

Diciembre de 2021

La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países

Dr. José Pablo Chaves Ávila
Dr. Tomás Gómez San Román
D. Nicolás Morell Dameto



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

Fundación
Naturgy 

Titularidad y responsabilidad

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

Diciembre de 2021

La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países

Dr. José Pablo Chaves Ávila
Dr. Tomás Gómez San Román
D. Nicolás Morell Dameto



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

Fundación
Naturgy

Índice

The background of the page is a complex digital and industrial-themed composition. It features a dark blue color palette with various data visualization elements. On the left, there is a prominent silhouette of a power line tower. The central and right portions of the image are filled with a grid of glowing data points and lines, overlaid with a semi-transparent candlestick chart. Faint, large numbers like '0.00', '0.30', and '0.00' are scattered across the background, suggesting a financial or technical context. The overall aesthetic is futuristic and data-driven.

1. El sector eléctrico español	06
1.1. Introducción	07
1.2. Las actividades liberalizadas y las actividades reguladas	07
1.3. Descarbonización, digitalización y descentralización	09
2. La estructura de costes de la electricidad	12
2.1. El mercado mayorista	13
2.2. Los costes de las redes eléctricas	19
2.3. Otros costes regulados	23
3. La determinación del precio final	28
3.1. Componentes del precio final en la factura al consumidor	29
3.1.1. Precio de la energía	29
3.1.2. Margen de comercialización	32
3.1.3. Peajes de acceso a la red	33
3.1.4. Otros cargos regulados	38
3.1.5. Impuesto de electricidad e IVA	40
3.1.6. El formato de la factura para el consumidor residencial	41
3.2. Categorías de consumidores con tarifas especiales	53
3.2.1. Consumidores acogidos al PVPC	53
3.2.2. Autoconsumo	53
3.2.3. Carga de vehículo eléctrico	55
3.2.4. Consumidores vulnerables	57
4. Evolución histórica de los precios de la electricidad para consumidores industriales y residenciales en España y en el resto de Europa	60
4.1. Evolución de los precios de la electricidad en España	61
4.2. Evolución de los precios de la electricidad en Europa	63

1

El sector eléctrico español



1.1 Introducción

El sistema eléctrico español está experimentando una importante transformación hacia un modelo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, enmarcado en acuerdos energéticos y medioambientales tanto europeos como internacionales.

A la vez que se avanza en un sistema eléctrico bajo en emisiones, se está desarrollando cambios tecnológicos que permiten una participación más activa de los consumidores en el sistema eléctrico, a través de recursos como la generación local, vehículos eléctricos, tecnologías de gestión de la demanda, entre otros.

La participación activa de los consumidores está motivada por las señales de precios que reciben en sus facturas eléctricas. En esto radica la importancia de que los consumidores conozcan y entiendan los procesos de formación de precio y de la asignación de los costes del mercado y los costes regulados en sus facturas.

Este informe tiene como principal objetivo explicar la formación de precios de electricidad en España y la comparación con otros países europeos. Para entender la formación de precios primero es necesario identificar las actividades en las que se organiza el sector y sus costes asociados, que se explican en el capítulo 2. Los costes del sistema eléctrico se dividen entre costes del mercado mayorista y de comercialización, costes de redes eléctricas, y otros costes regulados derivados de políticas públicas. El capítulo 3 es el capítulo central, donde se explican cómo cada una de las categorías identificadas de costes se asignan en la factura de los consumidores de electricidad, formando su precio final. Finalmente, el último capítulo analiza la evolución histórica de los precios de la electricidad en España y los compara con el resto de los países europeos.

Este informe se ha elaborado con datos históricos de fuentes oficiales consolidados hasta el último año de su publicación, generalmente 2020, pero no refleja la situación de escalada de precios, sin

precedentes, que están experimentando los mercados mayoristas europeos a partir del verano de 2021. Lo anterior no resta validez a los fundamentos sobre la formación del precio de la electricidad que se explican a lo largo del estudio. Se necesita una mayor perspectiva histórica para poder evaluar las consecuencias futuras que puedan derivarse de la tendencia alcista de precios que estamos viviendo en estos meses.

1.2 Las actividades liberalizadas y las actividades reguladas

Desde su liberalización en el año 1998, según la Ley 54/1997, el sector eléctrico español se segmentó por actividades, distinguiéndose entre actividades liberalizadas ejercidas por los agentes en régimen de competencia y actividades reguladas ejercidas en régimen de monopolio natural.

Las actividades liberalizadas (en la Figura 1.1 dibujado en azul), en consonancia con la normativa europea, son:

- la producción de la energía ejercida por los productores
- y la comercialización de la energía, ejercida por las comercializadoras que venden la energía a los consumidores, directamente o a través de los mercados. Las comercializadoras son las encargadas de realizar la facturación a los clientes de todos los costes que se incluyen en la tarifa eléctrica.

Mientras que las actividades reguladas (en la figura 1.1 dibujado en naranja):

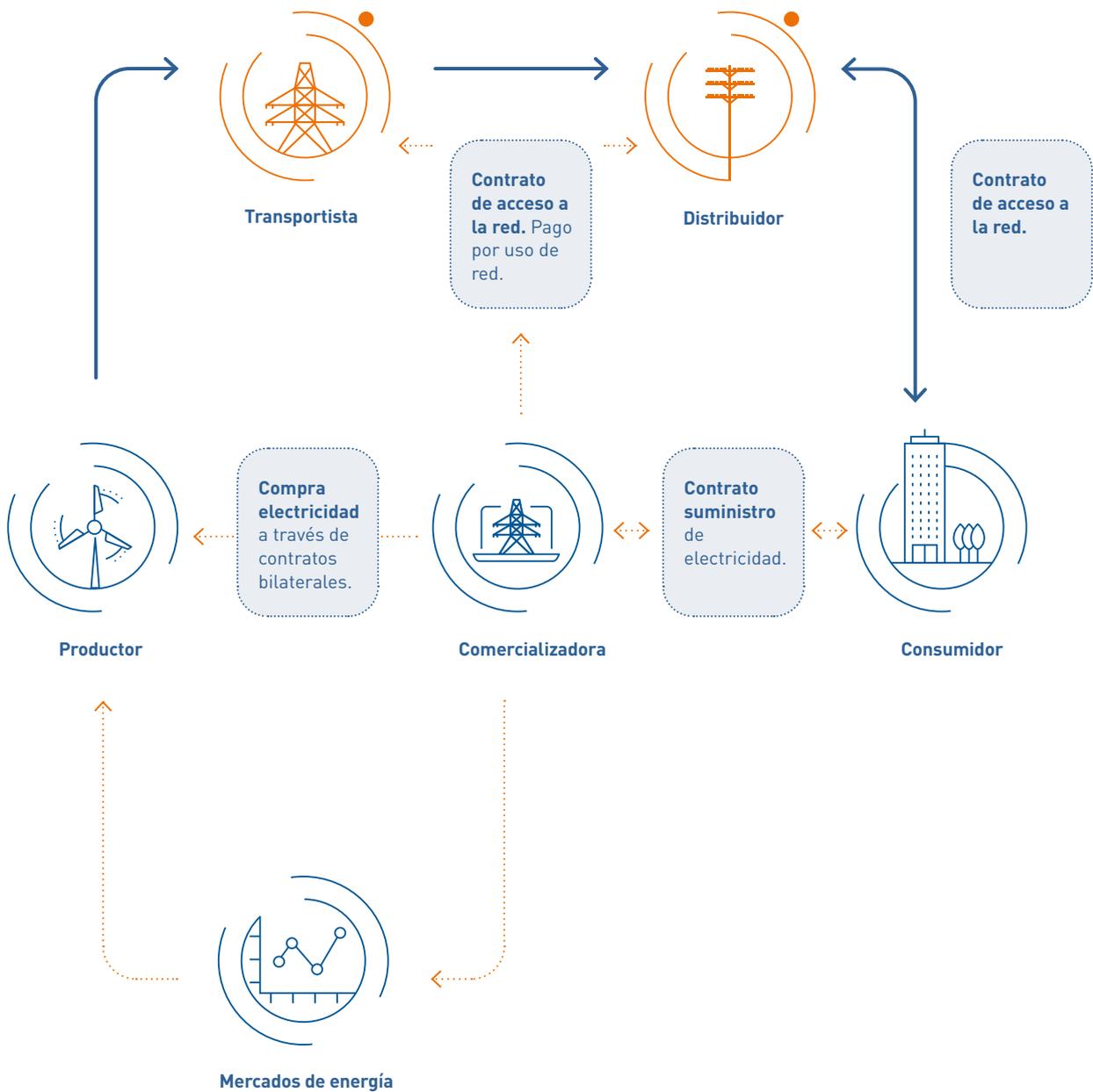
- el transporte de electricidad, actividad ejercida por el Transportista y Operador del Sistema,
- y la distribución de la electricidad, ejercida por los distribuidores.

En la Figura 1.1, se muestran las diferentes actividades y los sujetos participantes en el sector eléctrico español.

Figura 1.1.

Organización del Sistema Eléctrico en España.

Fuente: <http://www.energiaysociedad.es> y elaboración propia.



●●● Flujo económico
— Flujo de electricidad

En la parte liberalizada, existen una serie de mercados organizados para la venta y compra de electricidad al por mayor entre productores, comercializadoras y consumidores con acceso directo a dichos mercados. Estos mercados mayoristas tienen varios marcos temporales de contratación, distinguiéndose entre mercados a plazo, mercado diario, también conocido como el pool eléctrico, y el mercado intradiario. El mercado diario e intradiario de energía son gestionados por el Operador del Mercado, que en España es el Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español (OMIE), y están acoplados con los mercados diario e intradiario europeos. También los productores pueden establecer contratos físicos bilaterales de venta a comercializadoras. Además, Red Eléctrica de España (REE) como Operador del Sistema se encarga de la gestión técnica del sistema a través de procedimientos de operación que incluyen entre otros: la gestión técnica de restricciones en la red y los servicios de balance de regulación secundaria y terciaria para que en todo momento la producción y el consumo de energía coincidan.

Las comercializadoras son las que venden la energía a los consumidores a través de contratos de suministro. Los consumidores pueden optar por comprar la energía a precios libremente pactados con las comercializadoras en el mercado libre, o pueden, cuando tienen una potencia contratada inferior a 10 kW, acogerse a la tarifa regulada por defecto, conocida como PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor), la cual se explicará en detalle en el Capítulo 3. También, en la regulación actual, se permite que el consumidor pueda inyectar energía en la red proveniente de sus instalaciones de generación, almacenamiento y gestión de carga, y recibir por ello una compensación económica.

En la parte regulada, los productores y consumidores tienen que suscribir contratos de acceso a la red con el transportista o

los distribuidores, dependiendo del nivel de tensión de la red donde se encuentren conectadas sus instalaciones. Estos contratos llevan aparejado el pago de los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución. Por lo general, la comercializadora se encarga de gestionar el contrato de acceso de sus consumidores con los distribuidores, mientras que grandes consumidores pueden optar por gestionar directamente los dos contratos: el contrato de suministro con la comercializadora y el contrato de acceso con el distribuidor.

1.3 Descarbonización, digitalización y descentralización

El sistema energético español está experimentando una importante transformación marcada por objetivos ambiciosos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el fomento de las energías renovables acordados en el marco de la Unión Europea y acuerdos internacionales. En el horizonte 2030, los objetivos europeos señalan la necesidad de proveer al menos un 32% de la demanda energética final con energía de origen renovable. Asimismo, se marca una reducción de emisiones del 40% en 2030 respecto a los niveles de 1990 para el conjunto de la Unión Europea¹. Este objetivo se ha aumentado recientemente hasta un 55%². Para el horizonte 2050, se requerirá todavía más esfuerzos hasta alcanzar una disminución de emisiones entre el 80 y 95%³, alcanzándose en la práctica la neutralidad en emisiones de carbono. España, en concordancia con estos objetivos europeos, define su política energética para

¹ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_20_1599

³ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>

el horizonte 2030, que se concreta en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética que prevé que el 74% de la energía eléctrica⁴ producida en 2030 será de origen renovable, lo que significa un aumento del doble sobre el porcentaje observado en los últimos años, y lo alinea con la meta de alcanzar un sector eléctrico totalmente renovable antes de 2050⁵.

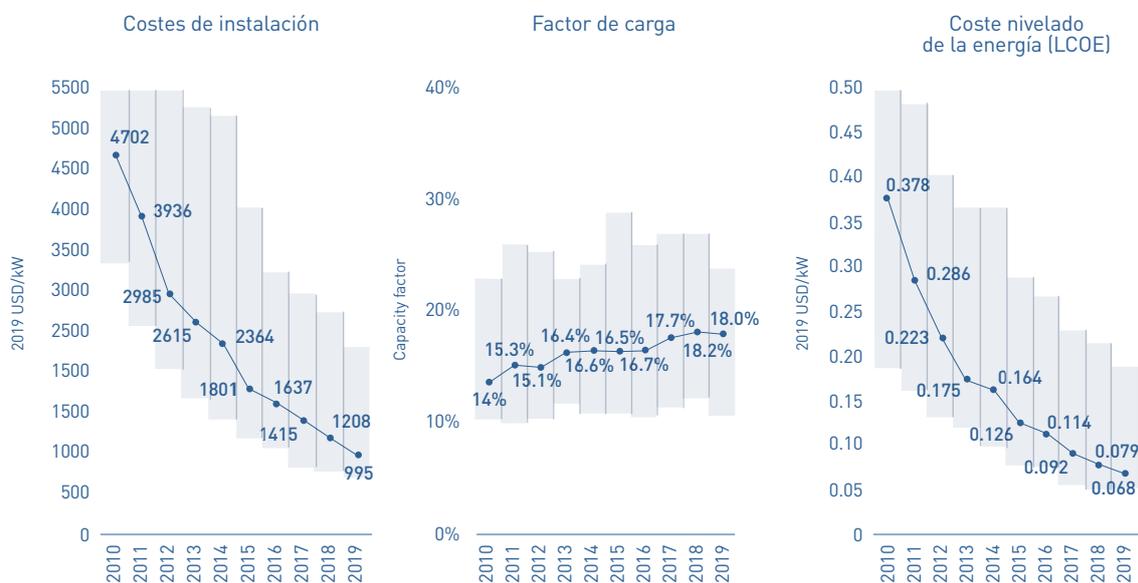
En este contexto, se espera un incremento del peso de la electricidad en el sector energético, apoyado por una serie de desarrollos tecnológicos que están acelerando la descarbonización de este sector y que pueden significar cambios substanciales. Por ejemplo, respecto a la generación solar fotovoltaica, cabe resaltar que sus costes, para plantas de

gran escala, se han reducido en un 82% en el período 2010-19, pasando a un coste de 0,068 USD/kW en 2019, y con tendencia a seguir disminuyendo, como se observa en la Figura 1.2. El coste de los módulos ha sido la partida de coste que más se ha reducido. Sin embargo, aunque a futuro no se espera que este coste vaya a disminuir mucho más, sí lo harán otros costes relacionados principalmente con la instalación, ya que cuantos más paneles se instalan más se reducen los costes por el efecto de mejoras por aprendizaje. Globalmente, el coste total de instalación de proyectos solares fotovoltaicos se espera que siga una trayectoria en descenso en las próximas tres décadas pasando de entre 340 - 834 \$/kW en 2030 a entre 165 - 481 \$/kW en 2050⁶.

Figura 1.2.

Media ponderada de los costes de instalación, factores de carga y LCOE para instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial, de 2010 a 2019.

Fuente: IRENA. Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects.



⁴ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447

⁵ Estrategia a largo plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050. <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/031120-enlace-clima.aspx>

⁶ IRENA (2019), Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects [A Global Energy Transformation: paper]. <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>

Para 2030 se espera que haya en España más de un millón de instalaciones solares con autogeneración⁷. Esto se explica por la reducción de costes de la tecnología solar, la alta radiación solar del territorio español, y a la eliminación de barreras para las instalaciones en modalidad de autogeneración contemplada en el Real Decreto Ley 15/2018⁸.

Los sistemas de almacenamiento es otro elemento disruptivo en el sector eléctrico, que permite una gestión de la energía entre distintos periodos. Por ejemplo, las instalaciones de los consumidores pueden utilizar sistemas de almacenamiento, como baterías, para almacenar la energía autogenerada y utilizarla en momentos cuando no haya generación, reduciendo así la energía consumida de la red, así como los pagos asociados a la potencia máxima contratada.

La gestión que realizan los consumidores de estos recursos de generación, almacenamiento y consumo se puede hacer de manera eficiente, gracias a la digitalización, con sistemas que minimizan su coste energético total. Por ejemplo, los sistemas de control y almacenamiento de datos pueden gestionar los recursos energéticos de manera automatizada con sistemas de *cloud computing*⁹. Esto proporciona oportunidades a los consumidores para la reducción de costes a través de medidas de eficiencia energética y de respuesta flexible de la demanda. La flexibilidad de la demanda se hace imprescindible para enfrentar las

condiciones cambiantes de un sistema eléctrico con una elevada penetración de renovables¹⁰.

La descentralización se refiere al cambio de paradigma desde un sector tradicionalmente dominado por un número limitado de grandes centrales de generación hacia un sistema con miles de recursos renovables de generación distribuida de mediana y pequeña escala y con millones de consumidores activos gestionando sus recursos energéticos. Ello supone importantes retos no sólo tecnológicos, sino de organización del mercado y regulatorios¹¹.

Para lograr esta transición hacia un sistema eléctrico altamente descarbonizado, seguro y asequible, así como una respuesta eficiente de los consumidores, es esencial ser consciente de cómo se forman los precios de la electricidad que se trasladan a los consumidores finales y los costes que hay asociados al sistema eléctrico, objetivo de este documento.

Las señales de precios que reciben los consumidores afectarán en gran medida al papel activo de los mismos y de los recursos distribuidos que integren en sus instalaciones, así como al papel de los nuevos modelos de negocio y al rol de los agentes del mercado.

⁷ <https://perspectivas.deloitte.com/hubfs/Campanas/Descarbonizacion-2018/Deloitte-ES-Monitor-Redes-transicion.pdf?hsCtaTracking=2645168c-ab5d-4174-8294-a43316c07448%7C22f5d0a6-8909-417b-876b-5b4053fd8f75>

⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>

⁹ Un ejemplo de estos sistemas de gestión de recursos distribuidos es el modelo SPODER desarrollado en el IIT: <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/sploder>

¹⁰ CEER's 3D Strategy (2019-2021) Digitalization, Decarbonization, Dynamic regulation: CEER's 3D Strategy to foster European energy markets and empower consumers. Conclusions Paper. Ref: C18-BM-124-04. 9 January 2019.

¹¹ (Pérez-Arriaga, 2016) Pérez-Arriaga I.J. et al., 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report. ISBN: 978-0-692-80824-5. Disponible en <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

2

La estructura de costes de la electricidad



Los costes del sistema que actualmente se cargan en la factura eléctrica a los consumidores de electricidad son: el precio de la energía eléctrica que incluye los costes de generación y servicios auxiliares necesarios para el funcionamiento del sistema, los costes de comercialización¹², los costes regulados de redes de transporte y distribución, y otros costes regulados derivados de políticas energéticas y políticas públicas, tales como el soporte histórico a las renovables, la anualidad del déficit, o las compensaciones para los sistemas extra peninsulares¹³. Además, en la factura se añaden impuestos, tales como el impuesto de la electricidad y el IVA¹⁴.

En este capítulo se describe primero el funcionamiento del mercado mayorista donde se realizan las transacciones entre los sujetos del mercado, y de las que resulta el precio de la energía, que junto con el margen de comercialización se carga en la factura, como coste de la energía. En la sección 2 se presentan los costes regulados de las redes de transporte y distribución de electricidad. Finalmente, en la sección 3, se detallan los otros costes regulados derivados de las políticas gubernamentales.

2.1 El mercado mayorista

Desde sus comienzos en 1998, el mercado mayorista en España se organiza en diferentes sesiones consecutivas en el tiempo. Se distingue el mercado diario de transacciones

de compra-venta para las 24 horas del día siguiente, el mercado intradiario con transacciones para las horas del mismo día de la transacción, y el mercado de balance o ajustes para transacciones en tiempo real. En el mercado mayorista son los grandes agentes productores y las comercializadoras los que participan. Mientras los agentes productores ofrecen la energía producida horariamente, las comercializadoras compran la energía en el mercado mayorista para luego venderla a los consumidores finales. También es común que grandes consumidores accedan directamente al mismo. Por otro lado, se denomina mercado minorista a la venta de energía y otros servicios por las comercializadoras a los consumidores finales, residenciales, comerciales e industriales.

Tanto en el mercado diario como en las sesiones de los mercados intradiarios, se genera la curva de oferta agregando los bloques de cantidad de energía y precio de venta que ofertan los productores en cada una de las horas. De la misma manera, se genera la curva de venta agregando los bloques de energía y precio de compra que ofertan las comercializadoras. Los productores que venden y las comercializadoras que compran, ofertan cantidades y precios de acuerdo a su coste de oportunidad¹⁵, resultando un precio de la electricidad en el pool, en cada hora, donde se cortan la curva de oferta y la curva de demanda. Es decir, el precio viene determinado por la oferta de venta de la tecnología marginal, que es la última en casar con una oferta de compra. En un mercado competitivo y equilibrado, este sistema de precios debería garantizar que las distintas unidades puedan no solo cubrir sus costes de operación, sino que también sus costes de inversión¹⁶. Adicionalmente a estos mercados, los compradores y

¹² Las actividades de generación eléctrica, la provisión de servicios auxiliares al sistema, así como la comercialización se desarrollan en competencia y sus costes se asignan según las reglas del mercado establecidas.

