos se confeccionó una metodología que contribuye a que en cualquier nivel de gobierno se puedan incluir las buenas prácticas regulatorias en sus procesos de elaboración de nueva legislación.

A modo de síntesis, se puede concluir que los principios básicos considerados como buenas prácticas regulatorias son los siguientes:

- **Seguridad jurídica, estabilidad y predictibilidad.** Esto no significa que las normas no puedan y deban evolucionar en el tiempo, sino que estos cambios deben ser graduales, y evitando procedimientos de urgencia. Además, las actuaciones deben ser previsibles, en el sentido de que no supongan cambios drásticos respecto a la regulación anteriormente existente. De igual forma, es preciso que el regulador sea independiente y debe ejercer sus poderes con proporcionalidad, predictibilidad, transparencia y responsabilidad.
- **Accesibilidad y participación en el proceso regulatorio.** Un principio básico para una buena regulación es favorecer la participación de los agentes del sector. Es conveniente que las decisiones que se vayan a adoptar sean precedidas de consultas, y seguidas de un diálogo participativo tanto de las empresas como de las organizaciones empresariales, de manera que se puedan contrastar los diferentes puntos de vista y se analicen, con transparencia, las consecuencias que un posible cambio regulatorio pueda tener sobre la actividad.
- **Eficacia, orientación, proporcionalidad y justificación de las propuestas normativas.** El análisis y la preparación de nuevas normas deben hacerse como respuestas a una necesidad



previamente detectada. En ese sentido, un seguimiento continuado y colaborativo dentro del sector puede ayudar a identificar las necesidades existentes, presentes y futuras, que pueden dar lugar a posibles cambios normativos.

- **Consistencia, credibilidad, simplicidad y transparencia.** Las nuevas normas regulatorias que se elaboren, así como las decisiones de los órganos de regulación, deben ser coherentes entre sí y evitar contradicciones con otras normas ya existentes. Además, la legislación debiera ser sencilla, ordenada y transparente, para facilitar su adecuada comprensión por parte de todos los agentes. Por tanto, es conveniente evitar la complejidad excesiva o la abundancia de normas que dificulten el entendimiento de las mismas.



Una propuesta de buenas prácticas regulatorias para el sector eléctrico

1. Introducción

1.1. Importancia del sector eléctrico en la economía

En España, el sector energético, en su conjunto, cuenta, de forma directa, con 68.500 personas empleadas, en aproximadamente 16.800 empresas que generaron, en 2019, el 2,8% del PIB nacional, aportando un valor añadido bruto en torno a los 34.600 millones de euros.¹ Además, el sector prevé invertir significativamente hasta el año 2030 en el marco del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El sector eléctrico, en concreto, contaba con un empleo de unas 37.000 personas en 2019, con una producción final por valor de casi 65.000 millones de euros.²

El sector eléctrico es, además, un sector clave en la economía por su contribución indirecta y por ser la electricidad un *input* imprescindible en los procesos productivos. De ahí la importancia de disponer de un suministro eléctrico seguro, fiable y a mínimo coste. Además, su impacto sobre el medioambiente es muy significativo, siendo uno de los sectores de la economía que más ha contribuido, en los últimos años, a su mejora.

Pero lo más significativo es que este sector necesita acometer importantes inversiones en los próximos años cuyo desarrollo adecuado no será posible sin un adecuado marco de seguridad jurídica, calidad regulatoria y estabilidad de la norma.

1.2. Necesidad de una regulación ortodoxa

La exposición de motivos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece:

*«La presente Ley tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico **garantizando el suministro eléctrico** con los niveles necesarios de calidad y al **mínimo coste posible**, asegurar la **sostenibilidad económica y financiera** del sistema y permitir un nivel de **competencia efectiva** en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de **protección medioambiental** de una sociedad moderna».*

¹ Ver NATURGY & DELOITTE (2021), *La contribución del sector energético español a los nuevos objetivos sociales europeos*, diciembre 2021.

² *Ibidem*.



Por tanto, el conjunto de reglas derivadas de esta ley que gobiernan la relaciones entre los distintos agentes del sector eléctrico español, es decir, *la regulación*, deberá perseguir estos mismos objetivos.

Todo ello teniendo en mente las particularidades del sector, que deben ser consideradas a la hora de regular; a saber: a) carácter de bien esencial de la electricidad, b) el carácter de monopolio natural del transporte y la distribución de electricidad, y c) la (todavía) reducida capacidad de almacenar electricidad, lo que requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo.

Para alcanzar los objetivos fijados, considerando las particularidades de la electricidad, una buena regulación debería basarse en los siguientes principios:

- Independencia del Regulador.
- Regulación estable, coherente, predecible y transparente.
- Incentivos a la eficiencia en las actividades reguladas y señales de precio adecuadas a las actividades liberalizadas.
- Reconocimiento de costes prudentemente incurridos en las actividades reguladas.
- Internalización en los precios (libres y regulados) de todos los costes incurridos, incluyendo los costes medioambientales.

1.3. El proceso de construcción del mercado interior de la energía

La energía ha estado en el origen de la creación de la Unión Europea (UE), pues fue el eje central de dos de los tres Tratados Constitutivos de lo que hoy es la UE. La consecución de la integración de los mercados eléctricos europeos pasa por incrementar la interconexión de las redes entre los países (siempre que lo justifique el correspondiente análisis coste-beneficio), pero, sobre todo, por la armonización y convergencia en las legislaciones nacionales. Por ello, ya en 1996 se aprobó una primera directiva europea (Directiva 96/92/CE), con el objetivo de constituir un mercado único comunitario para la electricidad, sobre la base de un mercado mayorista que supone el cambio desde el modelo regulado y monopolístico que existía hasta entonces. Es decir, la Comisión Europea lleva casi 30 años trabajando en la integración de sus mercados de electricidad.

Los objetivos de esta primera directiva han ido progresando con las subsiguientes directivas: así, la Directiva 2003/54/CE, para el establecimiento de normas comunes en materia de generación, almacenamiento, transporte, distribución y suministro de electricidad, define, también, las obligaciones de servicio universal, los derechos de los consumidores y las obligaciones en materia de competencia; y la Directiva 2009/72/CE para el sector eléctrico, incluida en el llamado Tercer Paquete legislativo, recoge, además, los principios del Libro Verde de la Comisión «Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura» de 2006, y



de la Comunicación «Una política energética para Europa», de 2007, en la que se establecían las líneas generales de la política energética comunitaria.

La liberalización comenzaba en 1996 con la introducción de competencia en la generación de energía eléctrica, con la creación de la figura del comercializador y con el derecho de los grandes consumidores a participar directamente en el mercado. Las directivas posteriores avanzan en el proceso, y la liberalización parcial del mercado se convierte en completa, la separación, en principio, sólo contable de las diferentes actividades liberalizadas y reguladas se convierte en efectiva, se exige la independencia de operadores de la red de transporte y también de distribución, se exige la creación de reguladores independientes nacionales y se crean entidades europeas para coordinar sus actuaciones, etc.

Como complemento a las directivas, desde 2010 el Tratado de Lisboa establece competencias comunitarias en el caso de dificultades graves en el suministro energético, así como a la hora de definir una política energética basada en la solidaridad entre los Estados miembros y cubriendo aspectos tales como a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.

Posteriormente, como parte del «Paquete de Energía Limpia para todos los europeos», en 2019 se publicaron una nueva Directiva sobre mercado de electricidad, la *Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, que sustituye a la Directiva de 2009; y el *Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad*. Ambos para «establecer normas en materia de generación, transporte, distribución, suministro y almacenamiento de electricidad, así como aspectos relativos a la protección de los consumidores, con vistas a la creación en la UE de unos mercados de la electricidad competitivos realmente integrados, centrados en el consumidor, flexibles y transparentes». El último avance legislativo de la Comisión está contenido en el paquete «Fit for 55», que modificará la directiva de mercado eléctrico para potenciar el gas renovable y el hidrógeno.

Además, otros objetivos de la política energética de la UE se han reflejado en regulación comunitaria. Así, el apoyo a las fuentes de energía renovable y a la eficiencia energética se ha plasmado desde el año 2001 en la fijación de objetivos globales de consumo de renovables/reducción del consumo a nivel de la UE, y objetivos específicos por países. Y sirve de complemento a los objetivos europeos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, para los que la UE ha optado por un mecanismo de mercado como es el mercado comunitario de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Ha sido particularmente relevante en estos años la integración de los mercados mayoristas de corto plazo de electricidad. Partiendo de experiencias inicialmente regionales, como el caso del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) entre España y Portugal, en 2014 comenzó a operar el *Multi-Regional Coupling* (MRC) entre los mercados de MIBEL, Centroeuropa y países nórdicos, y en junio de 2021 se culminaba la integración del acoplamiento único del

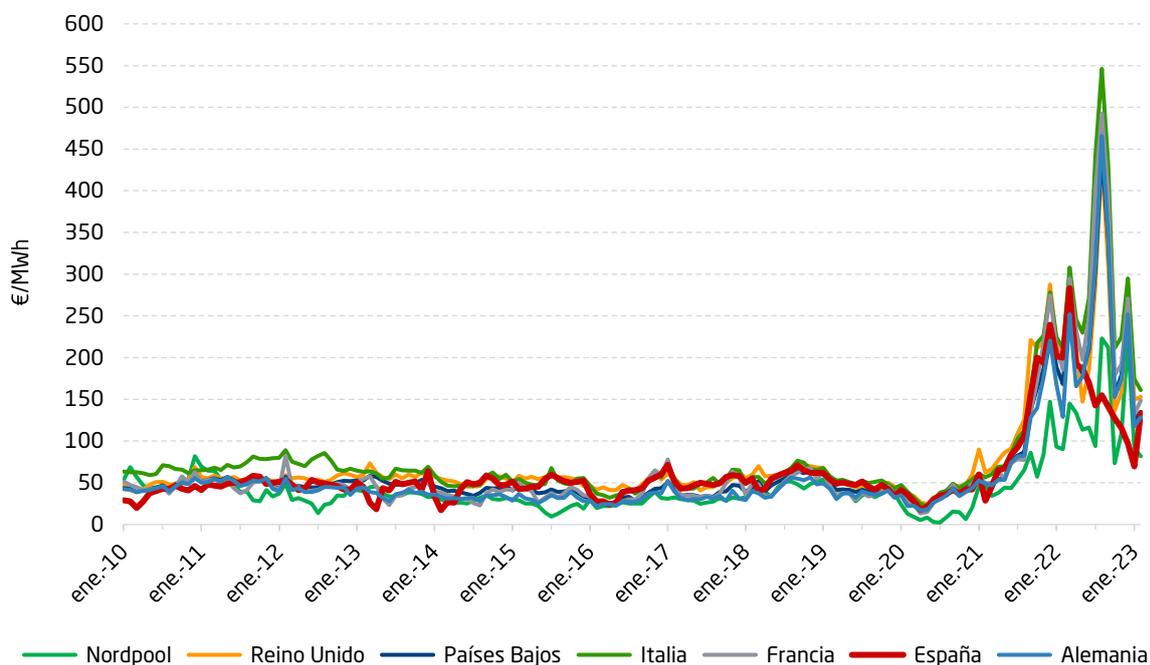


mercado diario en la UE, un mercado marginalista cuyo algoritmo de casación es conocido como *Euphemia*. En 2022 se completaba la integración de los mercados intradiarios [es el *Single Intraday Coupling* (SIDC)].

Todo esto ha incrementado el comercio transfronterizo de electricidad a través de las interconexiones internacionales, y favorecido la convergencia en los precios de los principales mercados eléctricos europeos, tal y como se observa en el siguiente Gráfico 1.

GRÁFICO 1

Evolución de los precios de los mercados mayoristas de electricidad europeos entre 2003 y 2023 (€/MWh)



Fuente: ESIOS (REE) y NORDPOOL.

Según la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER)³, el mercado único de la electricidad europeo, tal como funciona en la actualidad, y con el nivel de interconexión e integración actuales, supone un beneficio anual de 34.000 millones de euros al año a los Estados miembros y a sus consumidores.

1.4. Impacto de la crisis tras la guerra de Ucrania

Tras la pandemia del covid-19, la recuperación de la economía mundial se ha visto dificultada por una subida de los precios de los combustibles, que comenzó en la primavera de 2021 y que la invasión a Ucrania por parte de Rusia en enero de 2022 ha agravado aún más.

³ ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design – Abril 2022.

GRÁFICO 2

Evolución del precio spot del gas en el mercado de los Países Bajos (TTF) entre marzo de 2021 y mayo de 2023 en €/MWhg



Fuente: PLATTS.

La subida del precio del gas, combustible que ha venido sustituyendo al carbón en el mix de generación de electricidad en las últimas décadas, junto con la subida de los precios de los derechos de emisión de CO₂, ha impactado directamente en los precios de la electricidad en los distintos mercados europeos.

GRÁFICO 3

Evolución media mensual del precio de los derechos de emisión 2020-2023



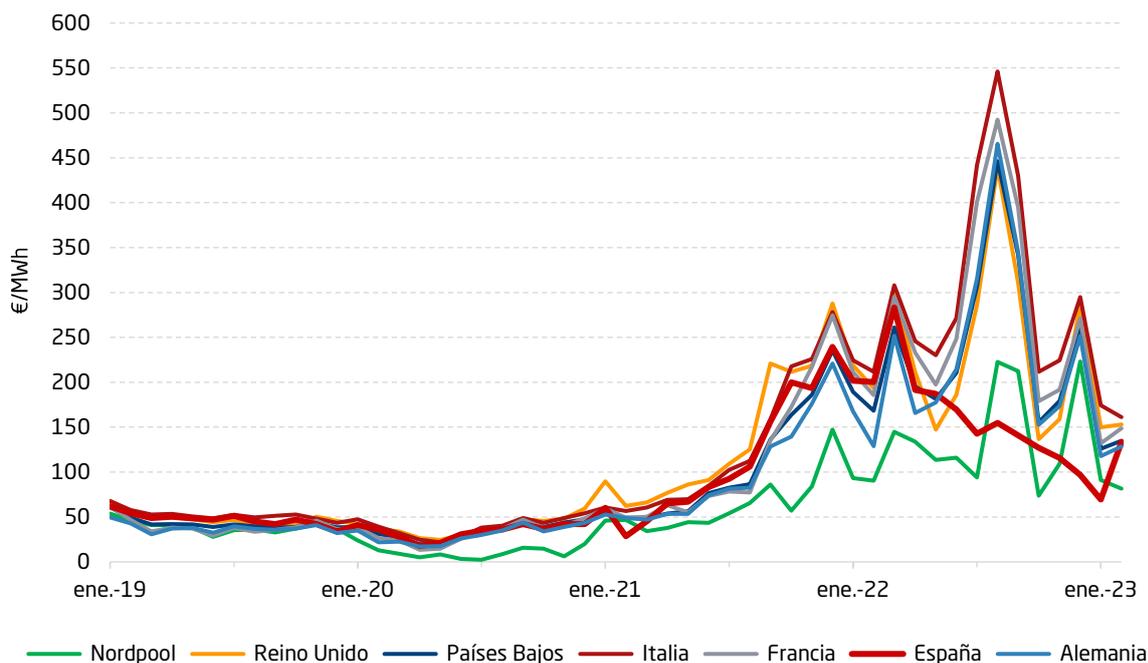
Fuente: SENDECO₂.



El Gráfico 4 muestra la subida de los precios de la electricidad en los principales mercados mayoristas europeos entre 2019 y 2023. En el caso español, la divergencia del precio frente al resto de los países a partir de junio de 2022 se debe a la aprobación de la denominada «excepción ibérica».

GRÁFICO 4

Evolución de los precios de los mercados mayoristas de electricidad europeos entre 2019 y 2023 (€/MWh)



Fuente: ESIOS (REE) y NORDPOOL.

