



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER CONSECUENCIAS Y RECOMENDACIONES EN LA TRANSICIÓN HACIA UN MERCADO ELECTRICICO DESCARBONIZADO

Autor: Laura Miranda Lasa

Director: Juan Temboury Molina

Madrid

Agosto de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Laura Miranda Lasa DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Consecuencias y Recomendaciones en la Transición hacia un mercado eléctrico descarbonizado, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 25 de agosto de 2019

ACCEPTA

Leprosy

Fdo Laura Miranda Lasa

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

[illegible]

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**CONSECUENCIAS Y RECOMENDACIONES DE LA TRANSICIÓN
HACIA UN MERCADO ELECTRICÓ DESCARBONIZADO**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2018-2019 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Laura Miranda Lasa

Fecha: 26/ 08 / 2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Temboury Molina

Fecha: 26/ 08 / 2019



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER CONSECUENCIAS Y RECOMENDACIONES EN LA TRANSICIÓN HACIA UN MERCADO ELECTRICICO DESCARBONIZADO

Autor: Laura Miranda Lasa

Director: Juan Temboury Molina

Madrid

Agosto de 2019

*A mis padres, Isidoro y Maria Luisa, por su cariño y apoyo incondicional a
lo largo de mi vida,*

A mis hermanos, Javier y Pablo,

*A Juan Temboury y Fortia Energía, por su paciencia, consejos y ayuda en
la ejecución de este proyecto,*

*A Natalia Fabra y Luis de Fuentes, por sus opiniones y aportación de
modelos de simulación,*

RESUMEN

El calentamiento global, las consecuencias de las emisiones de gases de efecto invernadero y la organización de cumbres climáticas son temáticas diariamente en boca de los informativos nacionales. La concienciación colectiva de la criticidad de una actuación inmediata ha derivado en la firma de acuerdos internacionales sobre la protección del medioambiente. En esta línea progresista, el Acuerdo de París, firmado en 2016, marca un camino claro hacia la descarbonización de los países más desarrollados, marcando los objetivos fundamentales de obligado cumplimiento para los países participantes:

- Reducción de al menos un 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero, en relación con los niveles de 1990.
- Cuota mínima del 27% de energías renovables.
- Mejora mínima del 27% de la eficiencia energética.
- Cuota mínima del 15% de interconexión eléctrica.

El seguimiento y la consolidación de esta directriz se traduce, en el seno de la Unión Europea, en el Reglamento sobre la gobernanza de la Unión Energética (COM 2016 759), forzando los Estados de la Unión, a desarrollar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) para 2030, acotados por los objetivos de descarbonización a 2050.

El cumplimiento de estos objetivos tiene implicaciones sobre el conjunto de la economía de cada país. Los sectores que más contribuyen en la emisión de gases de efecto invernadero son: el industrial (en el que la energía es un factor primario para la producción), el del transporte, el residencial y el de la generación de electricidad.

En particular, el trabajo se centra en este último agente contribuidor, estudiando la situación del mercado eléctrico descarbonizado en el horizonte 2030. El estudio toma como punto de partida el PNIEC elaborado por el Gobierno para estudiar las consecuencias en el mercado de la electricidad que se derivarían de su aplicación. Mediante herramientas de simulación, se verifican el impacto del objetivo de penetración de renovables, para reducir las emisiones de dióxido de carbono en el funcionamiento del mercado, detectando ineficiencias para las que se proponen soluciones.

También, se ha querido aportar un matiz ausente en el PNIEC, que es el efecto sobre la competencia en el mercado de la nueva potencia instalada en función de la estructura de propiedad. Así, la instalación de 60.000 MW ofrece la posibilidad de una remodelación del escenario competitivo del mercado eléctrico que también podría ser aprovechada por el sistema eléctrico español, marcado históricamente por una fuerte componente oligopolística y que se podría ver ahora corregida con una diversificación de los actores. No obstante, como se verá en el trabajo, la nueva capacidad renovable, por tratarse de tecnologías "tomadoras de precio", tiene menor influencia en los comportamientos estratégicos de los grupos dominantes que las tecnologías habitualmente "fijadoras de precio", que son la hidráulica de embalse, el bombeo y el ciclo combinado.

Como se ha indicado, el escenario de mercado de referencia para 2030 es el previsto en el PNIEC, que prevé:

- La incorporación de 60.000 MW de tecnologías renovables, distribuidos mayoritariamente entre las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, y en una menor medida la solar térmica.
- El desmantelamiento total de las centrales térmicas de carbón y parcial del parque nuclear.
- El mantenimiento de los ciclos combinados, de la capacidad de bombeo y de la cogeneración.
- Un aumento de la capacidad de interconexión con Francia hasta un total de 8.000 MW en el horizonte 2030.
- Crecimiento de la demanda de energía eléctrica en barras de central a 287 TWh/a en España, o 270 TWh/a de demanda peninsular.

En estas condiciones, la potencia instalada en el sistema peninsular de cada tecnología sería la reflejada en el siguiente cuadro:

Potencias instaladas en 2030 (MW)	España	
Eólica	49.576	
Solar fotovoltaica	34.359	
Solar térmica	6.447	
Nuclear	3.181	
Cogeneración	4.414	
Carbón nacional	0	
Carbón importado	0	
Ciclo combinado	24.562	
Hidroeléctrica energía (GWh)	37.000	
Interconexión con Francia	Export.	Import.
	8.000	8.000
Demanda eléctrica peninsular en b.c.	270 TWh	

Lista 1 Capacidades instaladas en 2030 en España (Escenario Base)

En el trabajo, además de diversas aplicaciones de apoyo, se han empleado dos herramientas de simulación: el programa E-PRYCE, elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas, que permite simular la casación del mercado eléctrico MIBEL con una caracterización estocástica de la oferta hidráulica y eólica, y el programa ENERGEIA SIMULA, desarrollado por un equipo de investigación del Departamento de Economía de la Universidad Carlos III y que permite simular los equilibrios horarios del mercado eléctrico ibérico y los comportamientos estratégicos de los agentes teniendo en cuenta la estructura de propiedad de las centrales de generación.

