Febrero 2021

¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

Ideas y propuestas para su desarrollo desde el objetivo de la electrificación de la demanda

FUNDACIÓN RENOVABLES

FUNDACIÓN
RENOVABLES

Nota aclaratoria

*Este estudio no ha sido elaborado como una consecuencia de la borrasca Filomena, sino que es el posicionamiento de la **Fundación Renovables** en relación a cómo entendemos que debería estar configurada la tarifa eléctrica, configuración que hemos ido incluyendo en todos nuestros informes.*

*El estudio se ha centrado en el sistema eléctrico porque desde la **Fundación Renovables** consideramos que la electrificación de la demanda es el futuro y es en lo que debe apostar la política energética. **Para la Fundación Renovables el futuro es eléctrico o no será sostenible.***

El presente documento se ha llevado a cabo utilizando datos de 2019, principalmente por su homogeneidad y por la dificultad para validar lo acaecido en 2020 como un ejercicio sobre el que se puedan sacar tendencias de comportamiento.

Aunque la mayoría de las iniciativas propuestas tienen un carácter de actuación puntual y continuista con el desarrollo regulatorio actual, mantenemos que es necesario una reforma profunda de la regulación del sistema eléctrico y de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013.

La **Fundación Renovables** agradece la colaboración del Patronato y de las Amigas y Amigos de la Fundación, así como el esfuerzo del equipo técnico que ha participado en la elaboración de este documento.

La coordinación y redacción final ha correspondido al Patronato de la **Fundación Renovables**, formado por:

Presidente: Fernando Ferrando Vitales.

Vicepresidentes: Juan Castro-Gil Amigo y Mariano Sidrach de Cardona Ortín.

Vocales: Domingo Jiménez Beltrán, Sara Pizzinato, Assumpta Farran Poca, José Luis García Ortega, Llanos Mora López, Sergio de Otto Soler, Marta Victoria Pérez, Daniel Pérez Rodríguez, Luis Crespo Rodríguez, Javier García Breva y Begoña María-Tomé Gil.

Esta publicación está bajo licencia Creative Commons.
Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA).
Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.

Fundación Renovables
(Declarada de utilidad pública)
Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28008 Madrid
www.fundacionrenovables.org

Índice

1.- Consideraciones previas a la definición de las líneas de actuación en la configuración de la tarifa eléctrica 5

2.- Análisis de la configuración actual de la tarifa eléctrica 11

A. Coste de la energía 13

B. Costes regulados 17

C. Impuestos 18

D. Comercialización de energía eléctrica 20

3. Líneas de actuación y propuestas para reformar la tarifa eléctrica 23

A. Coste de la energía 23

A.1. Dejar fuera del mercado algunas ofertas 23

A.2. Pagar por la función asumida dentro del mercado 25

A.3. Dominio público del agua 25

A.4. Gestión de los almacenamientos estratégicos de combustibles 27

A.5. Coste del CO_2 27

A.6. Otros cargos del coste de la energía 29

A.7. Ideas sobre la creación de fondos o buffers 30

B. Costes Regulados 30

B.1. Corresponsabilidad y FNSSE 31

B.2. Déficit tarifario 32

B.3. Transporte y distribución 33

B.4. Extra peninsulares 34

B.5. Reparto asimétrico de los coste regulados 35

B.6. Tarifa social 36

C. Impuestos 38

C.1. Impuesto a la generación eléctrica 38

C.2. IVA 38

Conclusiones 40

Relación de figuras 45

1. Consideraciones previas a la definición de las líneas de actuación en la configuración de la tarifa eléctrica

¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

FUNDACIÓN RENOVABLES

1.- Consideraciones previas a la definición de las líneas de actuación en la configuración de la tarifa eléctrica

Siempre se dice que legislar en caliente es intentar hacer ordinario aquello que, en un determinado momento, es extraordinario.

Por esta razón y bajo esta premisa, el presente documento no trata de proponer cambios pensando exclusivamente en los sucesos acaecidos durante el periodo que transcurre desde el 8 de enero hasta el 15 de enero de 2021, en el que el precio casado en el mercado mayorista ha sido comparativamente mucho más alto, sino para que **el precio de la electricidad responda, en todas las horas del año, a criterios de transparencia y correspondencia con los costes que lo originan,** sin perder de vista que estamos hablando de la señal de precio de un bien escaso, básico y de primera necesidad para toda la población.

Por otro lado, es importante destacar que en este documento, como en la mayoría de los elaborados por la **Fundación Renovables,** hablamos y nos enfocamos en **la electricidad,** porque la consideramos el vector energético por excelencia para disponer de un sistema energético sostenible, eficiente e independiente de agentes externos. Desgraciadamente, esta situación es irreal en la actualidad, porque nuestra política energética no apuesta ambiciosa y decididamente por la electricidad como refleja que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establezca para 2030 un 27% de cobertura de la demanda final con electricidad, teniendo en cuenta que en la actualidad es del 22%, después de haber perdido 3 puntos porcentuales en los últimos años.

Explicar las diversas razones por las que los precios del pool se han elevado por encima de los que teníamos en otros periodos sin la influencia del fenómeno atmosférico de frio y precipitaciones extremas como el que ha originado la borrasca Filomena, es relativamente sencillo, como lo es anticipar que sus causas son provocadas por el funcionamiento de un mercado no optimizado.

Obviamente y como hemos visto reiteradamente en todos los medios de comunicación, la noticia es que los precios se disparan si los comparamos con otros años, meses o incluso semanas; pero esto no debe hacernos perder de vista, al margen de los comportamientos interesados que se hayan podido producir por parte de algunos agentes del mercado, que esta situación se produce por causas propias del desarrollo del sistema y su diseño. Esta situación es tan anómala como cuando los precios tienden a cero o son negativos, algo que por ley no podría producirse en nuestro país, ya que los costes que se originan no lo son.

Las razones del incremento son claras:

- El aumento de la demanda eléctrica, aunque el valor de la máxima potencia demandada, 42.225 MW del día 8 de enero, fue un 7,1% inferior que la máxima producida en diciembre de 2007 de 45.450 MW.
- La baja producción de la eólica, fundamentalmente motivada por tratarse de una borrasca de nieve con una escasa aportación de viento.
- Un precio del gas natural, vector energético que ha cerrado el precio casado del pool excesivamente alto motivado por el incremento de demanda en Asia.
- El precio del CO_2, en torno a los 35 €/t, lo que supone unos 13 €/MWh de incremento en la oferta casada.

Lógicamente, respecto a la transmisión al precio final que tienen que pagar los consumidores, influye el funcionamiento marginalista del mercado, produciendo una situación compleja, difícil de asimilar y comprender por parte de la ciudadanía no familiarizada con dicho funcionamiento. Para intentar mejorar su comprensión fuera del público específico del sector energético hemos visto todo tipo de explicaciones en los últimos días.

La realidad es que estamos hablando de un mercado mayorista con un método de casación de precios aceptado y usado por la mayoría de los países de la Unión Europea ratificado por el Reglamento 2015/1222 de la Comisión, con el mismo funcionamiento tanto si el precio es muy bajo o muy alto. Por otro lado, hay que tener en cuenta que, desde que se adoptó el criterio marginalista, el mix de generación ha cambiado drásticamente, así como las tecnologías que lo componen y es necesario ajustar su funcionamiento a una realidad y futuro diferente, tanto por el número de agentes participantes como por las características de los vectores energéticos que intervienen actualmente en el mercado.

Cuando se incorporó el sistema marginalista para cerrar el precio del mercado diario, la estructura de la oferta tenía una configuración definida por la presencia mayoritaria de una generación en base a combustibles fósiles, es decir, mayor peso de costes variables sujetos a fuertes fluctuaciones en mercados internacionales y con una mayor concentración en los agentes ofertantes. La realidad actual es que, según datos de 2019, el 37%. de la generación fue con energías renovables, con costes marginales tendentes a cero, y el 20,9% con nuclear que, por su escasa capacidad de gestionabilidad por condicionantes económicos y, en menor medida, técnicos, es precio aceptante.

Si consideramos el horizonte de 2030, esta situación se incrementará porque, según el PNIEC, el 74% de la electricidad será generada por fuentes renovables, intensivas en capital, con costes variables muy bajos, con menor factor de capacidad por unidad de potencia y también menor capacidad de gestión.

En definitiva, el sistema marginalista, en su concepción actual, se está quedando obsoleto y, por tanto, debe ser modificado para acercar el funcionamiento del

mercado a la realidad, no solo por nuestras propias especificidades como país en el que las únicas fuentes de energía disponibles son las renovables, con una capacidad de interconexión muy por debajo de lo aconsejable y comprometida, sino para todo el entorno europeo.

Es importante resaltar que **el incremento de precios del pool que se ha producido va a tener un efecto pequeño en un cómputo anual, siendo más importante la alarma** y la sensación que crea en el consumidor de que el sistema no responde a criterios comprensibles y transparentes.

Para poder identificar elementos de cambio y de mejora en la fijación de la señal de precio de la electricidad deberíamos tener en cuenta que en la tarifa eléctrica es conveniente tener siempre presente:

- La electricidad, y por tanto el suministro eléctrico, es un **bien de primera necesidad,** que su acceso debe ser universal y que tiene que ser considerado como un servicio público. Este punto es importante teniendo en cuenta que hay zonas que se han quedado sin suministro por razones técnicas o por enganches fraudulentos al sistema eléctrico, como el caso de la Cañada Real en Madrid. El suministro de electricidad es un derecho a preservar por encima del mero negocio y de las actuaciones ilegales que se puedan producir para acceder a él y que, por supuesto, se deben perseguir.
- La tarifa eléctrica debe ser consecuencia del **"pago por uso", es decir, que se pague por la electricidad que realmente se consume,** y no como una herramienta con un sistema aditivo de costes no transparentes, que no siempre tienen correspondencia con el servicio que se presta.
- **Transparencia y señal precio**. Es curioso que en nuestro país se ha glorificado la economía de mercado y la liberalización de los procedimientos de oferta con el objetivo de que la mayor competencia genere un mejor servicio, pero lo que debería ser el resultado del funcionamiento de un sistema de oferta transparente se ha convertido en una realidad que no parece haber conseguido los objetivos previstos, como se constata cuando los informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recomienda que los consumidores que puedan se queden en la tarifa regulada y no vayan al mercado liberalizado.

  Por supuesto, la generalización suele ser injusta, pero está claro que la mayoría de las diferentes ofertas de las comercializadoras no suelen responder a una señal de precio transparente ni fomenta el consumo responsable. En la actualidad, multitud de ofertas para los consumidores llevan consigo anomalías intrínsecas de una oferta de mercado que no responde al funcionamiento de este y que no es racional ni ética si valoramos la energía como un derecho y entendemos que es uno de los mayores causantes de la emergencia climática.

Es incoherente apostar por la eficiencia y por una política energética racional cuando los consumidores carecen de una señal precio transparente y de un modelo en el que se no pague por lo que se consume.