Esto se ha traducido en un incremento inmediato en las facturas de los consumidores acogidos a tarifas o contratos indexados al precio del mercado mayorista (como es el caso de la tarifa regulada conocida como Precio Voluntario al Pequeño Consumidor -PVPC- en España) y en un incremento más moderado y rezagado en los consumidores con tarifas o contratos de precio fijo, o incluso nulo en muchos casos.

Dado que, como se señaló con anterioridad, la electricidad es un *input* básico en la economía, el incremento en el precio de la electricidad repercute de forma negativa en toda la cesta de la compra. El incremento en el precio de la electricidad, junto con el incremento en el precio de otros productos como resultado de rigideces en la oferta en un contexto de incremento de la demanda post-covid (especialmente en el precio de los alimentos frescos), ha hecho que la inflación en la eurozona supere el 8% en el último año.

Frente a ello, los gobiernos europeos han ido tomando disposiciones para proteger a todos los consumidores de la subida generalizada de precios. En España, estas incluyeron medidas

impositivas (reducción del IVA y de impuestos especiales como el de la electricidad); subvenciones a la compra de carburantes o a inversiones en eficiencia energética; ayudas directas en forma de cheque; incremento en los descuentos en las tarifas eléctricas para los consumidores vulnerables; creación de una nueva categoría de consumidores vulnerables con derecho a descuento en la factura eléctrica; subvenciones al uso de transporte público y a la industria electro-intensiva, etc.

Dado que se trataba de una situación excepcional y extraordinaria, las Instituciones Europeas autorizaron a los Estados miembros a aplicar medidas regulatorias temporales destinadas a transferir rentas desde las empresas energéticas hacia los consumidores. Por ejemplo, se autorizó a limitar los ingresos de las centrales de generación de electricidad no emisoras de gases de efecto invernadero a 180 €/MWh (el mercado llegó a alcanzar los 283,3 €/MWh de media mensual en marzo de 2022) y a establecer impuestos a los beneficios extraordinarios de las empresas gasistas y petroleras.

España optó por adoptar dichas medidas, con ciertas desviaciones sobre las mismas, como respuesta a una situación de emergencia y con carácter coyuntural con la consiguiente controversia. Por ejemplo, el límite a los ingresos de las centrales eléctricas no emisoras se estableció en 67 €/MWh (cifra que es un 67% inferior a la propuesta por la UE). En particular se ha de destacar el establecimiento de una prestación patrimonial (eufemismo utilizado para poder aprobar un impuesto de nueva creación por real decreto-ley) no sólo a las empresas gasistas y petroleras sino también a las eléctricas, y no sobre los beneficios extraordinarios sino directamente sobre los ingresos (con independencia de cuáles fueran los costes).

La adopción de este tipo de medidas regulatorias, que han sido más intensas en términos de intervención de mercados, aumenta la prima de riesgo del sector con el consiguiente freno a su inversión en el futuro.

La aprobación de prestaciones patrimoniales basadas en ingresos, y no en beneficios, o la aprobación de medidas que se superponen unas sobre otras para lograr un mismo fin recaudatorio confirman que nuestro país tiene aún mucho trabajo por delante para mejorar su seguridad jurídica y buenas prácticas regulatorias.

En cualquier caso, las medidas adoptadas a lo largo de 2022 tuvieron como objetivo mitigar una situación de altos precios de la electricidad que se esperaba temporal. En este contexto se engloba la Comunicación de la Comisión de marzo 2022 (*COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES Seguridad del suministro y precios de la energía asequibles: opciones para adoptar medidas inmediatas y prepararse para el próximo invierno - COM (2022) 138 final*), que valora las ventajas e inconvenientes de diferentes posibles medidas de intervención, y que concluye con la aprobación de la denominada excepción ibérica, el tope al precio del gas, y otras medidas tomadas por los Estados miembros (como la limitación de ingresos de tecnologías de generación inframarginales) para proteger a los consumidores frente a una situación que se pensaba excepcional.



Sin embargo, las propuestas en este año 2023 se centran en reformas estructurales del mercado, destacando la propuesta del Gobierno español, que gira en torno a tres ejes: i) la firma de contratos a plazo y a precio fijo entre las instalaciones de generación y la Autoridad reguladora en forma de contratos por diferencias (CfD), obligatorio y con precio fijado administrativamente para algunas tecnologías; ii) la flexibilización de los mecanismos de capacidad en la UE; y iii) un modelo centralizado en el que el Gobierno actúa como comprador único.

1.5. Propuesta de la Comisión Europea

En este contexto, en enero de 2023 la Comisión Europea sacó a consulta un documento sobre propuesta de reforma del mercado. En dicho documento, la Comisión Europea resalta la necesidad de adoptar medidas permanentes para proteger a los consumidores en épocas de altos precios de la electricidad debidos a subidas de precios de los combustibles, para prevenir, así, situaciones sobrevenidas similares a la ocasionada por la guerra de Ucrania.

En marzo de 2023, la Comisión hizo pública una propuesta de reforma que modificaría diversos reglamentos relativos al diseño del mercado. Dicha propuesta se estructura alrededor de tres grandes objetivos:

Proteger a los consumidores ante la volatilidad de los precios del mercado al contado

- Garantizando el derecho tanto a contratos de precio fijo como a contratos de precio dinámico. De este modo, los consumidores aversos al riesgo pueden asegurarse precios fijos a largo plazo. Mientras tanto, otros consumidores pueden optar por contratos de precio dinámico, para aprovechar la variabilidad de los precios y reducir el coste de su suministro eléctrico utilizando la electricidad cuando es más barata (por ejemplo, para cargar coches eléctricos).
- Dando acceso a precios minoristas regulados a los hogares y a las pymes en caso de crisis. Debe permitirse a los Estados miembros fijar precios minoristas regulados por debajo de los costes de suministro, siempre que ello no distorsione la competencia entre comercializadores y no genere incentivos para consumir más.
- Estabilizando el mercado minorista exigiendo a los comercializadores un mayor uso de contratos a plazo para cubrir sus obligaciones de suministro a precio fijo con consumidores finales, y estableciendo un régimen de comercializador de último recurso. Los comercializadores de último recurso deben comunicar sin demora los términos y las condiciones a los clientes que se les hayan transferido.
- Capacitando a los consumidores, creando el derecho a compartir la energía renovable. La Comisión considera que un mayor uso compartido de la energía (por ejemplo, compartiendo el excedente de energía solar en el tejado con un vecino) puede mejorar el uso de energías renovables de bajo coste y proporcionar un mayor acceso al uso directo de las energías renovables a los consumidores que, de otro modo, no tendrían dicho acceso.



Aumentar la competitividad de la industria de la UE

- Mejorando el acceso a contratos con precios estables a largo plazo. En la actualidad, los acuerdos de compra de electricidad (PPA) presentan ciertas barreras. Un obstáculo para el crecimiento de este mercado es el riesgo de crédito. Los instrumentos para reducir los riesgos asociados al incumplimiento de pago de la parte compradora en el marco de un PPA, tales como las garantías estatales, deberían ser accesibles a las empresas que no atraviesen dificultades financieras. Así mismo, los criterios de evaluación en las licitaciones de apoyo público deben dar preferencia a los proyectos que reserven una parte de la generación para su venta a través de un contrato a largo plazo. La obligación impuesta a los comercializadores para que utilicen más contratos a plazo también impulsará la demanda de dichos contratos.
- Estructurar el apoyo a la inversión en determinadas tecnologías mediante contratos financieros por diferencias (o mecanismos similares), siempre voluntarios y para nuevas instalaciones. Los ingresos derivados de la liquidación de estos contratos financieros por diferencias deben canalizarse para apoyar a todos los consumidores de electricidad de forma proporcional a su consumo, para mitigar el efecto de incrementos en los precios.
- Crear precios de referencia regionales a través de nodos virtuales para aumentar la transparencia de los precios y exigir a los operadores del sistema que emitan derechos de transmisión con horizontes superiores a un año.

Impulsar la inversión en energías renovables

- Los Estados miembros que apliquen un mecanismo de capacidad conforme a las normas vigentes deben promover la participación de la respuesta de la demanda y el almacenamiento. Los Estados miembros pueden restringir la participación en los mecanismos de capacidad a las centrales flexibles que no utilicen combustibles fósiles.
- Mejorar los mercados de contratos a largo plazo. Los acuerdos de compra de electricidad (PPA) y los contratos financieros por diferencias proporcionan a los consumidores precios estables, y también dan a los proveedores de energías renovables unos ingresos fijos. Esto disminuye su riesgo financiero y reduce su coste de capital. Según la Comisión, se crea así un círculo virtuoso en el que unos ingresos estables reducen los costes para los generadores e impulsan la demanda de energías renovables.
- Reducir el riesgo de vertidos de producción de electricidad proveniente de instalaciones de energía renovables, para que sean una mejor inversión. Los Estados miembros evaluarán las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico y establecerán objetivo de flexibilidad. Se podrán desarrollar nuevos sistemas de apoyo a la flexibilidad.
- Aumentar la transparencia en torno a la disponibilidad de capacidad de conexión a la red. Una información más clara facilitaría el desarrollo de las energías renovables en zonas menos congestionadas.



- El cierre de los plazos de negociación se deberá aproximar más al tiempo real, ya que la energía renovable puede negociarse y equilibrarse de forma más eficiente si las negociaciones se producen más cerca del tiempo real.

1.6. Objetivo del informe

En este contexto en el cual se plantean posibles reformas al diseño del mercado, el objetivo del presente informe es identificar una serie de buenas prácticas regulatorias en el sector eléctrico; es decir, prácticas que garantizan el suministro de este bien esencial a mínimo coste para los consumidores y estimulan la protección del medio ambiente, y en especial la lucha contra el cambio climático, considerando la necesidad de mitigar el impacto que las crisis energéticas tienen sobre los consumidores.

Es importante resaltar que el objetivo último de las buenas prácticas regulatorias no es la protección de los intereses de los inversores o de las empresas, sino la protección de los intereses de los consumidores. Sin embargo, la protección de los intereses de los consumidores implica la protección de los intereses de los inversores y de las empresas.

El motivo es que cualquier intervención orientada a minorar los ingresos de las empresas (que, indirectamente, reduce la retribución de los inversores) reduce las expectativas de rentabilidad de las empresas, lo cual desincentiva y retrasa nuevas inversiones, lo que incrementa el precio del mercado eléctrico y reduce la calidad y seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores. Es decir, la regulación no es un «juego de suma cero» entre consumidores e inversores o empresas. La minimización del coste para los consumidores, más allá del más corto plazo, no pasa por reducir los ingresos o la rentabilidad de las empresas, sino por dar los incentivos a la toma de decisiones eficientes. Porque si el suministro se produce al mínimo coste posible, los consumidores tendrán mejores tarifas y menores precios.

Lógicamente, aunque un mercado eficiente minimiza los costes de suministro, sus resultados pueden, en ocasiones, no considerarse «justos». Pero si el suministro se produce al mínimo coste posible, es posible redistribuir las rentas de forma que se contrarresten esos efectos indeseados, maximizando el bienestar social. La alternativa, intervenir el mercado para controlar sus efectos distributivos, da lugar a un menor bienestar porque el suministro es más caro.

Tras esta sección introductoria, este informe se divide en las siguientes secciones, que abarcan todas las áreas a regular en el sector eléctrico:

- Sección 2: Descripción de la propuesta del Gobierno español e implicaciones
- Sección 3: Liberalización versus planificación en generación y comercialización
- Sección 4: El diseño del mercado mayorista
- Sección 5: Consideraciones acerca de la contratación a plazo de electricidad



- Sección 6: Mecanismos de capacidad
- Sección 7: La descarbonización a mínimo coste
- Sección 8: Diseño eficiente de peajes
- Sección 9: Diseño eficiente de cargos
- Sección 10: Consideraciones acerca de la tarifa regulada
- Sección 11: Consideraciones de equidad: diseño del bono social

2. Descripción de la propuesta del Gobierno español e implicaciones

En el contexto de la crisis energética desencadenada tras la guerra de Ucrania, el Gobierno español ha elevado a la Comisión Europea una propuesta para reformar el mercado eléctrico en la UE. La propuesta consta de tres elementos principales, que se describen y comentan a continuación.

2.1. Firma de contratos a plazo y a precio fijo con las instalaciones renovables a través de subastas

Se propone que la entrada de nuevas instalaciones renovables en el sistema eléctrico se instrumente a través de subastas (en principio, voluntarias) organizadas por el propio Gobierno, que sería el responsable de determinar las tecnologías, las capacidades a subastar en cada una de ellas, las fechas de las convocatorias y los precios de reserva por encima de los cuales las subastas quedarían desiertas.

El resultado de cada convocatoria daría lugar a la firma de contratos a plazo al precio resultante de la subasta, que se liquidarían por diferencias con respecto al precio del mercado mayorista de electricidad (CfD) entre las instalaciones de generación adjudicatarias y el sistema eléctrico en su conjunto. La propuesta deja abierta la puerta a extender el mecanismo a centrales ya existentes. Las principales implicaciones de la propuesta son las siguientes:

- En el supuesto de que, a través de estas subastas, el Gobierno termine instalando una capacidad de generación superior a la que permite a las empresas recuperar sus inversiones con base en los precios del mercado, sólo serían rentables las inversiones que acudan a las subastas a percibir la correspondiente subvención. Por otra parte, las inversiones «a mercado» se arriesgan a que el Gobierno intervenga los precios de la electricidad cada vez suban los costes de los combustibles fósiles (como ha ocurrido durante la crisis de Ucrania) y no lo haga cuando se deprima la demanda (como no lo hizo durante la crisis del covid-19). En este hipotético contexto de precios artificialmente deprimidos por la sobreinversión del Gobierno y *shocks* de precios asimétricos, las subastas del Gobierno serían el único instrumento posible para desarrollar las renovables en nuestro país, dejando de ser voluntarias para convertirse en obligatorias.



- El mecanismo puede dar lugar a ineficiencias en el mix de generación, pues el Gobierno carece de la información necesaria para elegir las tecnologías renovables con mayor capacidad para suministrar al menor coste para el consumidor. El sobrecoste de los errores supondrá una pérdida de bienestar para los consumidores.
- En la medida en que la Autoridad regulatoria acapara la oferta de cobertura de riesgo de precio a través de CfD con nuevas instalaciones de generación y en la medida en que la liquidación por diferencias tiene lugar contra todos los consumidores del sistema (deseen esta cobertura o no), puede producirse un drenaje de cobertura en el mercado a plazo y un encarecimiento de la misma que perjudicará a los consumidores que sí deseen cobertura.
- En este contexto entendemos que los PPA deben ser el elemento prioritario para recoger en el desarrollo de la normativa del sector. Por otra parte, de prosperar la iniciativa europea de regulación de CfD para determinados supuestos, deberíamos limitarnos a su cumplimiento voluntario y no ir más allá de la misma.