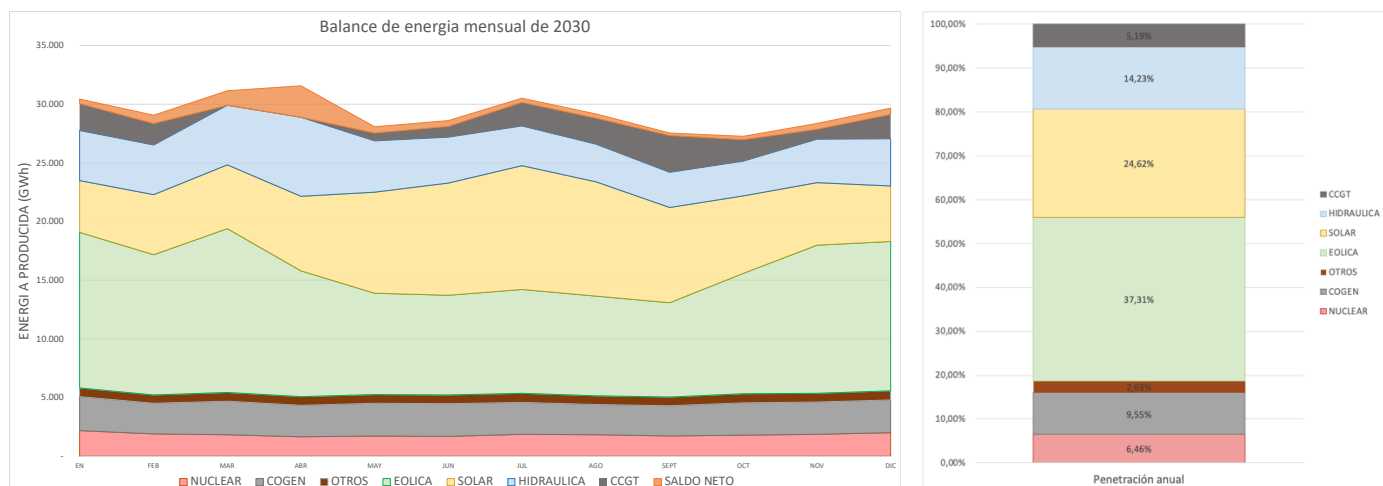


Ilustración 1 Balance de energía en España en 2030 (Simulación E-PRYCE)

Las simulaciones efectuadas confirman el cumplimiento de los objetivos de emisiones, que se situarían en 19 MT de CO₂-eq con una penetración de renovables en el sistema eléctrico del 76%.

Sin embargo, las simulaciones ponen en evidencia ciertas ineficiencias no contempladas en el PNIEC asociadas con la instalación masiva de tecnologías renovables de naturaleza intermitente, como las que se refieren a continuación.

- Vertidos renovables

La primera ineficiencia detectada es el volumen de la energía renovable no integrable y que dará lugar a importantes vertidos de energía. Los vertidos en año hidráulico medio alcanzarían un valor de 14 TWh que representan un 6,3% del producible total de eólica y solar o un 5,2% de la demanda anual del sistema peninsular. Estas cifras, en un año hidráulico húmedo, se aproximarían a 16 TWh.

	Año seco	Año medio	Año húmedo
Vertidos renovables (MWh)	12.829.708	14.207.749	15.878.278

Lista 2 Vertidos renovables en función del escenario hidráulico (Simulación E-PRYCE)

La Ilustración 2 muestra el perfil medio horario de la producción eólica y solar, observándose la concentración de vertidos renovables durante las horas diurnas por la coincidencia de generación solar fotovoltaica y eólica. Sin embargo, durante las horas nocturnas, la integración de la energía eólica, en los niveles propuestos por el PNIEC, no plantea problemas de integración reseñables.

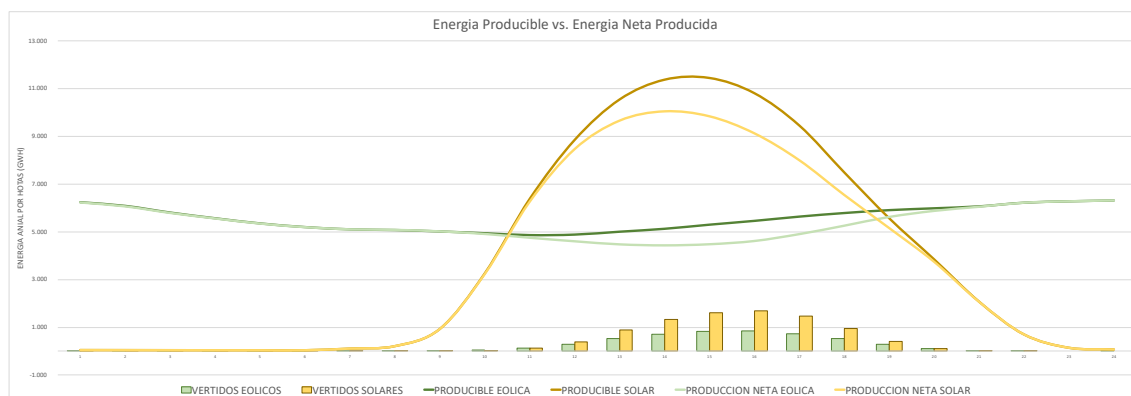


Ilustración 2 Comparación entre energía producible y energía neta producida (simulación E-PRYCE)

Para determinar la sensibilidad de los vertidos con el grado de penetración de renovables, antes de implementar soluciones innovadoras de gestión de demanda o almacenamiento, se han efectuado simulaciones para diferentes niveles de equipamiento para una demanda peninsular de 270 TWh en 2030. La conclusión ha sido que a partir de una capacidad renovable total de 90 GW se manifiestan los problemas de integración, de manera que al pasar de 95 GW a 105 GW se pierde un equivalente al 40% del nuevo producible.