En este sentido, en la **Fundación Renovables** consideramos:

- La tarifa eléctrica necesita estar diseñada pensado consecuentemente en el presente y en el futuro, dejando a un lado las continuas referencias a diseños del pasado. La Directiva de Renovables UE 2018/2001 establece, específicamente, que no se pueden llevar a cabo movimientos retroactivos en la legislación, lo que no excluye que se puedan acordar modificaciones pactadas entre los distintos actores y el gobierno para adaptar el funcionamiento a la realidad.
- Las **nuevas tecnologías y la gran evolución de las energías renovables han cambiado la oferta de generación de electricidad**, por lo que no podemos tener a día de hoy un sistema que se diseñó y adoptó hace muchos años cuando se generaba electricidad en base al uso de combustibles fósiles, cuyos costes eran, eminentemente, variables y con alta volatilidad por estar sujetos a mercado con una clara influencia geoestratégica. **Es impensable que, en 2030, con un 74% de generación de electricidad renovable a precios marginales cercanos a cero, el sistema de fijación de precios siga siendo marginalista**.
- **Tenemos que ser pragmáticos y con visión de futuro**. La petición de diferentes reformas, porque de forma puntual los precios del pool se han disparado, no debería ser la causa que motive cambios que ya de por si eran y son necesarios, sobre todo si estos están pensados exclusivamente en limar situaciones puntuales como esta. Han surgido iniciativas de crear, incluso, *buffers* para trasladar costes entre momentos de situaciones extremas de precios para mantener un sistema sin "turbulencias". Si apostáramos por políticas de maquillaje tarifario de precios cometeríamos el mismo error que permitió la creación del déficit de tarifa, además de no ofrecer una señal precio real y del coste político que supone llevar a cabo una reforma parcial enfocada no en resolver el problema de tener una tarifa eléctrica cara, sino en generar una percepción maquillada al consumidor.
- **Es necesario huir de propuestas maximalistas que no reflejan las necesidades de un sistema eléctrico obligado a evolucionar**. Apostar por la nacionalización de compañías eléctricas, olvidando la capacidad y las posibilidades que los poderes legislativo y ejecutivo tienen para que las actuaciones de los diferentes agentes estén perfectamente definidas, podría entenderse como una negación de la capacidad de la regulación, la de los Organismos de Control para vigilar su cumplimiento y la de los tribunales para hacer cumplir la ley.

Desde la **Fundación Renovables** hemos defendido la necesidad de que el Operador del Sistema tenga la titularidad pública o, cuando menos, que se le exija de forma indubitada que se preserve su función sin el conflicto de intereses que tendrá al defender, al mismo tiempo, el funcionamiento del sistema eléctrico y una cuenta de resultados en la que pesan más los objetivos de rentabilidad de los accionistas y ejecutivos, lo que puede entrar en conflicto con el interés público.

Asimismo, en nuestros informes hemos abierto como elemento de discusión si las infraestructuras deben ser pagadas por los contribuyentes o por los consumidores como usuarios. La posibilidad de avanzar en que las redes eléctricas de transporte y distribución se consideren como un servicio público, tengan titularidad del Estado, sería un factor importante para poder disponer de una tarifa eléctrica competitiva con respecto a otros vectores.

Consideramos que no es lógico ni recomendable la presencia pública en la generación de electricidad, sobre todo teniendo en cuenta que la tendencia es hacia la diversificación de agentes y el fomento del autoconsumo distribuido por todo el territorio. Afirmar que es necesaria una compañía pública de generación para disponer de energía subvencionada para ciertos colectivos o para la fijación de un precio del mercado mayorista más adecuado es negar la capacidad regulatoria de la ley y la exigencia de su cumplimiento. Asimismo, exigimos que los Órganos de Control asuman un papel más ejecutivo que el que han asumido hasta ahora de constatación y traslado de los comportamientos de los mercados y de sus malas prácticas.

En definitiva, las propuestas y consideraciones, abiertas a discusión y debate, que se incluyen en este documento tienen como objetivo que la electricidad, siendo el vector energético más eficiente y más sostenible, también sea el más asequible para los consumidores.

El Gobierno ha avanzado en algunos puntos de mejora del funcionamiento del sistema eléctrico como son la regulación del autoconsumo y del acceso y conexión a red, la configuración adecuada de las subastas de potencia renovable, el anteproyecto de Ley del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)..., pero lo ha hecho con modificaciones puntuales a través del Real Decreto-ley 15/2018 y del Real Decreto-ley 23/2020, para una Ley 24/2013 del Sistema Eléctrico que no es válida para que la electricidad sea el vector energético por excelencia y de acceso universal a precios competitivos. Sabemos de la dificultad de abordar un cambio de esta magnitud, pero la realidad es que **necesitamos desde hace años una reforma profunda de la Ley del Sistema Eléctrico, pensando en el presente y en el futuro de la transición energética.**

2. Análisis de la configuración actual de la tarifa eléctrica

¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

FUNDACIÓN RENOVABLES

2.- Análisis de la configuración actual de la tarifa eléctrica

El objetivo central de este informe es analizar la realidad del mercado eléctrico y proponer líneas de adaptación, dentro de un marco global de funcionamiento diferente y con la necesidad de regular un sector de un bien básico, como es la electricidad.

Cómo puede verse en la Figura 1, en diciembre de 2019 había en España 29,5 millones de puntos de suministro eléctrico de los que 28,6 están definidos como segmento doméstico.

	Consumo GWh	% Consumo	Nº Suministros	% Nº Suministros
Doméstico <10 kW	65.628	28%	27.831.587	94,2%
Doméstico >10 kW	7.916	3%	810.349	2,8%
Pyme	52.785	22%	880.105	2,9%
Industrial	111.123	47%	24.146	0,1%
Total	**237.452**	**100%**	**29.546.187**	**100,0%**

Figura 1. Distribución de los puntos de suministro de energía eléctrica en 2019 en España. Fuente: CNMC. Elaboración propia

La realidad es que España tiene unos costes de la electricidad por encima de la media europea, como puede observarse en las Figura 2 y 3. Según las estadísticas de Eurostat para el segundo semestre de 2019, ocupamos el 5º lugar en cuanto al precio final en el sector doméstico y el 9º en el no doméstico, con un precio medio de 23 c€/kWh y de 11 c€/kWh, respectivamente.

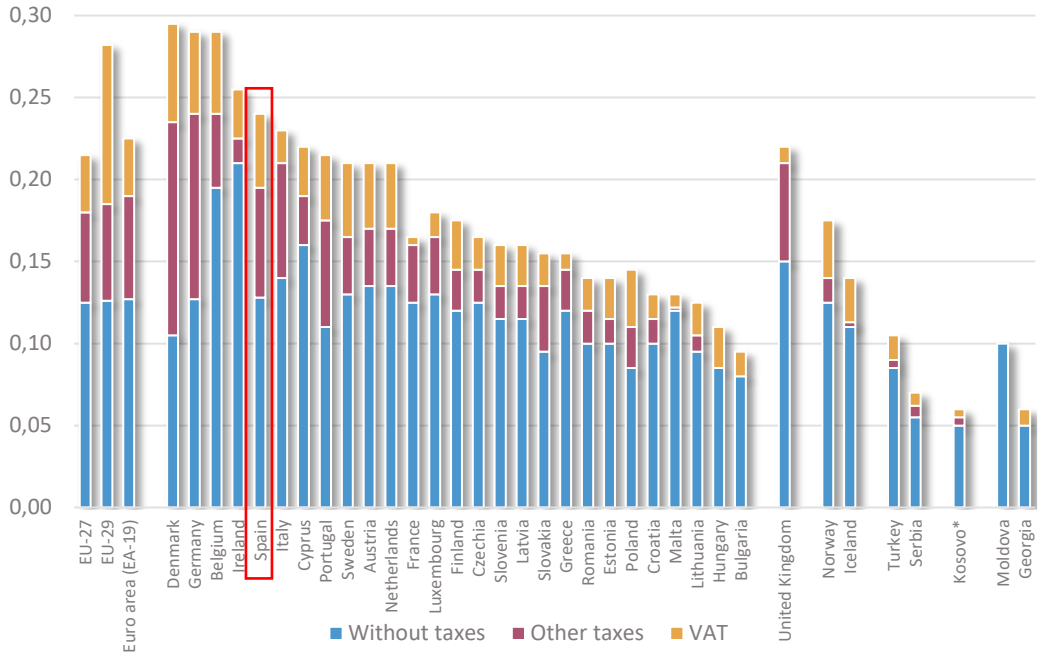

Figura 2. Precios de la electricidad, en €/kWh, para consumidores domésticos.
Fuente: Estadística de Eurostat del segundo semestre de 2019.

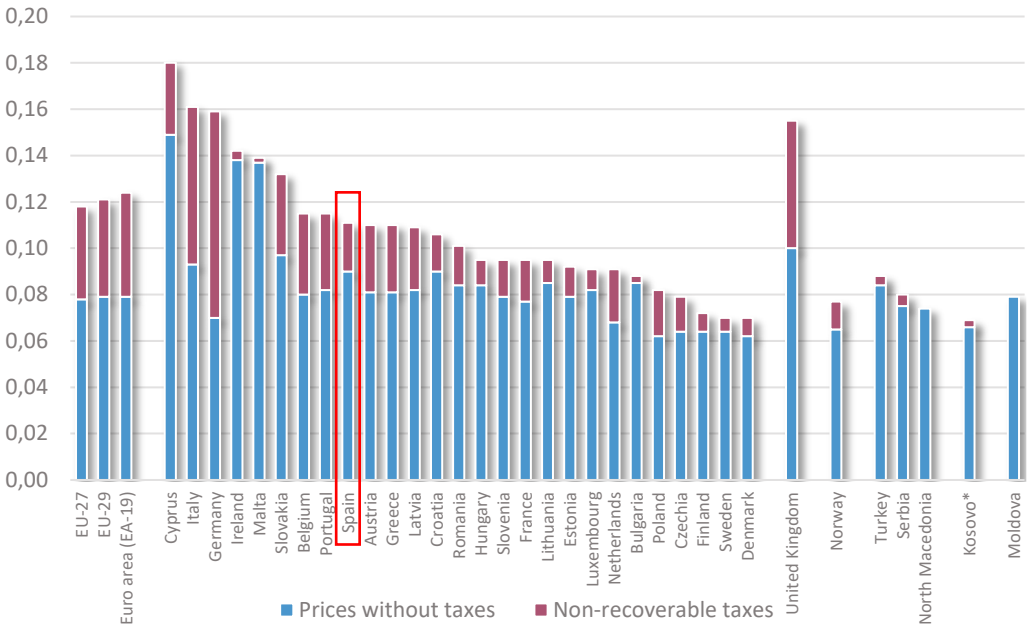

Figura 3. Precios de la electricidad, en €/kWh, para consumidores no domésticos.
Fuente: Estadística de Eurostat del segundo semestre de 2019.

Para empezar, la estructura de la tarifa eléctrica que tienen que pagar los consumidores se configura a través de cuatro elementos básicos:

A. Coste de la energía.
B. Costes regulados.
C. Impuestos.
D. Comercialización.

El **coste de la energía y los costes regulados son los que configuran el precio** por la traslación de las distintas partidas de coste, ya que los impuestos son un elemento añadido, al margen de los costes del sistema, y la comercialización es una actividad de traslado de la electricidad disponible al consumidor. En la Figura 4 se refleja el reparto de los ingresos del sistema, antes de impuestos, en lo que respecta al coste de la energía y a los costes regulados.