2.2. Firma de contratos a plazo y a precio fijo con hidráulicas y nucleares a precio regulado

En el caso de la generación hidráulica y nuclear, el Gobierno propone que la venta de energía a través de contratos a plazo con el sistema eléctrico sea obligatoria y el precio sea fijo y determinado por el Regulador con base en los «costes incurridos» por estas instalaciones. Las principales implicaciones de la propuesta serían las siguientes:

- La asimetría informativa respecto de los costes sobre la que es preciso incurrir para la operación de las centrales y el hecho de que la retribución se base en «costes» puede dar lugar a que las empresas incurran en inversiones innecesarias y se incremente ineficientemente el coste del suministro (efecto *Averch-Johnson*).
- El Gobierno no menciona cómo resolverá la existencia de posibles contratos a plazo y precio fijo que pudieran tener comprometido el suministro de estas instalaciones antes de la entrada en vigor de la medida.
- En la medida en que los precios fijos resultantes de los CfD se trasladen a todos los consumidores y se anestesie la señal de precios horaria, se desincentivará la gestión de la demanda y, con ella, su contribución a la garantía de suministro y a la lucha contra el cambio climático.
- En la medida en que el sistema eléctrico no devuelva la oferta de cobertura de riesgo de precio a los consumidores que la demandan, se producirá un drenaje en el mercado a plazo y un encarecimiento de la cobertura.
- La medida equivale a una expropiación indirecta de valor y, previsiblemente, dará lugar a conflictos en los Tribunales.
- La medida, previsiblemente, distorsionará el despacho horario de las centrales hidráulicas y los periodos de recarga de combustible de las nucleares; lo que puede suponer un mayor



consumo de fuentes primarias alternativas, un superior coste de suministro y a emisiones de CO₂ más elevadas.

Ello ocurre incluso si se utilizan algunas de las fórmulas propuestas para dejar expuesta una parte de la energía al precio del mercado con el supuesto objetivo de incentivar una gestión eficiente. Por ejemplo, los denominados CfD flexibles⁴, que plantean retribuir la producción hidroeléctrica sobre una fórmula que complementa el precio fijo f del contrato a plazo con una bonificación/penalización que depende, en cada hora, de la diferencia entre el precio del mercado mayorista p y el precio medio del mercado al contado a lo largo de los 12 meses anteriores \hat{g} :

$$\Pi = f q + (p - \hat{g}) q$$

siendo:

Π = ingreso del generador

q = cantidad de electricidad producida

f = precio del contrato a plazo

p = precio horario del mercado mayorista de electricidad

\hat{g} = precio mensual medio del mercado al contado a lo largo de los 12 meses anteriores

Si se simula la retribución unitaria que recibiría una central hidroeléctrica a lo largo del año 2022 sobre la base de esta fórmula, para un precio fijo del contrato CfD igual a 30 €/MWh, se obtienen valores negativos en el entorno de 2.800 horas. Los resultados de la simulación se muestran en verde en el Gráfico 5.

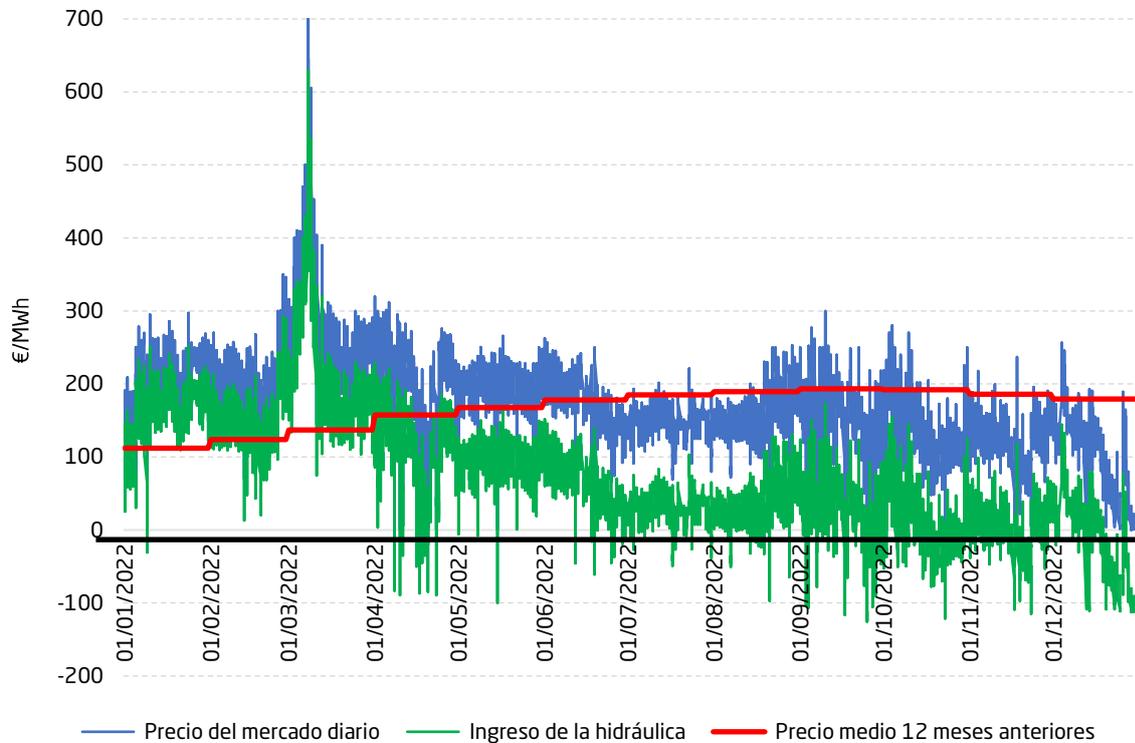
Es decir que, durante 2.800 horas del año, los titulares de las centrales tendrán incentivos a parar las instalaciones y la energía hidroeléctrica no producida habría de ser sustituida por fuentes primarias alternativas; lo que puede implicar encarecer el coste del suministro e incrementar las emisiones de CO₂.

⁴ Ver FABRA, N. (2022), «Electricity markets in transition: a proposal for reforming European electricity markets», *Discussion Paper DP17689*. Center for Economic Policy Research.



GRÁFICO 5

Simulación de la retribución unitaria de una central hidroeléctrica en 2022 utilizando un contrato CfD flexible



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.

2.3. Reforma de los actuales mecanismos de capacidad

El Gobierno reconoce la necesidad de poner en marcha mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico y esto es positivo. Pero propone flexibilizar la actual normativa europea (que pretende garantizar la neutralidad tecnológica y evitar que se produzcan *ayudas de Estado* a las instalaciones de generación).

La propuesta del Gobierno parece ir en la línea de que cada Estado miembro pueda definir las ayudas sin los condicionantes de la normativa europea. De hecho, se propone reservarlos sólo para las centrales de gas natural, las de almacenamiento y la demanda flexible (a diferencia de la actual normativa europea, que exige que se paguen a todas las tecnologías que presten el servicio de disponibilidad sin discriminación).

Esta propuesta daría lugar a que los Estados miembros pudieran subvencionar la generación de electricidad, rompiendo una de las reglas básicas que rigen el mercado interior de la UE.

3. Liberalización versus planificación en generación y comercialización

La liberalización del sector eléctrico en el seno de la UE se inicia con la Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996, con el objetivo de crear un mercado interior en el que la seguridad del suministro eléctrico se alcance al menor coste posible y de forma compatible con el comercio intracomunitario y el respeto al medioambiente.

Con la nueva normativa europea, se separan las actividades que pueden realizarse en régimen de competencia (generación y comercialización) de aquellas que, por tratarse de monopolios naturales⁵, deben permanecer bajo un régimen regulado (transporte y distribución).

Hasta ese momento, la generación era una actividad en la que las inversiones (capacidades y tecnologías) eran planificadas por el gobierno y la operación se gestionaba de forma centralizada según los costes estimados de cada central. En consecuencia, los errores del gobierno a la hora de hacer previsiones de la demanda a medio-largo plazo y a la hora de estimar los costes de operación de las centrales se trasladaban siempre al consumidor.

Por su parte, la comercialización se prestaba en régimen de monopolio geográfico; los consumidores no podían cambiar de suministrador; y las tarifas finales las decidía el gobierno (*tarifas integrales*) con el objetivo de remunerar la totalidad de los costes incurridos por las empresas del sector. Con la única excepción de los electro-intensivos, los consumidores no tenían la opción de elegir tarifas en las que el precio de la energía cambiara de forma horaria y, por tanto, no existía ningún incentivo para hacer gestión de la demanda.

A partir de ese momento, la generación y la comercialización de electricidad dejaron de ser actividades reguladas para pasar a prestarse en régimen de competencia. De esa forma, son los titulares de las instalaciones quienes deciden las tecnologías y las capacidades a construir con la expectativa de recuperar las inversiones -con la correspondiente rentabilidad- según los precios esperados en el mercado a lo largo de la vida de cada instalación. Por tanto, son los accionistas de las empresas quienes soportan los riesgos asociados a la recuperación de las inversiones y no los consumidores.

Por su parte, la actividad de suministro se desvincula del negocio de red, se establece la obligación de acceso de terceros a las redes y se otorga a los consumidores el derecho a elegir suministrador y a elegir la modalidad de contratación (a precio fijo o a precio variable) que más se acomode a sus preferencias. Los consumidores tienen la opción de acogerse a contratos en los que el precio sea estable a plazo y precio fijo o, alternativamente, a precio que cambia de hora en hora (lo que incentiva la gestión de la demanda).

Los precios del mercado resultantes de la interacción entre la oferta y la demanda de electricidad, de forma que se refleje la escasez del recurso, son el instrumento que articula las decisiones

⁵ En el caso de los monopolios naturales resulta eficiente que exista una única empresa, ya que de esta forma se minimiza el coste del servicio y, por consiguiente, el precio para los consumidores.



de inversión y despacho de la generación y las decisiones de adquisición y venta de energía a clientes finales, por parte de los suministradores.

El cambio normativo en la UE se basó en un consenso generalizado a nivel técnico acerca de que el mercado eléctrico es capaz de garantizar el suministro de electricidad a un coste menor que el que resulta de decisiones adoptadas por la Administración pública, al tiempo que permite una gestión eficiente de las interconexiones transfronterizas (elemento clave para la creación del mercado interior europeo).

El marco ordinario hasta ahora vigente ha sido propicio para el desarrollo de las inversiones en el sector eléctrico, en general, y en las energías renovables, en particular. En el periodo 2018-2022, es decir, en los últimos cinco años, se han instalado en España 15.254 MW de la tecnología solar fotovoltaica y unos 6.975 MW de la tecnología eólica, casi en su totalidad sin haber recibido retribución regulada (primas).⁶ Dicho despliegue es el resultado de la decisión de inversión de los generadores ante el progreso tecnológico que ha permitido reducir significativamente los costes asociados a las tecnologías mencionadas y no a las intervenciones regulatorias.

Cabe destacar que España es un país competitivo en la inversión en generación eléctrica renovable. Prueba de ello es que España es líder europeo en la firma de acuerdos de compra de electricidad (PPA), a pesar de la existencia de ciertas barreras a su celebración (tales como el riesgo de crédito por parte de ciertos compradores). De hecho, en los últimos cuatro años España ha liderado el mercado europeo de PPA⁷. En 2022 en España se cerraron acuerdos por 3.200 MW frente a un total europeo de 8.400 MW (es decir, casi el 40%). Asimismo, los precios de los PPA firmados en España son los más bajos de Europa como se revela en publicaciones especializadas.⁸

Esta inversión beneficia tanto a generadores como a consumidores finales, ya que los reducidos costes variables de las renovables tienden a reducir el precio del mercado mayorista y la firma de acuerdo de compra de electricidad permite estabilizar el precio de la electricidad en el medio-largo plazo.

4. El diseño del mercado mayorista

El mercado mayorista de electricidad en España fue creado en enero de 1998 coincidiendo con la liberalización del sector impuesta por la primera directiva europea sobre el mercado interior de la electricidad. En él participan tres tipos de agentes: los generadores, los comercializadores y los consumidores directos.

- Los generadores: son los titulares de las instalaciones de producción de electricidad y participan en el mercado como oferentes.

⁶ Red Eléctrica de España, redata, <https://www.ree.es/es/datos/aldia>

⁷ <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-los-reyes-de-los-ppa-renovables-en-europa-por-cuarto-ano-consecutivo/>

⁸ LevelTen Energy, PPA Price Index Europe Q1 2023, Executive Summary.



- Los comercializadores: adquieren electricidad para, a su vez, suministrar a los consumidores finales que forman parte de su cartera de clientes.
- Por último, si lo desean, los consumidores pueden participar directamente en el mercado adquiriendo energía para su propio consumo o para la venta a terceros. Se les denomina «consumidores directos».

El mercado mayorista de electricidad⁹, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE) en España y Portugal, consta de una secuencia de mercados *al contado* o *spot* (diario e intradiarios) en los que los participantes compran y venden energía eléctrica para su entrega a lo largo de las 24 horas del día siguiente.

El mercado mayorista ibérico diario se encuentra acoplado con el mercado diario europeo desde 2014 y sus resultados se obtienen mediante la aplicación de un algoritmo de casación denominado *Euphemia* de manera simultánea para todos los países.¹⁰

En dicho mercado, los generadores deben enviar ofertas indicando el precio más bajo al cual están dispuestos a vender la electricidad en todas y cada una de sus centrales de generación que están en disposición de producir en cada una de las 24 horas del día siguiente. Los generadores han de ofertar al mercado diario siempre la totalidad de su potencia disponible, incluyendo todas las tecnologías (centrales hidroeléctricas, centrales térmicas de carbón o de ciclo combinado de gas natural, parques eólicos y fotovoltaicos, centrales nucleares, etc.), con excepción de la potencia que esté comprometida en contratos bilaterales físicos.

Por su parte, las ofertas de adquisición de los comercializadores y consumidores directos indican el precio más alto que están dispuestos a pagar por adquirir energía eléctrica.

El OMIE ordena las ofertas de venta de cada hora empezando por las de menor precio para construir una curva de oferta y, de forma simétrica, ordena las ofertas de compra empezando por las de mayor precio para construir una curva de demanda.

La prelación de las ofertas de venta en función de su precio determina lo que se denomina el «orden de mérito» de las centrales de generación eléctrica. Las centrales que son llamadas a producir por el OMIE (las centrales cuyas ofertas resultan «casadas») son las centrales necesarias para servir la demanda que han presentado las ofertas de menor precio.

El punto en el cual se cruzan las curvas de oferta y de demanda en cada hora determina qué ofertas de venta y compra han resultado casadas, así como el precio del mercado que deberán pagar los comercializadores por la energía que hayan comprado en cada hora y que recibirán los generadores por la energía que hayan vendido en esa misma hora.

⁹ Después del mercado mayorista, se ponen en marcha los denominados «servicios de ajuste», cuyo objetivo es garantizar el equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda de electricidad en todo momento.

¹⁰ Además de en España y Portugal, el mercado diario acoplado (Single Day-ahead Coupling, SDAC, en inglés) opera también en Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, República Checa y Rumania.



Este procedimiento para la determinación del precio del mercado se denomina «marginalista», porque el precio viene determinado por la última oferta de compra o venta que resulta aceptada (la oferta que se encuentra «en el margen»). Todos los mercados eficientes de productos y servicios son marginalistas; es decir, en todos, las cantidades y precios resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Este mecanismo de casación presenta las siguientes ventajas:

Induce a los generadores a presentar ofertas que reflejen su coste variable de funcionamiento, lo cual facilita la tarea de supervisión del comportamiento competitivo de los generadores

En efecto, en el sistema marginalista, los generadores revelan en sus ofertas los costes variables en los que incurren con el objetivo de no salir despachados si el precio del mercado fuera inferior a dichos costes variables, pues, en dicho caso, producirían con pérdidas.

Dado que las ofertas de los generadores reflejan sólo sus costes variables, y no sus costes totales, el hecho de que los generadores perciban como ingreso unitario el precio que marca la central marginal (es decir, la necesaria para suministrar el último kWh demandado) no significa que las instalaciones que no marcan dicho precio estén obteniendo beneficios extraordinarios. En realidad, la diferencia entre el precio percibido y el coste variable revelado en la oferta (denominado *excedente del productor* por la Teoría Económica) es lo que permite a los generadores cubrir sus costes fijos.