¹³ La mitad del importe destinado a compensar los extracostes de los sistemas no peninsulares se cubre mediante Presupuestos Generales del Estado y la otra mitad se carga en la factura eléctrica.

¹⁴ En la factura se incluye sobre el importe final de precios y cargos un impuesto de electricidad (5,11%) y después de añadir el alquiler de contador se obtiene la base imponible a la que se aplica el impuesto de valor añadido IVA (21%).

¹⁵ El concepto de coste de oportunidad hace referencia al coste de generar en un determinado momento comparado con el hipotético coste de hacerlo en otro momento. Es decir, el precio de las ofertas no solo trata de cubrir costes fijos o variables de las plantas de generación si no que trata de optimizar los ingresos obtenidos.

¹⁶ Cuando el mercado se desequilibra, por ejemplo, hay más oferta que demanda, entonces los vendedores pueden no recuperar sus inversiones, y lo contrario, cuando hay más demanda que oferta los inversores tendrán mayores rentabilidades. El mercado no garantiza una rentabilidad sobre las inversiones.

vendedores mayoristas de electricidad pueden negociar transacciones en un plazo mayor de tiempo, desde meses a algunos años, de forma bilateral o en otros mercados organizados, conocidos como mercados a plazo, donde negocian contratos por cantidades y precios para apantallarse, esto es, asegurarse un precio de compra-venta, frente a la volatilidad de precios que presenta el mercado diario.

diario de energía (mercado del día anterior). Posteriormente, los mercados de corto plazo incluyen, además del mercado intradiario, gestionado por el operador de mercado (OMIE), una serie de mercados para la seguridad del sistema, gestionados por el operador del sistema (REE), tales como, entre otros, la gestión de restricciones técnicas, los servicios de balance de regulación secundaria y terciaria, y el servicio de control de tensiones.

La Figura 2.1 presenta la secuencia de los mercados eléctricos en España empezando con los mercados a plazo y el mercado

Figura 2.1.

Secuencia de los mercados en España.

Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>

TIEMPO	MERCADO	GESTOR	PRODUCTO	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Mercado del día anterior	OMIE	Energía horaria	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado de restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suministro	Mercado de corto plazo
	Mercado de SCCC: reserva secundaria	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
	Intradiarios	OMIE	Energía horaria	
Días del despacho (D-)	Restricciones técnicas en tiempo real, activación de energía de balance	REE	Energía a subir y bajar	



El mercado mayorista español, diario e intradiario, primero se integró con el mercado portugués, formando el denominado mercado ibérico, y a partir del 2014, el mercado diario ibérico se acopló con el mercado diario europeo. También a partir del 2018, el mercado intradiario ibérico, basado en subastas, se acopló con el mercado intradiario europeo, basado en transacciones en modo continuo. El mercado de balance, que se encarga de ajustar los desvíos para asegurar que la producción y el consumo de energía eléctrica se equilibran en cada instante, sigue siendo fundamentalmente de ámbito nacional, aunque existen una serie de iniciativas promovidas por la Comisión Europea para armonizar progresivamente los mercados de balance en Europa.

En la Figura 2.2 se presenta la organización de los mercados europeos, donde las zonas de mercado se corresponden por regla general con cada uno de los países, aunque existen países, como Italia o Noruega, que contienen varias zonas de mercado. Se observa la secuencia temporal coincidente con la descrita para el mercado español; desde los mercados a largo plazo (algunos años o meses), pasando por los mercados diario e intradiario con transacciones spot y físicas bilaterales, hasta llegar a los minutos dentro de la hora o cuarto-hora, en los mercados de balance gestionados por los Operadores del Sistema. En el mercado europeo, la gestión eficiente de la capacidad de las interconexiones entre las zonas del mercado, a través de subastas explícitas o mecanismos implícitos, es un aspecto clave para la convergencia de precios entre zonas y por tanto entre países.

Figura 2.2. **Secuencia de los mercados europeos de electricidad, desde el largo plazo hasta el tiempo real.**

Fuente: OMIE

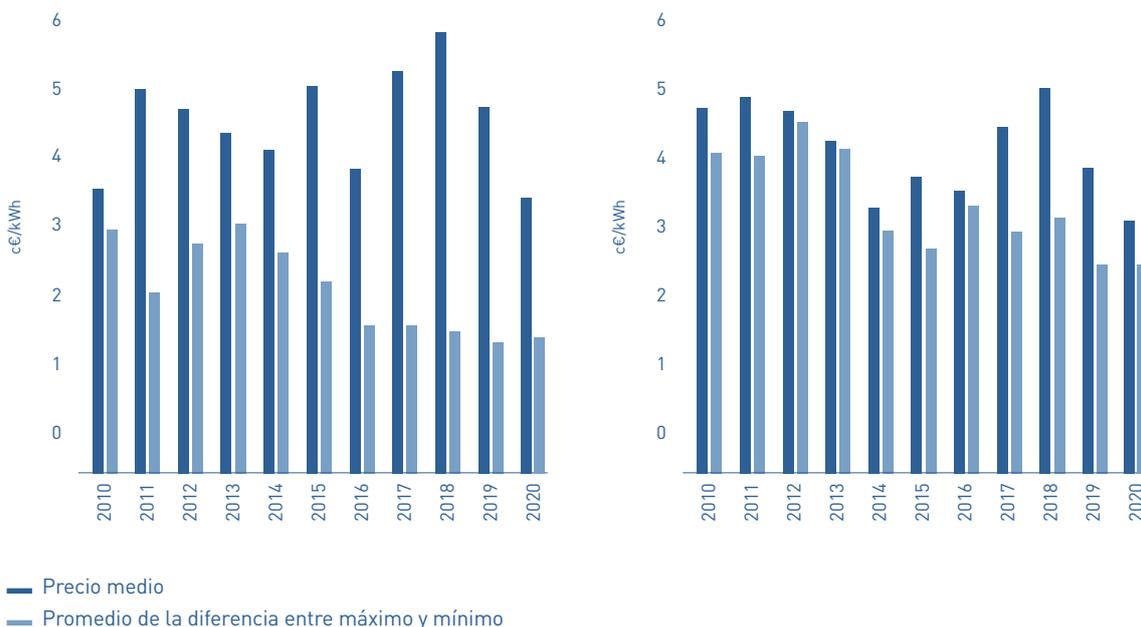


En la Figura 2.3 se presenta el precio medio observado en el mercado mayorista diario en España y se compara con el de Francia en el periodo 2010-2019. También se presenta la volatilidad del precio diario, obtenida como

el valor medio de las máximas diferencias de precio dentro del día. Se observa que, a pesar de que en España se tienen unos precios medios superiores que en Francia, la volatilidad de precios es menor.

Figura 2.3. **Precios medios del mercado diario y media anual de las diferencias entre el precio máximo y mínimo en cada día, en España (izquierda) y Francia (derecha).**

Fuente: elaboración propia basada en datos publicados por REE.



En la Figura 2.4 se presentan los diferentes componentes del precio medio final por mes para la demanda del sistema eléctrico nacional. Se observan las componentes del mercado diario e intradiario, junto a los mercados de balance del operador de sistema: restricciones técnicas, banda de regulación de la reserva secundaria, reserva de potencia a subir, y operación técnica del sistema. Estos costes cubren la compra de servicios necesarios para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. Aparte se adicionan los pagos por capacidad que reciben los generadores que aportan garantía de servicio, y los pagos por interrumpibilidad para los grandes consumidores que contribuyen al servicio de interrumpibilidad, gestionado también

por el operador del sistema. En el año 2019, los pagos adicionales, respecto al precio del mercado diario, significaron alrededor del 10% del precio final de la energía.



EN EL AÑO 2019, LOS **PAGOS ADICIONALES**, RESPECTO AL PRECIO DEL MERCADO DIARIO, SIGNIFICARON ALREDEDOR DEL

10%
del precio final de la energía

Figura 2.4.
Componentes del precio medio final de los mercados para el sistema eléctrico español en el año 2019, y demanda del sistema (línea amarilla).
Fuente: OMIE.

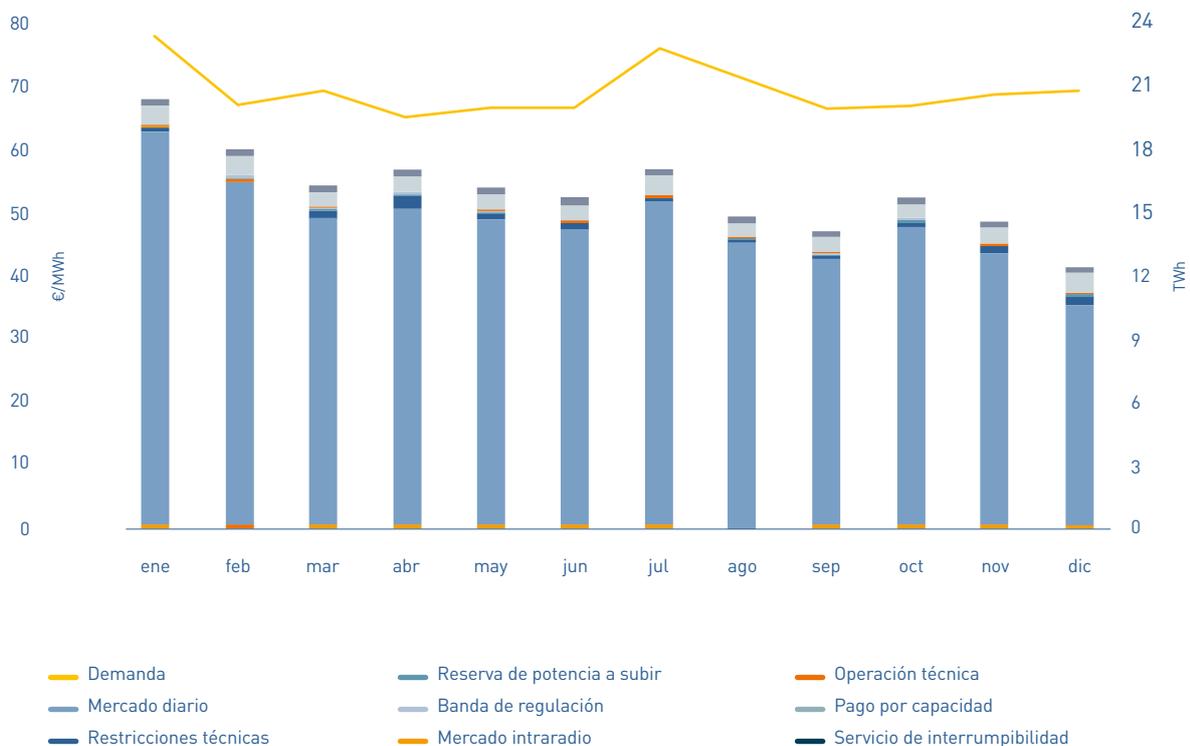
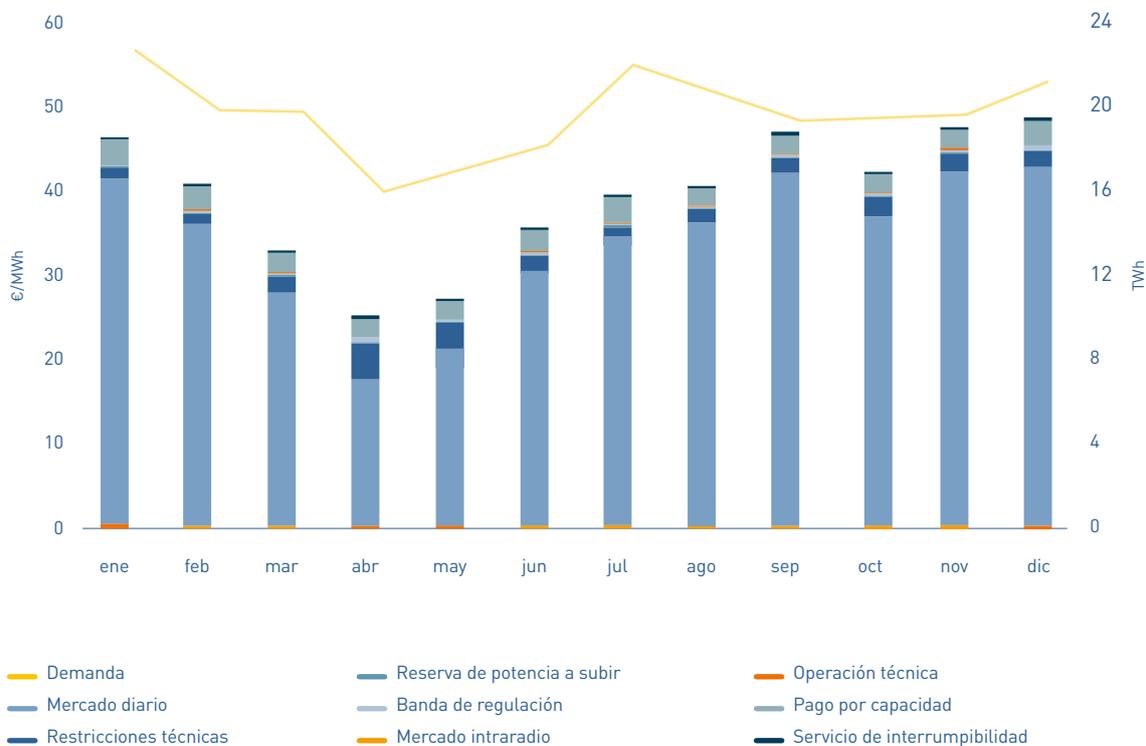


Figura 2.4. Componentes del precio medio final de los mercados para el sistema eléctrico español en el año 2020, y demanda del sistema (línea amarilla).

Fuente: OMIE.



Finalmente, en el precio de la energía que pagan los consumidores finales, se adicionan los costes de comercialización al precio de la energía en el mercado mayorista. Los costes de comercialización son los márgenes que sobre el coste de la energía en el mercado cargan las comercializadoras a los consumidores finales por prestarles este servicio, este margen incluye, además de los costes propios de la actividad, otros costes imputados a la comercialización, como son, entre otros, la tasa municipal del 1,5% y la contribución al fondo de eficiencia energética. En España, para consumidores acogidos a la tarifa regulada por defecto, conocida como PVPC, este coste de comercialización se establece un margen por cliente de 3,113 €/kW año, según la potencia contratada, más 0,2 c€/kWh, según la energía consumida.

LOS COSTES DE COMERCIALIZACIÓN INCLUYEN LOS PROPIOS DE LA ACTIVIDAD ASÍ COMO OTROS COMO TASAS MUNICIPALES, CONTRIBUCIONES AL FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA, ETC

2.2 Los costes de las redes eléctricas

Las redes eléctricas son las infraestructuras por las que fluye la electricidad desde los puntos donde se genera hasta los puntos de consumo. Las redes se encuentran divididas en dos actividades: el transporte y la distribución. Las redes de transporte transmiten la electricidad, recorriendo grandes distancias, desde las grandes plantas generadoras hasta los grandes consumidores industriales y las redes locales de distribución, mediante líneas eléctricas con tensiones comprendidas, principalmente, entre 220 y 400 kV. Estas líneas alimentan al sistema de distribución, con tensiones de funcionamiento comprendidas entre 380 V y 132 kV, el cual se encarga de suministrar la electricidad a los consumidores finales.

Tal y como se ha mencionado, tanto el transporte como la distribución son actividades reguladas que se consideran “monopolios naturales”. Las razones que explican dicho monopolio son varias. Por una parte, el sector eléctrico es un sector estratégico. Se trata también de un servicio y un bien del que no se puede prescindir, ni a nivel industrial ni a nivel doméstico. Además, no sería económicamente eficiente que diferentes empresas construyeran redes eléctricas superpuestas para suministrar a las mismas zonas geográficas, teniendo en cuenta que, las inversiones necesarias son elevadas y que sólo se rentabilizan tras varias décadas después de su instalación. Por tanto, son negocios regulados, donde la remuneración establecida por el regulador garantiza una rentabilidad razonable de acuerdo al nivel de riesgo asumido en este tipo de actividades. En el transporte, por considerarse de alto interés para el país, el Estado mantiene una influencia significativa manteniendo el control de la empresa transportista¹⁷.

La única empresa transportista en España es Red Eléctrica de España (REE) y las principales empresas que desarrollan la actividad de distribución son i-DE (Grupo Iberdrola), e-distribución (Grupo Enel), Hidrocantábrico Distribución e-REDES (Grupo EDP), Viesgo Distribución (Grupo EDP) y Unión Fenosa Distribución (Grupo Naturgy). Además, existen más de 300 pequeños distribuidores repartidos por el territorio nacional en zonas locales de ámbito reducido.

Como gestor de la red, la empresa transportista debe presentar al regulador (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) sus planes de inversión de acuerdo a la planificación aprobada por el Gobierno cada 5 años en el Plan de desarrollo de la red de transporte de la energía eléctrica.

La planificación de la red de transporte atiende a criterios técnicos y económicos, de forma que las nuevas inversiones puedan justificarse por los beneficios derivados de una eficiente gestión del sistema (aumento de la fiabilidad, reducción de las pérdidas de transporte, eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada e incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores) y por los beneficios derivados de una operación más segura que minimice el riesgo de incurrir en energía no suministrada o servida.

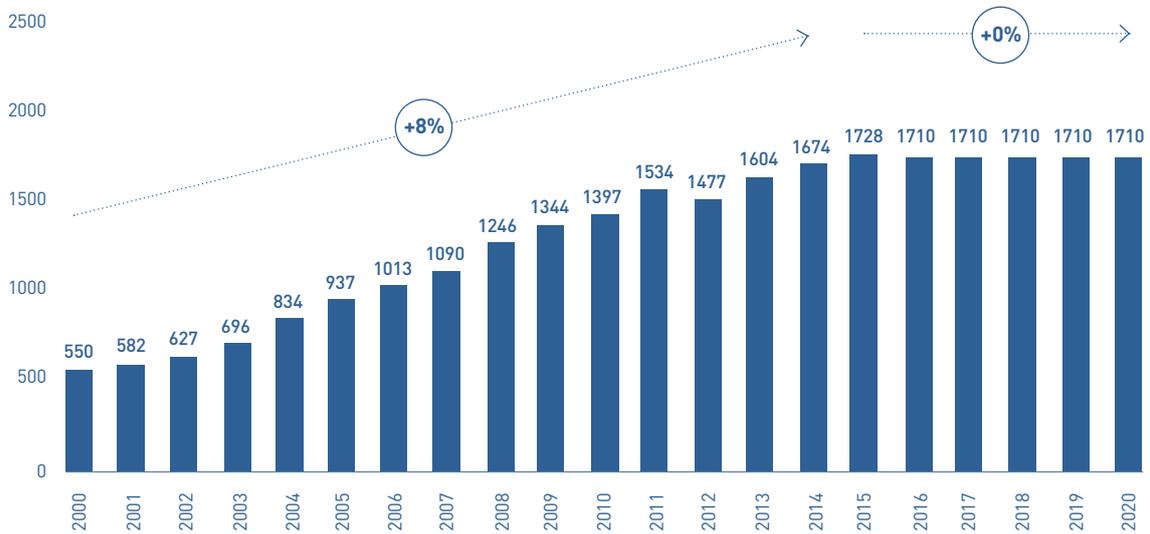
El valor de los inmovilizados retribuidos se calcula sobre la base de unos costes unitarios de referencia aprobados por el regulador. La retribución anual de los capitales invertidos en este inmovilizado se calcula como la suma de la amortización anual (valor del inmovilizado dividido por los años de vida útil) más una retribución sobre el capital invertido y no amortizado. Adicionalmente, la retribución anual considera unos costes de gestión operativos considerados como eficientes y razonables.

En la Figura 2.5 se presenta la evolución, en los últimos años, de la retribución anual asignada por el regulador a la empresa transportista por la actividad regulada del transporte.

¹⁷ <https://www.dividendst.com/ree/#:-:text=Por%20todo%20ello%2C%20se%20denomina,con%20el%20transporte%20de%20gas>

Figura 2.5.
Evolución de la retribución anual de la actividad regulada del transporte de electricidad (en M€).

Fuente: Liquidaciones definitivas del sector eléctrico, CNMC. Elaboración propia.