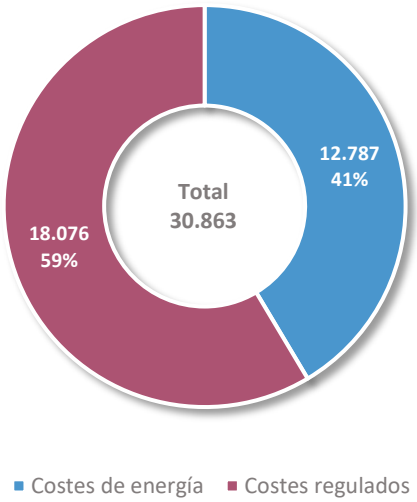

Figura 4. Reparto de costes regulados y costes de la energía en el sistema eléctrico (en M€). Fuente: APPA. Datos de 2019.

A continuación, se realiza una propuesta de las líneas de actuación para la normalización de las diferentes partidas que favorezcan un funcionamiento del sistema más transparente y justo y se pueda disponer de un precio del kWh más atractivo para poder competir en igual de condiciones con otros vectores energéticos.

A. Coste de la energía

Esta es la única partida que está sujeta a la evolución de un mercado de oferta y demanda y su valor queda definido por el precio horario del mercado mayorista o del pool eléctrico. A este precio se le suman los costes por ajustes y por mercados secundarios que, en definitiva, son los que permiten que la curva de demanda y oferta

prevista se convierta en real con la cobertura de la demanda real en cada momento, porque la electricidad, por ahora, no es almacenable en grandes cantidades en los puntos próximos a su consumo y, por tanto, su flujo es instantáneo.

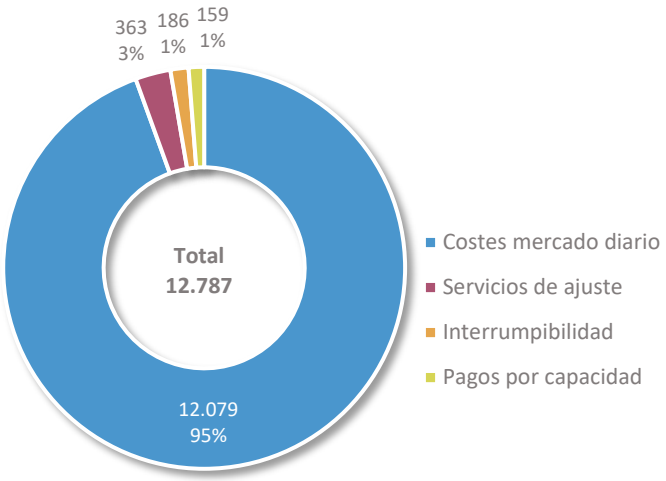

Figura 5. Reparto entre las diferentes partidas que se incluyen en el coste de la energía (en M€). Fuente: APPA. Datos de 2019.

El precio de la electricidad en el mercado mayorista está definido por una serie de componentes que no ofrecen, a corto plazo, muchas medidas para actuar, salvo que se emprenda una reforma del modelo a nivel global que cada vez, conforme aumente la participación de una mayor proporción de energías renovables, será más necesaria.

El elemento que define el precio de la electricidad en el mercado es:

El mercado marginalista

El funcionamiento del mercado marginalista en la fijación del precio de la electricidad en el mercado mayorista, hora a hora, es el elemento más importante en la fijación del precio que se va a trasladar al consumidor. Esta importancia se debe no tanto por la forma de fijar el precio de corte en el que la demanda prevista se cruza con la oferta, en un proceso de competencia de manera que el precio de casación final se corresponde con el precio más alto de todos las ofertas que han sido casadas, sino en que **este precio es el que se fija para todas las ofertas que se hicieron con precios inferiores**.

Obviamente, si hay muchas ofertas que entran a precios muy bajos, como suele pasar con las que tiene origen renovable (solar y eólica), el precio de cierre tenderá a bajar, como puede observarse en la Figura 6, pero si la demanda crece o las renovables no están disponibles los precios de cruce subirán, que es lo que ha pasado en la semana del 8 al 15 de enero de 2021.

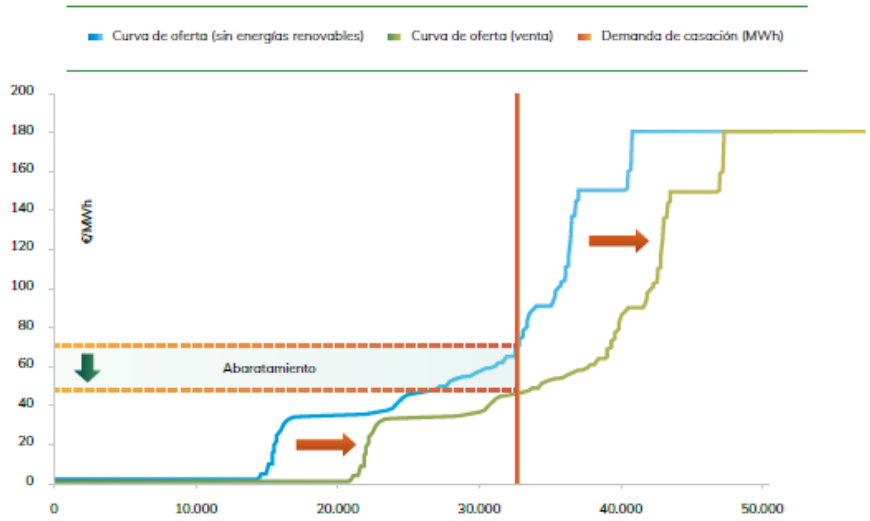

Figura 6. Efecto de la entrada de renovables en el mecanismo de casación de ofertas del pool (en €/MWh). Fuente: APPA.

El sistema marginalista tiene su razón de ser como modelo competitivo de casación y su no utilización de forma unilateral por un determinado país no solo es complejo porque lo utilizan la mayoría de los países, sino también por la existencia de mercados interconectados en los que introduciría un elemento de distorsión.

Fue implantado en la Ley del Sector Eléctrico de 54/1997 y ha sido ratificado por el Reglamento 2015/1222 de la Comisión Europea, en el que se establecen los criterios generales sobre la asignación de capacidad de generación eléctrica en el mercado mediante el uso del principio marginal, según el cual todas las ofertas aceptadas tendrán el mismo precio por zona geográfica y unidad de tiempo.

De hecho, la participación de la eólica y de la fotovoltaica, según los datos de APPA, ha supuesto, como puede observarse en la Figura 7, descensos del precio casado medio anual que, obviamente, han sido trasladados al consumidor.

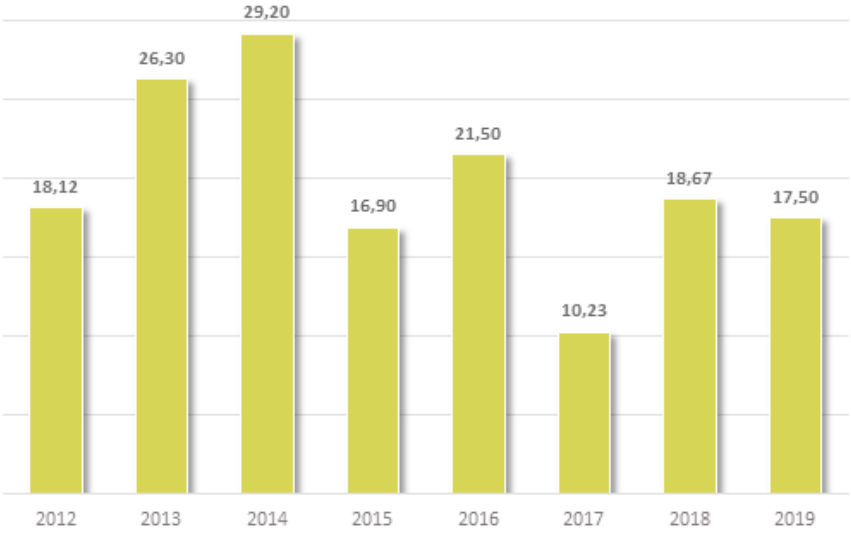

Figura 7. Reducción del precio del pool por el efecto de la participación de la generación de renovables, principalmente eólica y solar (en €/MWh).
Fuente: APPA.

La cuestión es si un sistema como el marginalista, creado cuando las ofertas que participaban se basaban en combustibles fósiles como el carbón, el gas y los derivados del petróleo que introducían en los precios ofertados no solo altos costes variables, sino, también, fluctuaciones de precios en los mercados financieros de alta volatilidad por razones geoestratégicas, puede ser válido para un mix de generación formado por ofertas intensivas en capital y con costes variables muy pequeños, cuyos precios marginales de generación tienden a cero, como ocurre actualmente con las renovables (agua, viento y sol) o con la nuclear que funciona sin variaciones como base.

Asumir el marginalismo ha supuesto que lo que era un impuesto específico para unas centrales, al participar estas en la casación del precio final del pool, sea trasladado a la totalidad de las que participan en el mercado y, por lo tanto, al consumidor final, actuando en sentido contrario al buscado al gravar precisamente un bien que se quería que tuviera precios reducidos para favorecer su consumo.

Si proyectamos la realidad actual, con más de un 37% de renovables y con un 20% de nuclear, a la que tendremos en 2030, con un 74% de renovables, está claro que el sistema utilizado no es viable, porque cerraría siempre, en momentos de tensión, con la oferta final de gas natural, trasladando al sistema mayores costes de los que se han generado en la mayoría de las centrales.

Por tanto, la primera conclusión es que el sistema marginalista está abocado, por acuerdo de todos los que lo usan, a ser revisado y corregido.

B. Costes regulados

Como puede observarse en la Figura 4 (Pág. 13), **los costes regulados son mayores que los costes de la energía que fija el mercado,** 18.076 M€ frente a 12.787 M€ para el año 2019, respectivamente. La primera conclusión que podemos extraer es que el sistema eléctrico está mal configurado porque de unos costes del sistema, antes de impuestos directos, de 30.954 M€, el 58,4% son costes fijados por la regulación. Si incluimos en los costes regulados, los pagos por capacidad y la interrumpibilidad, el porcentaje de costes regulados se elevaría hasta el 61%.

Cuando hablamos de abaratar la tarifa eléctrica, por tratarse de un bien de primera necesidad o porque la política energética debe basarse en la electrificación de la demanda, y nos encontramos con que el 61% de la tarifa, antes de la aplicación de impuestos, está conformada por partidas reguladas, podemos extraer la conclusión de que no existe relación entre la planificación energética del PNIEC, los planes estratégicos de largo plazo y la realidad del desarrollo regulatorio.

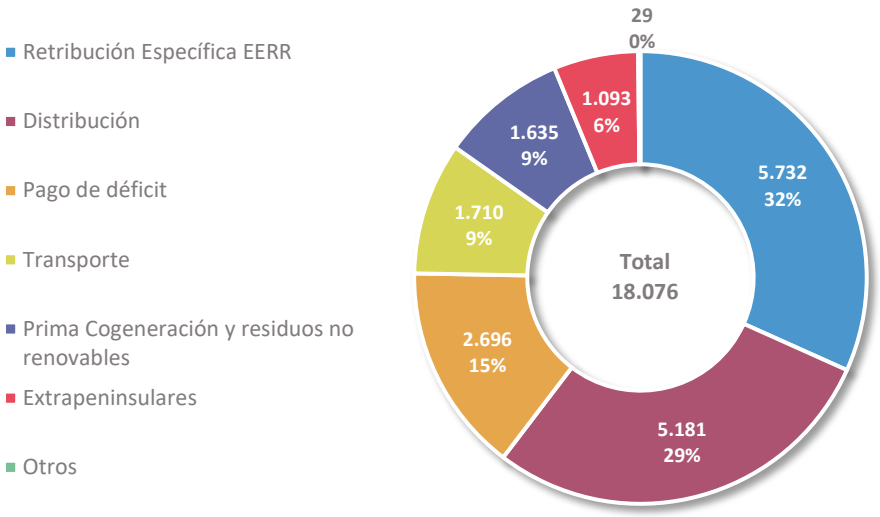

Figura 8. Distribución de los costes regulados según sus diferentes partidas para 2019 (en M€). Fuente: APPA.