Asegura que la energía eléctrica sea producida con el menor coste para los consumidores

Al revelar en cada oferta el coste variable en el que se incurre para producir, el OMIE puede ordenar las ofertas de menor a mayor coste y, de esa forma, se elige el mix de tecnologías que permite cubrir la demanda a menor coste incremental.

Permite que el precio refleje la escasez de la energía y, por tanto, induce a los consumidores a que no la derrochen

El sistema marginalista permite que el precio suba cuando la electricidad es escasa y baje cuando es abundante, dando a los consumidores la señal adecuada para evitar el derroche de este preciado producto. Esta señal de precio que garantiza que no va a derrocharse un producto escaso no se logra si la electricidad se vende a precio de coste porque el precio de coste no coincide necesariamente con el valor de escasez de un producto.

En este sentido, cualquier propuesta de reforma del mercado que pretenda valorar la energía a un coste distinto del que refleja su valor de escasez induce a un despilfarro de los recursos, a un mayor consumo de combustibles fósiles y a una mayor emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.



5. Consideraciones acerca de la contratación a plazo de electricidad

Tal y como se ha explicado en la sección anterior, en la secuencia de mercados *al contado* que integran el mercado mayorista, los participantes compran y venden electricidad con horizontes de entrega que llegan *hasta la medianoche del día siguiente*, con precios que pueden ser diferentes para cada hora. Sin embargo, los precios del mercado mayorista de contado no son necesariamente los que determinan de forma directa las facturas que pagan finalmente los consumidores ni los ingresos de los generadores. Ello es así porque la energía eléctrica también puede adquirirse a través de los *mercados a plazo*.

En los mercados a plazo, los participantes compran y venden electricidad por medio de contratos con horizontes de entrega que van *desde un día antes hasta varios años en el futuro*, y con un precio habitualmente fijo para todo el horizonte del contrato. Los contratos pueden ser físicos (en cuyo caso, se exige la entrega de la energía y la capacidad de generación comprometida no tiene obligación de hacer ofertas de venta al mercado, sino que se comunica al Operador del Sistema Eléctrico como un contrato bilateral) o financieros (que no exigen la entrega de la energía y se liquidan por diferencias entre el precio acordado en el contrato y el precio del mercado diario).

Los mercados a plazo proporcionan un servicio de cobertura de riesgo de precio a los agentes (productores y consumidores) que, por su aversión al riesgo, prefieran adquirir la energía que se les va a entregar a lo largo de un periodo de tiempo futuro a un precio conocido hoy. Por tanto, deben ser una opción para que los agentes participen voluntariamente en función de sus preferencias.

En este sentido, resulta sorprendente el interés de los gobiernos de algunos Estados miembros de la UE por *obligar* a la firma de contratos a plazo entre determinadas tecnologías de generación y la propia Autoridad regulatoria y que se liquidan por diferencias (entre el precio al contado y el precio del contrato). En dichos contratos, la Autoridad regulatoria traslada los ingresos o costes de la liquidación al conjunto de todos los consumidores, desvinculándose de su aversión al riesgo y, por tanto, con independencia de sus preferencias acerca de la forma de contratación que más se ajusta a sus necesidades.

Este tipo de contratación drena *de facto* la oferta de cobertura de riesgo de precio en el mercado, encarece el valor de las primas y perjudica a los consumidores que realmente desean cobertura. En consecuencia, el modelo debe permitir que las partes que voluntariamente así lo decidan puedan realizar la contratación PPA (*power purchase agreement*) en la que ambas partes firmantes buscan cobertura; o, alternativamente, si se mantiene, la Autoridad regulatoria deberá revender la cobertura al mercado a través de subastas en las que puedan participar los comercializadores (en nombre de sus clientes) o los consumidores directos en mercado.

Para defender la intervención pública en la promoción de la contratación a plazo, hasta el punto de convertirla en obligatoria, se ha llegado a argumentar que la escasez de liquidez en este mercado es un *fallo de mercado*. Pero no es así. La escasez de liquidez simplemente refleja que hay



una diferente aversión al riesgo por parte de los agentes económicos; o una expectativa diferente respecto del precio medio que esperan productores y consumidores en el mercado al contado a lo largo de los próximos años; o que el coste de la cobertura (prima de riesgo) excede el valor que los agentes están dispuestos a pagar por dicha cobertura; o que existe un exceso de intervencionismo regulatorio que desincentiva la participación de los agentes en los mercados a plazo.

Por ejemplo, este es el caso español, donde la falta de liquidez, hasta ahora, ha respondido claramente a factores regulatorios:

- Por el lado de la oferta, la mayor parte de las instalaciones renovables tienen garantizado un ingreso fijo, bien a través de primas que amortiguan las variaciones de los precios (sistema RECORE), bien a través de subastas en las que se establece un precio fijo con el sistema de liquidaciones. La contraparte de esa cobertura es *todo el conjunto de consumidores* de electricidad (tanto si son aversos al riesgo como si no); lo que termina drenando la liquidez que se necesita en el mercado a plazo para los consumidores que sí son aversos al riesgo y necesitan dichas coberturas y encareciendo las primas.
- Por el lado de la demanda, la tarifa regulada (PVPC) es una tarifa vinculada al precio horario del mercado diario. Y, además, es obligatorio acogerse a la tarifa regulada si un consumidor vulnerable desea acogerse a los beneficios del bono social (tanto eléctrico como térmico). Esto priva a los consumidores más vulnerables de la posibilidad de acudir al mercado a buscar coberturas de riesgo de precio, pues perderían el derecho a percibir las ayudas sociales.
- El hecho de que el Gobierno intervenga el mercado al contado cada vez que existe una subida de precios desincentiva a que los consumidores busquen coberturas en los mercados a plazo.

La contratación a plazo no puede ser un instrumento en manos de los gobiernos para reducir la inflación hoy (y subirla mañana) o para intervenir artificialmente la factura eléctrica. Debe ser una opción voluntaria exclusivamente para los consumidores aversos al riesgo que deseen contratar la cobertura cuando dicha modalidad de contratación satisface sus necesidades.

Si, como parece ocurrir en el caso de España, uno de los principales obstáculos al desarrollo de los contratos bilaterales del tipo PPA (*power purchase agreement*) entre centrales renovables de nueva construcción y consumidores industriales es la existencia de un riesgo de contraparte ante un posible incumplimiento por parte del comprador de la energía, ello no justifica que sea el sistema de liquidaciones quien actúe como contraparte de los contratos, pues ello transfiere el riesgo a todos los consumidores de electricidad sin que estos tengan la posibilidad de expresar sus preferencias acerca de si desean o no cobertura ni la prima que están dispuestos a pagar por conseguirla.

La forma de resolver este problema con la menor distorsión posible consiste en fomentar el desarrollo de contratos de aseguramiento de riesgo de contraparte entre las empresas productoras de energía y una empresa aseguradora que actúe por cuenta del Estado. De hecho, este tipo de aseguramiento ya existe en España y lo gestiona la empresa pública CESCE a través del denominado *Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electro-intensivas*



(FERGEI), que está dotado con 200 M€ anuales desde los Presupuestos Generales del Estado, para cubrir como máximo 600 M€ de inversión en instalaciones renovables durante tres años.

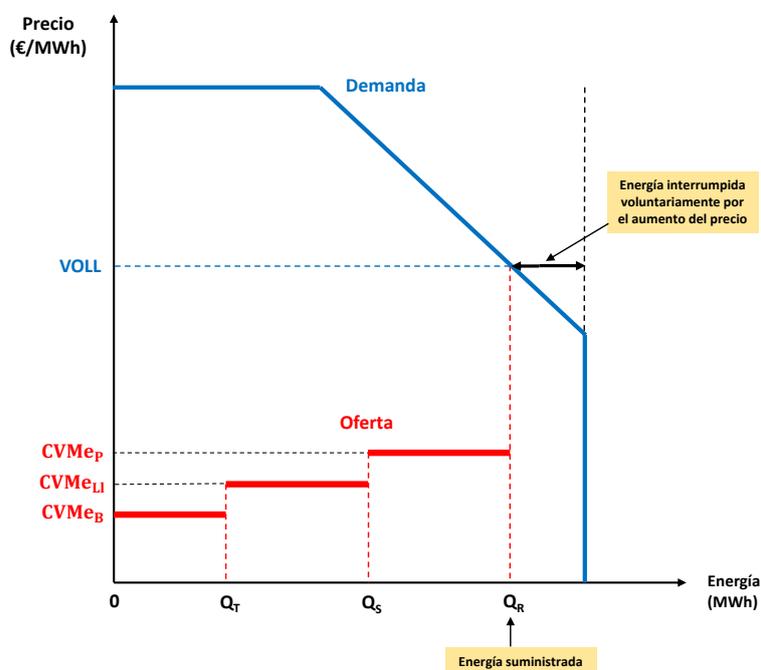
6. Mecanismos de capacidad

Existen dos tipologías básicas en el diseño de los mercados eléctricos: los diseños de «*sólo energía*» (donde los generadores sólo obtienen ingresos por la energía que producen y los servicios de ajuste que venden) y los diseños con «mecanismo de capacidad» (donde los generadores reciben algún tipo de retribución en concepto de inversión, con independencia de sus horas de funcionamiento y del precio del mercado).

Si bien un modelo de mercado basado sólo en la retribución a la energía (mercado de «*sólo energía*») puede proporcionar señales suficientes para mantener operativas las instalaciones existentes y para invertir en nuevas instalaciones, su funcionamiento exige que, a lo largo del tiempo, tengan lugar situaciones de «energía no suministrada» en las que sea la demanda la que fije el precio a niveles que reflejen el perjuicio que les ocasiona el corte de suministro (VOLL¹¹), es decir, a valores muy por encima del coste incremental de la última central de generación disponible (tal y como se refleja en el Gráfico 6).

GRÁFICO 6

Mercado en el que se presenta una situación de escasez y el precio refleja el valor de la energía no suministrada



Fuente: Elaboración propia.

¹¹ VOLL = *value of lost load*.



Las dificultades políticas para aceptar estos niveles de precios (que podrían situarse en niveles a todas luces excesivos) aconsejan la sustitución de los mercados de «*sólo energía*» por mecanismos de capacidad.

Además, los mecanismos de capacidad son instrumentos retributivos esenciales para cumplir los objetivos a medio y largo plazo en materia de energía y clima en la UE que, en el marco del paquete «Fit for 55», persiguen un 40% de generación renovable en 2030 y un objetivo de reducción de emisiones del 55%.¹² En efecto, el cumplimiento de estos objetivos requiere de una gran inversión en tecnologías bajas en carbono, especialmente en renovables. Esto plantea un reto importante en la operación del sistema eléctrico, ya que la generación renovable es intermitente, y este futuro descarbonizado debe ser compatible con la garantía de suministro. Esto hace que el sistema eléctrico necesite del apoyo de las tecnologías gestionables, el desarrollo del almacenamiento, o la dinamización de la respuesta de la demanda, que resultan imprescindibles para asegurar el suministro bajo cualquier circunstancia.

Los mecanismos de capacidad son, por tanto, un elemento clave para la transición energética, ya que permiten atraer la inversión necesaria para garantizar la evolución hacia una economía descarbonizada y, al mismo tiempo, mantener la seguridad del suministro eléctrico evitando situaciones de racionamiento en la demanda y de tensión a nivel político.

En la actualidad, la normativa europea regula los *mecanismos de capacidad* en los artículos 21 a 27 del *Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad*. El propio Reglamento los define como una medida destinada a garantizar la consecución del nivel necesario de cobertura, remunerando los recursos por su disponibilidad. Es decir, que los mecanismos de capacidad retribuyen la disponibilidad operativa en momentos de escasez de la capacidad de generación instalada y complementan los ingresos que obtienen los generadores en los mercados de energía, con el objetivo de asegurar la recuperación de la totalidad de los costes en que incurren las instalaciones de generación y, de esa forma, garantizar el suministro eléctrico.

Para que la Comisión Europea autorice la aplicación de un mecanismo de capacidad, el Reglamento (UE) 2019/943 exige que se demuestre que, en ausencia de dichos mecanismos, el Estado miembro que lo solicita va a incumplir los objetivos de fiabilidad que se proponga como objetivo. En el caso de España, el Operador del Sistema (REE) está considerando aplicar un objetivo de fiabilidad de 3 horas al año con interrupciones en el suministro, en línea con los objetivos de otros Estados miembros¹³.

La responsabilidad de llevar a cabo el análisis europeo de cobertura recae sobre la *asociación de empresas transportistas y operadores del sistema de electricidad de la UE* (ENTSO-E). Para ello, ENTSO-E desarrolla simulaciones de la oferta y la demanda de los sistemas eléctricos europeos

¹² En España, el PNIEC prevé en 2030 un mix de generación eléctrica con el 74% de la producción renovable y añadir 6 GW de almacenamiento (3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías).

¹³ ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition, Annex 4 – Country Comments, página 14.



siguiendo la metodología aprobada por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) a estos efectos. A este análisis se le denomina *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA). Lo que se persigue con las simulaciones es comprobar si, en ausencia de *mecanismos de capacidad*, los mercados eléctricos son capaces de garantizar los objetivos de fiabilidad establecidos por los diferentes Estados miembros.

En el caso de ser autorizados, los mecanismos de selección de los proveedores del servicio se basarán en procesos transparentes, no discriminatorios y competitivos en los que podrán participar todas las tecnologías de generación, las tecnologías de almacenamiento y la demanda interrumpible y habrán de estar abiertos a la competencia transfronteriza.

Los mecanismos de capacidad aportarán incentivos para que estos proveedores de capacidad estén disponibles en momentos en los que se espere una gran demanda del sistema e impondrán penalizaciones por incumplimiento.

Los resultados del último análisis europeo de cobertura de ENTSO-E (el ERAA 2022) apuntan a que, en ausencia de mecanismos de capacidad, en el año 2025 hay una expectativa de 6,7 horas con interrupciones en el suministro en España, reduciéndose a 1,9 horas en 2027 y 1,5 horas en 2030¹⁴. El Operador del Sistema Eléctrico español, REE, por su parte, anticipa que, en 2024, podría haber un mayor número de horas con interrupciones de suministro que las previstas por ENTSO-E para 2025¹⁵. Sin embargo, en el momento de escribirse este informe, no consta que exista un análisis oficial de cobertura llevado a cabo por el mencionado Operador del Sistema ni consta que el Gobierno español haya solicitado formalmente autorización a la Comisión Europea para aplicar mecanismos de capacidad.

Podría pensarse que, sobre el papel, España cuenta actualmente con un elevado margen de reserva; pero la realidad es que muchas de las centrales no reciben una retribución suficiente para cubrir los costes fijos y es posible que no estén en condiciones de funcionar en caso de problemas de suministro porque los titulares de las centrales no tienen incentivos económicos para llevar a cabo los mantenimientos (ni tampoco para reparar las instalaciones en caso de avería). De hecho, en las simulaciones del ERAA, ENTSO-E estima un cierre de casi 10 GW de ciclos combinados para el caso español en los próximos años.

Para que un sistema eléctrico sea capaz de atraer inversiones debe garantizar a las empresas una expectativa razonable de recuperación de sus costes operativos y sus inversiones, y debe permitir la libre entrada y salida de las empresas en el mercado. La actual regulación española incumple este principio y puede implicar que el sector eléctrico tenga problemas de suministro en los próximos años.

Por tanto, nos encontramos ante un problema realmente serio y urgente en tanto que, en ausencia de estos mecanismos, se compromete la seguridad de suministro y, en paralelo, será

¹⁴ ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition, Annex 3 – Detailed Results, páginas 12, 16 y 20.