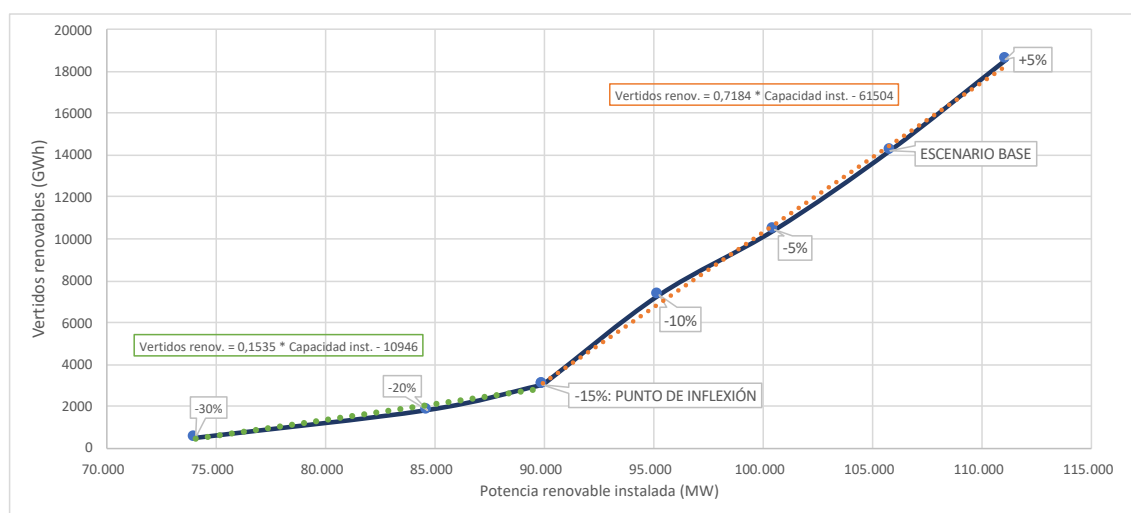


Ilustración 3 Curva de saturación de vertidos renovables (GWh) en función de la potencia renovable instalada

- Saldo en las interconexiones internacionales

El balance de energía previsto en el PNIEC estima un saldo exportador de 39 TWh. Esta cifra no tiene fundamento económico y más que el resultado de una compleja simulación del funcionamiento del sistema eléctrico europeo que resultara de la superposición de los diferentes PNIECs, parece fijada apriorísticamente para encajar excedentes. Si bien es comprensible que puntualmente unas interconexiones de capacidad acrecentada puedan servir de elemento de ajuste de excedentes a uno y otro lado de la frontera pirenaica, predefinir un saldo anual en esa cuantía, o determinar que éste fuera de sentido exportador, no parece del todo verosímil si se tiene en cuenta la coincidencia de los países en la apuesta tecnológica fotovoltaica y la relativa correlación que existe en la meteorología del continente.

El análisis de esta ineficiencia, de sumo interés a la hora de estimar el grado de penetración recomendable de las energías renovables, no ha podido ser abordado en este trabajo por requerir una modelización detallada por país y el uso de herramientas de simulación fuera de nuestro alcance.

- Recuperación de los costes de inversión

Las simulaciones efectuadas han permitido radiografiar el perfil de precios horarios del mercado en 2030, lo que permite identificar cuál sería el precio de captura en el mercado de cada tecnología. Este indicador es clave para evaluar la rentabilidad de las inversiones y anticipar si los inversores realmente encontrarán interés en el desarrollo de la nueva generación.

Las simulaciones efectuadas con la referencia del PNIEC, en un escenario de precios de los combustibles semejante al actual, auguran un hundimiento del precio medio del 33% sobre 2018 y se situaría en 37,3 €/MWh. Este resultado es consecuencia principalmente de la depresión de los precios de las horas diurnas que cambiaría drásticamente el perfil horario de la curva precios.

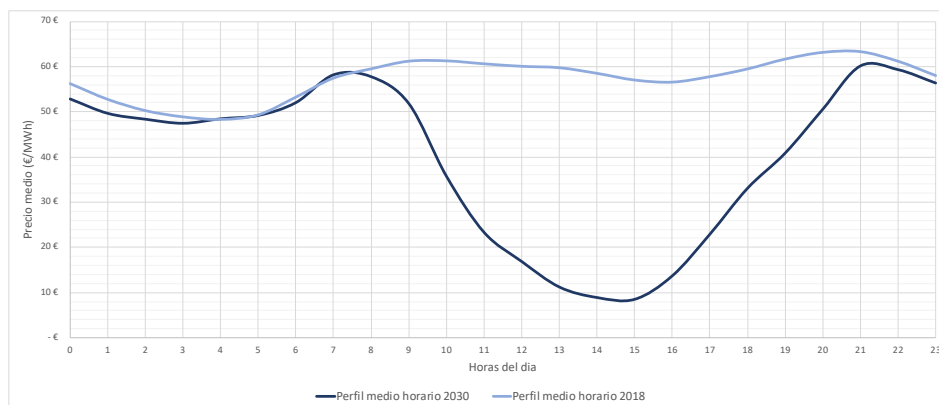


Ilustración 4 Perfiles de precios medios horario en 2018 y 2030 (Simulación E-PRYCE y datos históricos)

A la bajada de los precios medios, se sumaría un aumento de volatilidad, de forma que, de un día para otro, en función de la disponibilidad solar o eólica los precios presentarían valores muy diferentes.

Como resultado, las tecnologías obtendrán un ratio de captura¹ del precio medio muy diferente, según su participación en el mercado. La eólica consigue mantener su rentabilidad, al operar también en las horas nocturnas de precios mayores. El perfil relativamente constante de la eólica le permite alcanzar un ratio de 1,05. Al contrario, la energía solar obtiene un ratio de captura inferior a 0,5, peligrando fuertemente su rentabilidad, con respecto a las remuneraciones actuales.

¹ El ratio de captura de una tecnología se refiere al cociente entre el precio medio captado por una tecnología y el precio medio del mercado.

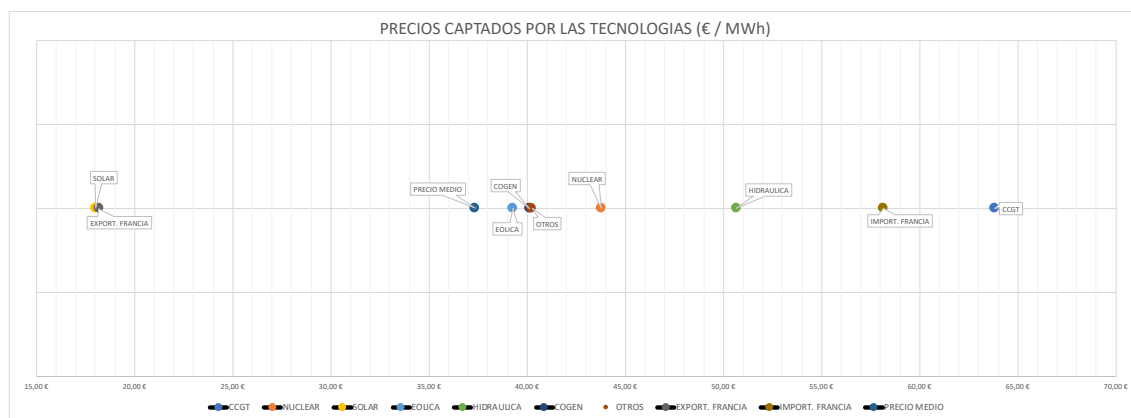


Ilustración 5 Precios medios captados por las tecnologías (Simulación E-PRYCE)

Por otro lado, las tecnologías de respaldo obtienen ratios de captura mucho más elevados, que en el caso del ciclo combinado llega a ser de 1,71 y de la hidroeléctrica de 1,36.