De nuestra conclusión previa se deriva que para normalizar y abaratar la tarifa eléctrica hay actuar, principalmente, por el lado de los costes regulados. Las razones son claras: dependen de la decisión política y no suponen alterar o modificar drásticamente el funcionamiento de un mercado como el marginalista, admitido por todos, aunque tenga sus días contados tal y como lo conocemos ahora.

Antes de empezar a analizar las diferentes partidas, es importante volver a recordar que la electricidad es un bien de primera necesidad y de utilidad pública, consideración perdida desde la publicación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

El papel que juega en la fijación del precio de la electricidad el que las infraestructuras estén sujetas a la garantía de rentabilidad de las inversiones, al contrario de lo que sucede en otros sectores básicos como son la sanidad, la educación o las infraestructuras de transporte por carretera o ferrocarril, debe ser analizado y considerado desde el punto de vista de ser un pago por un servicio. Es más, incluso, que estas infraestructuras sean asumidas por el contribuyente y no, exclusivamente, por el usuario como pasa en otros sectores tan básicos como lo es la electricidad.

En los distintos documentos de la **Fundación Renovables** y específicamente en *"El Contrato Social de la Energía. Electrificar para democratizar"*, *publicado en* octubre de 2019, ya reflejábamos y proponíamos un cambio de esta situación que, además, estaba muy relacionada con las políticas económicas seguidas después del crack bursátil de 1929 y con el *New Deal,* en la que las infraestructuras debían de ser públicas para que los bienes y servicios imprescindibles fueran no solo de acceso universal, sino al mínimo coste.

Asimismo, hay que tener en cuenta que la entrada del autoconsumo fotovoltaico y el papel de la gestión de la demanda va a exigir fuertes inversiones en digitalización y modernización de las infraestructuras existentes, estando la inversión fijada, como se establecía en el informe anteriormente mencionado, en 40.000M€ hasta 2030.

Sería lógico abrir un debate sobre la idoneidad y elegibilidad de destinar los *Next Generation UE* a disponer de unas infraestructuras eléctricas más digitalizadas, con un funcionamiento más flexible y a menor coste para el consumidor final.

La tarifa eléctrica es el fiel reflejo de una política económica totalmente en dirección contraria al consumidor eléctrico doméstico, quien debe pagar las infraestructuras y asumir los coste de los desequilibrios, industriales, territoriales o la totalidad de los originados por los compromisos medioambientales, aunque la electricidad solo suponga el 22% de la demanda final de energía.

C. Impuestos

La tarifa eléctrica también es un elemento de recaudación básico de suma importancia para las arcas del Estado como puede observarse en la Figura 9, en la que vemos que España tiene la cuarta mayor presión fiscal en el precio de la electricidad de todos los países de la UE.

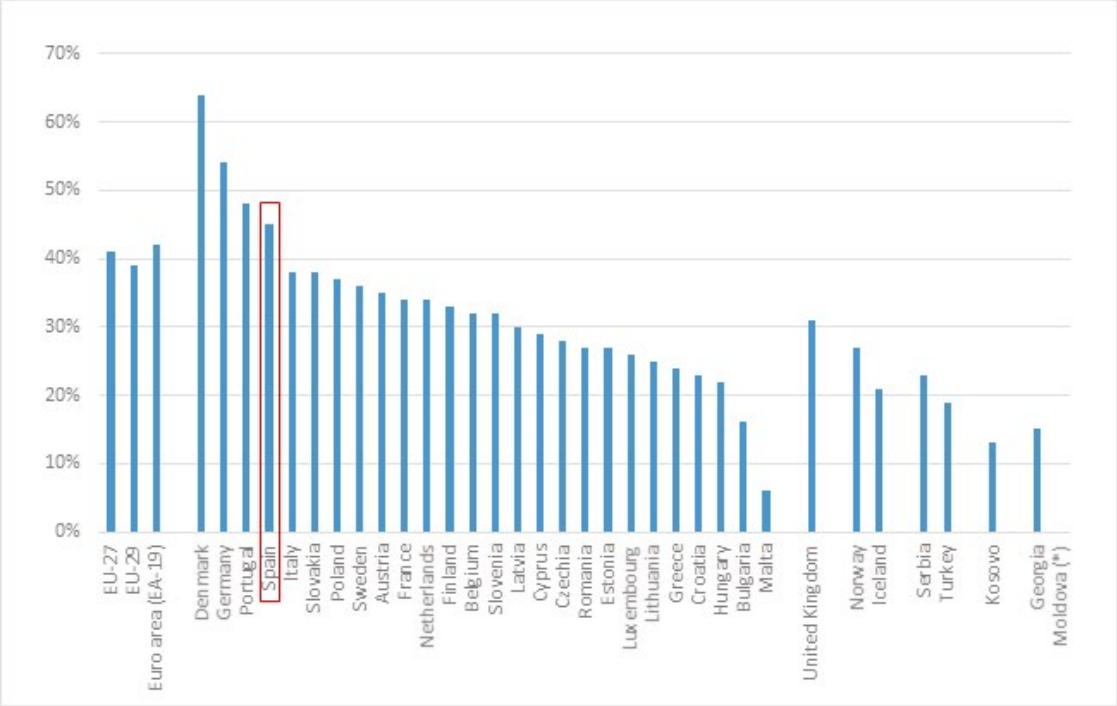

Figura 9. Porcentaje de impuestos y tasas pagado por el consumidor doméstico de electricidad. Fuente. Eurostat. Datos del segundo semestre de 2019.

Los impuestos más importantes que se incluyen en el precio de la electricidad, adicionalmente a las consecuencias del coste del CO_2, son:

a. Impuesto a la generación eléctrica

En la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se crea el "Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica" (IVPEE) como tributo de carácter directo y de naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica con un gravamen del 7% al que se le da un marchamo de gravamen medioambiental.

Este impuesto es difícilmente asumible porque grava por igual a todas las centrales, independientemente de la energía primaria que utilicen y de lo que contaminen, situación que, además, **es lesiva para los inversores en renovables porque, tienen que asumir el coste al no poder trasladar dicho coste al consumidor final.**

En octubre de 2018, ante el incremento del precio de la factura de la luz, el Gobierno publicó el Real Decreto-Ley 15/2018 que contenía, entre otras medidas, la suspensión por seis meses del IVPEE.

b. IVA

Para Hacienda, parece ser que la electricidad es un bien de lujo, o al menos así se puede deducir porque el IVA que se le aplica es el máximo: el 21%.

Si analizamos 2019, la recaudación por IVA fue de 6.481 M€. En este valor se incluye la doble imposición del impuesto de electricidad al que también se le aplica el IVA.

Cuando por los efectos de la borrasca Filomena subieron los precios y se pedía la reducción del IVA de la electricidad como bien de primera necesidad, no se atendió a esta petición, principalmente porque **los ingresos recaudatorios priman más que la política energética.**

c. Impuestos y tasas varias

Las diferentes Comunidades Autónomas también se suman a utilizar la generación de energía eléctrica como una fuente de ingresos, habiendo establecido distintas tasas e impuestos que gravan actividades de inversión y de actuación en toda la cadena de valor y sobre las que no vamos a entrar en este informe, tanto por su disparidad como por su cuantía, aunque sí queremos señalar que, desde nuestra posición, no deben ser finalistas para el consumidor.

D. Comercialización de energía eléctrica

El último punto de actividad que se incorpora al precio final de la electricidad depende de cómo y a quién se la compremos.

Si somos consumidor doméstico podemos acogernos:

- Al **PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor),** como el sistema de fijación del precio de la luz implantado por el Gobierno para todos los clientes del mercado eléctrico regulado con una potencia contratada menor o igual a 10 kW. En este caso nos vende la electricidad la Comercializadora de Último Recurso (CUR). El precio obtenido replica lo que pasa en el mercado mayorista en cuanto al coste de la energía y se le cargan los costes e impuestos que el Gobierno decide. La CUR depende de la distribuidora de la zona del consumidor.
- **Al mercado liberalizado,** mediante la contratación directa con una comercializadora del mercado libre. Aunque en la actualidad hay más de 400 operativas, sigue siendo el sector eléctrico tradicional el que tiene entre el 80% y el 90% de los clientes, según segmentos de consumo.

La primera consideración que podemos hacer es que algo no funciona bien en el diseño adoptado de comercialización, cuando el objetivo de competitividad es la

liberalización del propio mercado y la diversidad de agentes y el Órgano de Control que vigila el funcionamiento de este, la CNMC, aconseja que el que pueda se quede en el PVPC como opción más recomendable, como se indicaba anteriormente.

En la Figura 10 se puede ver cómo un consumidor doméstico que se acoja al PVPC tiene un coste medio por MWh de 224€ y si está en el mercado liberalizado de 271€, es decir, un 21% más.

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

Figura 10. Evolución de los precios medios anuales para los distintos segmentos y según sea mercado regulado o libe para el consumidor doméstico.
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

La contratación se realiza en periodos anuales y aunque todas las comercializadoras han vestido sus productos como diseños personalizados, la realidad no es así. **Las ofertas tienen diseños tan atractivos como inversamente proporcionales a la bondad del precio.**

El problema no es el coste de la comercialización sino que el diseño de las tarifas ofertadas ni es transparente en la fijación de precios, ni muestra cómo va a influir en el coste final del consumidor, ni promueve el consumo responsable.

No podemos pagar una tarifa eléctrica, en la que el producto que nos venden, la electricidad, no tiene correspondencia ni transparencia con los costes que la originan.

3. Líneas de actuación y propuestas para reformar la tarifa eléctrica

¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

FUNDACIÓN RENOVABLES

3. Líneas de actuación y propuestas para reformar la tarifa eléctrica

A. Coste de la energía

En los siguientes puntos se reflejan algunas propuestas de debate para adecuar el sistema actual y que funcione de acuerdo a las características del mix, sin olvidar que debemos trabajar en su reforma si queremos que el consumidor tenga una señal precio transparente y de menor coste.

A.1. Dejar fuera del mercado algunas ofertas

A nivel de mercado, uno de los elementos que es posible ajustar es que el precio del pool no se aplique a todas las tecnologías y centrales de generación, es decir, que **no toda la demanda se cruce en el mercado mayorista, sino que parte se fije mediante precios pactados a través de subastas de tecnologías**. De esta forma, estas centrales tendrán un precio competitivo y ajustado por el proceso de fijación que, obviamente, no disfrutará del precio del mercado con el diseño actual

Esta situación hipotética supondrá que el mercado se estreche porque disminuirá la demanda a cubrir pues exige que el volumen retirado sea lo suficientemente grande como para estabilizar el efecto del marginalismo y lo suficientemente pequeño para que la casación del precio, en el mercado mayorista, sea competitiva. Bien es cierto que resultaría complicado impedir o controlar los abusos de posición dominante, siendo necesario un mix más equilibrado con más generación distribuida, ganando en seguridad energética, energía limpia y precios más baratos.