Por otro lado, las funciones de los distribuidores, entendiendo la actividad de distribución de electricidad como regulada, son, entre otras:

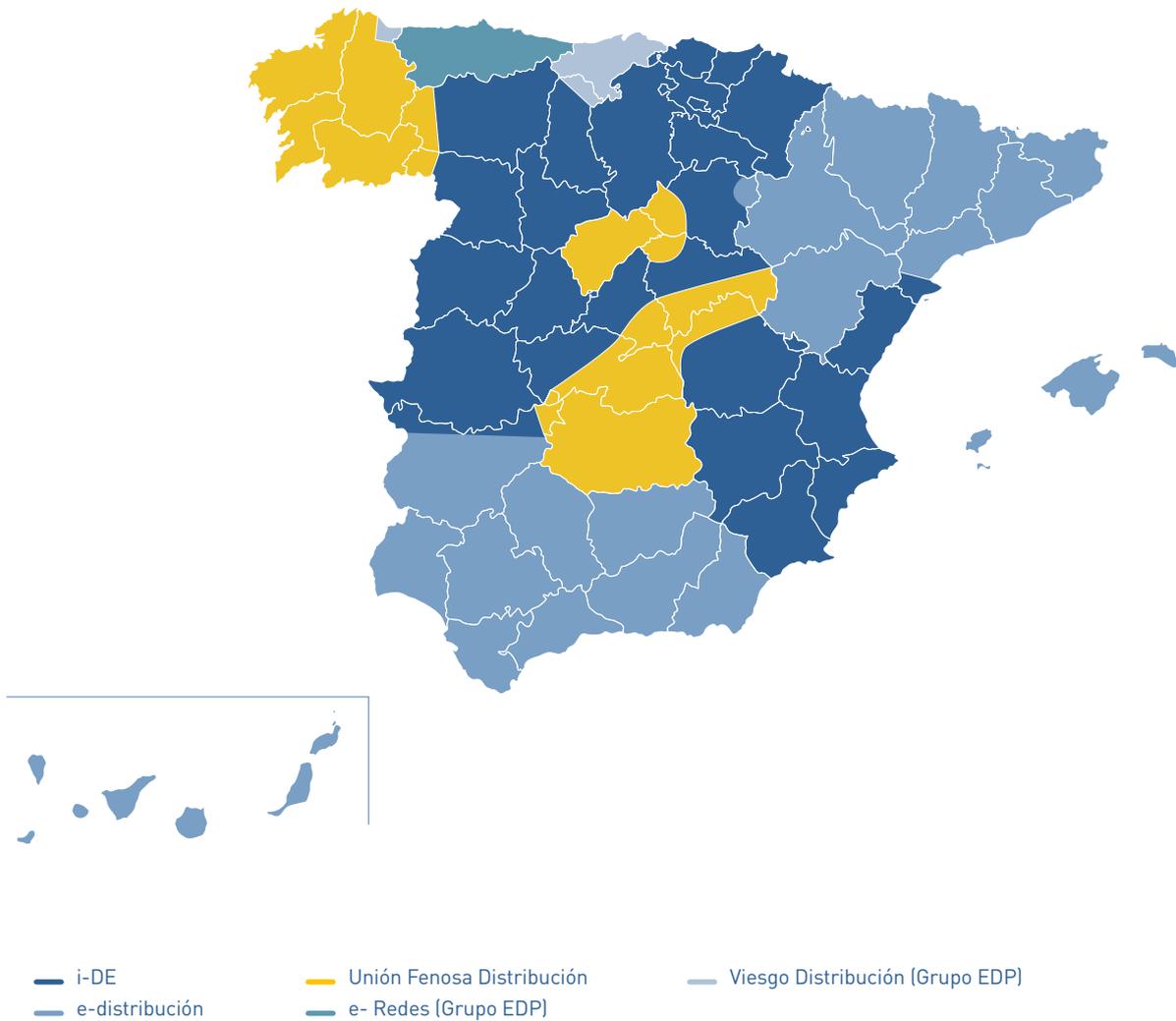
- I. **construir, mantener y operar** las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo,
- II. **ampliar** las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro,
- III. **asegurar** un nivel adecuado de calidad de servicio,
- IV. **atender** a las solicitudes de acceso y conexión, y
- V. **medir** el consumo y aplicar a los consumidores los peajes de red o tarifas de acceso.

En la Figura 2.6 se ilustran los territorios donde los 5 mayores distribuidores, enumerados anteriormente, prestan el servicio de distribución.

Figura 2.6.

Zonas de distribución de los 5 mayores distribuidores.

Fuente: <https://www.energiaysociedad.es/manenergia/4-3-distribucion/>



La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de 26 de diciembre, en su artículo 40.1.h, establece que los distribuidores como titulares de la red de distribución deberán presentar, antes del 1 de mayo de cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades o Ciudades Autónomas.

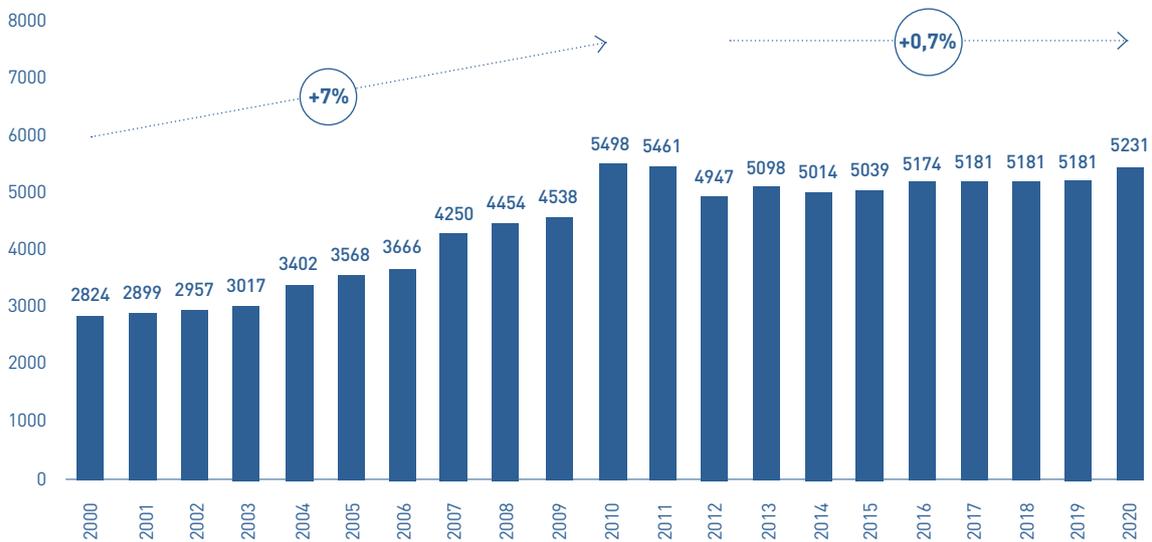
La retribución de la actividad de distribución se establece de acuerdo a la metodología establecida por la CNMC atendiendo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente. Dadas las

características de la distribución y la complejidad de sus activos (número y tipología), la retribución sigue un esquema diferente al del transporte, de forma que no se valora individualmente cada instalación que compone la red de distribución, si no que se hace por el tipo de instalaciones, categorizadas por sus parámetros técnicos. Para cada tipo se especifican los costes unitarios estándares de inversión y los costes unitarios de operación y mantenimiento.

En la Figura 2.7 se presenta la evolución, en los últimos años, de la retribución anual asignada por el regulador a la actividad regulada de la distribución. Esta cantidad es la suma de las retribuciones anuales a cada una de las empresas distribuidoras.

Figura 2.7. **Evolución de la retribución anual de la actividad regulada de la distribución de electricidad (en M€).**

Fuente: Liquidaciones definitivas del sector eléctrico, CNMC. Elaboración propia.



2.3 Otros costes regulados

Los otros costes regulados, distintos de los anteriormente analizados de las redes eléctricas, son los derivados de políticas públicas. Estos costes incluyen los asociados a:

- I. **el régimen retributivo específico**, adicional a la remuneración del mercado, de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos;
- II. **las anualidades** correspondientes al déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- III. **la retribución del extracoste** de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional
- IV. **la retribución asociada** a la aplicación de mecanismos de capacidad; y
- V. **la tasa correspondiente para la CNMC** y otros costes regulados

La totalidad y las diferentes partidas de estos costes regulados, incluidos los ya comentados de costes de redes de transporte y distribución, se muestran en Figura 2.8. Anualmente, estos costes son cubiertos por los peajes y cargos a los consumidores junto con otros ingresos derivados de la política impositiva. Como se puede observar en la Figura 2.8, el 40% del total de los costes regulados se corresponde con los costes de redes de transporte y distribución, el resto se corresponde con los costes de políticas públicas, objeto de esta sección.

Ingresos regulados

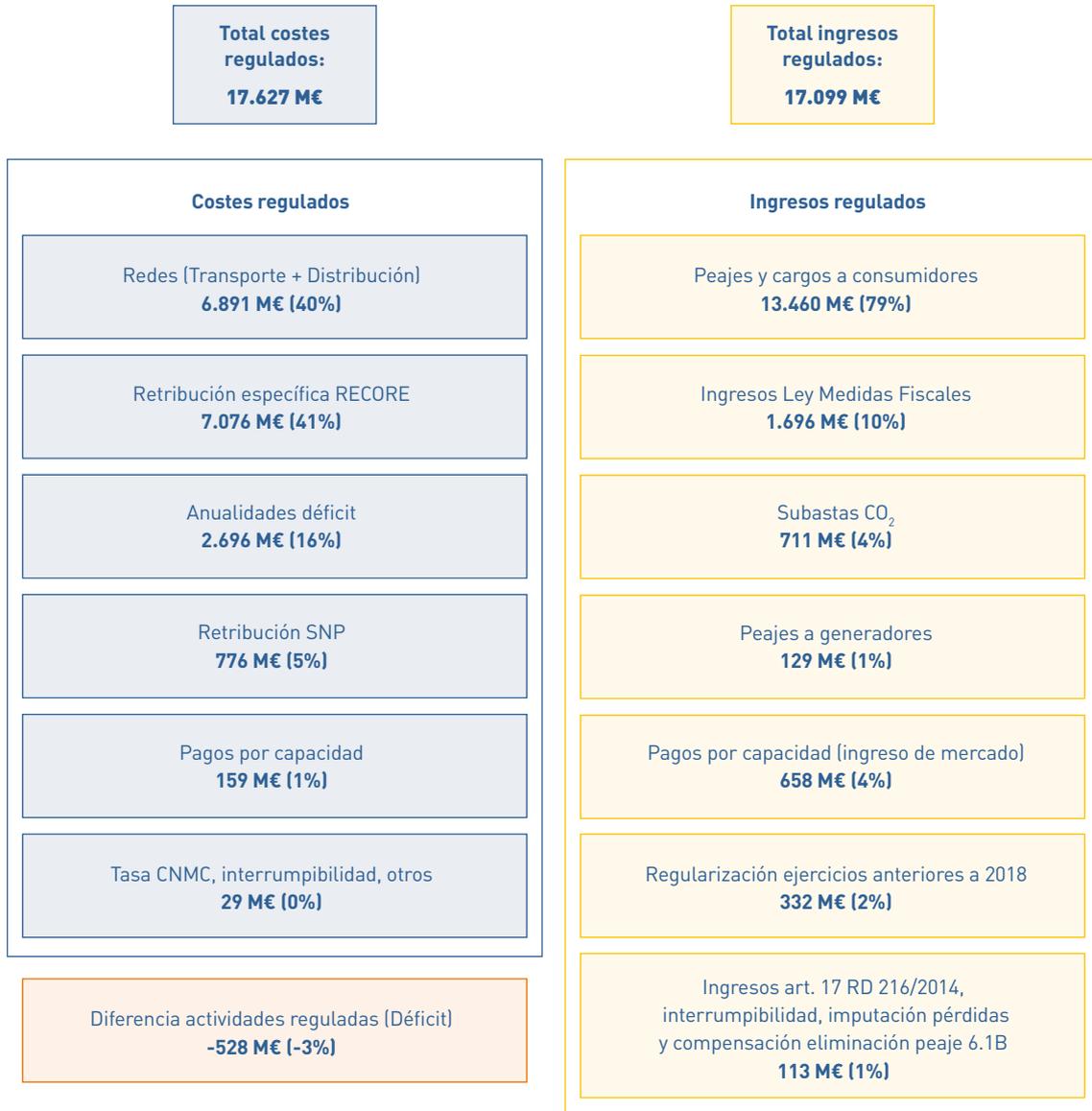
Alrededor del 75% de los ingresos del sistema utilizados para hacer frente a los costes regulados mencionados, los pagan los consumidores eléctricos mediante los peajes de acceso a las redes y cargos regulados, y por tanto tienen un reflejo directo en la factura eléctrica del consumidor. El restante 25% se financia mediante impuestos a la generación establecidos en la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales, ingresos provenientes de las subastas de CO₂, peajes a los generadores e ingresos por pagos por capacidad (estos últimos pagados directamente por los consumidores como parte del coste de la energía, como se ha visto en la sección del mercado mayorista). Adicionalmente, se obtienen ingresos regulados provenientes de la regularización de ejercicios anteriores, además de otros conceptos.

Es relevante mencionar que el Real Decreto Ley 15/2018 exoneró a los generadores del pago del impuesto sobre el valor de la producción de electricidad del 7% durante los primeros 6 meses de 2019. Este mismo RDL incrementó el mínimo procedente de las subastas de derechos de emisiones de CO₂ que se destina a cubrir los costes del sistema eléctrico, desde 450M€ hasta 750M€ para el ejercicio 2018¹⁸. Por último, en ese mismo RDL, se reintrodujo la exención en el impuesto especial de hidrocarburos a los combustibles destinados a la producción de electricidad y cogeneración, con carácter permanente, mediante la modificación de la Ley 38/1992.

En junio de 2021, el Real Decreto 12/2021 volvió a implantar la exención a los generadores del pago del impuesto sobre el valor de la producción de electricidad del 7% durante el tercer trimestre de 2021, con el objetivo de disminuir la factura final de los consumidores. Esta decisión, junto con la reducción del IVA del 21% al 10% para los pequeños consumidores se enmarca en un momento de altos precios en el mercado de la electricidad. Adicionalmente el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, rabajó el Impuesto Especial sobre la Electricidad de 5,1% a 0,5%.

¹⁸ La ley 7/2021, de cambio climático y transición energética, en el artículo 30, punto 4, vuelve a establecer el límite de al menos 450 M€ procedentes de las subastas de derechos de emisión para financiar los costes del sistema eléctrico. En la liquidación definitiva de 2019 esta partida ascendió a 711 M€, mientras que en la liquidación provisional de 2020, estos ingresos ascienden a 929 M€. El Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, incrementó el importe máximo de 2.000 millones de euros destinados a la reducción automática de los cargos del sistema eléctrico.

Figura 2.8.
Informe sobre la liquidación definitiva de 2019 del sector eléctrico.
 Fuente: Elaboración propia a partir de (CNMC 2020)¹⁹.



A raíz de la situación de altos precios en el mercado mayorista a partir del verano de 2021, el RDL 17/2021²⁰ contempla la minoración de ingresos provenientes del mercado a instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con algunas excepciones. Se minorará la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica

a dichas instalaciones en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido como consecuencia del incremento del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales. El posterior RDL 23/2021 exime de esta minoración a la energía que esté cubierta mediante un instrumento de cobertura a precio fijo, ya sea contrato bilateral con entrega física o una cobertura financiera. Estas cantidades

¹⁹ Liquidación definitiva del año 2019 del sector eléctrico, de energías renovables, cogeneración y residuos, y del sector gasista. <https://www.cnmc.es/liquidacion-definitiva-del-ano-2019-del-sector-electrico-de-energias-renovables-cogeneracion-y-residuos>

²⁰ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-14974-consolidado.pdf>

tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema y se destinarán a cubrir los costes regulados que ahora se financiaban mediante los cargos regulados y a cubrir, en su caso, los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.

Adicionalmente, el RDL 17/2021 incrementa la partida de ingresos proveniente de las subastas de CO₂, hasta los 2.000 millones de euros, como consecuencia también de los mayores precios del mercado de emisiones en 2021. Todo esto se ve reflejado en una bajada de los cargos regulados tal y como se describe en el capítulo 3.1.4.

El conocido como déficit de tarifa se genera cuando los ingresos del sistema eléctrico, véase la Figura 2.8, no son suficientes para cubrir todos los costes regulados.

El sistema eléctrico español desde el año 2000 hasta el 2013 generó déficit en todos los años. Esta sistemática infravaloración de los costes regulados del sistema sólo tiene una explicación política, por la que se evitaron las necesarias subidas en las tarifas eléctricas que hubiesen igualado costes e ingresos, lo que generó una acumulación de deuda del sistema con su coste de devolución asociado como se comentará más adelante.

Detalle de los costes regulados derivados de las políticas gubernamentales

A continuación, se describen en más detalle las diferentes partidas que constituyen los costes regulados derivados de las políticas gubernamentales.

Las retribuciones a las energías renovables, cogeneración y residuos o primas RECORE fueron incentivos necesarios para la incorporación de este tipo de tecnologías al sistema eléctrico. Si bien, en su momento, económicamente no resultaban tan atractivas como otras tecnologías de generación,

se justificaron por políticas energéticas y medioambientales con el fin de disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles, la reducción de las emisiones de CO₂ y facilitar el tratamiento de residuos. El peso de las primas RECORE dentro de los costes regulados creció sustancialmente a partir de 2004 debido a la política de transición energética impulsada por el Gobierno. Estas políticas de impulso de las renovables venían incentivadas desde la Unión Europea, que estableció unos objetivos para todos los estados miembros a cumplir en 2020. Como ya se ha comentado, para el horizonte 2021-2030, la UE ha aprobado políticas más ambiciosas de reducción de emisiones y de generación renovable. En el PNIEC, alineado con estas políticas, se fija una cuota de generación renovable en el sector eléctrico que supera el 70% en 2030²¹. Sin embargo, contrario a lo sucedido en la década pasada y debido al desarrollo tecnológico y reducción de costes de las tecnologías solar y eólica, se espera que estos objetivos se alcancen sin un sobrecoste para el sistema²².

Desde el año 2005, las atractivas primas establecidas por el Gobierno provocaron un auge de instalaciones renovables cuando la tecnología aún no estaba madura, especialmente las instalaciones de energía solar. La norma que regulaba este tipo de instalaciones no ponía límite a la potencia instalada, lo que atrajo numerosas inversiones. Esto derivó en un rápido crecimiento de las primas RECORE y con ellas el déficit del sistema, al no aumentar los ingresos del sistema de manera correspondiente. La serie de reformas introducidas en 2013 por el Gobierno, que tenían como objetivo solucionar el déficit del sistema, eliminó el régimen de primas para nuevas instalaciones y por tanto estabilizó el volumen de estos costes, que sin embargo se extenderán por los años de vida de las instalaciones por los compromisos ya adquiridos en el pasado²³.

²¹ <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

²² T. Gerres, J.P. Chaves, F. Martín, M. Rivier, R. Cossent, A. Sánchez, T. Gómez. Rethinking the electricity market design: remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study. Energy Policy. vol. 129, pp. 1320-1330, Junio 2019

²³ Por otra parte, con el paso del tiempo, la introducción de producción renovable en el mercado eléctrico ha supuesto una reducción de precios en dicho mercado, lo que ha llevado a un menor coste de la electricidad.

En cuanto a lo mencionado como “anualidades del déficit”, su cantidad corresponde con la devolución del déficit acumulado fundamentalmente entre los años 2000 y 2013. Para ello, en 2011, el Estado creó el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) para colocar la deuda acumulada y cedida por las eléctricas. Es decir, la deuda acumulada que tenía el sector con las empresas se vendió como títulos en los mercados internacionales con la garantía del Estado español. Las anualidades del déficit son precisamente el pago de estos títulos con sus respectivos intereses, que inicialmente se extendía por 23 años, hasta 2034. La fecha de finalización de estos pagos no está clara, pues, aunque la CNMC manejaba en sus últimas estimaciones 2028, ésta podría retrasarse debido a la crisis del coronavirus. Adicionalmente, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, establece el límite de desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio a un máximo de un 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, además de indicar que la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán automáticamente los peajes o cargos que correspondan.