Es difícil imaginar que con ese ratio de captura, la energía solar pueda cumplir con los objetivos del PNIEC de manera espontánea, sin el recurso a otros esquemas de retribución que aseguren sus ingresos.

En el trabajo que aquí se presenta se han analizado diversas soluciones a las ineficiencias identificadas, cuantificando los efectos de posibles actuaciones. A continuación, se resumen los resultados.

- Gestión de la demanda

La gestión de la demanda es una solución eficiente a la problemática de los vertidos renovables. Se ha estudiado una modificación del perfil histórico de la demanda, en base a la curva de demanda residual que resulta de tener en cuenta la aportación de energías renovables no gestionables. De esta forma, gracias a la flexibilidad de la demanda, se minimizan los vertidos de renovable y se reduce el recurso a centrales térmicas de respaldo. El perfil de consumo resultante sería diferente del actual, privilegiando las horas diurnas de fuerte producción solar (véase la Ilustración 6).

Se ha verificado que una flexibilidad horaria de $\pm 20\%$ respecto de la situación actual, sería suficiente para lograr los siguientes objetivos:

- Disminución de los vertidos renovables en un 37%, se logra un mejor aprovechamiento de las instalaciones renovables.
- Aumento del precio capturado por las tecnologías solares: al crear un pico de demanda en las horas diurnas se valoriza la producción solar mejorando su rentabilidad
- Disminución de la generación térmica. Menor necesidad de ciclos combinados en horas nocturnas de poca renovable y alta demanda.
- Disminución del precio medio, en beneficio de los consumidores, a la vez que se hace más competitiva la exportación.
- Disminución de la volatilidad de precios dentro del día. Los precios del valle y de la punta se acercan al disminuir la generación térmica de noche y los vertidos de día.

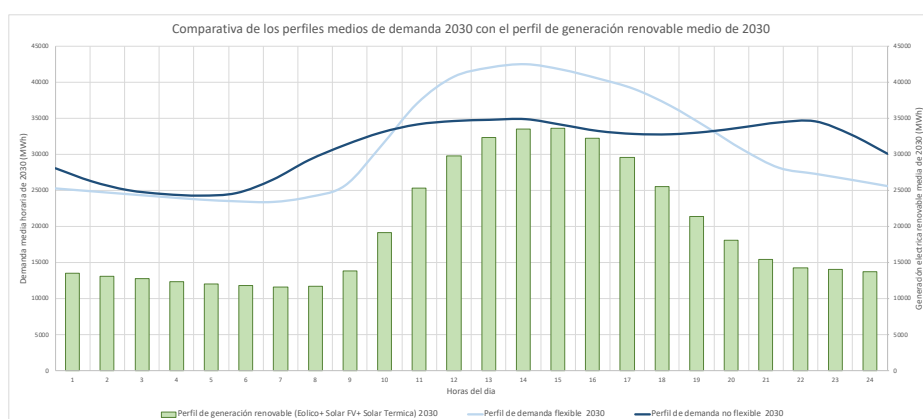


Ilustración 6 Comparativa de los perfiles medios de demanda en 2030 con el perfil de generación renovable medio

Antes de incentivar el desarrollo del almacenamiento como una actividad de mercado, se debería estimular el potencial de flexibilidad existente en la demanda. Mediante el impulso gubernamental de campañas de sensibilización se podría lograr una flexibilidad del 20%.

En cualquier caso, sería necesario un diseño adecuado de los peajes y recargos que se aplican a los consumidores, de manera que estos vean como complemento a los precios del mercado unas señales de precio claras y direccionadas que orienten a un comportamiento proactivo para evitar al sistema eléctrico incurrir en costes adicionales².

El trabajo que se presenta se ha centrado en la búsqueda de un óptimo a partir de los equilibrios de mercado. Quedaría como línea de investigación para ulteriores trabajos el estudio de las medidas que conllevarían a la flexibilidad estudiada y el impacto en la operación de la red de los cambios en los perfiles de consumo.

- Mejora de la competencia en el mercado de la electricidad

Como se ha comentado el PNIEC no aborda cuestiones relacionadas con el funcionamiento competitivo del mercado y que sin embargo son críticas para que las ventajas del mercado se trasladen a los consumidores.

En este trabajo, además de estudiar el funcionamiento del mercado desde la perspectiva física del equilibrio de oferta y demanda -que ha permitido la identificación de ineficiencias y una propuesta de soluciones- se ha efectuado, con la ayuda de la herramienta ENERGEIA SIMULA un análisis de la influencia en el equilibrio competitivo del comportamiento estratégico de los agentes y que afectan a la formación de los precios del mercado, dada su naturaleza oligopolista.

El trabajo, hasta este punto, había supuesto un mercado perfecto, donde cada agente oferta a su coste marginal. Pero la hipótesis de mercado ideal no es realista. Las características del mercado eléctrico facilitan a los operadores

² Se estima que la demanda industrial ya es capaz de aportar más de la mitad de la flexibilidad necesaria, al haber más de 2.000 MW de demanda desplazada al periodo tarifario P6 por gestión de demanda.

dominantes³ la posibilidad de influir en los precios del mercado. Ante la perspectiva de la instalación de 60.000 MW de renovables, y por lo tanto una importante remodelación del parque eléctrico, aparecen oportunidades de entradas a nuevos competidores.

Para esta parte del trabajo se han planteado dos escenarios:

- Escenario 1: la incorporación de potencia renovable mantiene las cuotas de mercado actuales en 2030.
- Escenario 2: Un 50% de la nueva capacidad renovable es realizada por nuevos entrantes, incrementándose por tanto la "franja competitiva".

En la Ilustración 7 se presentan las curvas de distribución de precios correspondientes al Escenario 1, bajo un comportamiento competitivo y bajo un comportamiento estratégico. La diferencia entre las dos curvas cuantificaría la capacidad que tendrían los operadores dominantes para ejercer poder de mercado y elevar los precios. Este efecto se consigue elevando el precio de oferta por encima del coste variable o retirando oferta, lo que influye también en el balance de emisiones.