Este camino ya se ha iniciado con las subastas celebradas el 26 de enero con la adjudicación de 3.034,18 MW de potencia renovable, 2.036,26 MW de fotovoltaica y 997,91 MW de eólica, en las que el precio se ha fijado de forma competitiva por las distintas ofertas y que supondrá retirar del mercado la casación de una demanda de, aproximadamente, 7,5 TWh, un 3% aproximadamente de la demanda anual cuando toda la potencia esté en funcionamiento.

Los adjudicatarios no solo cobrarán un precio muy inferior al que les correspondería si fueran al mercado (dependiendo de la realidad de cada iniciativa adjudicada, la media proyectada de precio está en 24,47 €/MWh para la fotovoltaica, con una horquilla entre 14,89 €/MWh y 28,9 €/MWh, y 25,3 €/MWh para la eólica, entre 20 €/MWh y 28,89 €/MWh), sino que no se beneficiaran de fenómenos extremos de subidas de precio al no entrar en el

marco marginalista del mercado. **Esta subasta realmente reduce el coste de la electricidad para el consumidor,** lo que no sucedió con los 8.037 MW de potencia que se asignaron en las subastas que se hicieron en mayo y julio de 2017 en las que el precio que tendrán los adjudicatarios es el del mercado mayorista, asegurándoles, además, un precio suelo garantizado, lo que, claramente, va contra la más simple lógica de aprovechar el desarrollo de las renovables para lograr bajar el coste de la electricidad.

Entre las tecnologías de generación que deberían salir del mercado marginalista, tal y como lo conocemos, estarían algunas centrales que aprovechan fuentes de energía renovable de carácter fluyente, pero que tienen variación anual muy baja e, incluso, la nuclear, aunque hay más que dudas de que el precio a pactar por esta tecnología esté por debajo del precio del pool, al margen de la dificultades ocasionadas por la falta de diversidad de agentes y del cierre programado pactado con el Gobierno.

Reducir la demanda que se casa en el mercado mayorista mediante el procedimiento marginalista puede ocasionar que, al desaparecer la oferta renovable que reduce el precio (Figura 7, Pág. 16), se produzca un mayor precio de corte. Esta situación no se daría teniendo en cuenta que:

- La finalidad es, precisamente, tener un mercado uniforme en cuanto a la configuración de las ofertas que permanecen.
- No se eliminan todas las renovables del mercado.
- Se reduce la oferta y la demanda al mismo nivel.
- Si el mercado es transparente y justo no deberían existir abusos de dominio, aunque se concentrase la oferta en menos agentes.
- Es tan importante que el precio casado no sea desorbitado como que no sea cero o negativo, como pasa en otros países en los que está permitido, y, mucho menos, que este se transmita a todas las ofertas.

La lógica aconseja que el modelo a seguir en este periodo de transición debería estar basado en conseguir, de forma paulatina y dirigidamente consensuada, que:

- **Las nuevas renovables entren a través de subastas o con acuerdos PPA que las retiren del mercado, obviamente bajo la modalidad *pay as bid.***
- **La hidráulica, la nuclear y parte de las renovables hoy en funcionamiento entren como rentabilidad predefinida, tras las consiguientes auditorias de costes.**
- **Se subaste la capacidad estimada anual de respaldo de gas mediante una formulación *take or paid* para que esté disponible cuando se necesite, manteniendo la remuneración incluso por un mayor aporte.**

- **Se establezcan normas para la asignación de vertidos al coexistir dos modelos de retribución en renovables.**

Tenemos mucho que avanzar y aprender porque el comportamiento de la oferta y la capacidad de gestión de la demanda suponen, de facto, elementos diferenciales respecto a lo existente. Somos conscientes de que este proceso no puede ser instantáneo, sino paulatino y fruto de un esfuerzo de diálogo entre el Gobierno y los agentes que refleje la fijación de un objetivo y el consenso para conseguirlo, sin que suponga reducir el nivel de ambición necesario.

A.2. Pagar por la función asumida dentro del mercado

Pensando en el futuro, debemos empezar a pagar a cada fuente o tecnología por lo que aporta al sistema, aportación que debe reflejarse de forma clara en los documentos de planificación nacional en materia energética aprobados. Todas las tecnologías renovables tienen valor porque su disponibilidad y funcionamiento permiten que el mix de la oferta y la gestión de la demanda dispongan de un sistema diversificado y económicamente optimizado.

Tenemos que ser consecuentes con la aportación de cada tecnología. Estamos viendo que algunos países están empezando a valorar el factor de la capacidad como elemento de decisión mediante la consideración de la hibridación y el almacenamiento como elemento básico de las centrales proyectadas.

En el futuro próximo, no será eficiente que a una tecnología que no tiene capacidad de asumir variaciones de acuerdo a criterios de disponibilidad, de factibilidad técnica o económicos, se le pague como a la que sí lo tiene.

Cómo hemos señalado en el punto anterior, tenemos un gran camino por delante que debe ser llevado a cabo como fruto del aprendizaje.

A.3. Dominio público del agua

Uno de los elementos pendientes de encontrar la normalidad operativa en la política energética española es el relativo a las diferentes consideraciones que tenemos del dominio público del agua y cómo se valora a la hidráulica en la formación de los precios mayoristas del mercado eléctrico.

Alrededor del dominio público del agua conviven distintos posicionamientos políticos: la reivindicación permanente de eliminar o reducir los *windfall profit*,

la gestión de un bien escaso en un país con un déficit hídrico recurrente y, cómo no, la jerarquía de uso entre las diferentes utilidades del agua para la sociedad, sin olvidar, por supuesto, que el agua es fuente de vida y uno de los derechos más inalienables, junto con la calidad del aire, para nuestra supervivencia.

A esta complejidad se une la capacidad para resolver muchos de los problemas que las variaciones en el precio de casación ocasionan en el mercado mayorista, porque, en cierta manera, podría ser el elemento que ayudara a que los picos de precio fueran amortiguados, sin olvidar que algunas tipologías de centrales deberían estar fuera del mercado marginalista.

La situación de partida no es sencilla porque las centrales hidroeléctricas son de propiedad privada, pero usan un recurso que es de dominio público como es el agua. De hecho, el agua almacenada en las centrales no fluyentes aunque es un activo circulante de los propietarios, por ser de dominio público, nunca figura en el balance de las compañías porque, jurídicamente, no son propietarias de aquel.

Los diferentes Organismos de Cuenca o Confederaciones Hidrográficas, establecen un canon sobre la producción de electricidad con el agua **que también tendría que beneficiar al consumidor eléctrico, destinando una parte de este a contrarrestar los costes regulados del propio sistema**. Así mismo, queda pendiente el destino definitivo y la operativa de las concesiones que van caducando, que pasan a ser centrales de propiedad pública, y que el consumidor eléctrico pagó con cargo a la tarifa.

El problema surge cuando esa potencial energía procedente de un dominio público no se utiliza para generar energía eléctrica con el objetivo de cubrir demandas específicas y de reducir el precio de mercado. Intervenir en la fijación de los precios del agua embalsada y sobre el momento de entrar en el mercado son cuestiones estratégicas difíciles de llevar a cabo, aunque, obviamente, **deberían ser elementos que tener en cuenta para amortiguar los costes del sistema eléctrico y, sobre todo, reducir el precio de casación en un modelo marginalista.**

Por tanto, esta debe ser una línea de negociación entre los propietarios de las centrales y de las concesiones hidroeléctricas con caducidad, en las que la variable tiempo es importante para todos los participantes.

La propuesta de un Operador del Sistema público abriría muchas líneas de actuación y de tranquilidad para que algunos activos básicos para la gestionabilidad del sistema, principalmente los sistemas de almacenamiento, pudieran estar dentro de su balance. Obviamente, esta situación actualmente

no es recomendable porque los intereses de la compañía no obedecen exclusivamente al interés público.

A.4. Gestión de los almacenamientos estratégicos de combustibles

Esta iniciativa ya se puso en marcha, en el periodo en el que los precios del gas natural se incrementaron de forma sustancial, liberando hasta un periodo de 1,5 días de almacenamiento de los 3,5 de obligación invernal, aunque no se han tocado los 20 días fijados por ley de almacenamiento estratégico permanente. No cabe duda de que, también por ley, se podría ampliar la capacidad de uso de las reservas estratégicas si lo que queremos es que influyan también en el ajuste de precios y no exclusivamente por causas de fuerza mayor o de necesidad.

En la **Fundación Renovables** creemos que, como ha hecho el Gobierno, es bueno que se flexibilicen los limites en periodos de máxima exigencia.

A.5. Coste del CO_2

De forma inicial, hay que dejar claro que mercado del CO_2 no es un mercado real porque su funcionamiento se ha establecido de forma artificial y su precio está intervenido o ajustado por voluntad política.

En la Figura 11 se puede observar la evolución del precio de la tonelada de CO_2 y cómo en 2021 se ha elevado hasta una media de 33,7 €/t. Ya en diciembre de 2020 se alcanzó un precio medio de 30,9 €/tn CO_2.

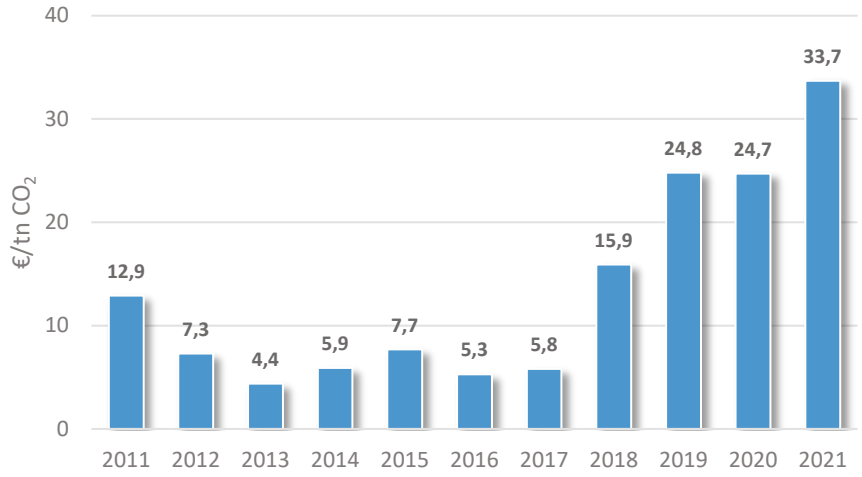

Figura 11. Evolución del precio medio anual de la tonelada de CO2 en la UE. Elaboración propia.

En la **Fundación Renovables** siempre hemos considerado la importancia de establecer precios efectivos para el CO_2 para que sirvan como elemento restrictivo y desincentivador del consumo de combustibles fósiles. Pero, lo que no es asumible es que esta práctica vaya en contra de la consecución del objetivo que queremos fomentar y que es la electrificación de la demanda.

Es cierto que la recaudación del impuesto del CO_2 es de gestión pública y que su destino puede ser diverso: nutrir el fondo de eficiencia, usarlo como fuente de ingresos para la política energética o cubrir hasta el 10% del FNSSE (recién presentado el Anteproyecto de Ley),… pero lo que no puede ser es que grave a toda la electricidad y se sume al precio final de esta, incorporando este valor a todos las energías, emitan o no CO_2.