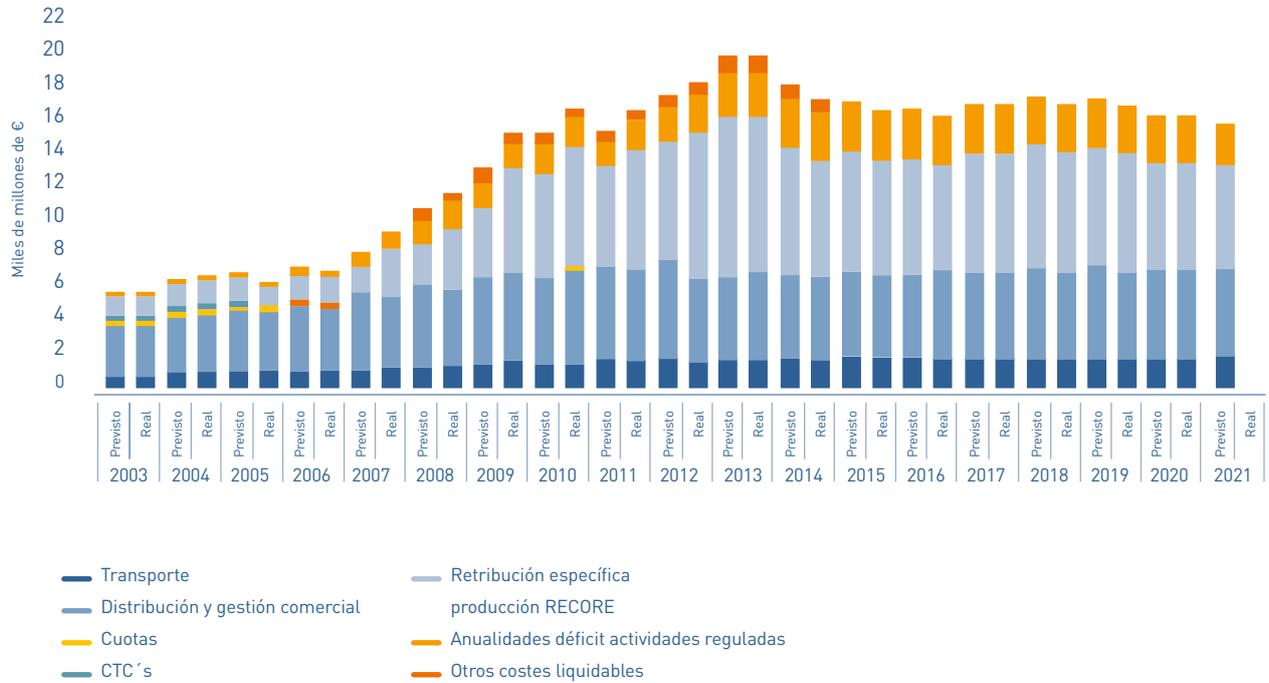
Otro coste regulado es el sobrecoste de la generación de los sistemas no peninsulares. La generación de electricidad en los sistemas no peninsulares, como Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, conlleva mayores costes asociados. Esta compensación lo que busca es que haya un único precio de la electricidad para todos los usuarios del sistema independientemente del lugar donde residan. Por lo tanto, ateniéndose al principio de solidaridad, el sobrecoste que se genera en los sistemas extra peninsulares con respecto al coste de referencia en la península, es asumido por todos los consumidores del sistema. Actualmente la mitad de los costes de la compensación extra peninsular, lo soportan los Presupuestos Generales del Estados y la otra mitad los consumidores eléctricos.²⁴

Como se puede observar en la Figura 2.9, los costes regulados, especialmente la RECORE y las anualidades del déficit, han crecido muy significativamente desde 2007. Como se ha comentado, tanto la RECORE como las anualidades del déficit no comenzarán a disminuir significativamente hasta después de 2025. Como se verá en el capítulo siguiente, los peajes de redes diseñados de acuerdo a la metodología aprobada por la CNMC cubrirán anualmente los costes regulados de transporte y distribución. Mientras que los cargos regulados aprobados por el Ministerio junto con los otros ingresos regulados deberán cubrir el resto de costes regulados descritos en esta sección. Por tanto, la posibilidad de reducir los cargos regulados en el futuro, según el descenso previsto del RECORE y de la anualidad del déficit, dependerá también de las aportaciones provenientes de los otros ingresos del sector (impuestos, subastas CO₂).

En esta línea, el proyecto de Ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) propone nuevos cambios sobre cómo se recaudaran los ingresos para cubrir los costes regulados referidos a la retribución específica de las renovables (RECORE). En concreto, el FNSSE propone financiar las políticas de fomento de renovables, cogeneración y residuos (RECORE) ya comprometidas, entre todos los vectores energéticos (electricidad, petróleo y gas), de forma proporcional a sus ventas y con una implantación progresiva. El fondo estaría gestionado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) y el texto prevé un calendario de 5 años hasta la implantación total.

²⁴ <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/128950/marcos-andres-palacios-tfm.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Figura 2.9.
Evolución de costes regulados 2003-2021.
Fuente: CNMC (2021)²⁵



²⁵ https://www.cnmc.es/sites/default/files/3729211_0.pdf

3

La determinación del precio final



El precio final de la electricidad proviene de la asignación de cada uno de los costes del sistema eléctrico descritos en el Capítulo 2 a los consumidores eléctricos. Por tanto, los precios, peajes y cargos correspondientes a la energía, transporte, distribución, comercialización, junto con otros cargos e impuestos, forman el precio final que recibe el consumidor.

Este capítulo trata de explicar la metodología que se aplica para trasladar los costes del sistema al precio final de la electricidad y las razones que explican las variaciones en la factura eléctrica. Los consumidores se clasifican bajo diferentes categorías, según el nivel de tensión en el que están conectados, y la potencia contratada de su suministro.

Adicionalmente, existen tarifas especiales o descuentos sobre las tarifas para determinados grupos de consumidores. En particular se tienen los consumidores acogidos a la tarifa regulada por defecto, conocida como precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), los consumidores con instalaciones de autoconsumo, los consumidores con estaciones de recarga para vehículos eléctricos y los consumidores vulnerables acogidos al bono social. Por ello, este capítulo también aborda el análisis de las tarifas especiales aplicadas a estos grupos de consumidores.

3.1 Componentes del precio final en la factura al consumidor

Para la mayoría de los consumidores, el precio final de la energía se compone de: un precio por la potencia contratada, un precio por la energía consumida, el impuesto de electricidad, el alquiler del contador y el IVA (más adelante se explica la factura eléctrica

en la Figura 3.7). Detrás de estos conceptos se encuentran todos los costes del sector que revisamos en el anterior capítulo y que explican esta factura. Es decir, en el precio de la energía consumida se refleja el precio de la energía asociado al mercado mayorista explicado en la sección 2.1, en el precio de la potencia contratada y también en parte del precio de la energía consumida, se reflejan los peajes de acceso para recuperar los costes de las redes eléctricas explicados en la sección 2.2, y los cargos regulados para recuperar los otros costes regulados explicados en la sección 2.3, y finalmente el alquiler del contador y los impuestos incluidos en la factura eléctrica.

En esta sección se abordan en detalle cada uno de estos conceptos.

3.1.1 Precio de la energía

El precio de la energía es el precio resultante de los mercados mayoristas o alternatively negociado entre generadores y compradores. Este precio (en €/MWh) es el que deben satisfacer las comercializadoras y los consumidores directos a mercado por sus compras de energía en los distintos mercados mayoristas. Como hemos visto en la sección 2.1, las compras y ventas en los mercados mayoristas se realizan en varias instancias: los mercados a plazo, el mercado diario, los mercados intradiarios, y los mercados de balance. Además, a nivel mayorista también existen mercados para la compra de servicios para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema como son el mercado de restricciones técnicas, balance y los pagos por capacidad. Los costes asociados son costes de mercado, y su asignación a los consumidores está regulada. La mayoría de consumidores, exceptuando los grandes consumidores que efectúan sus compras directas en el mercado mayorista, deben contratar su consumo a una comercializadora para que les represente en los mercados y realice las compras de energía, el depósito de garantías a los operadores de mercado, la gestión administrativa de medición y facturación. Además, las comercializadoras incluyen un margen de beneficio en el contrato que fija el precio y las condiciones del suministro al consumidor final.



Al ser la comercialización un sector liberalizado, el precio de la energía que reciben los consumidores depende del contrato que haya suscrito el consumidor con la comercializadora. La comercialización en competencia sólo tiene una excepción en España que es la ya comentada de un precio regulado por defecto para los pequeños consumidores, por debajo de 10 kW de potencia contratada (PVPC). Estos consumidores poseen la opción de escoger entre ir al mercado libre y contratar con una comercializadora que actúe en dicho mercado o elegir la tarifa regulada (PVPC) y contratar su suministro con una comercializadora conocida como “comercializadora de referencia”. La opción PVPC se describirá en detalle en la sección 3.2.1.

En el mercado libre, los contratos ofertados por las comercializadoras, que incluyen todos los componentes de la factura, pueden

ser muy variados entre las que podemos encontrar:

- un precio fijo para todas las horas del año,
- precios diferentes por bloques horarios,
- precios dinámicos²⁶, es decir, variables para cada hora del día,
- precios cero para algunas horas o días de la semana

Debido a que las comercializadoras normalmente tienen que comprar la electricidad que suministran a sus clientes en los mercados, los contratos que ofrecen a los consumidores suelen reflejar el precio de los mercados eléctricos, ya sea el precio promedio del mercado en el caso de ofrecer precios fijos, o precios indexados al mercado en el caso de ofrecer precios variables.

²⁶ Como precio dinámico, de acuerdo con la directiva europea, se entiende a un precio que refleja la variación en los mercados, incluyendo el mercado diario y los mercados intradiarios, en intervalos iguales o menores a la frecuencia de liquidación del mercado, que en el caso de España es de 1 hora.

Por una parte, los consumidores acogidos a precios variables en el mercado libre de la energía se ven expuestos a la variabilidad del mercado. Por ello, los episodios de precios altos como el vivido en enero de 2021 con la borrasca Filomena afectan a la tarifa incrementándola, así como episodios de precios bajos como en febrero de 2021, cuando se observaron precios diarios de 2, 5, 7 y 8 €/MWh, que reducen de la misma manera los precios finales experimentados por los consumidores con contratos de precios indexados al mercado mayorista.

Por otro lado, los consumidores acogidos a precios fijos en el mercado libre poseen la estabilidad de pagar siempre el mismo precio por la energía que consumen independientemente del momento o de la situación. Las comercializadoras, como gestores del riesgo de la variación de los precios del mercado, introducen una prima de riesgo en el precio final, similar a lo que ocurre con las hipotecas a interés fijo o variable.

Según el artículo 11 de la Directiva (UE) 2019/944²⁷, se debe garantizar que los clientes finales que tengan instalado un contador inteligente, como en el caso de España, tengan la opción de solicitar un contrato con precios dinámicos de electricidad, es decir variables para cada hora del día, con cualquier comercializadora que cuente con más de 200.000 clientes finales.

De los 29 millones de consumidores aproximadamente en España a finales de 2019, casi 11 millones estaban siendo facturados con un precio dinámico, es decir variable en el tiempo, los acogidos al PVPC. Adicionalmente, otro medio millón de clientes conectados en baja tensión habrían elegido una oferta indexada al mercado mayorista y 1,8 millones de clientes una oferta de bloques horarios. El resto de consumidores optaron por precios de energía constantes, sin variación en el tiempo.

Recientemente, se ha introducido la obligación para los Estados Miembros de la UE de disponer de al menos una herramienta de

comparación de ofertas, según la Directiva (UE) 2019/944. Desde hace años, la CNMC puso a disposición de los consumidores el comparador de ofertas que actualmente contempla los siguientes tipos de ofertas:

- Ofertas simples: ofrecen solo el suministro de la energía (gas o electricidad)
- Ofertas duales: incluyen el suministro combinado de gas y electricidad.
- Ofertas que incluyen además la contratación obligatoria de servicios adicionales de valor añadido.
- Ofertas verdes: las ofertas de electricidad de las comercializadoras que cumplen con el sistema de garantía de origen y etiquetado de la CNMC.
- Ofertas aplicables a un ámbito territorial concreto (nacional, peninsular, insular, regional, local, etc.)
- Ofertas orientadas a diferentes segmentos de consumidores (pymes, hogares, etc.).

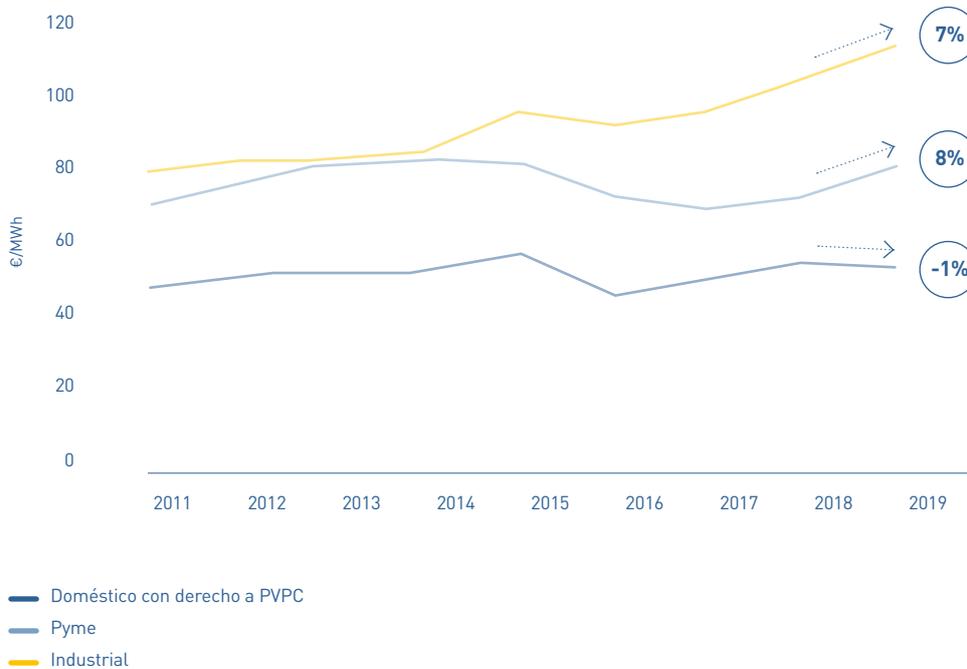
Además, esta herramienta se encuentra en proceso de mejora con el fin de permitir la comparación de productos más sofisticados, como son las ofertas que discriminan precios en función del día o de la hora del día.

La CNMC cada año publica un informe analizando la situación del mercado minorista, en el que se observan los precios que afrontan los consumidores según su tarifa, o según su condición (consumidores industriales, pymes o domésticos), entre otras clasificaciones. En el informe de 2019²⁸, se observa como el precio medio de la energía en el mercado libre se incrementó en 2019 respecto a 2018 para todos los consumidores, excepto los industriales, para los que se redujo un 1%. Para los consumidores domésticos con derecho a PVPC aumentó un 7%, mientras que, en el caso de las pymes, se incrementó un 8%.

²⁷ <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

²⁸ https://www.cnmc.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

Figura 3.1.

Evolución del precio medio de la energía en la facturación para el conjunto de comercializadoras en el mercado libre entre 2011-2019.Fuente: CNMC (2020)²⁹

Finalmente, otros costes como aquellos relacionados con los mercados de restricciones técnicas, los mercados de reserva, los pagos por capacidad o el servicio de interrumpibilidad se añaden al precio del mercado diario conformando el precio de la energía, tal y cómo se mostró en la Figura 2.4.

3.1.2 Margen de comercialización

El margen bruto de comercialización, según la CNMC, incluye los costes de explotación de comercialización, es decir, el coste de facturación y cobro, el coste de atención al cliente y los costes de estructura, entre otros, por el desarrollo de su negocio, que según el artículo 46 de la Ley 24/2016, del Sector Eléctrico consiste en:

- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.

²⁹ https://www.cnmec.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

Estas partidas, las gestiona la comercializadora para el sistema, donde a través del procedimiento de liquidaciones se trasladan a las correspondientes distribuidoras.

→ Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

Las comercializadoras en el mercado libre incluyen un margen de comercialización en el precio de la energía finalmente pactado en el contrato que firman con el consumidor. Mientras que, en el caso de las comercializadoras de referencia con suministros PVPC, el margen de comercialización lo determina el Ministerio.

3.1.3 Peajes de acceso a la red

Según la ley 24/2013 del sector eléctrico, la CNMC es la encargada de diseñar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para asignar los costes de las redes entre los usuarios de las mismas. Como consecuencia, cada año la CNMC publica los peajes de red que deben satisfacer los consumidores, siguiendo los principios de suficiencia, eficiencia, aditividad, transparencia, no discriminación entre usuarios iguales y rigiéndose por la causalidad de los costes de la red, es decir, en función de los factores que inducen dichos costes.

Siguiendo el principio de causalidad de los costes de la red, los usuarios de la red se clasifican en distintas categorías según el nivel de tensión en el que están conectados. Esto se debe a que se asume que los consumidores conectados en alta tensión no hacen uso de las redes de media y baja tensión, ya que la generación se encuentra mayoritariamente conectada en alta tensión. Mientras que los usuarios de media tensión no utilizan la red de baja tensión, pero sí la red de alta tensión. Finalmente, los usuarios de baja tensión hacen uso de todos los niveles de tensión del sistema. Adicionalmente, los

consumidores conectados a baja tensión se dividen en dos categorías adicionales: aquellos que poseen una potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos de discriminación horaria en los que se divide el año y aquellos consumidores con una potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los periodos de discriminación horaria.

Por ello, los peajes de red aplicados a las distintas categorías de consumidores según la circular 3/2020³⁰ de la CNMC son los siguientes:

- a) **Peaje 2.0TD** para suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV, con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos.
- b) **Peaje 3.0TD** para suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios.
- c) **Peaje 6.1TD** para suministros conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1).
- d) **Peaje 6.2TD** para suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2).
- e) **Peaje 6.3TD** para suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3).
- f) **Peaje 6.4TD** para suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4).

Los peajes de red de todas las categorías de consumidores tienen dos términos de facturación: un cargo por potencia y un cargo por energía. Los costes de las redes asociados a cada nivel de tensión y a cada término de facturación (potencia y energía) se asignan a los distintos periodos horarios que se definirán a continuación, teniendo en

³⁰ <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>

cuenta la participación de cada periodo horario en las horas de máxima demanda del sistema, y finalmente, se asignan a las diferentes categorías de consumidores de acuerdo al nivel de tensión donde se localiza su suministro, siguiendo un modelo de la red simplificado.

La misión de la red es el aseguramiento de un suministro fiable y de calidad de electricidad a lo largo de todo el año, incluidos los periodos de máxima utilización de la misma, es decir, los de mayor demanda, como son los días más fríos de invierno y los días más cálidos del verano. Los periodos de máxima utilización son los que determinan la capacidad necesaria de la red y por tanto las inversiones futuras requeridas para aumentar dicha capacidad. Lo anterior justifica que los peajes de red varían según los periodos del año, siendo más elevados en los periodos de máxima utilización y más reducidos en los periodos de menor utilización. Respondiendo al distinto uso de la red que se realiza en España, en la circular 3/2020 de la CNMC, los meses del año se han clasificado en cuatro temporadas diferentes: alta, media alta, media y baja, para cada uno de los subsistemas que componen el sistema eléctrico: península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. Por ejemplo, para el caso de la península, las temporadas eléctricas son:

- **Temporada alta:** enero, febrero, julio y diciembre.
- **Temporada media alta:** marzo y noviembre.
- **Temporada media:** junio, agosto y septiembre.
- **Temporada baja:** abril, mayo y octubre.

Además, los días se clasifican entre festivos, incluyendo sábados y domingos, y no festivos:

- **Tipo A:** de lunes a viernes no festivos de temporada alta.

- **Tipo B:** de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
- **Tipo B1:** de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- **Tipo C:** de lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- **Tipo D:** sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Finalmente, se ha realizado una clasificación de las horas del día en tres bloques horarios para los días no festivos, según el uso que se realiza de la red en su conjunto. De esta manera, el valor del peaje de red aplicado dependerá de la hora del día, del tipo de día (si es laborable o no) y del mes en el que se realiza el consumo. De esta forma, todas las horas y días del año se clasifican en 6 periodos diferentes como se presenta en la Figura 3.2. En ella se observan las horas clasificadas según periodos horarios y tipos de días para consumidores con suministros localizados en la península según la circular 3/2020 de la CNMC³¹.



³¹ https://www.cnmec.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

Figura 3.2.

Periodos horarios definidos para la península en la circular 3/2020 de la CNMC.

Fuente: CNMC (2020)

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	-	-
P2	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	-
P3	-	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-
P4	-	-	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-
P5	-	-	-	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	-
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Para el caso de los consumidores con menor consumo (peaje 2.0 TD), la discriminación horaria se reagrupa en tres periodos horarios para el cargo de energía y en dos periodos horarios para el cargo de potencia contratada, en lugar de los seis

periodos horarios que se aplican al resto de consumidores. La discriminación horaria de dos periodos para la potencia agrupa los periodos P1 y P2 como punta, y considera el período P3 como valle.



EL VALOR DEL PEAJE DE RED APLICADO
**DEPENDERÁ DE LA HORA DEL DÍA, DEL TIPO
DE DÍA (SI ES LABORABLE O NO) Y DEL MES**
EN EL QUE SE REALIZA EL CONSUMO

6

períodos diferentes



Figura 3.3.
Periodos horarios del cargo de energía para el grupo tarifario 2.0TD definido para los diferentes territorios españoles.
 Fuente: CNMC (2020)

Invierno y Verano (lunes a viernes laborables)

Península, Baleares y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
De 10 h a 14 h	De 8 h a 10 h	De 0 h a 8 h	De 11 h a 15 h	De 8 h a 11 h	De 0 h a 8 h
De 18 h a 22 h	De 14 h a 18 h		De 19 h a 23 h	De 15 h a 19 h	
	DE 22 h a 24 h			DE 23 h a 24 h	

La Figura 3.4 muestra los términos de los peajes de energía y potencia para los diferentes períodos y las distintas categorías de consumidores (grupos tarifarios) que se establecen en la propuesta de resolución

RAP/DE/003/20, de aplicación a partir de junio de 2021 y que han resultado de la aplicación de la metodología descrita en la circular 3/2020.

Figura 3.4.

Precios de los términos de potencia contratada y energía activa de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021.