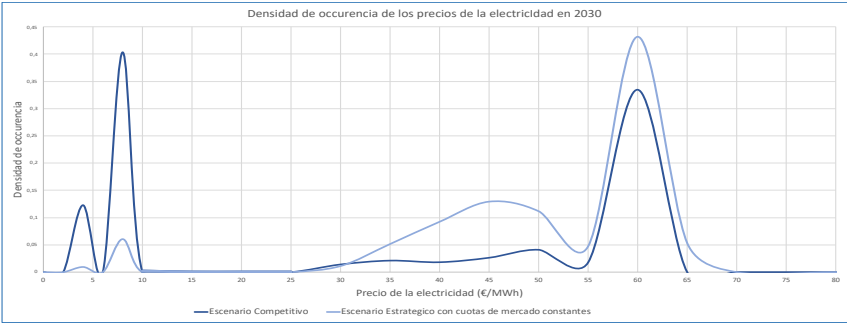


Ilustración 7 Capacidad de los agentes a ejercer poder de mercado

	Precio competitivo	Precio estrategico
Escenario 1	28,7 €/MWh	48,4 €/MWh
Escenario 2	28,7 €/MWh	46,2 €/MWh

Lista 3 Precios estratégicos y competitivos de los escenarios⁴

En el cuadro anterior se recogen los precios que resultarían para los Escenarios mencionados bajo los supuestos de comportamiento "competitivo" y "estratégico" de los operadores dominantes⁵.

Como medida paliativa, se estudia una medida clásica para reducir el poder de mercado en el mercado spot: la venta de una parte de la producción de los operadores dominantes en el mercado a plazo (a 1 ó 2 años vista, por ejemplo). Es lo que se denomina en la regulación española una emisión primaria de

³ Los operadores dominantes son los que mantienen cuotas de generación superior al 10%, en la actualidad son Iberdrola, Endesa y Gas Natural.

⁴ Los resultados numéricos de la simulación con el modelo ENERGEIA y E-PRYCE difieren ligeramente por diferencias de modelado y parametrización de las centrales de producción. Se recomienda centrar la atención en las variaciones observadas para distintos escenarios más que en las cifras absolutas.

⁵ Se observa que, a pesar de la restricción en la cuota de participación de la nueva capacidad, el margen de influencia es aún elevado. Esto se debe a la naturaleza "precio aceptante" de la nueva capacidad renovable.

energía. Se han analizado diversos volúmenes de emisión primaria para el conjunto de los operadores dominantes, llegando a la conclusión de que una emisión primaria del orden de 5.000 MW de contratos en carga base en el Escenario 1 daría un precio de equilibrio semejante al precio estratégico del Escenario 2.

Esta medida regulatoria, de forzar a los operadores dominantes a vender a plazo parte de su producción en emisiones primarias, ha resultado en el pasado difícil de ejecutar, por la reticencia de los afectados, de manera que sería preferible adoptar la restricción de cuota de partida. El aumento de la cuota de mercado de la "franja competitiva" es por tanto una medida efectiva para limitar el ejercicio del poder de mercado de los grandes actores⁶.

También se han estudiado otras medidas paliativas a la competencia, como restringir la capacidad de suscribir contratos de compra de la producción a los nuevos entrantes por parte de los operadores dominantes, lo que de hecho supone integrar esta producción en sus portafolios de generación. Estos contratos a Largo Plazo, que se conocen con el nombre de PPAs⁷ restarían efectividad a la franja competitiva, al pasar a controlar los operadores dominantes un mayor volumen de energía en el mercado. Se estima que, fijado el Escenario 2, en el que el 50% de la nueva generación forma parte de la franja competitiva, serían necesarios 21.000 MW de PPAs por parte de los operadores dominantes para recuperar el poder de mercado que poseen actualmente, lo que contrasta con los 5.000MW de contratos que se deberían imponer a los actores incumbentes en el caso contrario.

Este resultado indicaría que no sería práctico el establecimiento de un límite de volumen de PPAs a los actores incumbentes, salvo que este se extendiera a la totalidad de la franja competitiva, puesto que 21.000MW es una cifra importante.

La implementación de un límite en PPAs favorecería la realización de PPAs con otros agentes (comercializadores, consumidores, ...) probablemente a precios más atractivos para los productores al enfrentarse a unos compradores con menor poder de compra.

En conclusión, si bien el PNIEC cumple con los objetivos medioambientales fijados, tanto de reducción de emisiones como de penetración de renovables en el horizonte 2030, se identifican ineficiencias operativas y competitivas que deben ser resueltas con medidas regulatorias que faciliten su implantación. En este trabajo se proponen medidas correctivas y paliativas concretas que si bien necesitarían un mayor análisis pueden ser una fuente de inspiración para el Ministerio para la Transición Ecológica, la CNMC y el Operador del Sistema.

⁶ Se ha estudiado también cuál sería el efecto de ampliar hasta el 80% las incorporaciones de nueva capacidad renovable a la Franja Competitiva (es decir, restringiendo al 20% la nueva capacidad que podrían incorporar los operadores dominantes), obteniéndose un precio de equilibrio con comportamiento estratégico de 42,9 €/MWh, lo que pone de manifiesto la efectividad de la medida, si bien puede resultar difícil de aplicar desde el punto de vista regulatorio.

⁷ El PPA, *Power Purchase Agreement*, es un acuerdo de compra venta entre un consumidor y un generador de energía. El contrato establece la compra de un volumen de energía a un precio fijado, en unas condiciones y horizonte temporal dado

ABSTRACT

Global warming, the consequences of greenhouse gas emissions and the organization of climate summits are daily themes on national news. The requirement of immediate action has resulted in the signing of international agreements on the protection of the environment. In this gradual process, the Paris Agreements, signed in 2016, mark a clear path towards the decarbonization of the most developed countries, stating the fundamental mandatory objectives for the participating countries:

- Reduction of at least 40% of greenhouse gas emissions, in relation to 1990 levels.
- Minimum quota of 27% of renewable energies.
- Minimum improvement of 27% of energy efficiency.
- Minimum share of 15% of electrical interconnection.

The monitoring and consolidation of this guideline have been translated, within the European Union, into the Regulation on the governance of the Energy Union (COM 2016 759), forcing the States of the Union, to develop Integrated National Plans for Energy and Climate (PNIEC) for 2030, bounded by the decarbonization objectives to 2050.

The fulfillment of these objectives has implications on the whole economy of each country. The sectors that contribute most to the emission of greenhouse gases are the industrial sector (in which energy is a primary factor for production), transport sector, residential sector and electricity generation.