Tenemos que identificar una vía de solución para que el CO_2 no conlleve un efecto que es inflacionista y asimétrico, dado que el proceso de fijación de precio marginalista conlleva los siguientes efectos en el caso que el precio casado sea por ejemplo ofertado por un ciclo combinado de gas:

- Si el precio casado es consecuencia de una oferta de gas natural este habrá interiorizado el coste del CO_2 que posteriormente tendrá que trasladar
- Este precio se traslada a todas las ofertas de producción de energía eléctrica.
- En el caso de las ofertas que estén dentro del RECORE por el procedimiento establecido en el horizonte de 3 o 6años de regularización este precio será descontado de la retribución. (Curiosamente la reducción del RECORE beneficiará, en segunda derivada, al petróleo y gas natural en la reducción del FNSSE futuro).
- Las centrales como son hidroeléctricas o nucleares internalizan el CO_2 como un ingreso adicional.
- Y, obviamente, la consecuencia del mayor precio del CO_2 es un incremento del precio de la electricidad.

Tenemos que trabajar en buscar una solución para que el coste del CO_2 no se traslade siempre al consumidor final y no produzca los efectos contrarios a los buscados desde el ajuste interno de los precios percibidos por esta causa, así como el destino de la recaudación vaya a la reducción de los costes regulados de la tarifa eléctrica. Obviamente, una línea de subasta *take or pay,* como se mencionaba en el punto relativo al mercado marginalista, reduciría este efecto porque su aplicación estaría solamente afectada a la generación con gas natural.

Curiosamente, el sector eléctrico, en buena lógica, ha manifestado, con respecto a la propuesta de la **Fundación Renovables** de eliminar la exención al

gas utilizado en la generación de electricidad de contribuir al Fondo recogida, entre otras, en el informe sobre el FNSSE, Observaciones y medidas de correspondencia para la transición energética, que esta exención supondría un encarecimiento del precio de casación y, por lo tanto, el traslado de un importante sobrecoste al consumidor eléctrico, sobre todo si es el gas el que casa el precio de mercado. Esta apreciación es cierta, pero también lo es que **las normas no pueden ir en contra del objetivo que persiguen** y, en este caso, en un sistema que tiende a ser mayoritariamente renovable, **el coste del CO_2, como lo es el impuesto a la generación, no puede ser neutral para todas las tecnologías.**

A.6. Otros cargos del coste de la energía

Según se puede ver en la Figura 4 (Pág. 14), al coste de la energía, que supuso en 2019 12.079 M€, un 94,5% del coste de la energía total, se le añaden tres conceptos: los servicios de ajuste que suponen 363 M€ (el 2,8% del coste de la energía total), la interrumpibilidad, con 186 M€ y un 1,8% y los pagos por capacidad con 159 M€ y un 1,2%.

Lo primero que deberíamos realizar es un análisis de si estos conceptos son necesarios para la gestionabilidad del sistema y si su cuantía obedece a razonamientos trasparentes. El desarrollo temporal de cada uno de ellos ha sido totalmente diferente: mientras que los servicios de ajuste han ido incrementándose, tanto en valor absoluto como por unidad de energía ajustada, los pagos por capacidad y la interrumpibilidad, que se llegaron a convertir en una subvención encubierta para algunas tipologías de centrales y al sector electrointensivo, han tenido una reducción considerable. Por ejemplo, según se detalla en el informe de la **Fundación Renovables** *"Lecciones aprendidas para salir de la crisis"*, de mayo de 2020, los pagos por capacidad llegaron a suponer, en plena crisis económica de 2008 y en una fase de lucha contra el déficit de tarifa, 1.535 M€ en 2011 y la interrumpibilidad, 677 M€ en 2013, valores muy superiores a los existentes en la actualidad.

En buena lid, tanto los servicios de ajuste como los pagos por capacidad deben reflejar el valor real que aportan en la gestionabilidad del sistema y, aunque puedan ser revisados en función de su aportación real, es claro que conforme evolucione el mix del sistema de generación su consideración debe ser de permanencia, aunque en una relación más directa con el servicio prestado y como fruto de un proceso de retribución *ad hoc* de algunas tecnologías que han reducido el número de horas de funcionamiento porque no son competitivas, como es el caso de los pagos por capacidad. La propuesta de subastas para la

entrada y función del gas natural englobaría gran parte de las partidas de pagos por capacidad y servicios de ajuste.

La interrumpibilidad apenas ha sido utilizada y su necesidad siempre ha estado en entredicho ya que obedece más a una presión industrial de los consumidores electrointensivos, como se ha visto en el caso de muchas industrias que acusan de su cierre a la reducción del pago por interrumpibilidad, que a una necesidad real del sistema. La demanda energética ha ido disminuyendo año a año; de hecho, el pico de potencia se produjo en 2007 con 45.450 MW y en pleno temporal de frio provocado por la borrasca Filomena se han alcanzado 42.225 MW, sin tener en cuenta que se ha ido incrementando la potencia instalada, hasta los 110.536MW en 2020,y estableciendo mejoras en la respuesta por la digitalización del sistema eléctrico.

A.7. Ideas sobre la creación de fondos o buffers

Recientemente hemos visto cómo se anunciaba la posibilidad de establecer mecanismos que sirvieran de *buffer* para amortiguar los precios del pool en periodos puntuales. **Cualquier medida que no responda a un movimiento de transparencia del mercado y a que la señal precio llegue al consumidor, hará que se falsee la realidad y se ponga en peligro no solo las políticas de consumo responsable, sino también las de eficiencia**.

B. Costes Regulados

Los puntos de actuación sobre la parte regulada deben partir de un doble compromiso:

La limpieza de la tarifa

La forma más lógica de reducir el precio de la electricidad es **eliminando de la tarifa aquellos cargos que nunca deberían haber formado parte de esta** y que no se corresponden, como se mencionó con anterioridad, ni a su consideración como un bien de primera necesidad, ni a los criterios básicos de transparencia.

Si bien este punto lo iremos desarrollando, partida a partida, es importante tener en cuenta su consideración en todo el análisis.

El pago por uso

Como elemento previo, antes de la revisión específica de cada partida, es necesario reflejar la exigencia de hacer variable lo que ahora es fijo, es decir, de

convertir la parte regulada en el pago por el servicio realmente percibido a precios de mercado o por la exigencia de una retribución de activos, sin relación con el servicio prestado, y basada únicamente en la elegibilidad como inversión RAB por la cantidad pendiente de amortizar.

Si la estructura de la tarifa fuera variable, después de un proceso de limpieza, el consumidor tendería a desarrollar comportamientos más racionales y le dotaría de una mayor capacidad de decisión entorno a su consumo energético; decidiendo cuándo, cómo y cuanta energía necesita para cubrir sus necesidades, incorporando la posibilidad de que la demanda pueda desplazarse y convertirse en gestionable por eficiencia. **Con la estructura actual, dejar de consumir por ser más eficientes solo afecta al 41,6% de la tarifa ya que la parte regulada supone el 58,4%.**

Necesitamos una electricidad barata, pero sobre todo necesitamos que el precio final responda a los costes que se ocasionan desde que se genera hasta que se consume y que esa señal lleve implícita la variable tiempo, con el objetivo de aprovechar todo lo que la tecnología y el internet de las cosas nos ofrece y su gran potencial a futuro.

En relación con la doble idea de actuación, anteriormente reflejada en la necesidad de **limpiar la tarifa** y en considerar la necesidad del **pago por uso,** se muestras a continuación las propuestas de actuación en cada partida que compone la parte regulada:

B.1. Corresponsabilidad y FNSSE

El pasado 14 de enero se presentó el informe de la **Fundación Renovables** *"Observaciones y medidas de correspondencia para la transición energética. Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico"*, en el que reflejamos nuestra conformidad y posicionamiento favorable sobre la oportunidad que abre el FNSSE y los planteamientos que contiene, suponiendo aligerar, de forma clara, la presión sobre la tarifa eléctrica y una reducción considerable de los costes regulados.

No se trata de insistir en las consecuencias que el Anteproyecto de Ley del FNSSE podría tener sobre el sistema eléctrico, pero sí cabe mencionar que, sin poner en duda los datos contenidos en el articulado y la memoria económica, si se aplicaran los de costes regulados del sistema de 2019, estaríamos hablando de gestionar 7.367M€, suma del RECORE, que suponen un 41% de los costes regulados o, lo que es lo mismo, un 23,9% del coste de la tarifa antes de impuestos.

Si mantenemos el porcentaje que el Gobierno propone que debe asumir "el consumidor eléctrico" y que es un 31,5%, estaríamos hablando de que los costes del sistema eléctrico se deberían reducir un 16,4% en cómputo anual. El FNSSE establece que para que se produzca este momento hay que esperar al 2025 y no al 2022, como propone la **Fundación Renovables,** sobre un volumen que gestionar de 4.765M€, frente a los 7.367M€ de 2019, lo que supondría reducir los costes regulados en 3.264M€. Entendemos que estos valores deben evolucionar, tanto en el peso de la parte eléctrica, asumiendo como máximo el 25%, como en que su implantación plena sea en 2022 y no en 2025.

El anteproyecto presentado tiene un amplio recorrido de mejora, tanto en la reducción a dos años del periodo transitorio como en la introducción de los gravámenes por unidades físicas transparentes y comprensibles que no oculten la realidad, en la consideración de exenciones, pero con carácter transitorio, parcial y degresivo, en la acotación de compensaciones, todavía sin plasmar o en el mantenimiento de la iniciativa en el tiempo y su uso como instrumento de mejora de la sostenibilidad energética.

Si este Anteproyecto de Ley se desarrollase y se aprobase finalmente, empezaremos por descargar los costes regulados del sistema y podremos disponer de una tarifa más acorde con la realidad y la política energética que queremos y a la que nos hemos comprometido.

B.2. Déficit tarifario

Parece que el déficit tarifario es un continuo compañero de viaje. En 2019 supuso un coste regulado trasladado a los consumidores de electricidad de 2.696 M€, un 15% de los costes regulados o un 8,76% de los costes del sistema, antes de impuestos, y que todavía dejó a finales de 2020 una deuda viva reconocida de 14.271M€, con un descenso de 2.400 M€ respecto a la registrada en 2019, según los datos que maneja la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

Está claro que la seguridad jurídica debe imperar en todas las decisiones que el Gobierno asuma y que la pérdida de esta tiene un coste muy por encima de la deuda no reconocida, por lo que es necesario adoptar medidas diferentes para que el efecto de su amortización no suponga una carga como la que actualmente arrastramos.

Para reducir la cuota que anualmente le corresponde a la tarifa como consecuencia de la amortización, podrían llevarse a cabo, individualmente o de forma conjunta, las siguientes acciones:

- **Extensión del periodo de amortización de la deuda**, y por lo tanto reduciendo la anualidad. Por Ley el horizonte de amortización de la deuda podría llegar hasta 2034, como vencimiento máximo definido al establecer un periodo máximo de amortización de 23 años desde 2011 y en las previsiones actuales la amortización de la deuda acabaría en 2028.
- **Ampliar el alcance del FNSSE para amortizar parte de la deuda provocada por el déficit de tarifa**. El FNSSE no mira al pasado, pero podría ser una solución que la cuota que soporte el consumidor eléctrico sea menor, a tenor del esfuerzo ya realizado en el pasado.
- La **asunción por parte de los Presupuestos Generales del Estado (PGE)** de parte de la deuda porque, al fin y al cabo, no trasladar los costes del sistema a los consumidores fue un acto erróneo de carácter político que ahora cercena nuestro desarrollo energético.