¹⁵ ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition, Annex 4 – Country Comments, página 14.



imposible acometer las inversiones en almacenamiento que harán posible la penetración de las energías renovables eléctricas hasta los niveles proyectados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

7. La descarbonización a mínimo coste

En el contexto de los acuerdos internacionales auspiciados por Naciones Unidas para la lucha contra el cambio climático, la Unión Europea se ha propuesto¹⁶ reducir los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el año 2030 un 55% respecto de las emisiones del año 1990 y alcanzar la neutralidad climática («emisiones netas cero») en el año 2050.

Para lograrlo, las Instituciones Europeas imponen objetivos globales para toda la Unión en materia de consumo de energías renovables y de ahorro energético. En concreto, el objetivo es que, en 2030, el consumo de energías renovables represente el 32% del consumo total de energía final; y que los niveles de ahorro en ese mismo año representen un 32,5% respecto de una senda de consumo de energía tendencial estimada¹⁷ en 2007. Estos objetivos en materia de renovables y de ahorro energético están en proceso de revisión para adecuarlos al último objetivo de descarbonización (-55%); la última propuesta de la Comisión Europea es que el consumo de energías renovables represente, al menos, un 42,5% vinculante de consumo de renovables en usos finales + un 2,5% adicional no vinculante y que los niveles de ahorro en ese mismo año representen un 11,7% respecto de la senda de consumo de energía estimada en 2020.¹⁸

Para repartir el esfuerzo destinado a alcanzar los objetivos globales, los Estados miembros están obligados a elaborar los denominados Planes Integrados de Energía y Clima (PNIEC), en los que se establecen las contribuciones nacionales a cada uno de los objetivos de la UE, así como una descripción de las políticas y medidas previstas para su cumplimiento.

Los objetivos del PNIEC¹⁹ actualmente vigente en España, incorporados a la *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética*, implican una reducción del 23% de las emisiones de GEI, en 2030, respecto de los niveles de 1990; que el consumo de energías renovables represente el 42% del consumo de energía final en 2030; y que el ahorro energético en ese mismo año suponga un 39,5% respecto de la senda tendencial prevista en 2007.

¹⁶ Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

¹⁷ El objetivo de ahorro de energía se fija según el consumo previsto en el año 2007 para el periodo 2020-2030 por el modelo PRIMES (PRice-Induced Market Equilibrium System). Se trata de un modelo de equilibrio parcial que simula el mercado energético (oferta y demanda) en cada uno de los Estados miembros de la UE. Fue elaborado por el E3MLab/ICCS de la National Technical University of Athens en el marco de una serie de proyectos de investigación financiados por la Comisión Europea.

¹⁸ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=The%20European%20climate%20law%20makes%20EU%20climate%20neutral%20by%202050.>

¹⁹ Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.



Los gobiernos deben evaluar sus PNIEC cada dos años, con lo que la primera revisión debería publicarse durante 2023. El Gobierno español ya ha anunciado la presentación de la revisión del PNIEC para este año. Pero, en la medida en que los objetivos que se recogieron en el PNIEC actualmente vigente en España ya suponían una alta contribución de nuestro país al anterior objetivo de descarbonización en la UE (-40%), no es previsible que se introduzcan grandes cambios para alinear el nuevo PNIEC con los nuevos objetivos del «Fit for 55». En el momento de escribir este informe, la nueva versión del PNIEC aún no ha iniciado su trámite de audiencia y se desconoce su contenido.

7.1. La relevancia de las redes eléctricas

La electricidad producida mediante tecnologías renovables constituye un vector energético que no emite CO₂ y que es rentable a precios de mercado; por ello, la electrificación es una de las medidas que más puede contribuir a la descarbonización.

Por el lado de la oferta, el despliegue de las instalaciones solares tendrá lugar tanto a nivel centralizado como a nivel distribuido (autoconsumo). Y la generación renovable también vendrá acompañada de inversiones en almacenamiento centralizado y distribuido (V2G²⁰) capaz de incrementar la penetración de las tecnologías limpias en el sistema eléctrico, evitando *vertidos*²¹.

Por el lado de la demanda, a medida que se vayan incorporando los denominados *sectores difusos* en el mercado de derechos de emisión y a medida que el precio de los derechos siga subiendo para alcanzar el objetivo de «emisiones netas cero» en el año 2050, la mayor parte de los sectores económicos irán optando por una mayor utilización de fuentes de energía limpias.

En el sector servicios, hay que destacar negocios de nueva implantación en España que están incrementando notablemente la demanda de electricidad, como la instalación de Centros de Procesamiento de Datos debido a su posición geográfica privilegiada en los ejes Atlántico – Mediterráneo y Europa – África, que sirve de paso de grandes líneas de telecomunicaciones.

El crecimiento de la demanda de electricidad y el desarrollo de la generación renovable y del almacenamiento a niveles centralizado y distribuido habrá de ir acompañado de la construcción de nuevas redes eléctricas para conectar la nueva demanda eléctrica con la generación renovable y el almacenamiento. El diseño de las redes habrá de ser modificado, sustituyéndose el actual esquema en forma de «antena» por uno en forma de «malla»; y habrá de acometerse una importante inversión en digitalización y redes inteligentes destinadas a gestionar una infraestructura eléctrica mucho más compleja, pero capaz de ofrecer a los consumidores mayores niveles de calidad (por ejemplo, un menor número de consumidores afectados en caso de fallo de suministro y un menor tiempo de interrupción hasta la resolución de cada avería).

²⁰ V2G = *vehicle to grid* (almacenamiento de energía en las baterías de los coches que puede volcarse al sistema eléctrico a cambio de una retribución).

²¹ Se denomina *vertido* a la generación renovable que se pierde por falta de demanda, a pesar de la existencia de recurso eólico o solar.



El PNIEC cuantifica el esfuerzo inversor necesario en redes eléctricas en los próximos años al prever una inversión acumulada en redes y electrificación de más de 58.000 M € hasta 2030.

Para garantizar que las necesarias inversiones en redes se materialicen, y que se lleven a cabo a tiempo para cumplir los objetivos de descarbonización, es necesario que el desarrollo de las mismas no se base, únicamente, en las necesidades de conexión de nuevas instalaciones de generación y en un crecimiento de la demanda vinculado, exclusivamente, al crecimiento del PIB real con un factor de eficiencia -tal y como se venía haciendo hasta ahora-, sino que debe tenerse en cuenta que, a lo largo de los próximos años, muchos consumidores podrán pasar de forma concentrada en el tiempo de consumir combustibles fósiles a consumir electricidad; esto equivale a incrementos discretos en la demanda asociados al proceso de electrificación para los que las redes han de estar preparadas. Incluso, España puede vivir un proceso de reindustrialización por parte de empresas intensivas en consumo eléctrico, atraídas por la ventaja comparativa que puede ofrecer nuestro país. Ello aconseja flexibilizar el actual proceso de planificación para adaptar la evolución de las redes a las nuevas necesidades de los consumidores.

También es fundamental que la retribución que fije el Regulador, en este caso la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), se atenga a principios económicos y regulatorios sólidos y bien fundamentados.

Naturalmente, se debe cumplir con los principios de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, que hace referencia al *mínimo coste* y a la *empresa eficiente y bien gestionada*. Pero, en cualquier caso, el marco debe permitir a las empresas obtener una rentabilidad suficiente para atraer capital y acometer las inversiones necesarias. Y, en ese sentido, las tareas más importantes para el próximo periodo regulatorio son la fijación de una nueva tasa de rentabilidad acorde con el coste de uso del capital y la fijación de unos nuevos valores unitarios de inversión para los activos eléctricos tipificados (habida cuenta de que los que están actualmente en vigor se remontan al año 2015 y de que, desde entonces, la inflación experimentada en los materiales y bienes de equipo dificulta la recuperación de las inversiones).

7.2. La UE debería fijar un único objetivo para luchar contra el cambio climático

Para el avance en la lucha contra el cambio climático, tiene sentido que la UE se plantee objetivos concretos de reducción de emisiones para los próximos años. Pero, para lograrlos al menor coste posible para los ciudadanos, los Estados miembros deben tener libertad para elegir, en cada caso, los instrumentos que permitan descarbonizar al menor coste (es decir, aquellos en los que el coste de evitar una tonelada de CO₂ a la atmósfera sea menor).

Si la UE impone restricciones globales en forma de objetivos en materia de consumo de renovables o de ahorro energético y exige un compromiso por parte de los Estados miembros en estas materias, estará privando a los Estados de la libertad de elegir los instrumentos que, en función de las particularidades de cada país, minimizan el coste de la descarbonización.



Para que la sociedad europea no rechace la lucha contra el cambio climático por su potencial impacto negativo sobre la actividad, es fundamental que cada país tenga libertad para elegir los instrumentos que, en su caso, le permitan descarbonizar al menor coste posible. Por ello, carece de sentido que se exija a los Estados miembros un compromiso en materia de consumo de renovables y de ahorro energético. Los Estados miembros, a través de sus respectivos PNIEC, deberían comprometer exclusivamente su contribución al objetivo global de reducción de emisiones y focalizar las inversiones en aquellos instrumentos en los que tengan ventajas comparativas.

7.3. Señales de mercado versus subvenciones

La descarbonización del sector energético se puede impulsar a través de dos procedimientos: i) señales de precios; y ii) subvenciones.

Las señales de precio son un instrumento mucho más eficiente que las subvenciones a la hora de descarbonizar. En primer lugar, porque las señales de precio llegan a todos los agentes económicos (productores y consumidores), mientras que las subvenciones sólo llegan a los agentes que las perciben; y, en un contexto creciente de restricciones presupuestarias, es previsible que la disponibilidad de recursos para financiar actuaciones sea limitada. En segundo lugar, porque las señales de precio sólo incentivan a acometer las inversiones que incrementan el bienestar de la sociedad; precisamente, porque dichas inversiones serán rentables.

Sin embargo, con las subvenciones no se garantiza un incremento del bienestar social. Ello se debe a la falta de información de la que adolecen las Administraciones públicas respecto de los costes de las inversiones y respecto de los potenciales ahorros que conllevan. Un riesgo adicional de la instrumentación de esta política mediante subvenciones es la inevitable distorsión sobre las condiciones de competencia que las posibilidades presupuestarias de los distintos Estados miembros pueden implementar, puesto que estas son, en la práctica, muy desiguales y asimétricas.

Pero, para que los precios actúen dando las señales correctas para la descarbonización, han de cumplirse las siguientes condiciones:

- Los precios han de reflejar la escasez de los productos energéticos, es decir, el precio debe ser el resultado del cruce de la oferta y la demanda de cada producto energético; y no un precio decidido administrativamente por el Gobierno.
- Los precios han de internalizar cualquier tipo de externalidad que se produzca.

En el caso del CO₂, ello se consigue a través del mercado europeo de derechos de emisión (*Emission Trading System*), en el que quedan dos reformas fundamentales pendientes de aprobación: extender la obligación de adquisición de derechos de emisión a los denominados sectores difusos (sectores de calor/frío y transporte) y la aprobación de *ajustes fiscales en frontera* para proteger a la industria europea intensiva en consumo de energía y que compite a nivel internacional.



Actualmente, no hay ningún mecanismo que internalice en los precios de los productos energéticos las externalidades ambientales asociadas a las emisiones de otros gases y productos contaminantes. Es, también, una reforma pendiente.

- La fiscalidad aplicable a la energía no debe distorsionar las decisiones de los agentes. En cuanto a las subvenciones, ya se ha mencionado por qué constituyen una forma menos eficiente de descarbonizar. En efecto, como ya se ha comentado, para analizar qué consecuencias tiene para el bienestar de la sociedad la inversión en una tecnología renovable, hay que comparar el coste fijo de la inversión con el valor presente de los ahorros netos de costes variables al que la inversión da lugar gracias a la sustitución de fuentes energéticas. Si el valor presente del ahorro en costes variables es inferior al coste fijo de la inversión, esta da lugar a una pérdida de bienestar social.

El mercado garantiza que sólo se acometen inversiones hasta que el valor de la inversión se iguala al valor presente de los costes variables ahorrados porque, precisamente, esa es la condición para que la inversión sea rentable; por eso el mercado maximiza el bienestar social. La señal de mercado lleva a los titulares de las instalaciones a dejar de invertir en una tecnología cuando el nivel de «vertidos» supera un determinado umbral.

Por último, a pesar de que son un instrumento menos eficiente para la descarbonización del sector energético, es previsible que las Administraciones Públicas opten por políticas de concesión de subvenciones. Estas podrían contribuir al despliegue de «industrias nacientes» que se encuentren en un estado inmaduro de desarrollo tecnológico, pero que tengan potencial para reducir sus costes medios. En estos casos, hay que concentrar el esfuerzo en proyectos piloto por el lado de la oferta (destinado a reducir los costes de la tecnología) en lugar de dar ayudas generalizadas a la demanda.



8. Diseño eficiente de peajes

Además de incluir el coste de producción de la electricidad, la factura de los consumidores debe incluir el coste del transporte y de la distribución de la electricidad desde las centrales de generación a los puntos de consumo. Este coste se recoge en los *peajes*, según su denominación en España²².

8.1. Principios para un diseño eficiente

Por sus características de *monopolio natural*, tanto el transporte como la distribución de electricidad son actividades reguladas, en las que la retribución no se establece en un mercado competitivo, sino que la determina directamente el Regulador. En este sentido, los *peajes* son el mecanismo que permite a las empresas que llevan a cabo esta actividad recaudar los ingresos que establece el Regulador.

²² Tarifas de acceso, en su denominación usual en otras jurisdicciones.

Por ello, el primer principio²³ para un diseño eficiente de peajes es el de *recuperación de costes*, es decir, que los peajes deben diseñarse de forma que recauden la retribución de las actividades de transporte y distribución y que dicha recaudación se produzca puntualmente (es decir, no diferida en el tiempo). Si las empresas transportistas y distribuidoras no pueden obtener los ingresos requeridos para sufragar sus costes, no podrán acometer las inversiones que garanticen el servicio con la calidad requerida.

El segundo principio es el de *eficiencia*, es decir, que los consumidores deben pagar un peaje que refleje el coste incremental que ocasiona su utilización de la red. En este sentido, los consumidores sólo deben incrementar su consumo (y utilización de la red) si valoran el consumo adicional más de lo que cuesta suministrarles; y deberán reducirlo, si valoran el consumo menos de lo que este cuesta. Por ello, los peajes se pueden entender como «señales» para un uso eficiente de la red.

Los peajes deben reflejar el coste incremental de las redes y, en general, el precio que pagan los consumidores por la electricidad debe reflejar el coste de escasez de la electricidad. Si la señal de precios se basa en costes incrementales, son los propios consumidores quienes, de forma eficiente, pueden decidir, en función de dichos precios, si les resulta rentable instalar sistemas de autoconsumo o acometer reformas para incrementar el ahorro energético de sus viviendas.

El tercer principio que deben cumplir los peajes eléctricos es el de *viabilidad y comprensibilidad*. Los peajes deben basarse en características de la demanda que sean medibles, tales como el consumo o la potencia contratada. Por otra parte, las señales de precio que arrojan los peajes deben ser comprensibles para los consumidores, lo que implica que su complejidad puede incrementarse a medida que aumenta el nivel de sofisticación del consumidor (por ejemplo, para grandes consumidores). Otra característica asociada a este principio es que los peajes deben tender a ser estables a medio plazo tanto en su diseño como en su nivel.

8.2. Utilización de la red y costes incrementales

Como se ha mencionado, los consumidores deben pagar peajes que reflejen el coste incremental que ocasiona su utilización de la red, que se manifiesta de diferentes maneras, tales como la propia conexión a la red, el consumo de energía a lo largo del tiempo o el máximo consumo puntual que alcanza un consumidor en un momento del tiempo. Los operadores dimensionan la red, y afrontan costes de naturaleza diferente para hacer frente a las diferentes formas en que los consumidores utilizan la red. Y, a su vez, estos diferentes usos y costes son los que han motivado que los peajes (y las facturas de los consumidores) tengan diferentes componentes o términos, tales como el término de potencia, de energía y de cliente (o abono).