Particularly, this project focuses on the latter contributing agent, studying the situation of the decarbonized electricity market on the 2030 horizon. The project takes as a starting point the PNIEC prepared by the Spanish Government to study the consequences of its application on the electricity. Through simulation tools, the impact of the renewable penetration objective is verified, to reduce carbon dioxide emissions within the market operation, detecting nevertheless inefficiencies, for which solutions are proposed.

Also, an absent nuance on the PNIEC is provided by this work, which is the effect on the competition in the market of the ownership structure of the new installed power capacity. Thus, the installation of 60.000 MW offers the possibility of remodeling the competitive scenario of the electricity market. This could be used by the Spanish electricity system, historically marked by a strong oligopolistic component, and that could now be corrected with a diversification of the actors. However, as will be seen in the discussion, the new renewable installed capacity is composed of "price-taking" technologies and therefore have less influence on the strategic behaviors of the dominant groups, than the usually "price-fixing" technologies, which are hydraulics of reservoir, pumping and combined cycle.

As indicated, the reference market scenario for 2030 is the one that envisaged in the PNIEC, which provides:

- The incorporation of 60.000 MW of renewable technologies, distributed mostly between wind and photovoltaic solar technologies, and to a lesser extent, solar thermal

- The total dismantling of the coal and partial thermal power plants of the nuclear park.
- The maintenance of combined cycles, pumping capacity and cogeneration.
- An increase in the interconnection capacity with France, up to a total of 8,000 MW in the 2030 horizon.
- Growth of the demand for electricity in power plants at 287 TWh/year y in 2030 in Spain, or 270 TWh/year of peninsular demand in 2030.

Under these conditions, the power installed in the peninsular system of each technology would be reflected in the following table:

Installed Capacity 2030 (MW)	Spain	
Wind Power	49.576	
Solar photovoltaics	34.359	
Solar thermal	6.447	
Nuclear	3.181	
Cogeneration	4.414	
National coal	0	
Imported coal	0	
Hydraulic energy (GWh)	37.000	
Combined Cycle	24.562	
Interconnexión with France	Export.	Import.
	8.000	8.0000
Electric demand on the peninsula	270 TWh	

Table 1 Installed Capacity in Spain in 2030 (Base scenario definition)

In the project, in addition to various support applications, two simulation tools have been used: the E-PRYCE program, modelled by the Technological Research Institute of the Universidad Pontificia de Comillas, which allows the simulation the trading of the MIBEL electricity market with a stochastic characterization of the hydraulic and wind supply, and the ENERGEIA SIMULA program, developed by a research team of the Department of Economics of the Carlos III University and which simulates the hourly balances of the Iberian electricity market taking into the strategic behaviors of the agents, and therefore marked by the ownership structure of the generation plants.

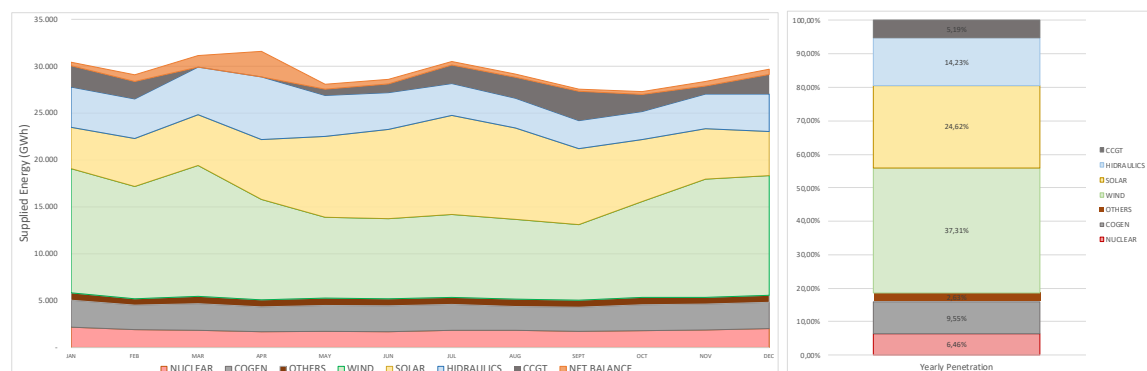


Figure 1 Balance of energy in 2030 in Spain (E-PRYCE simulation)

The simulations carried out confirm the fulfillment of the emission objectives, which would be 19 MT of CO₂-eq with a penetration of renewables in the electrical system of 76%.

However, the simulations highlight certain inefficiencies not considered in the PNIEC and associated with the massive installation of intermittent renewable technologies. The noticed inefficiencies are referred below.

- Renewable energy spills

The first inefficiency detected is the volume of renewable energy that cannot be integrated and will therefore lead to significant energy spills. Spills, in an average hydraulic year, would reach a value of 14 TWh, representing 6.3% of the total wind and solar producible energy or 5.2% of the annual demand of the peninsular system. These figures, in a wet hydraulic year, would approach 16 TWh.

	Dry year	Average year	Humid year
Renewable Energy spills (MWh)	12.829.708	14.207.749	15.878.278

Table 2 Energy spills in relation with hydraulic scenarios (E-PRYCE simulation)

The Figure 2 shows the average hourly profile of wind and solar production. The concentration of renewable spills during daylight hours are due to the coincidence of photovoltaic and wind solar generation. However, during nighttime hours, the integration of wind energy, at the levels proposed by the PNIEC, does not raise significant problems.

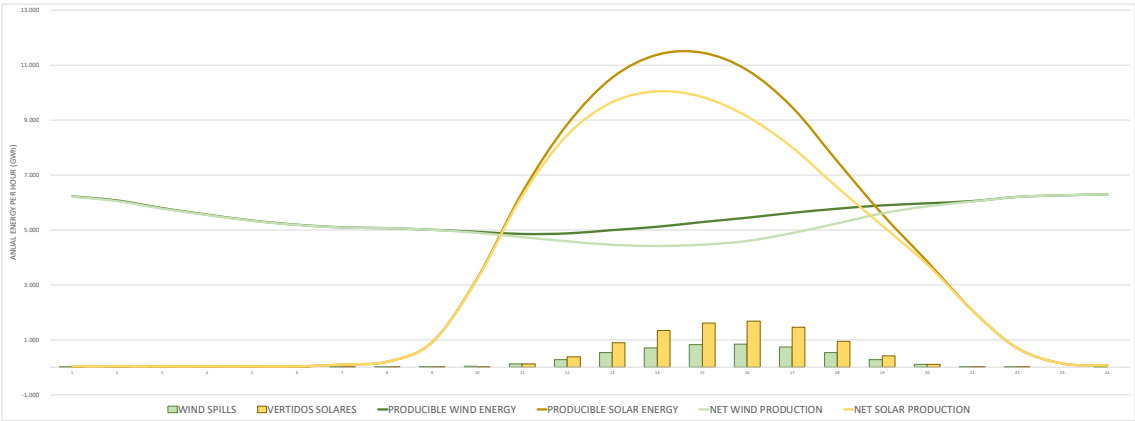


Figure 2 Renewable spills in connection with producible renewable energy (E-PRYCE simulation)