Fuente: Resolución de 18 de marzo de 2021 de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.³²

Cargo por energía en €/kWh						
Periodo	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0,027378	0,018489	0,018838	0,010365	0,009646	0,008775
2	0,020624	0,015664	0,015479	0,008432	0,008076	0,006983
3	0,000714	0,008523	0,00911	0,004925	0,004937	0,004031
4		0,005624	0,005782	0,003143	0,00229	0,002996
5		0,00034	0,000328	0,00018	0,000264	0,000175
6		0,00034	0,000328	0,00018	0,000264	0,000175

Cargo por potencia en €/kW año						
Periodo	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	23,469833	10,646876	21,245192	15,272489	11,548232	12,051156
2	0,961130	9,302956	21,245192	15,272489	11,548232	9,236539
3		3,751315	11,530748	7,484607	6,320362	4,442575
4		2,852114	8,716048	6,676931	3,694683	3,369751
5		1,145308	0,560259	0,459003	0,708338	0,628452
6		1,145308	0,560259	0,459003	0,708338	0,628452

³² <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/23/pdfs/BOE-A-2021-4565.pdf>

3.1.4 Otros cargos regulados

Los cargos regulados permiten la recuperación de los costes regulados que no sean cubiertas por otros ingresos, desglosados en la sección 2.3, y que deben ser recuperadas a través de pagos por parte de los consumidores eléctricos. El Gobierno, previo informe de la CNMC, es el encargado de establecer la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen como costes regulados.

Según el Real Decreto 148/2021³³ por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, con el objetivo de evitar una complejidad adicional en los conceptos tarifarios, los cargos se diferencian según los grupos tarifarios y los periodos horarios aplicados en la Circular 3/2020 de la CNMC³⁴. Los cargos regulados también constarán de dos términos de facturación: un cargo por potencia y un cargo por energía para cada uno de los periodos horarios.

Para garantizar la suficiencia de recaudación y tratando de evitar efectos redistributivos derivados de la aplicación de la nueva metodología, el Real Decreto establece que el esfuerzo económico de los consumidores por peajes, cargos y pagos por capacidad se mantengan proporcionales a los esfuerzos previos a la aplicación de ambas nuevas metodologías (Circular 3/2020 y RD 148/2021).

Pese a que los costes considerados como cargos tienen en su inmensa mayoría una naturaleza fija e independiente del consumo, dado que se derivan eminentemente de decisiones de política energética adoptadas en el pasado, se utiliza un diseño binomial para

los cargos, con un término fijo, dependiente de la potencia contratada, y un término variable, dependiente de la energía consumida.

Para consumidores con una potencia contratada inferior a 15kW:

- 25% de los cargos se recupera a través del término de potencia.
- 75% de los cargos se recupera a través del término de energía,

Para consumidores con una potencia contratada superior a 15 kW:

- 40% de los cargos se recupera a través del término de potencia.
- 60% de los cargos se recupera a través del término de energía.

Los cargos publicados en la Orden TED/371/2021³⁵ por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 son:

EL GOBIERNO, PREVIO INFORME DE LA CNMC, ES EL ENCARGADO DE ESTABLECER LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS QUE DEBERÁN SATISFACER LOS CONSUMIDORES Y, EN SU CASO, LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y QUE CUBRIRÁN LOS COSTES DEL SISTEMA QUE SE DETERMINEN COMO COSTES REGULADOS

³³ <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/18/pdfs/BOE-A-2021-4239.pdf>

³⁴ <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>

³⁵ <https://boe.es/boe/dias/2021/04/22/pdfs/BOE-A-2021-6390.pdf>

Figura 3.5.

Precios de los términos de energía activa y de potencia contratada de los cargos de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021.

Fuente: Orden TED/371/2021

Periodo	Cargo por energía en €/kWh					
	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0,10574	0,058947	0,032053	0,015039	0,012328	0,004683
2	0,021148	0,043646	0,023743	0,011139	0,009132	0,003469
3	0,005287	0,023579	0,012821	0,006016	0,004931	0,001873
4		0,011789	0,006411	0,003008	0,002466	0,000937
5		0,007557	0,004109	0,001928	0,001581	0,0006
6		0,004716	0,002564	0,001203	0,000986	0,000375

Periodo	Cargo por potencia en €/kW año					
	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	7,202827	8,950109	9,290603	5,455758	4,368324	2,136839
2	0,463229	4,478963	4,649513	2,730784	2,186024	1,06931
3		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
4		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
5		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
6		1,491685	1,548434	0,909293	0,728054	0,35614

Por tanto, según la memoria del real decreto, uno de los efectos más importantes de la metodología propuesta es una relativa pérdida de importancia del término facturado por la potencia contratada en favor del término facturado por la energía consumida. De hecho, como se observa en la Figura 3.6, el componente de potencia de la tarifa en su

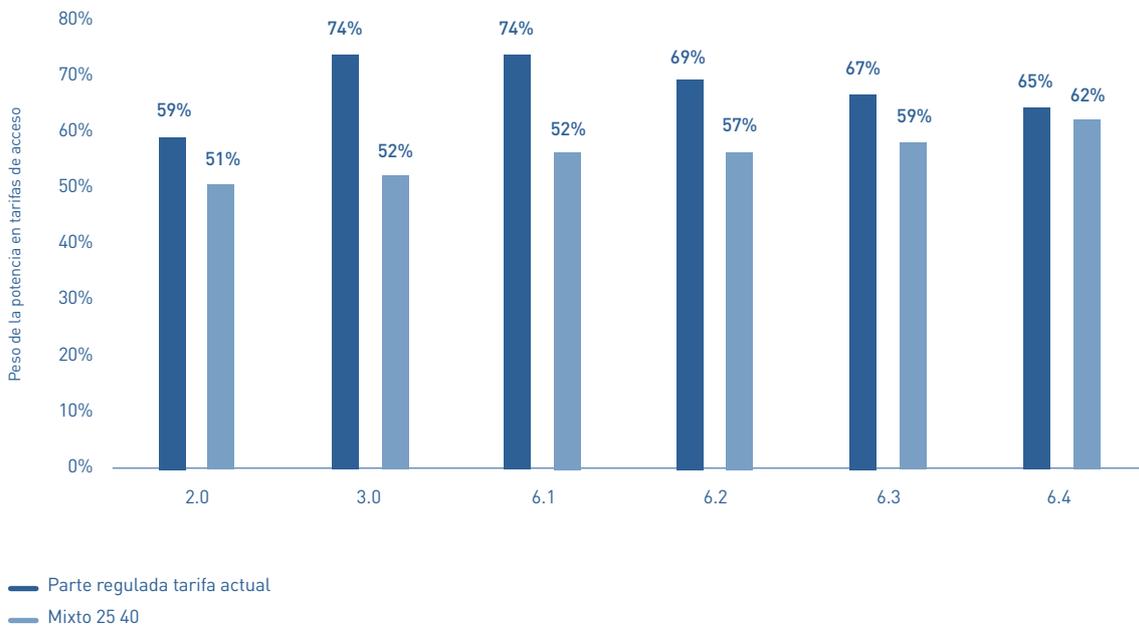
conjunto, es decir los peajes de red más los cargos regulados, se reduce con respecto al esquema tarifario anterior a la circular 3/2020.

Con las medidas tomadas en el RDL 17/2021, los nuevos cargos se han reducido tal y como se indica en la disposición adicional tercera del mencionado RDL.

Figura 3.6.

Peso del cargo por potencia con respecto al conjunto de tarifas de red y cargos regulados para la tarifa actual (previa a la circular 3/2020), y la tarifa propuesta por la CNMC y el MITECO de aplicación a partir de abril de 2021.

Fuente: Memoria del análisis de impacto normativo del real decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, MITECO.³⁶



3.1.5 Impuesto de electricidad e IVA

Existen dos impuestos que se aplican actualmente a todas las facturas eléctricas en España:

→ **Impuesto especial sobre la electricidad (IEE):** Este impuesto fue diseñado para garantizar un consumo responsable

de los recursos limitados que ofrece el medio natural y unas condiciones medioambientales que protejan la salud de las personas. Entra en el grupo de los llamados "impuestos especiales", como el alcohol y el tabaco, y su objetivo es recaudar el importe por el concepto que antes se llamaba "coste específico asignado a la minería del carbón". Se aplica a todos aquellos hogares que tengan contratado un suministro de luz,

³⁶ https://energia.gob.es/_layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=16812

no importa si realizan o no consumo de electricidad. El impuesto sobre la electricidad se aplica sobre el suministro de energía eléctrica para consumo propio, es decir, aplica tanto al precio de la energía, como a los peajes de red y los otros cargos regulados, y es del 5,11269632%. A raíz de la escalada de precios en el mercado mayorista en los meses de verano de 2021, el RDL 17/2021³⁷ establece que el IEE será del 0,5% hasta el final del año 2021.

→ **IVA:** es del 21%, como para la mayoría de productos de consumo, y se aplica sobre el conjunto de la factura, incluido el impuesto especial sobre la electricidad. Mediante el Real Decreto-ley 12/2021³⁸, el IVA aplicable a la electricidad para los consumidores de menos de 10 kW de potencia contratada queda reducido temporalmente durante el año 2021 al tipo del 10%, siempre que el precio medio mensual del mercado mayorista de la electricidad esté por encima de los 45 euros por MWh.

La Ley 28/2014, de 27 de noviembre establece que desde el 1 de enero de 2015 podría tener derecho a una reducción del 85% de la Base Imponible del IEE la energía eléctrica que los clientes destinen a especificados usos de tipo industrial o riegos agrícolas, así como determinadas exenciones para otros usos especiales y enumerados en la citada ley.

3.1.6 El formato de la factura para el consumidor residencial

A través de las resoluciones de 23 de mayo de 2014 y de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se establece el contenido mínimo de la factura de los pequeños consumidores y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia³⁹.

En estas resoluciones se implementa la Directiva Europea (2009/72/CE, 2012/27/UE), así como la legislación española (Ley 24/2013) sobre las obligaciones de servicio público y medidas de protección al consumidor, en especial a los consumidores domésticos, contemplando, entre otros aspectos:

- el acceso de los consumidores a sus datos de consumo,
- los precios asociados y los costes del servicio,
- así como la información relativa a las vías de solución de conflictos.

Se garantiza que los suministradores de electricidad indiquen en las facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales:

- la contribución de cada fuente energética a la combinación total de combustibles;
- por lo menos la referencia a fuentes de información existentes, al menos en cuanto a las emisiones de CO₂ y los residuos radiactivos derivados;
- la información relativa a sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio.

Asimismo, el anexo I de la Directiva 2009/72/CE, entre otras medidas, recoge como medida de protección a los consumidores que éstos reciban información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones generales aplicables al acceso y al uso de los servicios de electricidad. También que estén informados adecuadamente del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes con una frecuencia que les permita regular su propio consumo de electricidad⁴⁰.

³⁷ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-14974-consolidado.pdf>

³⁸ <https://www.boe.es/boe/dias/2021/06/25/pdfs/BOE-A-2021-10584.pdf>

³⁹ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-7120-consolidado.pdf>

⁴⁰ <https://www.boe.es/boe/dias/2014/05/30/pdfs/BOE-A-2014-5655.pdf>

Por ello, en la Resolución de 28 de abril de 2021 se anexa un modelo de factura aplicada a modo de ejemplo que permite identificar los precios de la energía, peajes de red, otros cargos regulados e impuestos que le corresponde asumir al consumidor. La información mínima que debe contener la factura se muestra en el siguiente listado y en la Figura 3.7 y la Figura 3.8.

Contenido de la factura para consumidores en mercado regulado

A continuación se muestra el contenido de la factura para consumidores acogidos al PVPC y para consumidores que carezcan de un contrato de suministro en libre mercado⁴¹.

a) Logotipo, denominación, CIF y domicilio social de la empresa comercializadora de referencia.

b) Datos de la factura de electricidad

Importe total de la factura expresado en euros, número de factura, periodo de consumo y fecha de cargo o fecha límite de pago.

c) Resumen de la factura

Con los conceptos que aparecen en el modelo correspondiente a cada modalidad de suministro.

d) Nombre y dirección

A efectos de comunicación del titular del contrato.

e) Datos del contrato

Nombre y NIF del titular del contrato de suministro, dirección del suministro, Código Unificado de Punto de Suministro (CUPS), tipo o modalidad de contrato, peaje de acceso y segmento tarifario de cargos, potencia contratada por periodo, referencias del contrato de suministro y del contrato de acceso, fecha final del contrato, fecha de fin de validez del bono social si aplica y número de contador.

f) Información del consumo eléctrico

El consumo calculado por diferencia entre los consumos correspondientes a las dos últimas lecturas disponibles.

Se reserva un espacio en el que se incluye un gráfico de barras representativo de la evolución del consumo como mínimo de la información relativa a los últimos 14 meses. Adicionalmente, se incluye un texto bajo el gráfico de barras con el consumo medio diario en el periodo facturado en euros, el consumo medio diario de los últimos 14 meses en euros y el consumo acumulado del último año en kWh, las potencias máximas demandadas en el último año en cada uno de los periodos horarios y la energía excedentaria compensada, así como gráficas que representen dichos valores.

g) Destino de la factura

En esta área, el destino del importe total de la factura se desglosa del siguiente modo:

- a. Peajes de transporte y distribución.
- b. Cargos. El porcentaje de cargos se desglosa, a su vez, en un gráfico rectangular, en los siguientes porcentajes:
 - Retribución a las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE).
 - Anualidades del déficit.
 - Sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares.
 - Otros.
- c. Energía. Cuantía resultante de sustraer del importe total de la factura, las cuantías que corresponden al resto de conceptos de este apartado.
- d. Alquiler del contador.
- e. Impuestos. Cuantía correspondiente al impuesto de la electricidad y al IVA (o impuesto correspondiente que resulte de aplicación).

⁴¹ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-7120-consolidado.pdf>



h) Información sobre reclamaciones

Teléfonos gratuitos de atención al cliente, dirección postal y correo electrónico de la comercializadora de referencia para reclamaciones, teléfono gratuito de averías y urgencias y datos relativos a la forma de pago.

i) Desglose de la factura

El detalle incluye los cálculos a partir de los cuales se obtienen las cuantías del precio de la energía, margen de comercialización, peajes de acceso a la red, otros cargos regulados e impuestos, que han sido previamente analizados en las secciones 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4 y 3.1.5.

j) Información para el consumidor

En sitio visible e identificado claramente, deberá incluirse el código QR con la información necesaria para que el

consumidor pueda acceder al comparador de ofertas de gas y de electricidad de la CNMC.

k) Información sobre el origen e impacto ambiental de la electricidad consumida.

EN LA RESOLUCIÓN DE 28 DE ABRIL DE 2021 SE ANEXA **UN MODELO DE FACTURA APLICADA** A MODO DE EJEMPLO QUE PERMITE IDENTIFICAR LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA, PEAJES DE RED, OTROS CARGOS REGULADOS E IMPUESTOS QUE LE CORRESPONDE ASUMIR AL CONSUMIDOR

Figura 3.7.

Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC. Anverso de la primera hoja.

Fuente: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-7120-consolidado.pdf>

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

IMPORTE FACTURA: XX,XX €

Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxxx
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

RESUMEN DE LA FACTURA	
Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Compensación de excedentes	- xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	XX,XX €

DATOS DEL CONTRATO

Titular: Dña./D. NIF/NIE.....
 Dirección del suministro:.....
 Código unificado de punto de suministro CUPS:
 Tipo de contrato: **PVPC – MERCADO REGULADO**
 Peaje de transporte y distribución: **2.0 TD** Segmento de cargos: **1**
 Potencia contratada en punta: kW Potencia contratada en valle:.....kW
 Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxxx
 Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
 Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
 Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO

Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
 Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www.correspondiente).

Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €. Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €. Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh. Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1 (punta) y x,x kW en P2 (valle). Energía excedentaria compensada: xx,xx kWh

Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)
 Lectura en P1 (punta): Xxx kWh Consumo en P1: xx,xx kWh
 Lectura en P2 (llano): Xxx kWh Consumo en P2: xx,xx kWh
 Lectura en P3 (valle): Xxx kWh Consumo en P3: xy

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA

El importe total de su factura tiene este destino:

La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE). Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución. Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES

Atención al cliente (nombre empresa COR): 900.xxx.xxx (gratuito)
 Averías y Urgencias (nombre empresa distribuidora): 900.xxx.xxx (gratuito)
 Dirección de la página web con información sobre reclamaciones:
 (nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

Reclamaciones (nombre COR): 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxx.es
 Dirección postal reclamaciones (nombre COR): xxxxxx

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

Figura 3.8.

Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC. Reverso de la primera hoja.

Fuente: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-7120-consolidado.pdf>

DESGLOSE DE LA FACTURA

i)

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)		xx,xx€
P1 (punta):	xx,xx €
P2 (valle):	xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía	xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo		- xx,xx€
Ajuste límite de compensación por autoconsumo		xx,xx€
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx.....	xx,xx €
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día.....	xx,xx €
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx.....	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA		xx,xx €

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

j)

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)**. No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre. El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: www.cnmc.es

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre



Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

BONO SOCIAL PARA CONSUMIDORES VULNERABLES: Tienen derecho a acogerse al bono social aquellos consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinan. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual. Dispone de información sobre el bono social en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxxx.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: www.cnmc.es. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: www.idae.es. Información sobre PVPC: www.ree.es

k)

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

Cabe destacar la obligación impuesta a las comercializadoras en el Real decreto-ley 15/2018, de incluir en la factura de cada consumidor que tenga contratado el PVPC el importe al que hubiera ascendido de haberse aplicado el resto de modalidades de discriminación horaria asociadas a los peajes de acceso que puede contratar el consumidor de menos de 10 kW.

Contenido mínimo de la factura para consumidores en mercado libre

En cuanto al contenido mínimo de la factura para consumidores en mercado libre cuyo suministro se realice en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada, es el siguiente:

- a) **Identidad, domicilio social de la empresa comercializadora y la indicación de que se trata de un suministro en mercado libre.**
- b) **Número de factura y fecha de cargo o fecha límite de pago, según corresponda.**
- c) **Periodo de facturación.**
- d) **Nombre, apellidos y NIF o NIE de la persona titular del contrato.**
- e) **Código unificado de punto de suministro (CUPS).**
- f) **Dirección del suministro.**
- g) **Referencia del contrato de suministro y nombre de la empresa comercializadora.**
- h) **Referencia del contrato de acceso, en su caso, y nombre de la empresa distribuidora a la que esté conectado el punto de suministro.**
- i) **Fecha final del contrato de suministro.**
- j) **Número de contador.**
- k) **Peaje de transporte y distribución y segmento tarifario** de cargos de aplicación al suministro.
- l) **Potencia contratada**
Potencia del contrato de acceso en cada periodo horario.
- m) **Potencias máximas demandadas en el último año** en cada uno de los periodos horarios.
- n) **Consumo de electricidad en el periodo de facturación**, desagregado por periodos horarios. Dirección del portal web de la compañía distribuidora donde el consumidor puede consultar su consumo horario.
- o) **Comparación**, en forma gráfica, del consumo real de electricidad con el consumo durante el período temporalmente equivalente del año anterior.
- p) **Importe total de la factura**
Desglosado del siguiente modo:
 - a. Precios aplicados por el comercializador a la potencia contratada y a la energía consumida en cada periodo horario, y cuantías obtenidas por la aplicación de cada uno de estos conceptos.
 - b. Impuestos y gravámenes aplicados.
 - c. Precio del alquiler del equipo de medida y control.
 - d. Precios de otros servicios prestados, incluidos en su caso los precios de los servicios de valor añadido y de mantenimiento que se propongan, de acuerdo con la normativa vigente.
 - e. Otros conceptos, entre los que se incluye el detalle de las regularizaciones u otros conceptos que se lleven a cabo.
- q) **Destino del importe total de la factura, diferenciando.**
 - a. Peajes de transporte y distribución.
 - b. Cargos, que deben desagregarse en:

- i. Retribución a las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE).
 - ii. Anualidades del déficit.
 - iii. Sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares.
 - iv. Otros.
- c. Peajes de transporte y distribución.
- d. Coste del alquiler del equipo de medida y control.
- e. Impuestos aplicados.
- r) Información sobre los derechos del consumidor** respecto de las vías de resolución de reclamaciones.
- s) Dirección postal, número de teléfono gratuito, número de fax o dirección de correo electrónico**, a los que los consumidores puedan dirigir sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones.
- t) Información relativa a la entidad de resolución alternativa de litigios** a la que se encuentra adherida la comercializadora y un teléfono de contacto de la misma.
- u) Número de teléfono del distribuidor** al que esté conectado el punto de suministro para averías.
- v) Información sobre la existencia de penalización por cancelación anticipada del producto** y, en su caso, la fecha límite de permanencia a partir de la cual no se aplican penalizaciones.
- w)** Debe incluirse el **código QR con la información necesaria para que el consumidor pueda acceder al comparador de ofertas** de gas y de electricidad de la CNMC.



Adicionalmente se debe incluir:

- a) Información sobre la contribución de cada fuente energética primaria** en la mezcla global de energías primarias utilizadas para producir la electricidad en el conjunto de la energía vendida por la comercializadora y en el conjunto del sistema eléctrico español durante el año anterior.
- b) Referencia a las fuentes en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente**, al menos en cuanto a las emisiones totales de CO₂ y los residuos radiactivos habidos en el sector eléctrico durante el año anterior, señalando la contribución equivalente que hubiera tenido en dichos impactos la electricidad vendida por la empresa durante el año anterior.

A continuación se muestra un ejemplo de factura en el mercado libre en la que se observan los puntos mencionados anteriormente.

Figura 3.9.
Ejemplo de factura en el mercado libre (1/4).