²³ Estos principios se derivan de los ocho principios enunciados por James C. BONBRIGHT en el trabajo seminal «Principles of Public Utility Rates» (1961). Estos principios son habitualmente citados, aún hoy, en los estudios de peajes realizados en Estados Unidos y en otros países del mundo.



A continuación, se realiza un breve repaso de los costes asociados a la inversión y operación y mantenimiento de la red eléctrica y su relación con el diseño de los peajes; en concreto, con los términos que los conforman.

- **Costes comerciales**

Los costes comerciales son los relacionados con la contratación, facturación, cobro y atención al cliente. Normalmente se considera que estos costes no varían con el uso de la capacidad máxima de la red o el volumen de electricidad consumida, por lo que suelen recuperarse a través del término de cliente o de abono (medido en €/cliente y mes). En España, sólo el alquiler del contador se recupera mediante un término de cliente.

- **Costes de inversión y operación y mantenimiento de *activos dedicados***

Los activos dedicados son aquellos cuyo tamaño (y, por tanto, coste) viene determinado por la demanda punta prevista *del consumidor*, es decir, por el máximo consumo que realice el consumidor. Este consumo máximo suele denominarse demanda punta «no coincidente», en el sentido de que es propia del consumidor y, en general, no coincide con el momento de mayor demanda de la red en su conjunto, o de una parte relevante de ella.

El coste de los activos dedicados debe recuperarse mediante un término asociado a la demanda máxima prevista que, en España, se denomina «término de potencia contratada». Este diseño lleva a resultados eficientes porque permite que los consumidores gestionen su demanda punta y revelen en cuánto valoran poder tener una mayor demanda punta.

En España, una buena práctica adoptada es el uso de disyuntores o *interruptores de control de potencia* (ICP) en el caso de los consumidores domésticos. Hacer que el disyuntor se desconecte si el consumidor supera esa demanda punta contratada ayuda a que este comprenda el impacto de sus decisiones de conectar y utilizar distintos aparatos, tanto en su demanda punta como en sus facturas.

- **Costes de inversión y operación y mantenimiento de *activos compartidos***

Los activos compartidos son aquellos cuyo tamaño (y, por tanto, coste) viene determinado por la demanda punta «coincidente» del consumidor, es decir, por la demanda en el momento en que *la red* (o un conjunto relevante de elementos de la red) alcanza su máxima utilización.

La decisión de invertir o no para aumentar la capacidad de los activos compartidos es función de la demanda punta esperada. El peaje que se cobra a cada tipo de consumidor depende de la contribución que este haga a la demanda punta esperada. El coste asociado a estos activos debe recuperarse a través del «término de energía».

El importe pagado por los consumidores por el término de energía es igual al volumen de electricidad consumido por el término unitario. Es usual que se establezcan distintos términos unitarios para distintos periodos horarios, es decir, para distintos conjuntos de horas. En España, las 8.760 horas del año son clasificadas en 3 periodos (para los consumidores domésticos y otros pequeños consumidores) y en 6 periodos (para los restantes consumidores). El objetivo de establecer periodos horarios es simplificar la señal de precio para los consumidores.



La metodología eficiente para obtener los distintos periodos consiste en agrupar las horas cuyos costes incrementales se espera que sean similares, teniendo en cuenta la demanda punta esperada y la contribución que cada tipo de consumidor haga a esta.

Cabe señalar que, en un mercado minorista liberalizado como el español, muchas comercializadoras optan por ofrecer tarifas de un único precio, ya que consideran que los consumidores, especialmente los domésticos, así lo prefieren. No obstante, las comercializadoras sí que deben pagar los términos unitarios establecidos para los distintos periodos.

8.3. Recuperación de los costes no incrementales

Tal y como se ha señalado, el segundo principio para el diseño de peajes es el de *eficiencia*, es decir, que los consumidores deben pagar un peaje que refleje el coste incremental que ocasiona su utilización de la red. Sin embargo, establecer peajes estrictamente iguales a los costes incrementales lleva, en la mayoría de los casos, a un déficit de ingresos para los operadores de las redes eléctricas.

El motivo principal para que esto ocurra es tecnológico y está intrínsecamente asociado a la característica de monopolio natural de las redes de transporte y distribución de electricidad. Se trata de la existencia de costes hundidos o de economías de escala que se reflejan a través de unos costes medios decrecientes en los niveles de demanda relevantes. Por ejemplo, los costes de estructura y otros costes de gestión interna de los operadores no tienden a crecer a igual tasa que la demanda, lo que arroja como resultado costes medios decrecientes.

Por lo tanto, aunque las tarifas deben «reflejar» los costes incrementales de las actividades de red, no pueden fijarse estrictamente «iguales» a estos, ya que ello provocaría un déficit de ingresos. Para evitar esta situación, es necesario ajustar de algún modo los peajes.

Dicho ajuste debe hacerse de tal forma que se minimice la distorsión sobre las decisiones de los consumidores de electricidad, ya que de esta manera se minimiza la pérdida de bienestar. A continuación, se presentan tres opciones disponibles para recuperar los costes no incrementales (ordenadas de menor a mayor distorsión sobre las decisiones de los consumidores):

- **Recuperar el déficit con aportaciones de los Presupuestos Generales del Estado**

En este caso sí que podrían establecerse peajes iguales a los costes incrementales, lo que conduciría a decisiones de consumo eficientes, y el déficit se cubriría con aportaciones de Presupuestos. No obstante, es muy poco probable que un Gobierno acepte esta propuesta.

- **Recuperar el déficit mediante el término de cliente (o abono)**

Se trata de una alternativa de diseño que introduce una distorsión mínima, siempre que el importe del término de cliente no lleve a la desconexión de los consumidores.



- **Recuperar el déficit ajustando los términos de los peajes de forma inversamente proporcional a la elasticidad-precio (precios de Ramsey)**

La elasticidad-precio de la demanda (o simplemente, «elasticidad») se refiere al cambio porcentual en la demanda que resulta de un cambio porcentual en el precio de un producto. En el caso de los productos con una elasticidad alta, la demanda cambia más en respuesta a un aumento del precio que en el caso de los productos con una elasticidad de precios baja.

La pérdida de bienestar se minimiza cuando se busca recaudar una fracción mayor del déficit de ingresos mediante aquellos tipos de consumidores (o términos de los peajes) que muestran una elasticidad-precio menor, es decir, que reducirán menos su consumo ante un incremento de precio. Así, es habitual considerar que las empresas exhiben una elasticidad de la demanda superior que los consumidores domésticos por el simple motivo de que pueden decidir cerrar sus instalaciones si el precio de la electricidad es demasiado elevado. Por ello, el déficit de ingresos inherente al diseño de peajes de transporte y distribución se recauda en mayor proporción a través de los consumidores domésticos.

Por último, cabe señalar que la metodología eficiente para recuperar el déficit de ingresos inherente a las actividades de transporte y distribución de electricidad es idéntica a la metodología eficiente para recuperar el coste asociado a los *cargos*, tal y como se explica en la sección siguiente. El motivo de esta correspondencia es que los costes asociados a los cargos son costes vinculados a decisiones políticas que no tienen que ver, estrictamente, con el suministro de electricidad y que son, por lo tanto, costes no incrementales.

8.4. Impacto del autoconsumo sobre el diseño eficiente de peajes

El diseño de peajes eficiente debe tener en cuenta la penetración del autoconsumo. Los principios enunciados no cambian: los consumidores deben pagar unos peajes que reflejen los costes incrementales que imponen sobre la red. El impacto sobre las categorías de coste se sintetiza a continuación:

- Lógicamente, mientras continúen conectados a la red, los consumidores siguen ocasionando costes comerciales (incluso, potencialmente, superiores) por lo que deberán seguir pagando un término de cliente o de abono (medido en €/cliente y mes).
- Por su parte, es probable que la demanda máxima no coincidente no se reduzca en la medida en que esta suele coincidir con noches de invierno en las que los paneles solares no producen energía. Esto implica que la potencia contratada no se reducirá y que los consumidores deberán seguir contribuyendo a pagar el coste de los activos dedicados, que tampoco se habrá reducido. No obstante, en la medida en que se instalen baterías que contribuyan a reducir la demanda punta, estos costes pueden disminuir.
- La reducción del volumen de energía tomada de la red debe traducirse en menores pagos, aunque no necesariamente en menores términos de energía unitarios de los peajes si la



contribución a la demanda punta esperada no cambia. No obstante, la inyección de electricidad a la red puede causar un incremento de costes en aquellos nodos de la red en que se concentre un volumen relevante de autoconsumidores; naturalmente, estos costes adicionales deben tenerse en cuenta a la hora de calcular los peajes.

9. Diseño eficiente de cargos

Los cargos son componentes de la factura eléctrica destinados a recaudar costes no vinculados con el suministro de electricidad. En España, los cargos se calculan de tal forma que se recaude el coste asociado a determinadas decisiones de política industrial y social, entre otras.²⁴

En la actualidad, estos costes incluyen:

- La retribución regulada de los generadores del denominado RECORE, principalmente renovables (decisión de política industrial para promover el desarrollo de estas tecnologías),
- El 50% de la compensación a la actividad de generación en territorios no peninsulares, ya que el 50% restante se financia vía Presupuestos Generales del Estado (decisión de política de cohesión social para asegurar un precio de electricidad igual al del territorio peninsular, a pesar de que los costes son superiores),
- El déficit acumulado del sistema eléctrico (decisión de política económico-social de la década de los 2000 para no actualizar los precios de la electricidad en línea con sus costes), y
- Coste de funcionamiento de la CNMC y otros costes menores.

En el caso de la retribución regulada por la generación de energías renovables (RECORE), su financiación debe basarse en el principio de que el sobrecoste asociado a esta actividad debe trasladarse a los agentes económicos que lo inducen. El sobrecoste es la subvención, es decir, la prima que perciben estas plantas por encima de los ingresos del mercado.

En España tenemos un objetivo comprometido con la UE (que, además, se recoge en la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética) que establece que, en 2030, el 42% de todo el consumo de energía final ha de ser renovable. La forma en la que se define la obligación, que es en términos relativos, puede tener el efecto de que aumentos adicionales de consumo de energía final necesiten de inversiones incrementales en renovables para poder cumplir este objetivo establecido.

Por tanto, tal y como se define la obligación de consumo de energía final en términos relativos, puede tener el efecto de que aumentos adicionales de la misma requieran, potencialmente, de inversiones incrementales en renovables; lo que aconseja reflexionar sobre la justificación del actual modelo.

²⁴ Netos de otros ingresos provenientes de impuestos y de la subasta de derechos de emisión de CO₂.



En todo caso, dado que la generación eléctrica con centrales eólicas y solares fotovoltaicas ya es competitiva, su sobrecoste incremental es nulo y, por tanto, las primas del RECORE que pagamos en la actualidad se corresponden con inversiones del pasado, no siendo los actuales consumidores de energía quienes inducen dichos sobrecostos. Por tanto, la solución más eficiente para su financiación es trasladarla a los Presupuestos Generales del Estado.

En el caso de la compensación a la actividad de generación en territorios no peninsulares, el coste de esta política de índole social deberían asumirlo en su totalidad los Presupuestos Generales del Estado.

En definitiva, la solución más eficiente para financiar los *cargos* es hacerlo desde los presupuestos públicos. Si se opta, como en la actualidad, porque sean los consumidores quienes financien estas políticas gubernamentales, su financiación debe responder a la metodología que cause la menor distorsión posible en las decisiones de consumo, lo que puede instrumentarse asignando estos costes al término de cliente (o término de abono).

10. Consideraciones acerca de la tarifa regulada

La liberalización del mercado minorista de electricidad establecida por la normativa europea y española, así como en numerosas otras jurisdicciones, se basa en que la competencia en este mercado permite suministrar a los consumidores a mínimo coste.

No obstante, algunos gobiernos optan por intervenir los precios minoristas mediante el establecimiento de tarifas reguladas, como es el caso de España. Una consecuencia directa de la existencia de tarifas reguladas es que, al intervenir el precio y situarlo por debajo del valor que refleja su escasez, ocasionan una distorsión en el consumo de energía. Asimismo, su existencia implica que los gobiernos sufrirán la tentación de intervenir cuando crean que ello los favorece políticamente, dañando aún más las señales de precio para un consumo eficiente e incrementando el coste de suministro en el largo plazo.

Es cierto que la normativa europea permite la existencia de tarifas reguladas para el suministro de electricidad. No obstante, según la Directiva del mercado interior de electricidad²⁵, las tarifas reguladas deben aplicarse de manera temporal y no de forma sistemática.

En España, la tarifa regulada de electricidad se denomina Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Tal y como marca la directiva comunitaria, de mercado interior de electricidad, a partir del 1 de enero de 2024 podrán acogerse a la tarifa regulada hogares y micro-pymes -que tendrán que certificar su condición a través de una declaración responsable- con una potencia contratada menor o igual a 10 kWh. Esto es posible por la aprobación del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo,

²⁵ DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida).



y por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

Esta regulación, a diferencia de la anterior normativa, pretende resolver una problemática única a nivel europeo de la tarifa regulada española, que era la vinculación total y directa al precio *horario* del mercado mayorista de contado, por lo que se trasladaba toda su volatilidad a consumidores domésticos no sofisticados. El traslado de esta volatilidad en el precio era una característica negativa para los consumidores aversos al riesgo como son, en general, los consumidores domésticos.

En este sentido, la nueva normativa del PVPC mencionado plantea reducir el vínculo con el mercado mayorista de contado e introducir un vínculo cada vez mayor con el mercado a plazo; lo que debería reducir la volatilidad de la tarifa. Establecer la tarifa regulada teniendo en cuenta referencias de precios a plazo es común en países de nuestro entorno. En Francia, las tarifas reguladas se fijan a un año vista. El mismo plazo se establece en Portugal, si bien pueden aplicarse ajustes trimestrales en función de la evolución del precio del mercado al contado. En Italia, las tarifas se fijan por periodos de tres meses

En todo caso, cabe señalar que vincular la tarifa regulada con el precio del mercado a plazo no hace más que imitar lo que hacen los comercializadores del mercado liberalizado a la hora de establecer sus ofertas para los contratos de sus clientes.

Otra característica distintiva de la tarifa regulada de electricidad española es que, para que los consumidores vulnerables puedan acogerse al bono social (tanto eléctrico, como térmico), estos deben, necesariamente, ser suministrados mediante la tarifa regulada PVPC. Este aspecto del diseño de la ayuda para consumidores vulnerables tiene efectos perniciosos.

La cuestión clave es que la existencia de una tarifa regulada en el mercado minorista de electricidad puede ser innecesaria y se superpone con soluciones que ya provee el mercado (por ejemplo, contratos a precio fijo para los consumidores aversos al riesgo o contratos a precio indexado al mercado al contado para quienes la volatilidad de precio no sea un problema, y que quieran beneficiarse de los precios más bajos cuando estos se produzcan). Por eso, la solución es eliminar la tarifa regulada igual que se eliminó en el sector de los derivados del petróleo hace ya décadas.

Lógicamente, dicha eliminación debería hacerse de forma gradual. Para ello, puede establecerse un periodo de transición. Una alternativa para abordar esta transición es reducir progresivamente el nivel máximo de potencia que da derecho a la tarifa (actualmente, en 10 kW). Al mismo tiempo, es conveniente informar a los consumidores de la ventaja de seleccionar la oferta del mercado libre más competitiva y firmar contratos de precio fijo.



La tarifa regulada debería permanecer exclusivamente como «tarifa de último recurso» a la que se puede acoger temporalmente un consumidor cuando se queda sin comercializador.