Before implementing innovative solutions for demand or storage management, to determine the sensitivity of spills to the degree of renewable penetration, simulations have been carried out for different levels of installed capacity for a peninsular demand of 270 TWh in 2030. Conclusions are that from a total of 90 GW of installed renewable capacity, integration problems arise. So that, when

going from 95 GW to 105 GW of installed capacity an equivalent to 40% of the new producible is lost.

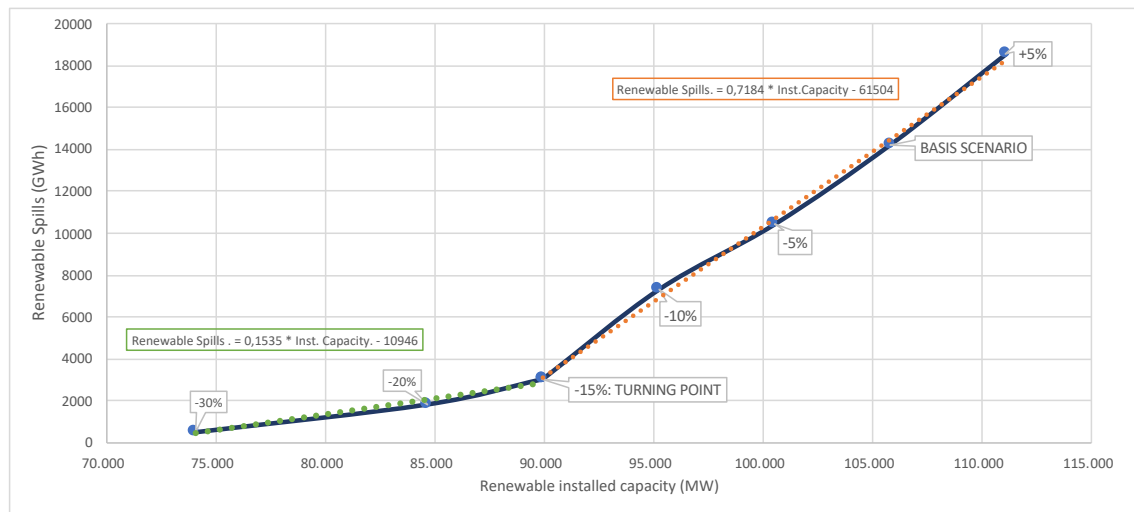


Figure 3 Market spill saturation (E-PRYCE simulation)

- Net balance in international interconnections

The energy balance forecast of the PNIEC estimates an export balance of 39 TWh. This figure has no economic basis and more than the result of a complex simulation of the operation of the European electrical system that resulted from the superposition of the different PNIECs, it seems, a priori, to be set to fit energy spills. Although it is understandable that, punctually, increased capacity interconnections can serve as an element of adjustment of spills on either side of the Pyrenean border, a predefined yearly balance of that amount does not seem entirely credible, considering the coincidence of countries in the photovoltaic technology bet and the relative correlation that exists in the meteorology of the continent.

The analysis of this inefficiency, of greatest interest when estimating the recommended degree of penetration of renewable energies, has not been able to be addressed in this project, as it requires a detailed modeling by country and the use of simulation tools outside of reach.

- Recovery of investment costs

The simulations carried out have made it possible to map the hourly price profile of the market in 2030, which has allowed to identify the captured price by technology. This indicator is key to assess the profitability of investments and to anticipate whether investors will really find interest in the development of the new generation capacity.

The simulations carried out with the PNIEC reference, in a scenario of fuel prices similar to the current one, predict a sinking of the average price of 33% compared to 2018, which would result in 37,3 €/MWh. This result is mainly due to the

depression of daytime prices, that would drastically change the hourly profile of the price curve.

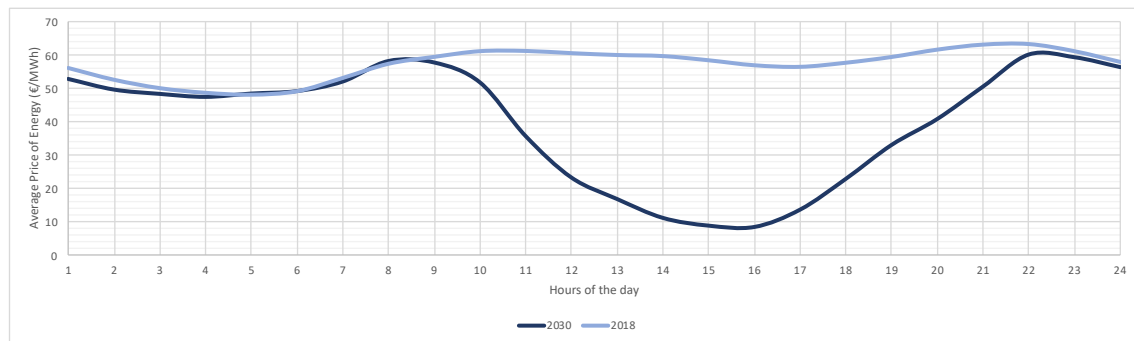


Figure 4 Changes in the average hourly prices (Historical data 2018 and simulation 2030)

To the lowering of the average prices, an increase in volatility should be considered, so that, from one day to another, depending on the solar or wind availability, the prices would take very different values.

As a result, the technologies will obtain a very different average price capture rate^s, depending on their market share. The wind power manages to maintain its profitability by operating in the night hours of higher prices. The relatively constant wind profile allows it to reach a rate of 1.05. On the contrary, solar energy obtains a capture rate of less than 0.5, seriously jeopardizing its profitability, with respect to current remunerations.

On the other hand, backup technologies obtain much higher capture rates, which in the case of the combined cycle becomes 1.71 and 1.36 for hydroelectric energy.