B.3. Transporte y distribución

El transporte y la distribución de energía eléctrica supusieron en 2019 unos 6.891 M€, un 38% de los costes regulados o un 22,2% de todos los costes del sistema eléctrico, antes de impuestos, de los que 5.181M€ corresponden a la distribución y 1.710M€ al transporte.

Si estos datos los comparamos con los de un año en el que la demanda de electricidad tiene la misma magnitud que en el año 2019, y a pesar de que el procedimiento de cómputo es por rentabilidad sobre activos vivos, podemos ver que en 2008, según se refleja en el informe "Lecciones aprendidas para salir de la crisis", el cargo sobre la tarifa de estos dos conceptos suponía 5.610M€, un 19% menos, a pesar de que la demanda fue de un 10% en barras de central. **Es decir, los costes del sistema para pagar las actividades de distribución y de transporte por unidad de energía se han incrementado un 31%.**

Una de las medidas que se debería poner en marcha es **relacionar el pago de la retribución de la distribución y del transporte a la energía verdaderamente distribuida y transportada**, diferenciando entre redes de alta, media y baja tensión e introduciendo la distancia existente entre la generación y el consumo. De esta forma, conseguiríamos un doble beneficio:

- Correspondencia entre el servicio y el coste asumido.
- Favorecer la generación cercana al consumo y poner en duda el axioma asumido en el sistema eléctrico de que lo más barato es generar en grandes plantas, aunque estén distantes, porque, entre otras razones, el coste del transporte y de la distribución es un coste hundido, una consideración ajena al cómputo de las pérdidas en las redes.

La reducción de estas partidas, como ha ocurrido con las medidas de correspondencia, no es sencilla porque se trata de cambiar la retribución actual por una inversión reconocida a una **por servicio prestado. Esta situación no debería plantear muchos problemas si apostamos por la electrificación de la demanda porque el flujo de energía transportada se incrementaría y, correspondientemente, también sus ingresos.**

Esta iniciativa debe ser fruto de un proceso de diálogo y negociación entre el Gobierno y las empresas implicadas, Red Eléctrica de España (REE) y la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), como patronal de las distribuidoras.

Existen otras vías para conseguir, como mencionábamos en el punto B, "Costes regulados", **convertir el transporte y la distribución en una actividad pública,** reclamando la necesidad de que la **red eléctrica sea de gestión pública**, siguiendo los parámetros que se dieron en el *New Deal* y que ahora volvemos a recrear con los *Next Generation UE.* Que **la distribución y el transporte de electricidad sean iniciativas públicas que pagáramos todos los contribuyentes y no todos los consumidores** no sería un error de planteamiento porque, en cierta manera, como pasa con los servicios esenciales, y la electricidad lo es, el consumidor doméstico es el que asume una mayor carga.

B.4. Extra peninsulares

No nos cabe ninguna duda de que todos los españoles, vivan donde vivan, deben tener acceso universal a la electricidad y de que, aunque los costes de suministro en las Islas o en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla son superiores a los existentes en la Península, estas deben tener una ayuda para que dispongan de precios homologables a los de la Península. Pero el soporte de la diferencia entre costes para igualar el precio final para todos los españoles no debería estar en la tarifa. En el Real Decreto-ley 6/2009 se establecía que los PGE irían asumiendo, de forma progresiva, los costes extra peninsulares, logrando en 2013 asumir el 100%. Pero, esto no se ha producido y **la tarifa eléctrica ha seguido asumiendo injustificadamente unos costes que deben estar en la política territorial del Estado y, por lo tanto, en los PGE.**

Esta partida en 2019 fue de 1.093M€, un 6% de los costes regulados o un 3,5% de la tarifa eléctrica, antes de impuestos.

La tarifa eléctrica no puede ser el instrumento de los ajustes en política territorial para que todos los españoles tengamos los mismos derechos también en la cobertura de nuestras necesidades energéticas.

B.5. Reparto asimétrico de los coste regulados

Los costes regulados del sistema no se distribuyen de forma homogénea entre los diferentes tipos de consumidores, **siendo los domésticos los que asumen una mayor parte de estos por unidad de electricidad consumida**.

El diseño de la tarifa es antisocial desde cualquier punto de vista que se plantee, **al ser actualmente un instrumento de política industrial** porque son las empresas, conforme se incrementan sus consumos, las que van reduciendo, proporcionalmente, su aportación para pagar los costes regulados del sistema.

Esta situación fue especialmente dramática cuando en el periodo 2012/2014, a través de las órdenes ministeriales de fijación de la tarifa, el término fijo para un consumidor domestico pasó de 17,89€/kW a 38,04€/kW, un 113% más, lo que hizo que España sea uno de los países de la Unión Europea (UE) con un coste de la electricidad para el sector residencial más alto y de carácter fijo, y que no esté en línea con el coste para las empresas, como reflejan las estadísticas de Eurostat.

En el Informe de *Supervisión del mercado minorista de electricidad del 2019* de la CNMC, que se presentó el pasado 17 de diciembre, se recogen los datos de la diferencia por MWh de los costes que soporta un consumidor doméstico y un consumidor industrial, tarifas 3x y 6x, en todos los conceptos fijos y variables, como puede verse en la Figura 12.

		Peaje de acceso (1)	Coste de aprovisionamiento de energía en mercado (2)	Pagos por capacidad	Otros costes (3)	Financiación bono social	Sobrecoste servicio ajuste	Pérdidas	Tasa ocupación vía pública	Impuestos	Total
Año 2019	2.0A	108,99	97,66	4,63	0,83	1,77	2,04	9,90	1,04	61,67	288,53
	2.0DHA	88,75	87,87	2,71	0,82	1,83	2,04	8,63	0,97	52,63	246,24
	2.1A	121,43	93,50	4,63	0,82	0,55	2,04	9,80	1,02	63,56	297,34
	2.1DHA	77,49	76,66	2,42	0,82	0,36	2,04	8,48	0,94	46,00	215,20
	3.0A	57,87	73,67	4,09	0,82	0,10	2,04	9,26	0,99	40,46	189,29
	3.1A	51,09	62,84	2,67	0,81	0,03	2,03	3,93	0,88	33,79	158,06
	6.1A	32,82	56,63	1,38	0,81	0,00	2,03	3,85	0,86	26,75	125,14
	6.2	16,40	53,61	1,26	0,81	0,00	2,03	2,72	0,83	21,12	98,79
	6.3	14,17	50,68	1,12	0,81	0,00	2,02	1,90	0,81	19,44	90,96
	6.4	9,04	51,41	1,11	0,81	0,00	2,08	1,00	0,80	18,01	84,26

Figura 12. Desglose estimado del precio medio final de las comercializadoras en el mercado libre (en €/MWh) para 2019.
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

No podemos aceptar que los consumidores domésticos asuman, en la cobertura básica de sus necesidades energéticas, una subvención encubierta a la industria. En España esto es una realidad que no responde a la distribución de costes por volumen de demanda, sino a la condición silente de los consumidores.

Esta asimetría se ha mantenido en el diseño del FNSSE ya que las exenciones y compensaciones a los combustibles líquidos hacen que el peso recaiga de nuevo en el consumidor residencial o en actividades no productivas. Curiosamente, no ocurre lo mismo en el consumo de gas natural, en el que también el consumidor empresarial asume su parte, salvo en la generación de electricidad.

B.6. Tarifa social

El Real Decreto 897/2017 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: 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 con carácter general.

En la Figura 13 se refleja la evolución de los potenciales receptores del bono social, que han supuesto un coste de 139M€ para 2019, curiosamente inferior al existente en 2018, a pesar de aumentar la base que fue de 195M€.

Categoría Bono Social	Número de beneficiarios		
	2017	2018	2019
Antiguo Bono Social			
Potencia contratada inferior a 3kW	1.668.109	0	0
Pensionistas	332.302	0	0
Familia Numerosa	256.542	0	0
Familia en paro	75.697	0	0
Consumidores Vulnerables			
Unidad Familiar sin menores	150	235.242	282.554
Unidad Familiar con un menor	67	14.127	20.253
Unidad Familiar con dos menores	110	11.466	16.306
Familia Numerosa	1.593	178.610	213.215
Pensionistas	72	89.348	98.582
Consumidores Vulnerables Severos			
Unidad Familiar sin menores	442	276.467	338.781
Unidad Familiar con un menor	234	42.286	61.033
Unidad Familiar con dos menores	180	25.527	38.135
Familia Numerosa	585	76.569	89.507
Pensionistas	102	67.191	72.494
Total	**2.336.185**	**1.016.833**	**1.230.860**

Figura 13. Desglose del número de beneficiarios del bono social en el periodo 2017/2019. Fuente: CNMC. Elaboración propia.

El bono social, aunque a efectos de identificación de beneficiarios puede ser riguroso, no lo es ni en su procedimiento operativo ni es su cobertura.

Creemos que es necesario disponer de una **tarifa social,** tal y como hemos solicitado en todos nuestros documentos y, aunque creemos que **debería ser asumida por los PGE porque estamos hablando de un derecho básico que debe estar cubierto**, independientemente de cómo se diseña y dimensiona la tarifa eléctrica, tampoco debería ser un obstáculo que se incluyera en la estructura del marco tarifario. Si asumimos subvenciones a la industria, cómo no vamos a poder hacerlo para los segmentos de la población que lo necesitan. La tarifa eléctrica debe cumplir antes la labor social que la de incentivar la economía, aunque esta sea importante.

Su cuantía para cubrir las necesidades de una tarifa social es mayor, de acuerdo a la propuesta de la **Fundación Renovables** incluida en el informe "Hacia una Transición Energética Sostenible. Propuestas para afrontar los retos globales", de marzo de 2018, en la que se identificaba un coste de 364M€, para una población de 2,5 millones, muy superior al que se declara por la CNMC de 139 M€.

C. Impuestos

Los impuestos más importantes que se incluyen en el precio de la electricidad, sin considerar el precio del CO_2, son:

C.1. Impuesto a la generación eléctrica

La incorporación de este impuesto no solo es recaudatoria, sino que no está aplicada a su finalidad porque no distingue entre fuentes de energía y supone un extra coste que trasladar al consumidor y que en 2019 supuso un 4,86%, según datos de APPA, que mayoró los costes del sistema eléctrico.

La propuesta de la **Fundación Renovables** respecto a este impuesto es su **eliminación y en el caso de que se mantuviera que solo afectara a las fuentes no renovables de energía, o cuando menos, que el tipo fuese superior en las energías contaminantes** para compensar el defecto de recaudación de la minoración del tipo de las centrales renovables.

C.2. IVA

El efecto del IVA no es el mismo para todos los consumidores porque la diferencia es que mientras un consumidor doméstico es un sujeto pasivo que no puede repercutir el IVA soportado, lo que le supone un incremento del 21% en la tarifa de luz que paga, para una empresa es un movimiento financiero que compensará con los ingresos que haya tenido.