Identidad, domicilio social
de la empresa comercializadora



Hola,
aquí tienes tu factura de luz.

Nº factura:

Fecha de emisión:

Fecha de cargo:

Nº Referencia:

b

g

d

Nombre, apellidos y NIF
o NIE de la persona titular
del contrato

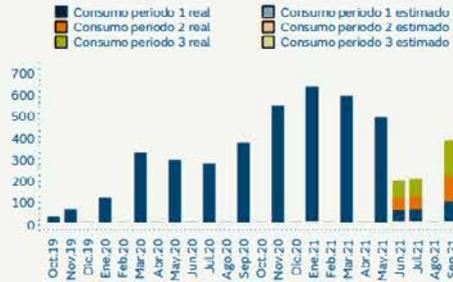
Tu factura de un vistazo

Total a pagar
81,25€

LUZ Del 01.08.2021 al 30.09.2021 **73,86€**

IVA **7,39€**

Tu consumo de luz de un vistazo



Comprometidos
y sostenibles

Estamos comprometidos con el futuro del planeta. Innovamos para ofrecerte una energía responsable y sostenible. Infórmate sobre nuestras tarifas eco en naturgy.es.

Estamos a tu lado para ponértelo fácil



Web
Areaclientes.naturgy.es
APP Naturgy Clientes



s

Atención al cliente y reclamaciones
626 888 222 900 100 251
servicioatencioncliente@naturgy.com
Plaza del Gas, 1. 08003 Barcelona



Otros contactos de interés
Averías eléctricas **900 333 999**
Lectura del contador **www.naturgy.es/lecturas**

Para cualquier tipo de reclamación puede contactar con los canales de Atención al cliente. En el caso de no estar de acuerdo con la resolución aportada, o de no haber recibido respuesta pasados 30 días, los consumidores y usuarios pueden acudir a la Junta Arbitral Nacional de Consumo o a la de su Comunidad Autónoma como mecanismo para la resolución alternativa de litigios. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento consulte el sitio web de la Junta Arbitral Nacional de Consumo o a la de su Comunidad Autónoma (teléfono 900 100 251 (gratuito) y www.mscbs.gob.es/consumo/resolucionConflictos/sistemaArbitral/organos/home.htm)

t

Figura 3.10.
Ejemplo de factura en el mercado libre (2/4).

Detalle de tu factura

Concepto		Cálculo	Importe
Consumo electricidad punta	94 kWh	0,236945€/kWh	22,27€
Consumo electricidad llano	119 kWh	0,143519€/kWh	17,08€
Consumo electricidad valle	161 kWh	0,108885€/kWh	17,53€
Término de potencia P1 (3,450 kW)	61 días	0,084035€/kW día	17,69€
Término de potencia P2 (3,450 kW)	61 días	0,003902€/kW día	0,82€
Excesos de potencia punta			0,40€
Excesos de potencia valle			0,25€
Descuento Real Decreto-ley 17/2021			-4,17€
Subtotal			71,87€
Impuesto electricidad mínimo comunitario 0,374 MWh		1,00€/MWh	0,37€
Otros conceptos electricidad			
Alquiler de contador	61 días	0,026557€/día	1,62€
Total electricidad			73,86€
Base imponible			73,86€
Total IVA 10%	73,86€	10%	7,39€
Total a pagar			81,25€

Se ha aplicado el Tipo Mínimo Comunitario Art. 99.2 Ley 38/1992.



Tarifa

Contrato:
61 días



Información importante

Tus últimas lecturas y consumos de luz



Nº contador:
35864928

j

n

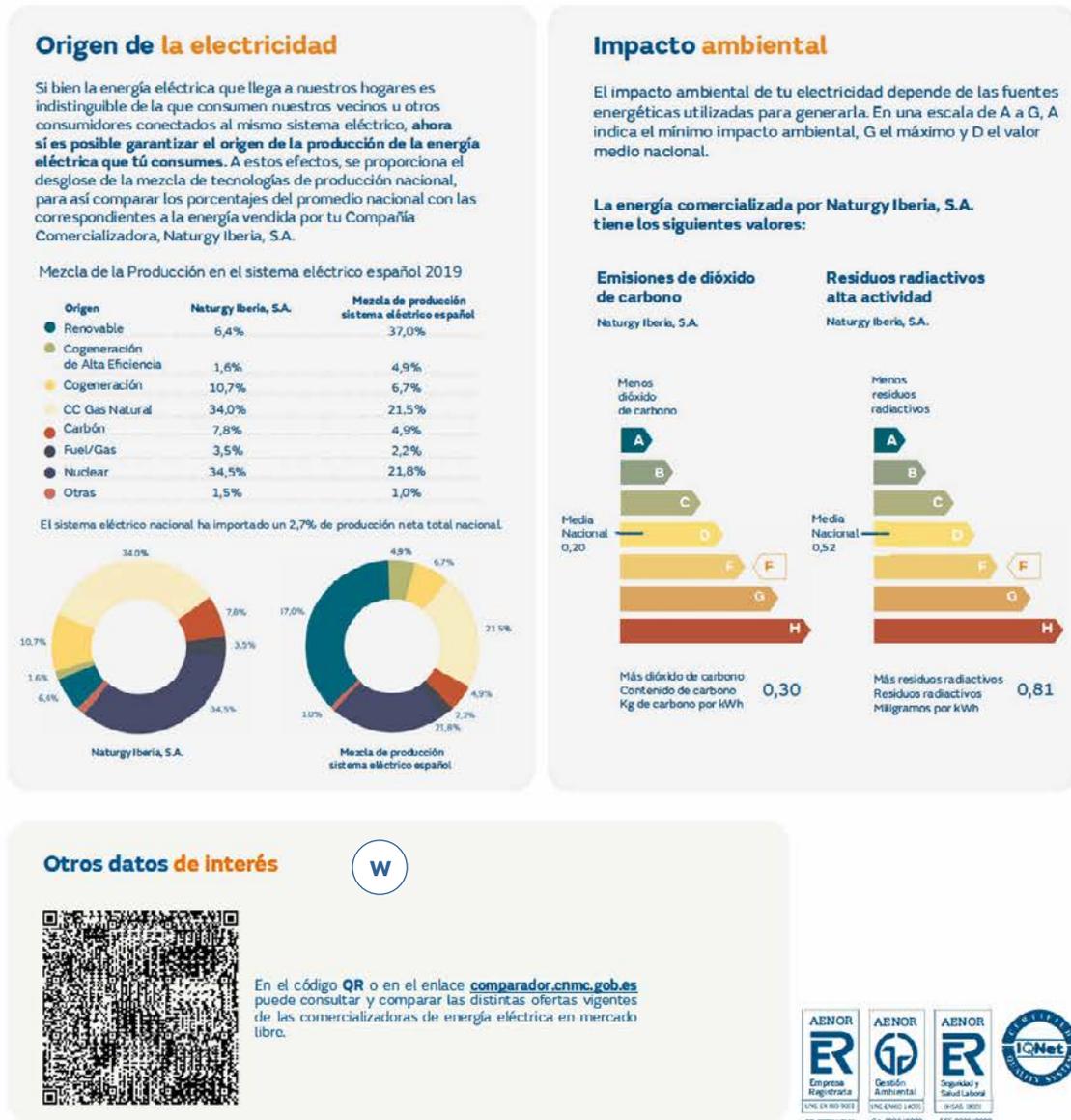
Si desea información detallada sobre su/s contrato/s e histórico de consumo, llame al teléfono de atención al cliente. Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (<https://areaprivada.ufd.es/>). Las potencias máximas demandadas en el último año han sido 3,996 kW en P1(punta) y 3,772 kW en P

m

Figura 3.9. Ejemplo de factura en el mercado libre (3/4).



Figura 3.9.
Ejemplo de factura en el mercado libre (4/4).





3.2 Categorías de consumidores con tarifas especiales

3.2.1 Consumidores acogidos al PVPC

Los consumidores acogidos al PVPC optan por un precio regulado e indexado al mercado mayorista por contrato con una comercializadora de referencia, en lugar de un contrato en el mercado libre con una comercializadora que opere en dicho mercado. Únicamente pueden acogerse al PVPC los consumidores que están conectados a tensiones no superiores a 1 kV y con una potencia contratada menor o igual a 10 kW, es decir consumidores de menos de 10 kW que pertenecen al grupo tarifario 2.0 TD. El Real Decreto 216/2014 es el encargado de establecer la metodología de cálculo del PVPC, que se calcula según el Artículo 6 agregando:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determina como el precio horario de los mercados diario e intradiario, los costes de los servicios de ajuste del sistema y otros costes asociados al suministro como la retribución al Operador de mercado y al Operador del sistema, la financiación de los pagos de capacidad o del servicio de interrumpibilidad.

La facturación se realiza considerando los valores horarios de consumo. No obstante, cuando el suministro no dispone de equipo de medida con capacidad para teledata y telegestión, la facturación se realiza aplicando a las lecturas reales por periodos puestas a disposición de las comercializadoras por los encargados de la lectura, los perfiles de consumo fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con el Real Decreto 1110/2007.

- Los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte y los otros cargos regulados que correspondan, según se ha descrito en las secciones 3.1.3 y 3.1.4.
- El margen regulado de comercialización regulado se fija como un término por potencia contratada de 3,113 €/kW y año y un término de energía de 0,000557 €/kWh.

Adicionalmente al precio dinámico horario del PVPC, cada comercializadora de referencia está obligada a realizar una oferta alternativa en la que se establezca un precio fijo del suministro para un periodo de un año. Por tanto, el consumidor con derecho a acogerse al PVPC podrá elegir al menos entre estas dos ofertas, la de precio variable o la de precio fijo.

El consumidor suministrado a través de una comercializadora de referencia, no tiene la opción de elegir el origen de la energía consumida por lo que, en su factura, su consumo vendrá etiquetado teniendo en cuenta el mix medio de generación del sector una vez descontada la generación correspondiente a las garantías de origen adquiridas por las comercializadoras libres.

3.2.2 Autoconsumo

Los consumidores que poseen instalaciones de generación pueden estar sujetos a varias modalidades de autoconsumo:

- 1) autoconsumo sin excedentes**, el cual no puede realizar vertidos de energía a la red y los peajes de red y cargos regulados aplicados serán los de aplicación como sujeto consumidor.
- 2) autoconsumo con excedentes**, en el que las instalaciones de producción próximas y asociadas a las instalaciones de consumo pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte, además de suministrar energía para autoconsumo. En este caso, existen dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, el sujeto consumidor y el productor. A su vez, la modalidad de autoconsumo con excedentes se divide en:

a. Modalidad con excedentes acogida a compensación.

El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

- i. Si dispone de un contrato de suministro con una comercializadora libre:
 - La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
 - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes. Además, la energía excedentaria está exenta de satisfacer los peajes de red.
- ii. Si dispone de un contrato de suministro al PVPC con una comercializadora de referencia:
 - La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora.
 - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h , menos el coste de los desvíos. Es decir, la energía excedentaria está exenta de satisfacer los peajes de red.
- iii. Si son suministrados por un comercializador de referencia, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria sobre las cantidades a facturar antes de impuestos. Una vez obtenida la cuantía final, se le aplicarán los correspondientes impuestos.

b. Modalidad con excedentes no acogida a compensación.

En este caso, para la liquidación de la energía horaria excedentaria vertida se aplicará la

normativa general de la actividad de producción. Por ello, deberán satisfacer los peajes de red establecidos por la energía excedentaria vertida.

En cuanto a los cargos, de acuerdo con el artículo 18 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, los aplicados a los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo con tecnologías de generación procedentes de fuentes renovables, de cogeneración o residuos son:

a) Cargos por potencia sobre la potencia a facturar al consumidor.

b) Cargos variables sobre la energía horaria consumida de la red.

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

Finalmente, el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, estableció que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos está exenta de todo tipo de cargos y peajes. Aunque, en caso de que se produzca una transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, se pueden establecer peajes de red que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución, los cuales se fijan en el Real Decreto 148/2021 y son únicamente cargos por energía.

LOS CONSUMIDORES ACOGIDOS AL PVPC **OPTAN POR UN PRECIO REGULADO E INDEXADO AL MERCADO MAYORISTA** COMO CONTRATO CON UNA COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, EN LUGAR DE UN CONTRATO EN EL MERCADO LIBRE CON UNA COMERCIALIZADORA QUE OPERE EN DICHO MERCADO

Figura 3.12

Peajes de red para la energía autoconsumida. Fuente: Real Decreto 148/2021.

Fuente: Real Decreto 148/2021. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/18/pdfs/BOE-A-2021-4239.pdf>

Nivel de tensión tarifario	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,009274	0,007615	0,004641	0,002883	0,000123	0,000123
NT2	0,004608	0,00375	0,001989	0,001768	0,000046	0,000046
NT3	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
NT4	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

3.2.3 Carga de vehículo eléctrico

Los consumidores con un vehículo eléctrico recargándose en instalaciones de suministro del consumidor estarán sujetos a los mismos precios, peajes de red y cargos que el resto de consumidores. A pesar de ello, el hecho de poseer cada vez más diferenciación temporal tanto en el precio de la energía, como en los peajes de red y otros cargos regulados, promueve la recarga en los periodos de baja demanda, por ejemplo, en las horas nocturnas y de madrugada. Todo ello incentiva la adquisición de vehículos eléctricos con puntos de recarga en viviendas.

La segmentación de los peajes de red y cargos regulados por potencia en dos periodos tras la aplicación de la circular 3/2020 es de especial relevancia teniendo en cuenta que los vehículos privados principalmente se recargarán en los hogares en los periodos nocturnos.

Por otra parte, los titulares de un punto de suministro para recarga de vehículo eléctrico de acceso público podrán solicitar

la aplicación del peaje de red diseñado a tal efecto como opción alternativa a los peajes de red generales. Para ello, se debe acreditar:

- Que el punto de suministro es de utilización exclusiva para la recarga de vehículos eléctricos.
- Que el punto de recarga es de acceso público.
- Que el punto de suministro se sitúe en redes de tensión inferior a 30 kV y con potencia contratada superior a 15 kW.

Los peajes de red de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público son los siguientes:

- 1) Peaje 3.0TDVE** de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión no superior a 1 kV y con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios.
- 2) Peaje 6.1TDVE** de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV.

Según la circular 3/2020, para el cálculo de los peajes de red para la recarga de vehículo eléctrico de acceso público, los términos de potencia se determinan de forma que recuperen el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso 3.0TD y 6.1TD mencionados en la sección 3.1.3, supuesta una utilización del punto del 10%.

Mientras que los términos de energía se determinan de forma que recuperen el restante 80%. Estos cargos se publicaron en la Resolución de 18 de marzo de 2021 de la CNMC.

El peaje de red por energía (€/kWh) aplicable a partir del 1 de junio de 2021 es:

Figura 3.13.

Cargo por energía del peaje de red aplicable a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/23/pdfs/BOE-A-2021-4565.pdf> [BOE-A-2021-4239.pdf](https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/23/pdfs/BOE-A-2021-4239.pdf)

Peaje	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.0TDVE	0,074383	0,063065	0,034426	0,022714	0,001322	0,001322
6.1TDVE	0,147266	0,121001	0,071203	0,045192	0,002566	0,002566

El peaje de red por potencia (€/kW-mes) aplicable a partir del 1 de junio de 2021 es:

Figura 3.14.

Cargo por potencia del peaje de red aplicable a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/23/pdfs/BOE-A-2021-4565.pdf>

Peaje	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.0TDVE	2,660074	2,321941	0,939277	0,71505	0,281312	0,281312
6.1TDVE	4,733449	4,733449	2,569106	1,941942	0,124793	0,124793

Por otra parte, según el Real Decreto 148/2021, los precios asociados a los consumidores con peaje de red 3.0 TDVE y a los consumidores con peaje de red 6.1 TDVE se determinan de forma que se recupera el 100% de los cargos únicamente a través del término de energía.

Los cargos regulados por energía aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público (€/kWh) se fijan en la Orden TED/371/2021 y son:

Figura 3.15.

Cargo asociado a los otros cargos regulados aplicable a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.

Fuente: Orden TED/371/2021. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/22/pdfs/BOE-A-2021-6390.pdf>

Peaje	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.0TDVE	0,125281	0,092762	0,050113	0,025055	0,016061	0,010023
6.1TDVE	0,100907	0,074746	0,040362	0,020183	0,012936	0,008072

3.2.4 Consumidores vulnerables

Las comercializadoras de referencia tienen la obligación de suministrar a los consumidores que tengan la condición de vulnerables. De acuerdo con el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, tienen consideración de consumidores vulnerables las personas físicas en su vivienda habitual que, teniendo una potencia inferior o igual a 10 kW, cumplen una serie de criterios socio económicos: criterios de renta, ser familia numerosa o ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente percibiendo cuantía mínima. Adicionalmente, se establece un bono social de mayor cuantía para los consumidores vulnerables severos, que se definen por referencia a umbrales de renta más bajos que los establecidos para los consumidores vulnerables en general.

Para tener la condición de consumidor vulnerable (25% de descuento) se debe cumplir alguno de los siguientes requisitos:

- Que la renta individual o la renta conjunta anual de la unidad familiar a que pertenezca sea:
 - menor o igual a 1,5 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) de 14 pagas, es decir 11.862,9 € al año en 2021, si no hay ningún menor en la unidad familiar.
 - o igual a 2 veces el indicador público de renta de efectos múltiples (IPREM) de 14 pagas, es decir 15.817,2 € al año en 2021, en el caso de que haya 1 menor en la unidad familiar.
 - menor o igual a 2,5 veces el indicador público de renta de efectos múltiples (IPREM) de 14 pagas, es decir 19.771,5 € al año en 2021, en el caso de que haya 2 menores en la unidad familiar: 18.799€.
- Que se esté en posesión del título de familia numerosa.
- Que el consumidor, o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad familiar, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social (jubilación o incapacidad permanente), percibiendo por ello la cuantía mínima vigente en cada momento, para dichas clases de pensión, y no percibir otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

Dichos valores de renta se verán incrementados en 0,5 veces el IPREM de 14 pagas cuando concorra alguna de las siguientes circunstancias especiales:

- a) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33%.
- b) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar acredite la situación de violencia de género.
- c) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga la condición de víctima de terrorismo.
- d) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III.
- e) Que el consumidor acredite que la unidad familiar está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor.

Para ser consumidor vulnerable severo (40% de descuento)⁴², teniendo en cuenta el incremento de 0,5 veces el IPREM en las citadas circunstancias especiales, se debe cumplir alguno de los siguientes requisitos:

- Percibir una renta anual menor o igual al 50% de los umbrales establecidos para ser considerado consumidor vulnerable.

→ Si es una familia numerosa, la unidad familiar debe percibir una renta anual menor o igual a 2 veces el IPREM de 14 pagas, es decir 19.771,5 € al año en 2021.

→ Si el consumidor, o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad familiar, perciben pensión mínima y no perciben otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros, y el consumidor o la unidad familiar a la que pertenezca perciben una renta anual menor o igual al IPREM de 14 pagas, es decir 11.862,9 € al año en 2021. Dentro de la categoría de consumidores vulnerables severos se incluye también al consumidor en riesgo de exclusión social, siendo aquel que, reuniendo los requisitos del consumidor vulnerable severo, sea atendido por los servicios sociales de una Administración autonómica o local que financie al menos el 50 por ciento del importe de su factura. Bajo estas condiciones, la norma determina la imposibilidad de que el suministro de este colectivo de consumidores en riesgo de exclusión social pueda verse suspendido.

En ambos casos, el descuento sobre el término de energía será aplicado teniendo en cuenta los siguientes límites de energía anuales:

Figura 3.16.

Límites máximos al consumo según las categorías de usuarios beneficiarios del bono social.

Categorías	Límites máximos al consumo (kwh)
Unidad familiar sin menores/demandante individual	1.380
Unidad familiar con un menor	1.932
Unidad familiar con dos menores	2.346
Unidad familiar familias numerosas	4.140
Unidad familiar/demandante individual – pensionistas (cuantía mínima)	1.932

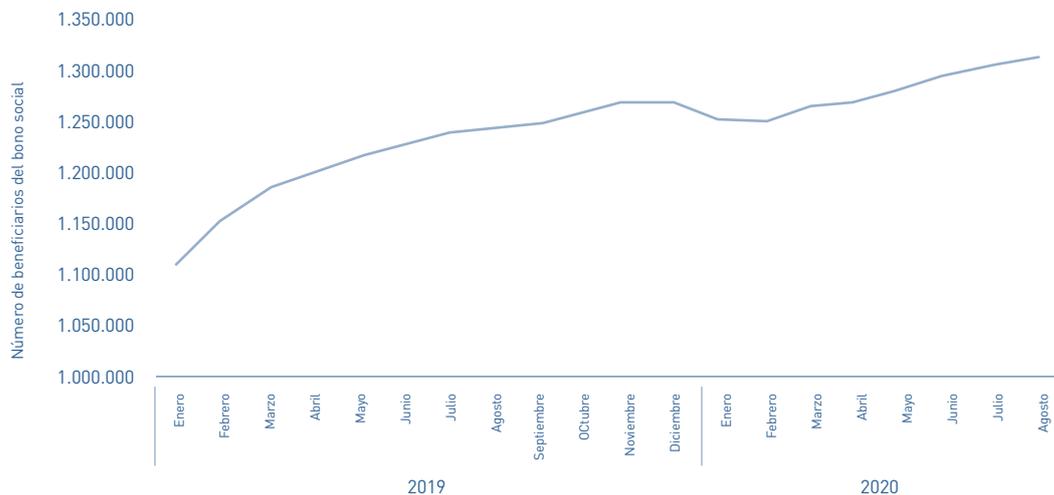
⁴² Debido a la situación de precios altos en el mercado eléctrico, se aprueba el RDL 23/2021. Desde la entrada en vigor de dicho RDL, es decir, desde el 28 de octubre de 2021, y hasta el 31 de marzo de 2022, se incrementan los descuentos del bono social aplicables a los consumidores vulnerables, para los que el descuento será del 60%. En el caso del consumidor vulnerable severo, el descuento será del 70%.