Por último, las compensaciones a los consumidores vulnerables deben desvincularse de la tarifa regulada. A este tema dedicamos la siguiente sección.

11. Consideraciones de equidad: diseño del bono social

11.1. Situación actual

El actual diseño del bono social fue aprobado por el Gobierno en el *Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la aplicación del bono social de electricidad para los consumidores vulnerables*, y se creó con la idea de favorecer económicamente a determinados consumidores de electricidad que cumplieran con unas características sociales, de consumo y poder adquisitivo.

En la actualidad, además de tener contratado el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), los requisitos para acceder al bono social eléctrico son los siguientes:

	Debe cumplir alguno de los siguientes requisitos
Consumidor Vulnerable	<ul style="list-style-type: none"> • Que su renta o la renta conjunta anual de la unidad de convivencia a que pertenezca sea $\leq 1,5 \times$ IPREM de 14 pagas. Cuando la unidad de convivencia esté formada por más de una persona, el multiplicador de renta se incrementará en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad y 0,5 por cada menor de edad • Que se esté en posesión del título de familia numerosa • Que el consumidor o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad de convivencia sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social, percibiendo por ello la cuantía mínima vigente en cada momento, y no percibir otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros • Que el consumidor o algún miembro de su unidad de convivencia sea beneficiario del Ingreso Mínimo Vital
Consumidor Vulnerable Severo	<ul style="list-style-type: none"> • Percibir una renta anual $\leq 50\%$ de los umbrales establecidos para ser considerado consumidor vulnerable, incluyendo, en su caso, el incremento previsto para los casos en los que concurran las «circunstancias especiales» • Si posee el título de familia numerosa, la unidad de convivencia debe percibir una renta anual $\leq 2 \times$ IPREM de 14 pagas: 16.212,56 € • Si el consumidor o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad de convivencia perciben pensión mínima, y no perciben otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros, el consumidor o la unidad de convivencia a la que pertenezca debe percibir una renta anual $\leq 1 \times$ IPREM de 14 pagas: 8.106,28 €
Riesgo de Exclusión Social	<ul style="list-style-type: none"> • El titular del contrato debe cumplir con los requisitos para ser considerado vulnerable severo y además ser atendido por los servicios sociales de una Administración pública (autonómica o local) que financien al menos el 50% del importe de su factura a PVPC

Además, el *Real Decreto-ley 18/2022* crea de forma temporal el bono social de electricidad para los hogares con bajos ingresos particularmente afectados por la crisis energética. Es el llamado «bono de justicia social», en vigor hasta el 31 de diciembre de 2023. Los consumidores podrán acogerse al bono social de justicia energética si, además de tener contratado el PVPC, la renta del titular del punto de suministro o de la unidad de convivencia está entre 1,5 y 2 veces



el IPREM de 14 pagas. Cuando la unidad de convivencia esté formada por más de una persona, el multiplicador de renta respecto al índice IPREM de 14 pagas se incrementará en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad que conforme la unidad de convivencia y 0,5 por cada menor de edad.

El bono social consiste en una *bonificación en las facturas del suministro de electricidad* aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores. El descuento es de un 25% para consumidores vulnerables (excepcionalmente, hasta el 31 de diciembre de 2023, el descuento es del 65%) y de un 40% para consumidores vulnerables severos (excepcionalmente, hasta el 31 de diciembre de 2023, del 80%).²⁶ El bono de justicia social supone la aplicación de un descuento del 40% sobre el PVPC.

El consumo anual que puede ser sujeto a descuento debido al bono social está limitado, en la actualidad (hasta 31 de diciembre 2023), a lo siguiente:

- Hogar sin menores: hasta 1.587 kWh/año.
- Hogar con 1 menor: hasta 2.222 kWh/año.
- Hogar con 2 menores: hasta 2.698 kWh/año.
- Familias numerosas: hasta 4.761 kWh/año.
- Pensionistas e ingreso mínimo vital: hasta 2.221,8 kWh/año.

La forma de financiación del bono social ha ido cambiando a lo largo del tiempo, a raíz de diversas sentencias del Tribunal Supremo que consideraban discriminatorias las formas de financiación que aprobaba el gobierno. Con la publicación del *Real Decreto-ley 6/2022*, se ha establecido un nuevo mecanismo de financiación del bono social, que será asumido por *todos* los sujetos que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica: producción, transporte, distribución y comercialización, así como los consumidores directos en mercado.

²⁶ Si además se es un consumidor en riesgo de exclusión social, porque se está siendo atendido por los servicios sociales de una administración autonómica o local que paguen al menos el 50% de la factura, no se tendrá que hacer frente a la factura eléctrica y, en caso de imposibilidad temporal para hacer frente al pago, no se podrá interrumpir el suministro eléctrico.

Otros beneficios del bono social de electricidad son los siguientes:

- Facturas eléctricas más claras, en las que lo que se paga por la electricidad consumida es directamente el precio de la energía más impuestos y peajes, sin incluir otros productos o servicios adicionales.
- Periodo más prolongado para hacer frente a las facturas impagadas (tras un periodo de 4 meses desde la primera notificación de impago, resultará de aplicación el Suministro Mínimo vital (SMV) durante 6 meses, tras el cual se podrá cortar el suministro, frente al plazo general de 2 meses desde la primera notificación de impago que resulta de aplicación para el resto de los consumidores).
- No se podrá interrumpir el suministro en caso de impago a los hogares acogidos al bono social en los que haya al menos un menor de 16 años en la unidad familiar, o en los que el consumidor o uno de los miembros de su unidad familiar sea persona con discapacidad igual o superior al 33% o con grado de dependencia II o III, previo certificado expedido por los servicios sociales.



Según los últimos datos de disponibles a noviembre de 2022, 1.283.760 consumidores estaban acogidos al bono social eléctrico. La tabla siguiente presenta el desglose de dichos consumidores.

TABLA 1

Consumidores acogidos al bono social eléctrico

Consumidores vulnerables	605.449
Pensionistas	58.816
Familias numerosas	238.509
Unidad familiar / Unidad de Convivencia	305.420
COVID-19	1.989
Ingreso mínimo vital	715
Consumidores vulnerables severos	678.311
Pensionistas	39.296
Familias numerosas	105.773
Unidad familiar / Unidad de Convivencia	530.130
Ingreso mínimo vital	3.112
TOTAL ACOGIDOS BONO SOCIAL	1.283.760

Nota: COVID-19 se refiere a los casos regulados en los Reales Decreto-ley 11/2020 y 30/2020²⁷.

Fuente: CNMC, Boletín de Indicadores Eléctricos, IS/DE/012/23, 28 de marzo de 2023.

Como se observa en el Gráfico 7, la aprobación del *Real Decreto 897/2017* permitió multiplicar por algo más de 2 el número de consumidores acogidos al bono social, de 600.000 en enero de 2018 a 1.300.000 aproximadamente en mayo de 2020. A partir de dicha fecha, el número de consumidores con bono social se redujo hasta 1.100.000 y volvió a incrementarse hasta casi 1.300.000 según el último dato disponible.

El coste total asociado al bono social eléctrico ascendió a 139 millones de euros en 2019 y 131 millones de euros en 2020, últimos datos públicos disponibles.²⁸ No obstante, dichos costes se han incrementado significativamente de forma reciente debido a la crisis de precios de la energía resultado de la invasión de Ucrania por parte de Rusia y al incremento en el porcentaje de bonificación estipulado por el Gobierno.

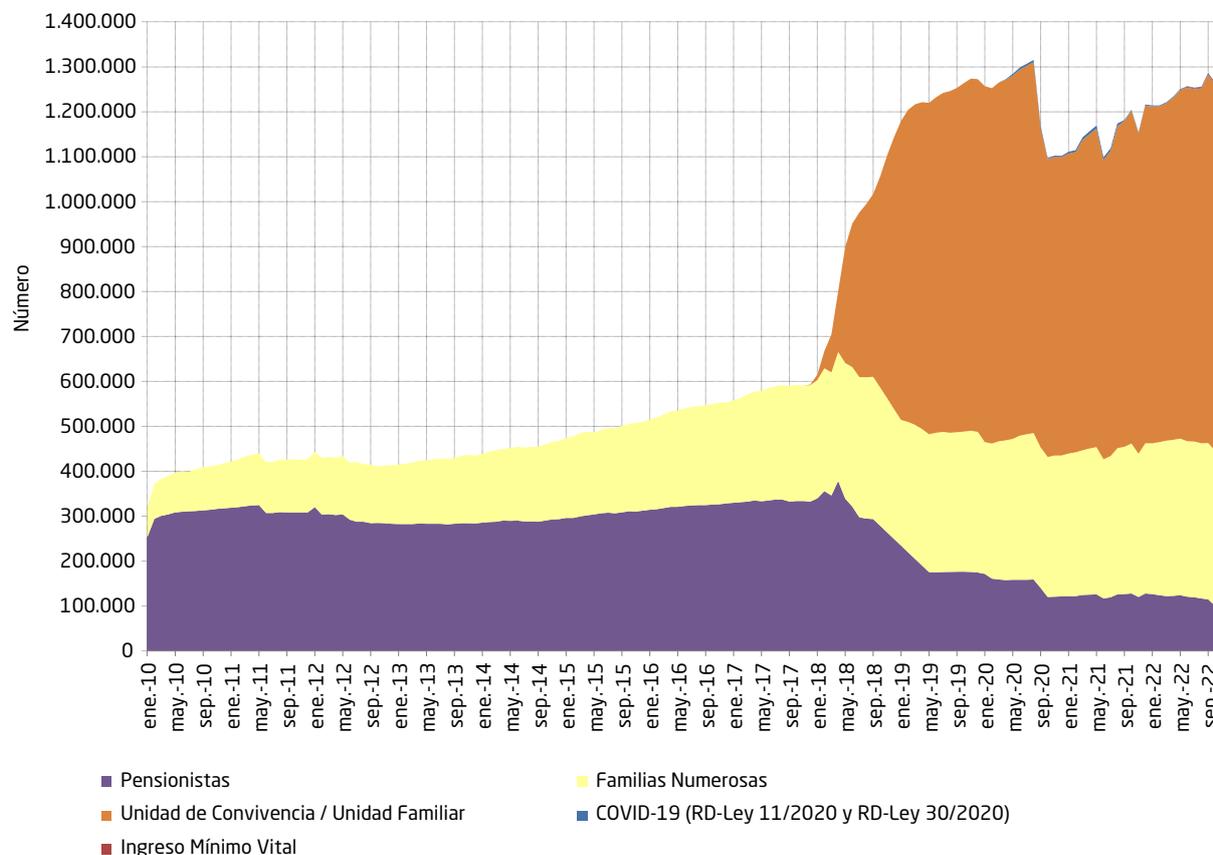
²⁷ El Real Decreto-ley 11/2020 permite a profesionales por cuenta propia o autónomos afectados por la crisis del COVID-19 acogerse al bono social eléctrico en la condición de consumidor vulnerable. Para ello, además de cumplir ciertos requisitos de renta, los beneficiarios deberán tener derecho a la prestación por cese total de actividad profesional o por haber visto su facturación en el mes anterior al que se solicita el bono social reducida en, al menos, un 75% en relación con el promedio de facturación del semestre anterior. Por su parte, el Real Decreto-ley 30/2020 permite acogerse al bono social eléctrico en la condición de consumidor vulnerable a personas que se encuentran en situación de desempleo, Expediente Temporal de Regulación de Empleo (ERTE), o ha visto reducida su jornada por motivo de cuidados, en caso de ser empresario, u otras circunstancias similares que supongan una pérdida sustancial de ingresos, no alcanzando por ello el conjunto de los ingresos de los miembros de la unidad familiar, en el mes anterior al momento en que se presenta la solicitud del bono social completa.

²⁸ CNMC, Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad, IS/DE/027/21, a 8 de marzo de 2022.



GRÁFICO 7

Evolución del número de consumidores acogidos al bono social eléctrico



límites de consumo subvencionables actuales). Bajo el nuevo esquema, los consumidores elegibles verían el precio real de la electricidad y tendrían libertad para asignar el monto del cheque al consumo de cualquier bien. Con ello, se evitan distorsiones en las decisiones de consumo entre los distintos bienes de la cesta de la compra de estas familias, se elimina la falsa sensación de electricidad abundante y se desincentiva el derroche en el consumo de energía.

El nuevo bono social eléctrico debería funcionar como el actual bono social térmico, creado por el *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, que consiste en un pago anual destinado a compensar los gastos térmicos ocasionados a los consumidores más vulnerables por el uso de la calefacción y el agua caliente o cocina y financiado desde los Presupuestos Generales del Estado. De hecho, lo más eficiente sería fusionar ambos bonos en un único bono social energético, siguiendo el esquema de funcionamiento del actual bono térmico.

La propuesta de sustituir descuentos en el precio por ayudas directas, por sus efectos económicos, es una idea compartida por estudios como el publicado recientemente por el Banco de España²⁹ que concluye que sería más eficiente sustituir medidas de protección frente a la crisis energética, como la reducción del IVA y de los impuestos especiales y el bono de carburante, por un cheque puntual a los hogares más vulnerables.

Además, bajo el nuevo modelo se eliminaría el requisito de contratar con un suministrador de referencia bajo el PVPC, para evitar situaciones como las que se han dado en el pasado y en las que el consumidor vulnerable atado al PVPC, a pesar del bono social, termina pagando facturas más caras que si hubiera contratado en el mercado libre.

12. Principales recomendaciones

Este documento recoge un compendio de recomendaciones y buenas prácticas destinadas a que el suministro de electricidad cumpla con los compromisos medioambientales asumidos por España con la UE al mínimo coste y garantizando la seguridad de suministro.

Un sector eléctrico en el que los agentes económicos toman decisiones basadas en precios es capaz de garantizar el suministro de electricidad a un coste inferior al que resultaría de decisiones adoptadas por la Administración pública. Para ello, **los precios deben ser el resultado de un mercado marginalista**, de forma que reflejen la escasez de la energía y el correspondiente daño ambiental.

En la actualidad, la electricidad producida mediante **tecnologías renovables** es un vector energético que no emite CO₂ y que es rentable a precios de mercado; por ello, **la electrificación es**

²⁹ Ver GARCÍA-MIRALLES, Esteban (2023), «Medidas de apoyo frente a la crisis energética y al repunte de la inflación: un análisis del coste y de los efectos distribucionales de algunas de las actuaciones desplegadas según su grado de focalización», *Boletín Económico*, Banco de España, 2023/T1, 15. <https://doi.org/10.53479/29651>



una importante palanca para la descarbonización de la economía. Gracias a las tecnologías de generación renovables competitivas, ya no es necesario subvencionarlas ni tutelarlas.

Es necesario mejorar la liquidez de la contratación a plazo. El enfoque debe estar en cómo desarrollar esos mercados de contratación a plazo, y **lograr que un mayor volumen de la venta de energía se gestione a través de estos**, y no tanto en la modificación del mercado diario. El mercado diario va a seguir siendo necesario para garantizar un despacho eficiente, que se utilicen las tecnologías de generación más baratas y se fomente la innovación a través de la competencia. **La reforma pasa, necesariamente, por fortalecer las oportunidades de contratación a plazo** y de esta forma ayudar a reducir la influencia que tiene la volatilidad del precio del gas en las facturas que pagan los consumidores.