Si queremos entender que la electricidad es un bien de primera necesidad tenemos que pedir al Gobierno, como proponemos desde la Fundación Renovables, es que baje el IVA de la electricidad, al menos a los consumidores que son sujetos pasivos.

Conclusiones
¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

FUNDACIÓN RENOVABLES

Conclusiones

Apostar por la electrificación de la demanda como la principal línea de política energética en España, que permita cumplir nuestros compromisos de emisiones, reducir la dependencia e incorporar como objetivos la eficiencia y las energías renovables, **es tarea imposible si el precio de la electricidad no es competitivo por causas regulatorias con el del resto de energías a las que debe sustituir.**

No solo es una realidad que el precio de la electricidad que consumimos es de los más caros de la Unión Europea (UE), sino que este no se corresponde con los costes que lo originan, ni aporta una señal transparente y racional para que los consumidores podamos adoptar criterios centrados en el consumo responsable.

Nuestro objetivo, en el presente informe, es **mostrar líneas de actuación para que el precio de la electricidad sea competitivo de forma real y no ficticia y ,además, responda a la exigencia de ser eficiente y sostenible.**

Nuestra posición siempre ha sido clara con respecto a la necesidad inexcusable de disponer de una Ley del Sector Eléctrico que considere a la electricidad como un bien de primera necesidad y como un vector de recomendado consumo frente a los combustibles fósiles. Las propuestas que se incluyen en este documento sirven tanto para modificar puntualmente algunos de los parámetros de conformación de la tarifa, como para que se conviertan en la base de lo que debería ser una nueva regulación que permita transformar la electricidad en el principal vector energético que abastezca nuestras necesidades, a las renovables en las fuentes de energía primaria mayoritarias y a la eficiencia en la base de nuestro consumo.

Este documento no es una consecuencia de los efectos sobre el precio del pool de la borrasca Filomena, sino de la constatación de que el mercado de la electricidad no funciona adecuadamente, ni esta semana ni el resto del año.

Antes de analizar las diferentes propuestas e iniciativas que se proponen, es necesario dejar constancia de que en 2019, año que se ha considerado como base, los costes del sistema eléctrico fueron, antes de impuestos, de 30.954 M€, de los que un 61% corresponde a partidas relacionadas con la regulación (hemos incluido aquí los pagos por capacidad y la interrumpibilidad) y un 39% al llamado coste de la energía. A estos costes hay que añadirles el IVA del 21%, lo que supone equipararlo al consumo de un bien de lujo y no de un bien de primera necesidad sobre el que debe pivotar nuestra propuesta energética de futuro.

Del análisis de todas y cada una de las partidas se puede concluir que es posible actuar sobre ellas para reducir el coste de la electricidad para el consumidor sin la necesidad, en muchos de los casos, de largos procesos normativos, aunque sin perder de vista la obligatoriedad de un desarrollo legislativo integral.

Atendiendo a los grandes bloques de la tarifa, y en lo que respecta a la formación del precio del pool mediante un modelo marginalista, utilizado en la mayoría de los países europeos, es importante destacar la necesidad de cambiar este modelo porque cuando se puso en marcha la configuración de las ofertas estaba basada, de forma mayoritaria, en centrales con costes variables muy altos, frente a la situación actual en la que el 58% está formada por renovables y nuclear, intensivas en capital y con costes marginales, al menos en el caso de las renovables, tendentes a cero. **La reducción de la afectación del modelo marginalista solamente es factible sacando de la oferta las centrales que podrían disponer de un precio cerrado de largo plazo** como ha sido el caso de la reciente subasta de 3.034 MW de potencia renovable que han cerrado un precio medio de 24,47 €/MWh para los 2.036 MW fotovoltaicos y de 25,3 €/MWh para los 998 MW eólicos.

Otro de los elementos que perturba el coste de la energía es la traslación del coste del CO_2 a todas las centrales, aunque solamente se aplique a los combustibles fósiles, y su internalización como ingreso adicional en centrales renovables no RECORE o nucleares. **Creemos que los ingresos del CO_2 deben recuperarse dentro de la tarifa eléctrica,** al margen de que las centrales que no participen del mercado no percibirían este sobre ingreso.

Un tema de especial reflexión es el análisis del binomio propiedad de activos hidroeléctricos y el agua como dominio público y el papel de su uso en el funcionamiento del sistema eléctrico, así como la necesidad de que el Operador del Sistema, que podría estar íntimamente ligado con este tema, fuera una entidad pública. En caso contrario, consideramos que no podrá asumir funciones adicionales por un claro ejemplo de conflicto de intereses entre sus funciones públicas y sus intereses privados.

En lo que respecta a los costes regulados, la primera consideración es la **necesidad de limpiar la tarifa y de que esta responda al concepto de pago por uso.** La tarifa eléctrica no puede ser la base de la política industrial, territorial y de cumplimiento de los compromisos medioambientales, asumiendo partidas que van justamente en dirección contraria a lo que el precio de la electricidad debería reflejar y al objetivo de la política energética que debería ser que la electricidad fuera más barata y competitiva

Sobre la partida fijada para la retribución de las inversiones en energías renovables y en cogeneración, RECORE, **estamos básicamente de acuerdo con la creación del FNSSE** y en que actuara sobre el 41% de los costes regulados, **pero también queremos dejar constancia de que tiene un amplio recorrido de mejora,** tanto en la reducción a dos años del periodo transitorio, como en la necesidad de introducir los gravámenes por unidades físicas transparentes y comprensibles que no oculten la realidad, en la consideración de exenciones pero con carácter transitorio, parcial y degresivo, en la acotación de compensaciones, todavía sin plasmar, o en el mantenimiento de la

iniciativa en el tiempo y su uso como instrumento de mejora de la sostenibilidad energética.

En lo que respecta a las partidas que se fijan para la retribución de la distribución y transporte de electricidad, que suponen un 38% de los costes regulados, entendemos que **debería estar fijada en función al servicio que prestan y no a la rentabilidad de las inversiones,** previamente calificadas como elegibles, independientemente de la demanda de electricidad. Sabemos que este es un cambio complejo, porque es la base de los ingresos del sector eléctrico tradicional, pero también es claro que si apostamos por la electrificación de la demanda y consideramos la necesidad de realizar mejoras para su automatización y digitalización, deberíamos analizar su desarrollo dentro de unos parámetros diferentes a los actuales. En nuestras reflexiones abrimos una línea sobre la posibilidad de que estas actividades las puedan asumir los contribuyentes y no los consumidores, siguiendo las enseñanzas del *New Deal* del siglo pasado y considerando la disponibilidad del *Next Generation UE.*

Con respecto a la cuota fijada para amortizar el déficit de tarifa, que supone un 15% de los costes regulados y que a finales de 2020 tenía una deuda viva reconocida de 14.271M€, **creemos que las opciones para reducir el precio de la luz deberían ir desde la extensión del plazo de amortización hasta el límite de 2034 que la regulación permite o su inclusión de forma parcial en el FNSSE,** al menos en la parte que se originó por la retribución de las inversiones renovables y la cogeneración.

Respecto a **la partida de costes extra peninsulares,** el 6% de los costes regulados, aun reconociendo la necesidad de su existencia, consideramos que **debería estar en los Presupuestos Generales del Estado (PGE),** según se estableció en 2009.

No entendemos que se mantenga en vigor la partida de interrumpibilidad como subvención a los consumidores electrointensivos, porque apenas es necesaria y no tendría sentido si realmente se aplicasen las medidas anteriores para que se redujera el coste de la electricidad.

Así mismo, es importante **destacar la asimetría de la tarifa** en cuanto a que el consumidor doméstico subvenciona al consumidor no doméstico, asumiendo una mayor parte de los costes regulados. **Tampoco es lógico el mantenimiento del bono social** frente a la disponibilidad de una tarifa social, cuyo coste, en buena lógica, debería ser asumido por los contribuyentes y no por los consumidores de electricidad, aunque no vemos inconveniente en que así sea si cumple la función social que se le requiere.

Llegados a este punto, nos queda analizar los impuestos del precio de la electricidad. El primer elemento es la consideración de un **tipo de IVA del 21%,** equiparándolo a un bien de lujo, efecto que se debería corregir, al menos en lo que respecta al consumidor doméstico como sujeto pasivo de IVA. **Tampoco entendemos la idoneidad del impuesto de generación del 7%** que con, un carácter medioambiental, se aplique a

todas las energías, contaminen o no, logrando el efecto contrario al buscado: que la electricidad sea menos competitiva que los combustibles fósiles. Hemos mencionado, en esta misma línea, **la perversidad del funcionamiento de la tasa del CO_2** y cómo acaba perjudicando a la electricidad y beneficiando a aquellas centrales que más amortizadas están.

Finalmente, mencionar la comparativa entre la oferta de electricidad dentro del mercado liberalizado y en la tarifa regulada, PVPC, como la señal definitiva de que el mercado eléctrico no funciona. De hecho, el Órgano de Control, la CNMC o los responsables del Gobierno aconsejan a los consumidores domésticos no ir a un mercado liberalizado que ellos controlan y regulan.

En definitiva, tenemos un precio de la electricidad alto porque así se ha decidido por los diferentes gobiernos de España, pero sobre el que se puede actuar para que la electricidad se convierta en el vector energético básico de la cobertura de nuestras necesidades.

Relación de figuras

¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?

FUNDACIÓN RENOVABLES

Relación de figuras

Figura 1. Distribución de los puntos de suministro de energía eléctrica en 2019 en España.
Fuente: CNMC. Elaboración propia 11

Figura 2. Precios de la electricidad, en €/kWh, para consumidores domésticos.
Fuente: Estadística de Eurostat del segundo semestre de 2019. 12

Figura 3. Precios de la electricidad, en €/kWh, para consumidores no domésticos.
Fuente: Estadística de Eurostat del segundo semestre de 2019. 12

Figura 4. Reparto de costes regulados y costes de la energía en el sistema eléctrico (en M€).
Fuente: APPA. Datos de 2019. 13

Figura 5. Reparto entre las diferentes partidas que se incluyen en el coste de la energía (en M€).
Fuente: APPA. Datos de 2019. 14

Figura 6. Efecto de la entrada de renovables en el mecanismo de casación de ofertas del pool (en €/MWh).
Fuente: APPA. 15

Figura 7. Reducción del precio del pool por el efecto de la participación de la generación de renovables, principalmente eólica y solar (en €/MWh).
Fuente: APPA. 16

Figura 8. Distribución de los costes regulados según sus diferentes partidas para 2019 (en M€). Fuente: APPA. 17

Figura 9. Porcentaje de impuestos y tasas pagado por el consumidor doméstico de electricidad.
Fuente. Eurostat. Datos del segundo semestre de 2019. 19

Figura 10. Evolución de los precios medios anuales para los distintos segmentos y según sea mercado regulado o libe para el consumidor doméstico.
Fuente: CNMC. Elaboración propia. 21

Figura 11. Evolución del precio medio anual de la tonelada de CO2 en la UE.
Elaboración propia. 27

Figura 12. Desglose estimado del precio medio final de las comercializadoras en el mercado libre (en €/MWh) para 2019.
Fuente: CNMC. Elaboración propia. 35

Figura 13. Desglose del número de beneficiarios del bono social en el periodo 2017/2019.
Fuente: CNMC. Elaboración propia. 37

FUNDACIÓN RENOVABLES

Pedro Heredia 8, 2° Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

PARA DEMOCRATIZAR ELECTRIFICAR