A raíz del COVID-19, el Real Decreto-ley 30/2020⁴³ de 29 de septiembre, de medidas sociales en defensa del empleo, ha establecido como nuevo colectivo con derecho a la percepción del bono social a las personas en desempleo, ERTE o reducción de jornada.

A 31 de diciembre de 2019, en torno a 1,25 millones de consumidores eran beneficiarios del bono social, tal como se muestra en la Figura 3.17. Este dato supone un incremento del 21% con respecto al millón de beneficiarios de 2018, lo que se debe, principalmente al incremento de los consumidores vulnerables severos de unidades familiares sin menores.

Figura 3.17.
Evolución del número de beneficiarios del bono social desde enero de 2019 a agosto de 2020.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNMC



Debido a la escalada de precios en el mercado mayorista de la electricidad a partir de los meses de verano del 2021, el gobierno ha promulgado el Real Decreto Ley 17/2021⁴⁴, por el que se crea el instrumento llamado suministro mínimo vital. Este instrumento será de aplicación a los consumidores

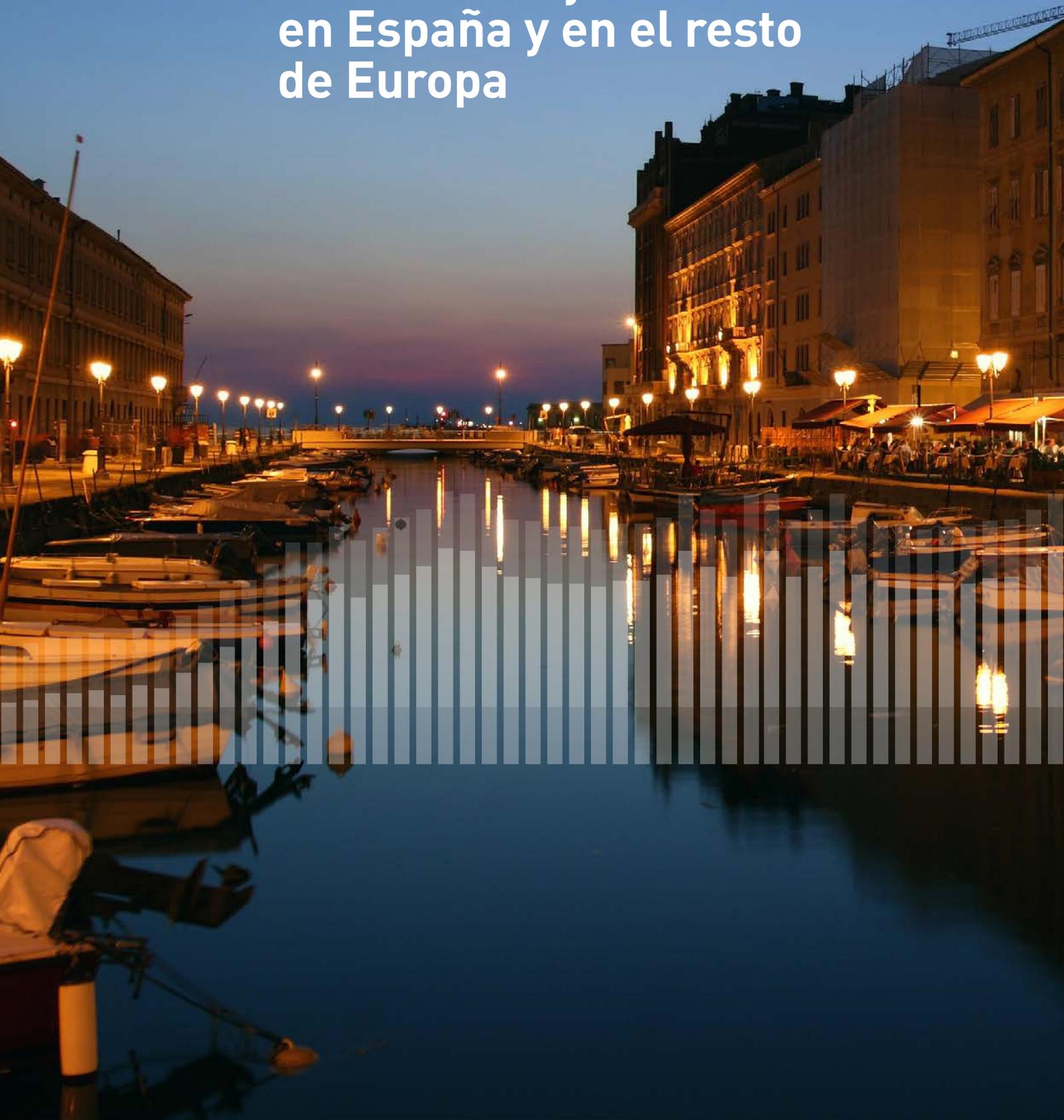
vulnerables perceptores del bono social que hayan incurrido en impago de sus facturas una vez hayan transcurrido los cuatro meses desde el requerimiento de pago. Se extiende el período de cuatro a seis meses adicionales durante los cuales el suministro mínimo vital no podrá ser interrumpido.

⁴³ <https://www.boe.es/boe/dias/2020/09/30/pdfs/BOE-A-2020-11416.pdf>

⁴⁴ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-14974-consolidado.pdf>

4

Evolución histórica de los precios de la electricidad para consumidores industriales y residenciales en España y en el resto de Europa



La evolución de los precios de la electricidad en España depende de diversos factores que afectan a los componentes que se han analizado en los capítulos anteriores. Por su parte, el precio del mercado mayorista depende en una gran proporción del mix de generación existente, el cual ha ido variando a lo largo de los años. Por otra parte, los peajes de red y los cargos regulados han evolucionado en los últimos años como se ha explicado en capítulos anteriores.

La primera sección de este capítulo trata de analizar la evolución de estos costes basándose en los informes de supervisión del mercado mayorista y del mercado minorista que publica anualmente la CNMC.

Por otro lado, el sistema eléctrico español y su regulación, incluyendo los mercados, los peajes de red y los cargos regulados, no se pueden entender fuera del marco normativo de la Unión Europea (UE). Empezando con la Ley 54/1997, como transposición de la Directiva 96/92/CE del Sector Eléctrico, que liberalizó el mercado eléctrico en España, siguiendo con sus modificaciones en las leyes 53/2002, 24/2005, 17/2007 y finalmente la Ley 24/2013, que han seguido las directrices de la regulación europea en materia del sector eléctrico. En la UE se está avanzando hacia una integración del mercado interior de la energía con una armonización de las reglas de mercado que rigen en todos los países miembros.

En la segunda parte de este capítulo, se van a comparar y analizar los precios de la electricidad en los países miembros de la UE, basándonos en los informes que publican anualmente la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER) conjuntamente con el Consejo de Reguladores de Energía de Europa (CEER).

Este capítulo recoge datos históricos de fuentes oficiales consolidados hasta el último año de su publicación, generalmente 2020, pero no refleja la situación de escalada de precios, sin precedentes, que están experimentando los mercados mayoristas europeos, y en particular el mercado español, a partir del verano de 2021. Se necesitará una mayor perspectiva histórica

para analizar en el futuro las consecuencias sobre los mecanismos de formación del precio de la electricidad que puedan derivarse de esta tendencia alcista de precios que estamos viviendo en estos meses.

4.1 Evolución de los precios de la electricidad en España

Los precios medios de la electricidad para consumidores finales en el mercado libre, incluidos peajes de red, cargos regulados e impuestos, se han visto incrementados en el año 2019 con respecto al 2018 con variaciones del 2% para los consumidores domésticos y del 4% para pymes, excepto en el caso de los consumidores industriales que se ha reducido en un 1%. Por otro lado, los consumidores acogidos al PVPC han visto reducido el precio medio final en 7%, la evolución de los precios medios finales desde el año 2015 al 2019 se representa en la Figura 4.1.

**EN LA UE SE ESTÁ AVANZANDO HACIA
UNA INTEGRACIÓN DEL MERCADO
INTERIOR DE LA ENERGÍA CON UNA
ARMONIZACIÓN DE LAS REGLAS DE
MERCADO QUE RIGEN EN TODOS LOS
PAÍSES MIEMBROS**

Figura 4.1.

Precios medios finales (€/MWh) según tipo de consumidor (incluidos impuestos) según información declarada por las comercializadoras. (*) Consumidor medio con consumo anual de 2,5 MWh y potencia contratada de 4,2 kW en peaje de acceso 2.0A y consumo anual de 2,9 MWh y potencia de 4,6 kW en peaje de acceso 2.0 DHA, ponderados considerando un consumo del 80% para peaje de acceso 2.0A. Datos de consumo de acuerdo con Circular 2/2005. Datos de potencia de acuerdo a liquidaciones de peajes aportados por las distribuidoras a la Comisión (SINCRO).

Fuente: CNMC⁴⁵

Año	Doméstico P<=10 kW PVPC*	Doméstico P<=10 kW Mercado libre	Doméstico P>10 kW Mercado libre	PYME Mercado libre	Industrial Mercado libre
2015	237	258	252	187	115
2016	215	255	246	175	104
2017	236	259	247	170	107
2018	240	266	251	173	113
2019	224	271	257	179	112

En la Figura 4.2 se muestra la desagregación de estos precios entre el precio de los peajes de red y cargos regulados (en la Figura 4.2 se les llama tarifa de acceso), el precio del mercado (o suministro de energía), y finalmente los impuestos desde el año 2011. Se observa como en los últimos 10 años el precio de los peajes de red y cargos regulados para los consumidores domésticos se incrementó de los años 2011 al 2014, mientras que desde entonces se ha mantenido relativamente estable. Mientras tanto, para las pymes el precio de los peajes de acceso y cargos regulados aumentó hasta el año 2013, pero desde entonces ha mantenido un descenso paulatino. Lo mismo ocurrió en el caso del precio de la electricidad, el cual ha aumentado en los últimos años para los consumidores domésticos, concretamente un 7% entre el año 2018 y 2019. Por otro lado, para las pymes, el precio del suministro de energía marcó su máximo en el año 2014, cuando empezó a descender hasta el año 2018. Entre el año 2018 y el año 2019 ha vuelto a

ascender un 8%. Para los consumidores industriales el precio medio final de la energía se ha mantenido prácticamente invariante en la última década alrededor de los 110 €/MWh.

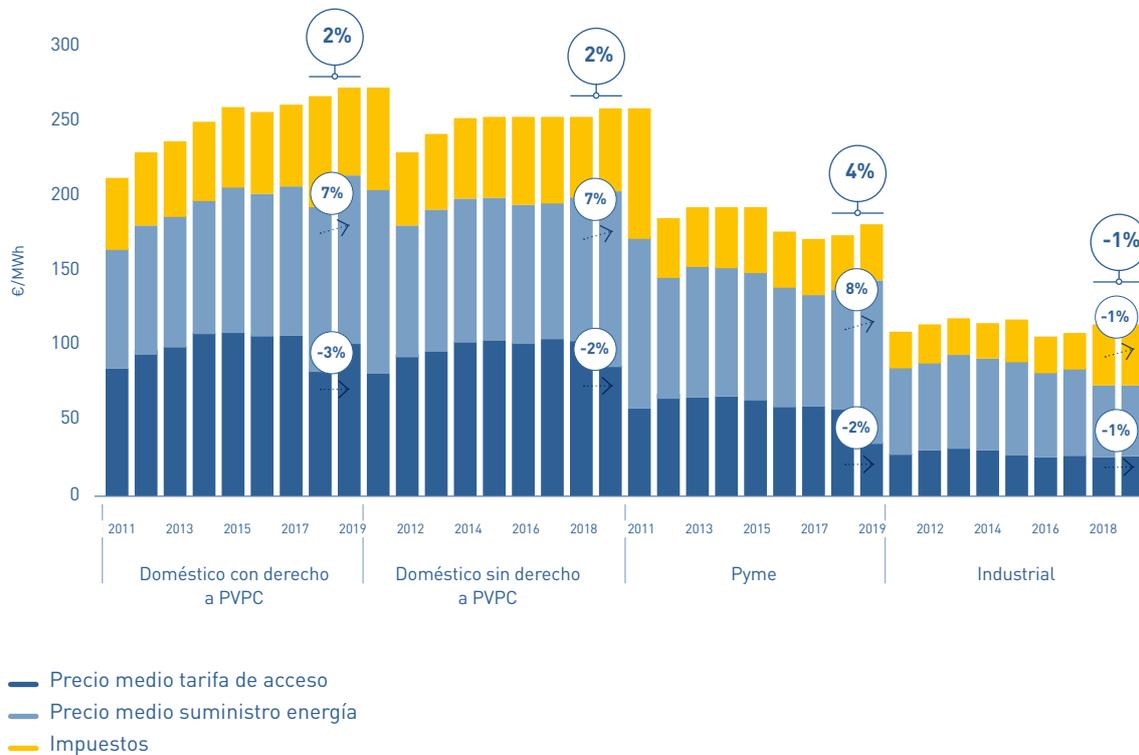


PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES EL PRECIO MEDIO FINAL DE LA ENERGÍA SE HA MANTENIDO PRÁCTICAMENTE INVARIANTE EN LA ÚLTIMA DÉCADA ALREDEDOR DE LOS

110
€/MWh

⁴⁵ https://www.cnmec.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

Figura 4.2.
Desglose de los precios medios finales (€/MWh) en mercado libre según el tipo de consumidor.
Fuente: CNMC⁴⁶



4.2 Evolución de los precios de la electricidad en Europa

A medida que aumente el nivel de interconexión entre los países europeos gracias al mercado integrado europeo, el precio resultante de los mercados de la electricidad irá convergiendo para los diferentes países. Es decir, cuanto

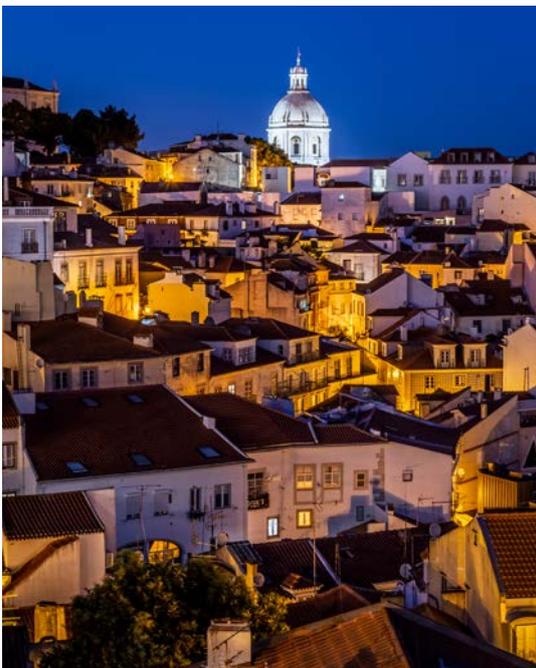
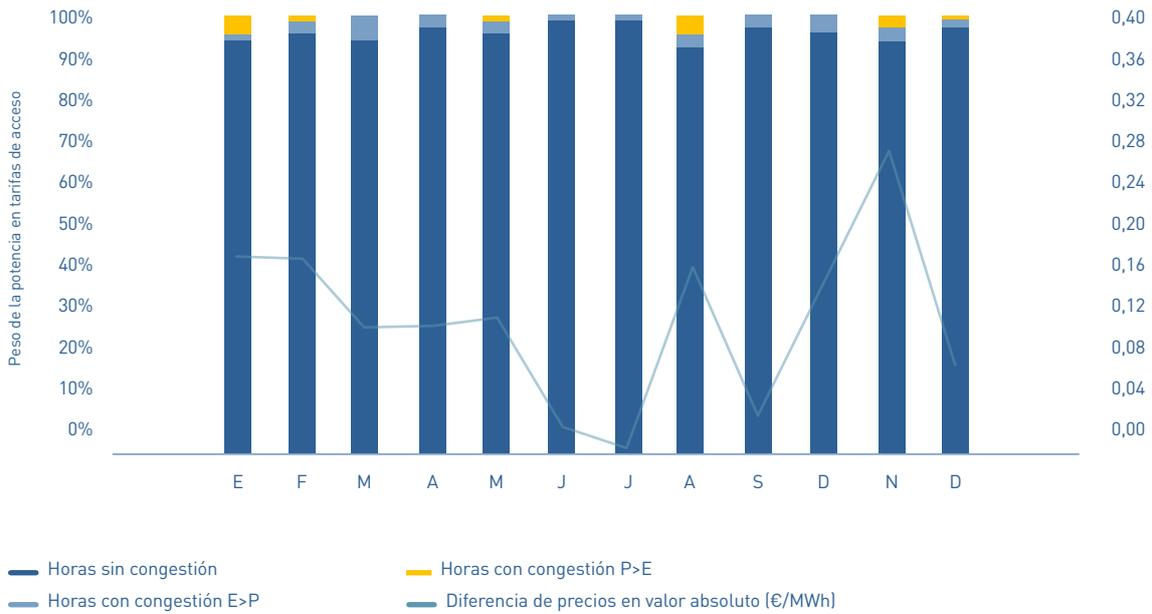
mayor sea la interconexión entre los países, menor será el diferencial de precios entre ellos. Tal y como se desprende del Informe del Sistema Eléctrico del 2020 realizado por REE⁴⁷, España se encuentra prácticamente acoplada con Portugal, mientras que la interconexión con Francia, y por tanto con el resto de Europa todavía se encuentra lejos del acoplamiento total. Según la Figura 4.3, España y Portugal se encontraron acopladas un 95,9% de las horas del año y el diferencial medio de precios entre ambos países fue de 0,12 €/MWh en términos absolutos en 2020. En la Figura 4.3 se observa como los meses de primavera las congestiones han sido en sentido exportador (desde España a Portugal), mientras que en los meses de otoño las congestiones han sido en sentido importador.

⁴⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

⁴⁷ https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf

Figura 4.3. **Niveles mensuales de congestión, (%) de horas en el mes en las que la capacidad de la interconexión ha estado saturada y diferencia media de precios en la interconexión con Portugal (€/MWh) en el 2020.**

Fuente: Informe del sistema eléctrico español de 2020, REE⁴⁸



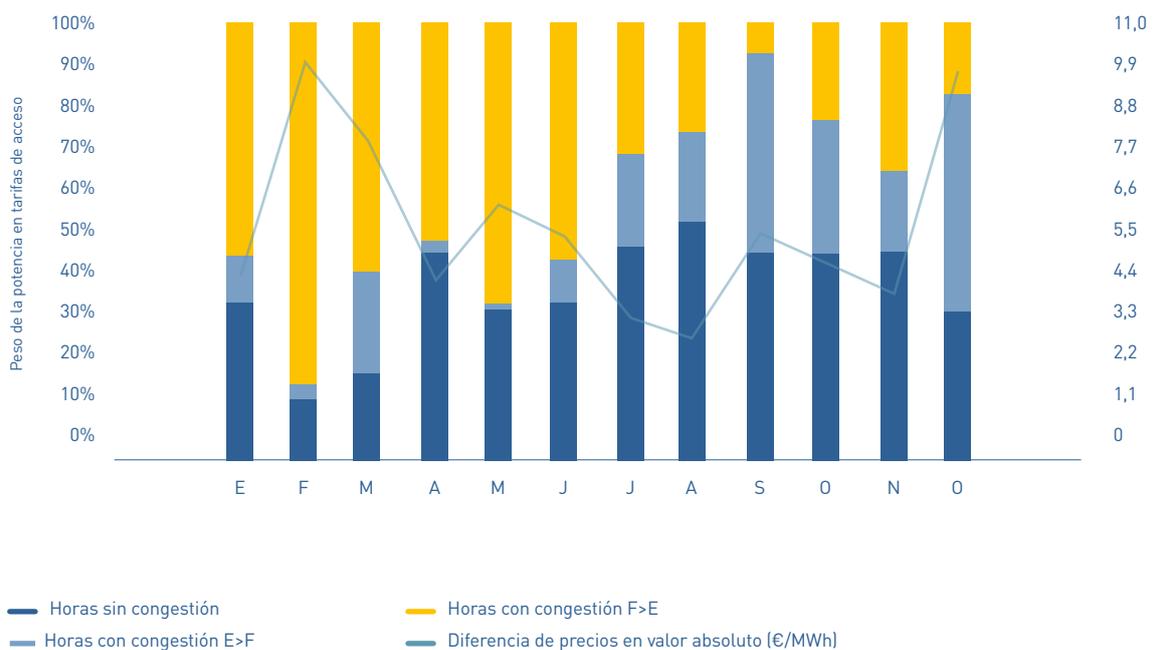
Por otro lado, tal y cómo se observa en la Figura 4.4, los precios mayoristas de España se acoplaron con Francia el 39,4% de las horas de 2020, siendo el diferencial de precios medio en valor absoluto de 5,9 €/MWh. Por tanto, debido a la creciente inversión en conexiones transfronterizas, los precios de la electricidad en Europa están pasando de depender del mix propio de generación de cada país, al mix combinado de generación demanda de los países con los que se encuentra interconectado.