Para desarrollar esas nuevas opciones de contratación a largo plazo, **debemos identificar y eliminar las barreras para el desarrollo de estos mercados e incentivar la firma de contratos a largo plazo.** Para ello contamos con diversos instrumentos; tanto las **opciones de contratación bilateral** (mercados de PPA) como los **contratos de largo plazo**. La principal ventaja de los PPA (*power purchase agreement*) es que son contratos *ad hoc* y se pueden amoldar a las necesidades específicas de los clientes: duración del contrato, tipo de cobertura, origen de la electricidad, etc. Para eliminar las barreras en la firma de estos contratos es importante ofrecer instrumentos de cobertura financiera para las partes, como, por ejemplo, a través de las garantías de crédito. También es necesaria la promoción del uso de plataformas de mercado en las que se incentiven estos contratos para que productores y consumidores accedan a estos contratos en igualdad de condiciones sin que ello reste liquidez a otros mercados de contratación.

En los supuestos limitados en que los mercados puedan necesitar de apoyo para satisfacer la demanda, otros tipos de contratos a largo plazo que requieren intervención y apoyo públicos, como los contratos por diferencia (CfD), también pueden ser útiles como herramientas complementarias. Este tipo de contratación, por ejemplo, puede servir a los Gobiernos en periodos de altos precios de la energía para apoyar tanto a las industrias como a los hogares. Sin embargo, a la hora de desarrollar este tipo de herramientas hay que analizar, en detalle, las características de su diseño, los impactos en los incentivos a corto plazo, así como el potencial impacto en el mercado de los contratos de largo plazo. Por ello, la participación en este tipo de subastas debe ser siempre voluntaria. En este contexto, **entendemos que los PPA deben ser el elemento prioritario para recoger en el desarrollo de la normativa del sector. Por otra parte, de prosperar la iniciativa europea de regulación de CfD para determinados supuestos, deberíamos limitarnos a su cumplimiento voluntario y no ir más allá de la misma.**

La **descarbonización** supondría una oportunidad de modernización y de relocalización de actividad económica para nuestro país por la ventaja comparativa que supone disponer de energía limpia y competitiva. Por ello, **es fundamental que la próxima reforma del mercado eléctrico incentive la inversión en tecnologías limpias. Para proteger la competitividad de las empresas, cualquier medida que se adopte debe llevar asociada, además de un presupuesto adecuado, una evaluación realista del impacto en la competitividad y en el empleo.** Debe, por



tanto, ir precedida de una evaluación de impacto exhaustiva que garantice que esta se ajusta a su propósito y tiene en cuenta las diferentes situaciones de los Estados miembro en lo que respecta a su mix energético.

Las **redes eléctricas** son un elemento clave para la electrificación de la economía. **Es necesario reforzar las interconexiones eléctricas para avanzar en la integración de los mercados energéticos europeos.** Un sistema eléctrico más integrado mejora la eficiencia y la competitividad de los mercados a la vez que refuerza la seguridad de suministro pudiendo, si un país europeo tiene problemas de generación eléctrica, recurrir a otro. Pero su desarrollo no debe basarse, únicamente, en las necesidades de conexión de nuevas instalaciones de generación y en un crecimiento de la demanda vinculado, exclusivamente, al crecimiento del PIB real con un factor de eficiencia -tal y como se venía haciendo hasta ahora-, sino que debe tenerse en cuenta que, a lo largo de los próximos años, muchos consumidores pasarán de consumir combustibles fósiles a consumir electricidad; esto equivale a incrementos discretos en la demanda asociados al proceso de electrificación para los que las redes han de estar preparadas. Incluso, España puede vivir un proceso de relocalización económica por parte de empresas intensivas en consumo eléctrico, atraídas por una electricidad limpia y a un precio competitivo. Ello aconseja flexibilizar el actual proceso de planificación para adaptarlo a las nuevas necesidades de los consumidores.

Para promover el desarrollo de las redes, se debe garantizar que las correspondientes inversiones perciben una rentabilidad razonable que refleje el coste del uso del capital. Asimismo, el Regulador habrá de actualizar los valores unitarios de inversión para los activos eléctricos tipificados (habida cuenta de que los que están en vigor se remontan al año 2015 y que, desde entonces, la inflación experimentada en los materiales y bienes de equipo dificulta la recuperación de las inversiones).

Respecto a la creación de mecanismos de capacidad, hay que hacer un análisis de si el mercado europeo actual es capaz de estimular y reenumerar adecuadamente la capacidad y la flexibilidad. En esta misma línea, hay que reforzar las **inversiones en soluciones que aporten flexibilidad al sistema.** La aportación de esta flexibilidad debe promoverse a través de instrumentos de mercado donde el almacenamiento, la demanda y la oferta puedan mitigar el impacto en la potencial volatilidad de los precios, añadiendo, además, visibilidad a empresas y hogares.

Sin mecanismos de capacidad, están en juego la seguridad de suministro y las inversiones necesarias para avanzar hacia un sistema eléctrico totalmente descarbonizado. Los resultados del último análisis europeo de cobertura de ENTSO-E (el ERAA 2022) apuntan a que, en ausencia de mecanismos de capacidad, en el año 2025 hay una expectativa de 6,7 horas con interrupciones en el suministro en España (cifra superior a las 3 horas/año que plantea el Operador del Sistema, REE, como objetivo de fiabilidad, en línea con otros países europeos). La propia REE anticipa que, en 2024, podría haber un mayor número de horas con interrupciones de suministro que las previstas por ENTSO-E para 2025. Nos encontramos ante un problema realmente serio y urgente en tanto que, en ausencia de estos mecanismos, se compromete la



seguridad de suministro y, en paralelo, será imposible acometer las inversiones necesarias para la penetración de las energías renovables hasta los niveles proyectados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Los peajes de acceso (con los que se financian las actividades de red) deben establecerse sobre la base de criterios técnicos; y los cargos (con los que se financian actividades ajenas al suministro) deben trasladarse a los Presupuestos Generales del Estado.

La existencia de una tarifa regulada en el mercado minorista de electricidad, tal y como se ha aprobado recientemente, puede ser innecesaria y se superpone con soluciones que ya provee el mercado, por lo que, a medio plazo, ha de abordarse su eliminación, dejándola exclusivamente para último recurso, y se debería desvincular el cobro de los bonos sociales eléctrico y térmico que perciben los consumidores vulnerables del hecho de estar acogidos a esta tarifa. Por su parte, **ambos bonos deberían fusionarse en un único bono energético** no basado en los actuales descuentos porcentuales en el precio sino en ayudas directas (a través de un cheque); y debería financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado..

Hay que preservar la seguridad jurídica, la calidad de la norma y la estabilidad regulatoria en nuestro país. Se debe evitar adoptar medidas regulatorias que estén por debajo de los niveles de ortodoxia que se establecen en los países de nuestro entorno. Lo contrario equivale a perder inversiones o a tener que pagarles una rentabilidad superior para cubrir la mayor prima de riesgo. La seguridad jurídica es un requisito imprescindible para toda actividad empresarial.

Es fundamental la estabilidad regulatoria del mercado eléctrico. Cualquier intervención en el mercado es un asunto delicado que debe hacerse con mucho cuidado, tras un debate sosegado y una evaluación completa del impacto de la reforma. **La estabilidad regulatoria debe ser la primera consideración de cualquier política o reforma energética.** Es esencial para atraer inversión en energías limpias, y España y Europa necesitan más inversión en el sector eléctrico que nunca. En el caso de España, los objetivos para 2030 suponen duplicar la potencia instalada renovable actual. Necesitamos estabilidad regulatoria para poder llevar a cabo la transición energética.



Publicaciones del Instituto de Estudios Económicos

2023

OPINIÓN DEL IEE. Junio. Buenas prácticas regulatorias. Una propuesta para el sector eléctrico español.

OPINIÓN DEL IEE. Mayo. La subida de las cotizaciones sociales. Análisis y consecuencias en la economía española.

OPINIÓN DEL IEE. Abril. La competitividad fiscal de las entidades locales y de las comunidades autónomas. Factor determinante para su desempeño económico.

PUNTO DE VISTA. Marzo. Compromiso empresarial con la inversión: el rol de la empresa en la situación iberoamericana actual.

REVISTA DEL IEE. Enero. N.º 1/2023. El Impuesto sobre las Grandes Fortunas. Un análisis académico y doctrinal de su inconstitucionalidad.

COLECCIÓN INFORMES. Enero. La mejora de la calidad institucional del comercio en España: cuantificación de su impacto económico y social.

COLECCIÓN INFORMES. Enero. Competitividad fiscal 2022. España sigue perdiendo competitividad en el ámbito fiscal.

2022

COYUNTURA ECONÓMICA. Diciembre. N.º 77. La ralentización, principal riesgo de 2023.

REVISTA DEL IEE. Noviembre. N.º 4/2022. La unidad de mercado como reto pendiente para la libertad de empresa. Índice de Libertad Económica 2022.

OPINIÓN DEL IEE. Octubre. Los Presupuestos Generales del Estado para 2023.

OPINIÓN DEL IEE. Octubre. Por una mejora de los incentivos fiscales a los planes de pensiones. Análisis comparado de la tributación actual del segundo y tercer pilar en Europa.

PUNTO DE VISTA. Octubre. Consolidar la recuperación. Aprovechar las oportunidades del crecimiento verde en América Latina.

COLECCIÓN INFORMES. Septiembre. Estudio preliminar sobre la adecuación a la Constitución y al Derecho Comunitario del gravamen temporal a entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito.

COYUNTURA ECONÓMICA. Julio. N.º 76. La inflación y la incertidumbre frenan la recuperación de las empresas.

REVISTA DEL IEE. Julio. N.º 3/2022. La necesidad de garantizar la propiedad privada en España como condición para la mejora del mercado del alquiler. Índice Internacional de Derechos de Propiedad 2021.

REVISTA DEL IEE. Junio. N.º 2/2022. El impacto económico del sector de datos en España. Una propuesta de cuantificación.

INFORME IEE-CEIM. Abril. El crecimiento empresarial en la Comunidad de Madrid como factor de competitividad regional.

REVISTA DEL IEE. Marzo. N.º 1/2022. Por una mejora de la eficiencia del gasto público en España.

EDICIONES ESPECIALES. Febrero. Libro Blanco para la reforma fiscal en España. Una reflexión de 60 expertos para el diseño de un sistema fiscal competitivo y eficiente.

2021

COYUNTURA ECONÓMICA. Diciembre. N.º 75. Una coyuntura condicionada transitoriamente por la inflación.

COLECCIÓN INFORMES. Diciembre. Competitividad fiscal 2021. La competitividad fiscal como referencia obligada para la próxima reforma tributaria.

INFORME IEE-CEIM. Noviembre. El tamaño y el crecimiento empresarial en la Comunidad de Madrid como factor de competitividad regional.

OPINIÓN DEL IEE. Noviembre. Los Presupuestos Generales del Estado para 2022.

COLECCIÓN ESTUDIOS. Octubre. El Programa de Pago a Proveedores como instrumento de inyección de liquidez a la empresa.



COLECCIÓN INFORMES. Septiembre. Empresa, igualdad de oportunidades y progreso social. Indicador IEE de Igualdad de Oportunidades.

COYUNTURA ECONÓMICA. Julio. N.º 74. La recuperación de la economía española necesita de un clima empresarial favorable.

PUNTO DE VISTA. Junio. La situación actual y perspectivas de las inversiones energéticas y el sector eléctrico en América Latina.

REVISTA DEL IEE. Mayo. N.º 2/2021. La libertad de empresa en España. Índice de Libertad Económica 2021.

INFORME DE OPINIÓN. Abril. La competitividad fiscal de las comunidades autónomas. Condición necesaria para el desarrollo económico.

COLECCIÓN INFORMES. Marzo. La propiedad privada en España. La necesidad de reconocer los derechos de propiedad en materia de vivienda. Índice de Derecho de Propiedad 2020.

PUNTO DE VISTA. Enero. La situación actual de la economía en América Latina. Su incidencia sobre las empresas españolas.

REVISTA DEL IEE. Enero. N.º 1/2021. Adaptabilidad y flexibilidad para la recuperación económica.

2020

COYUNTURA ECONÓMICA. Diciembre. N.º 73. Más allá de los fondos europeos: la economía española necesita el impulso de las reformas estructurales.

INFORME IEE-FIAB. Diciembre. Impacto de la crisis del COVID-19 en la industria de alimentación y bebidas española.

INFORME DE OPINIÓN. Noviembre. Los Presupuestos Generales del Estado para 2021.

INFORME DE OPINIÓN. Noviembre. Una propuesta de mejora para los incentivos fiscales a la I+D+i.

INFORME IEE-CEIM. Noviembre. La tributación del ahorro y su incidencia en la reactivación económica desde la perspectiva de la competitividad regional.

COLECCIÓN INFORMES. Octubre. Competitividad fiscal 2020. ¿Por qué no se pueden subir más los impuestos en España?

INFORME IEE-ASCOM. Octubre. Estudio sobre la función de Compliance en las empresas españolas.

INFORME DE OPINIÓN. Agosto. El marco fiscal de los planes de pensiones. La necesidad de fomentar el ahorro para la jubilación.

COLECCIÓN INFORMES. Julio. Libertad económica y libertad de empresa en España. Índice de Libertad Económica España 2020.

COYUNTURA ECONÓMICA. Julio. N.º 72. Crisis de la COVID-19 en la economía española: la recuperación no es posible sin confianza empresarial.

INFORME DE OPINIÓN. Junio. Impacto económico de las medidas adoptadas en el contexto de la presente crisis. Los casos de la financiación privada avalada y los Expedientes de Regulación Temporal de Empleo.

INFORME DE OPINIÓN. Febrero. Eficiencia del gasto público. Medición y propuestas de mejora.

PUNTO DE VISTA. Enero. El Capitalismo. Cambio, evolución y progreso.

2019

COLECCIÓN INFORMES. Diciembre. La deuda pública en España. Implicaciones sobre la política económica.

COYUNTURA ECONÓMICA. Diciembre. N.º 71. Una política económica ortodoxa para revertir la desaceleración y reducir la incertidumbre.

INFORME DE OPINIÓN. Noviembre. Las buenas prácticas regulatorias.

COLECCIÓN INFORMES. Noviembre. La propiedad privada en España. Índice de Derecho de Propiedad 2019.

COLECCIÓN INFORMES. Octubre. Índice de Competitividad Fiscal 2019.

COYUNTURA ECONÓMICA. Junio. N.º 70. A mayor inestabilidad política, más incertidumbre económica.

INFORME DE OPINIÓN. Febrero. Los Presupuestos Generales del Estado para el 2019.



INSTITUTO
DE ESTUDIOS
ECONÓMICOS

44

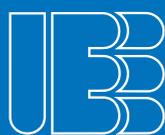
años

*por la economía
de mercado*



Un marco jurídico y regulatorio estable y eficiente resulta esencial para la promoción del dinamismo económico y la consecución de los retos presentes en el sector eléctrico. Sólo a través de las buenas prácticas regulatorias será posible garantizar el suministro de energía eléctrica a mínimo coste para los consumidores, respaldado por un marco normativo sólido y claro que brinde certidumbre e incentivos para la eficiencia económica y la atracción de la inversión, con el capital necesario para el desarrollo de infraestructuras eléctricas modernas y eficientes que impulsen la transición hacia una matriz energética más competitiva y sostenible.

La calidad regulatoria y la seguridad jurídica presentan margen de mejora. Para ello es crucial la aplicación de principios regulatorios ortodoxos que supongan mejoras en áreas clave como el mercado mayorista, la generación y comercialización de la electricidad, los mecanismos de capacidad o el diseño de los peajes y cargos, todo ello en aras de reflejar adecuadamente el valor de la energía, reconocer de forma conveniente los costes incurridos en las actividades reguladas y mitigar el impacto de las crisis energéticas en los consumidores. La implementación de prácticas regulatorias transparentes y equitativas promueve la participación de todos los actores del sector eléctrico, fomentando la competitividad y la eficiencia en beneficio de los consumidores y de la sociedad en general.



INSTITUTO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

Tel.: 917 820 580

iee@ieemadrid.com

www.ieemadrid.es