⁴⁸ https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf



Figura 4.4.
Niveles mensuales de congestión (%) y diferencia media de precios en la interconexión con Francia (€/MWh) en el 2020.

Fuente: Informe del sistema eléctrico español de 2020, REE

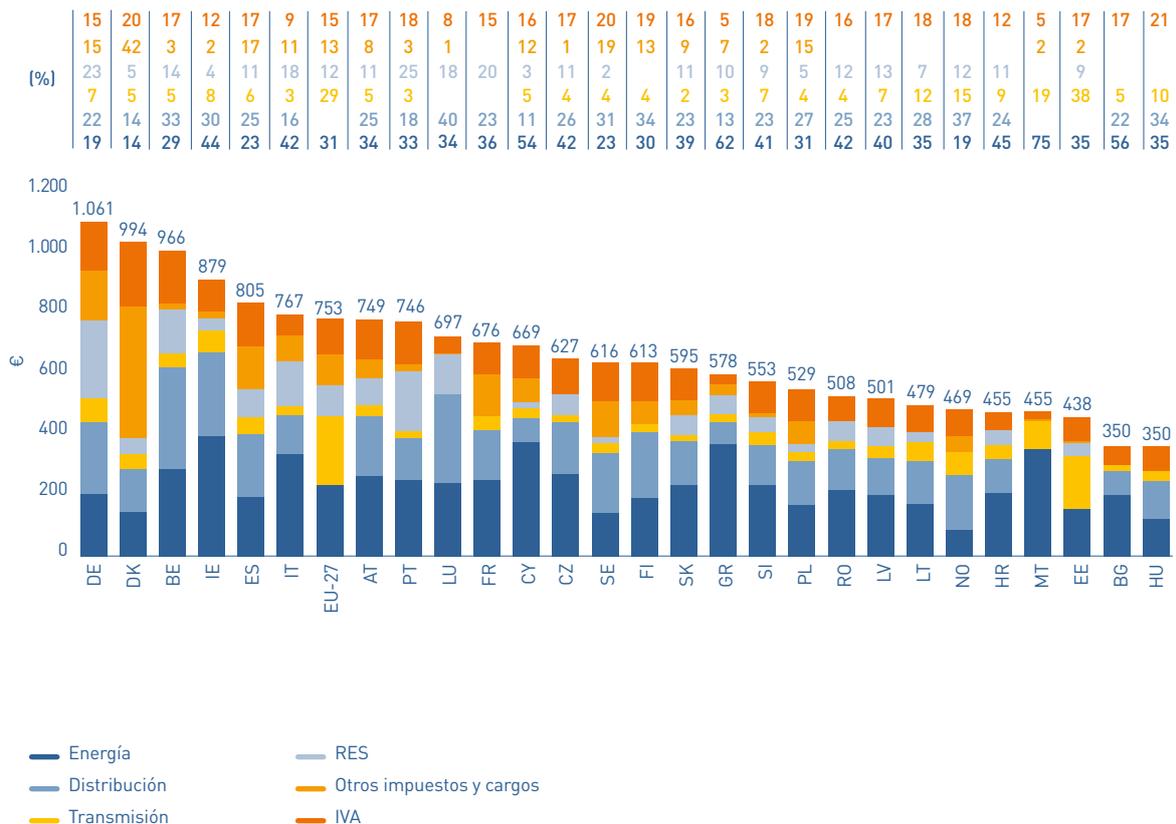


Por otro lado, los precios asociados a los peajes de red, cargos regulados e impuestos dependen en gran medida de las políticas de reparto de costes y políticas fiscales que se aplican en cada país.

En la Figura 4.5 se muestra la división del precio final de la electricidad para consumidores domésticos en las capitales de los países europeos, diferenciando entre el precio del suministro de energía, el precio de los peajes de red, el cargo asociado a políticas de apoyo a las energías

renovables (RES), impuestos u otros cargos y el IVA. En la Figura 4.5 se observa como las políticas impositivas de los países son extremadamente variables. Algunos países, como Dinamarca o Alemania, los cargos asociados al incentivo de energías renovables y otros impuestos o cargos regulados para los consumidores domésticos suponen más de un tercio de la factura eléctrica, mientras en otros países como Irlanda, Lituania, Malta, Bulgaria o Hungría, estos componentes se sitúan por debajo del 10%.

FIGURA 4.5.
División del precio anual final de la electricidad para consumo doméstico de entre 2500 y 5000 kWh anuales en los países europeos en 2020.
 Fuente: Eurostat.⁴⁹



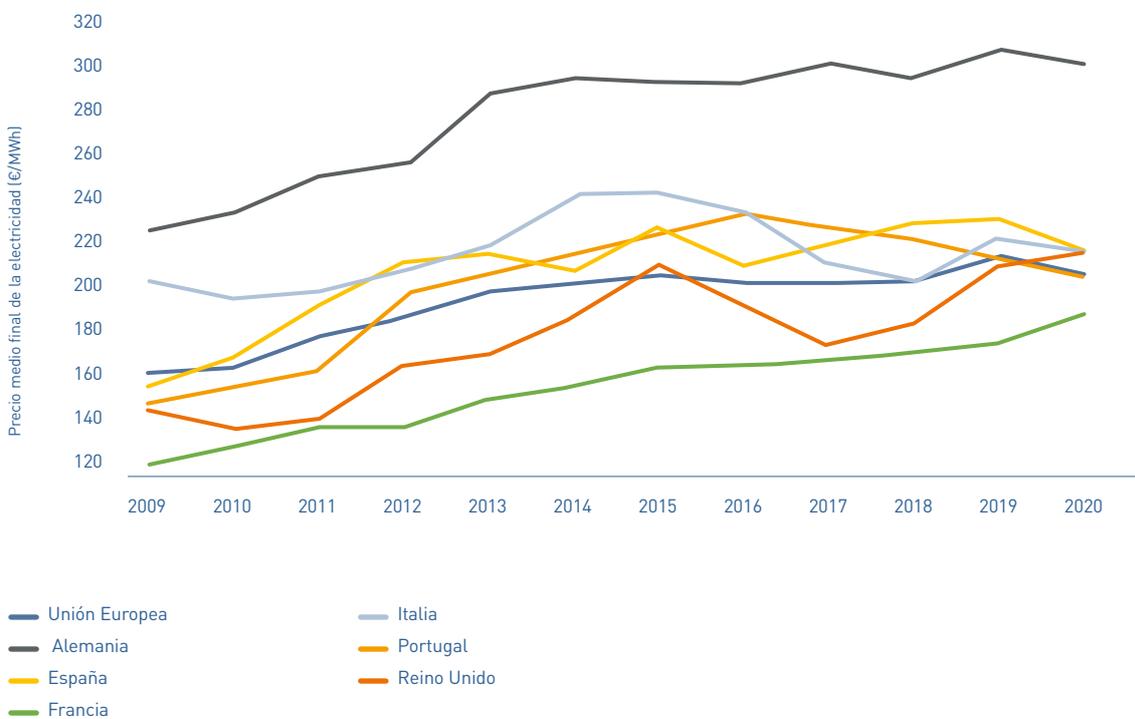
⁴⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_C__custom_1414294/default/table?lang=en
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_206/default/table?lang=en

Los precios medios finales de la electricidad para consumidores domésticos en España se han situado por encima de la media europea, aunque en el año 2020 esta diferencia se ha reducido, como se observa en la Figura 4.6. En el caso de Francia, se observan

normalmente precios más bajos que la media europea debido a la gran proporción de energía nuclear en su mix energético y bajos impuestos, mientras que Alemania se sitúa muy por encima del resto de Europa.

FIGURA 4.6.
Precios medios finales de electricidad, incluyendo impuestos, para consumidores domésticos en países europeos.

Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat.

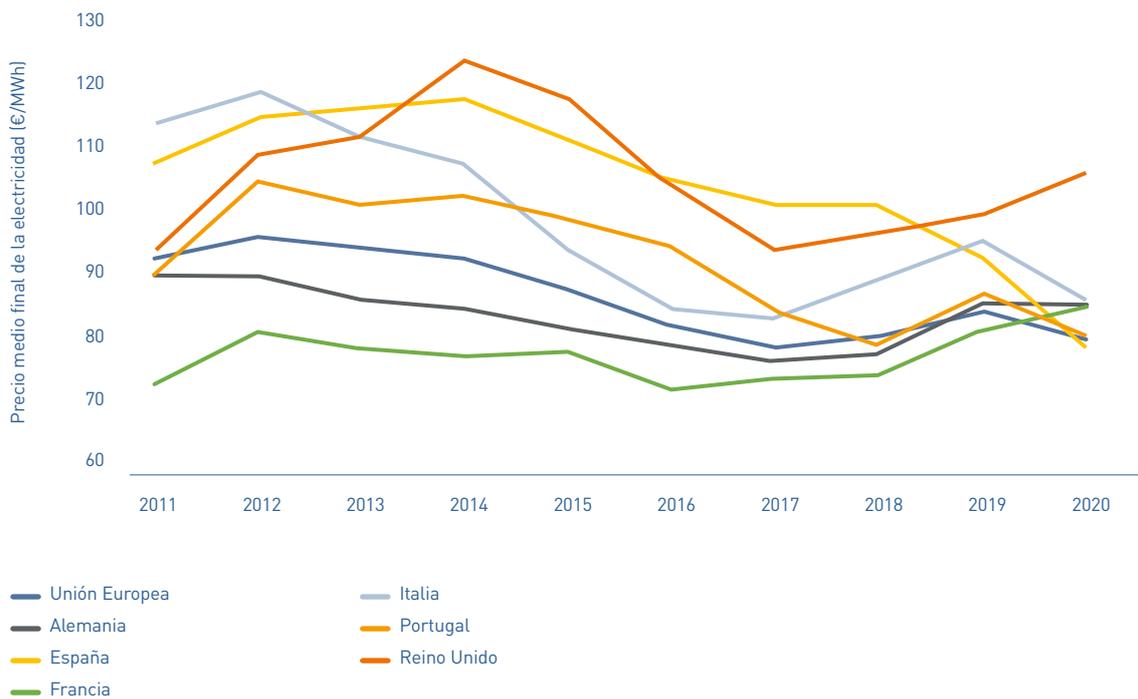


En el caso de consumidores no domésticos y de tamaño medio, los precios españoles se han situado históricamente por encima de la media europea, aunque en los años 2019 y 2020 se ha reducido la diferencia, e incluso en 2020 se hayan situado por debajo de la media europea. Mientras tanto, Alemania y Francia, cuyos precios normalmente se situaban por debajo de la media europea, en 2020 han sobrepasado dicho valor. Cabe

destacar el caso de Alemania, en el que el precio para los consumidores domésticos se sitúa muy por encima de la media europea, mientras que el precio para los consumidores no domésticos de tamaño medio se sitúa por debajo de la media europea. Esto se debe a la política impositiva de Alemania, tal y como se ha mencionado previamente.



FIGURA 4.7.
Precios medios finales de electricidad para consumidores no domésticos y de tamaño medio, banda entre 0.5 y 2 GWh, excluidos impuestos, en países europeos.
Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat.

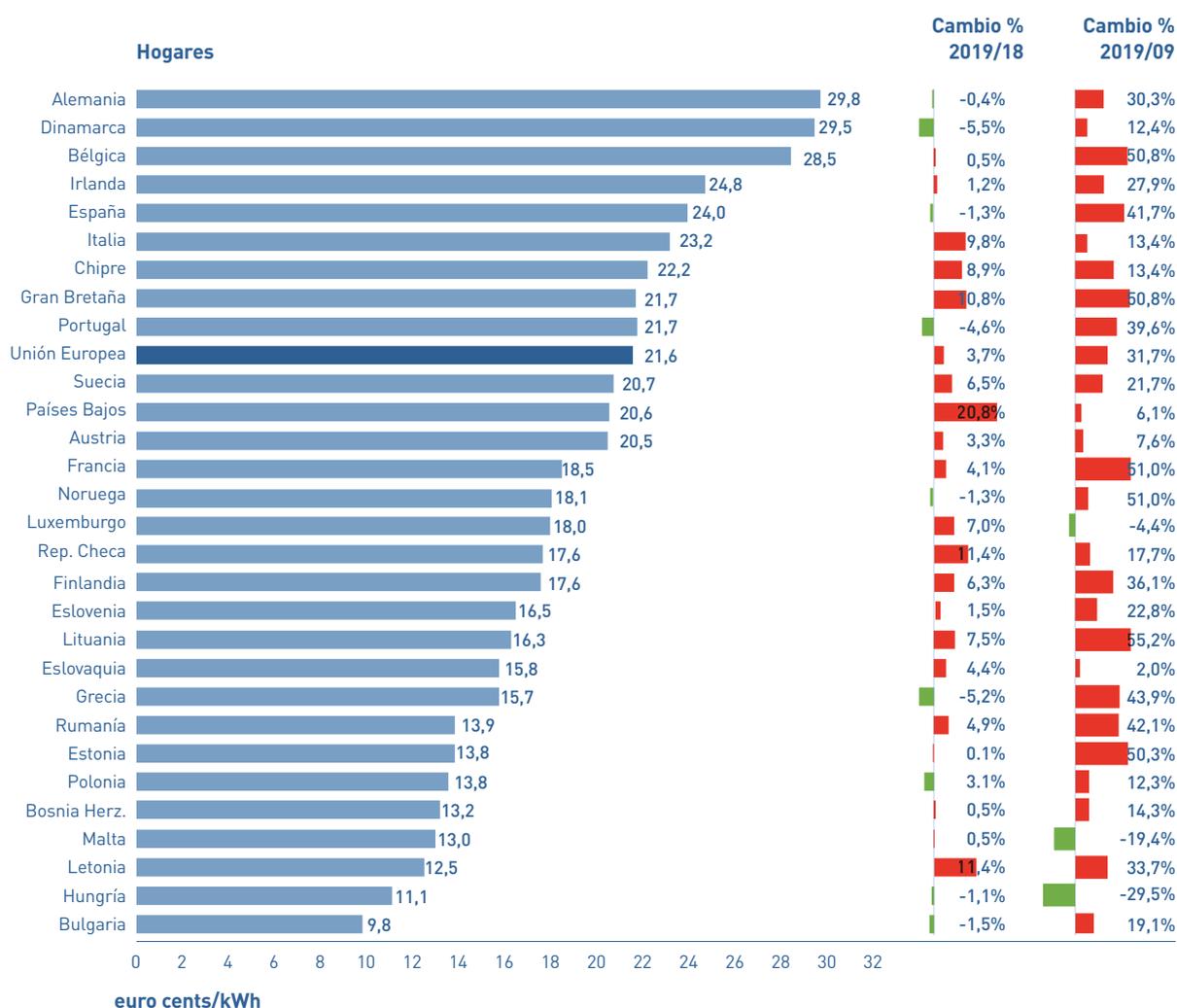


Anualmente, ACER publica un informe de sobre los mercados eléctricos europeos (ACER Market Monitoring Report), en el que se incluyen gráficos sobre la evolución de los precios para los consumidores domésticos y los consumidores industriales en los países miembros. Como se observa en la Figura 4.8 y como se muestra en la Figura 4.6, los precios de la electricidad para consumidores domésticos en Europa han aumentado

un 31% de media en los últimos 10 años, situándose España por encima de la media, y lo ha hecho en todos los países excepto en Luxemburgo, Malta y Hungría. Por otro lado, las variaciones interanuales son más heterogéneas. Se observa como España ocupa el quinto lugar de los países en los que la electricidad es más costosa para los consumidores domésticos.

FIGURA 4.8.
Precios finales de electricidad (c€/kWh) para consumidores domésticos, incluyendo impuestos, en la banda entre 2,5 y 5 MWh, en países miembro de la Unión Europea y Noruega en 2019 y cambios en comparación con 2018 y 2009 (%).

Fuente: ACER⁵⁰



⁵⁰ ACER Market Monitoring Report 2019 – Energy Retail and Consumer Protection Volume https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf



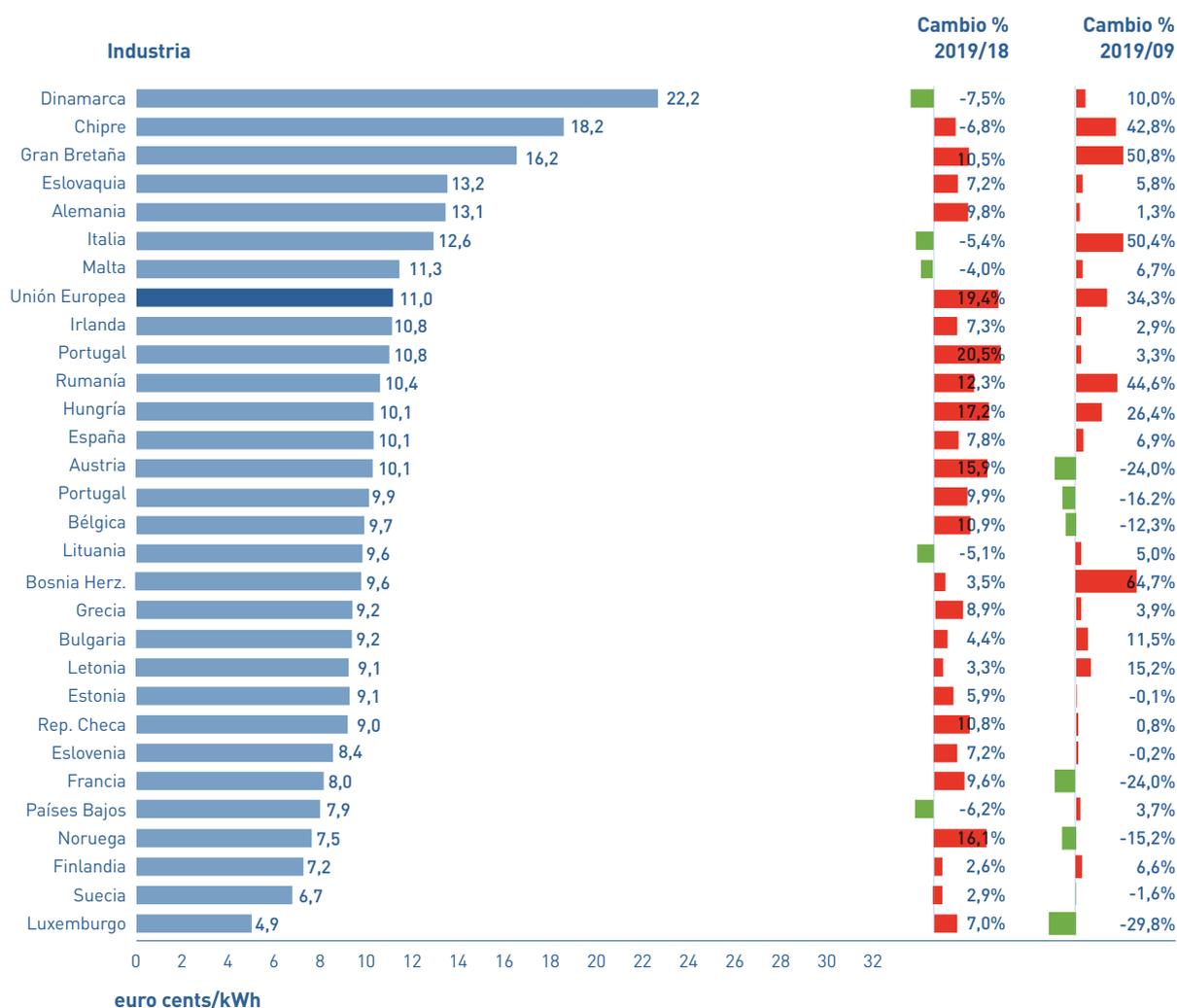
Finalmente, para el caso de los consumidores industriales, la diferencia de precios entre el año 2019 y el año 2009 aumentó de media un 34% en Europa, aunque si se analizan los países por separado, se observan diferencias muy importantes en dicha evolución, según se observa en la Figura 4.9. Mientras que en el Reino Unido, Italia, Rumanía, Croacia y Chipre el precio aumentó alrededor de

un 50%, y en otros países como Austria, Polonia, Francia, Luxemburgo o Noruega, el precio final para consumidores industriales disminuyó entre un 15 y un 30%. En España este incremento se situó en un 7%, ocupando España un nivel intermedio en la tabla de precios y por debajo de la media europea.

FIGURA 4.9.

Precios finales de electricidad (c€/kWh) para consumidores industriales, incluyendo impuestos, en la banda entre 20 y 70 GWh, en países miembro de la Unión Europea y Noruega en 2019 y cambios en comparación con 2018 y 2009 (%).

Fuente: ACER⁵¹



⁵¹ ACER Market Monitoring Report 2019 – Energy Retail and Consumer Protection Volume https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf



**INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA**

Fundación
Naturgy