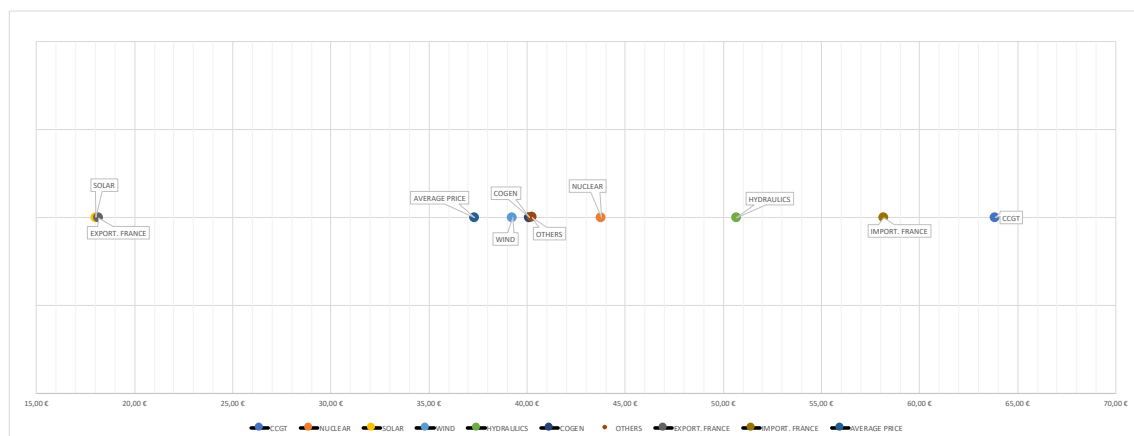


Figure 5 Average prices captured by technologies in 2030 (€/MWh) (E-PRYCE Simulation)

It is difficult to imagine that with this capture rate, solar energy would meet the objectives of the PNIEC spontaneously, without resorting to other compensation schemes to ensure their income.

In the work presented here, various solutions to the identified inefficiencies have been analyzed, quantifying the effects of these possible actions. The results are summarized below.

^s The capture rate of a technology refers to the ratio between the average price captured by a technology and the average market Price.

- Demand management

Demand management is an efficient solution to the problem of renewable spills. A modification of the historical demand profile has been studied, based on the residual demand curve, that results from taking into account the contribution of non-manageable renewable energies. In this way, thanks to the flexibility of demand, renewable waste spills are minimized, and the use of backup thermal power plants is reduced. The resulting consumption profile would be different from the current one, privileging the daytime hours of strong solar production (see Figure 5).

It has been verified that an hourly flexibility of $\pm 20\%$ compared to the current situation would be sufficient to achieve the following objectives:

- Reduction of renewable spills by 37%, a better use of renewable facilities is achieved.
- Increase in the price captured by solar technologies: by creating a peak demand during daylight hours, solar production is valued, therefore improving its profitability
- Decrease in thermal generation. There is less need of combined cycles at night hours of lower renewable production and high demand.
- Decrease in the average price, to the benefit of consumers, as well as exportation becoming more competitive.
- Decrease in price volatility within the day. The prices of the valley and the tip are approaching by decreasing the thermal generation at night and the spills by day.

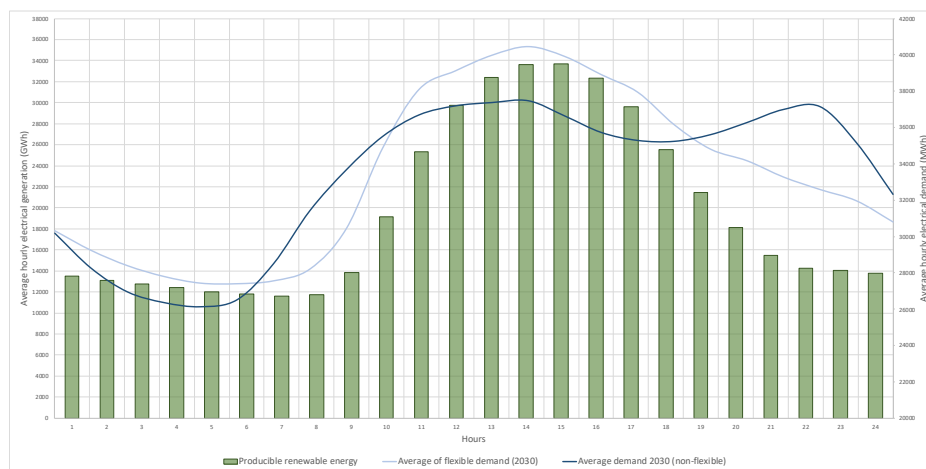


Figure 6 Comparison of different demand curve shapes (flexible and non-flexible) in connection with renewable energy production in 2030

Before encouraging the development of storage as a market activity, the potential of demand flexibility should be stimulated. Through government impulse of awareness campaigns, 20% flexibility could be achieved.

In any case, an adequate design of the tolls and surcharges that apply to consumers would be necessary, in order for them to see it as a complement to

clear market prices and addressed price signals that would guide proactive behavior in order to avoid additional costs in the electric system Electric.⁹

The work presented has focused on the search for an optimum based on market equilibrium. The study of the measures that would lead to the studied flexibility and the impact on the operation of the network of changes in consumption profiles would remain as the research line for further work.

- Improved competition in the electricity market

As mentioned, the PNIEC does not address issues related to the competitive functioning of the market. However, these are critical for market advantages to be passed on to consumers.

In this work, in addition to studying the operation of the market from the perspective of the balance of supply and demand - which has allowed the identification of inefficiencies and a proposal for solutions - an analysis with the ENERGEIA SIMULA¹⁰ tool has been carried out on the influence in the competitive equilibrium of the strategic behavior of the agents and its effects on the formation of market prices, given their oligopolistic nature.

The work, up to this point, had meant a perfect market, where each agent offered production at its marginal cost. But the ideal market hypothesis is not realistic. The characteristics of the electricity market make it easier for dominant operators¹¹ to influence market prices. Given the prospect of installing 60,000 MW of renewables, and therefore a major remodeling of the electric park, there are opportunities for entry to new competitors.

For this part of the work two scenarios have been proposed:

- Scenario 1: the incorporation of renewable power maintains the current market shares in 2030.
- Scenario 2: 50% of the new renewable capacity is made by new entrants, thus increasing the "competitive strip".

Figure 7 shows the price distribution curves corresponding to Scenario 1, under the assumptions of competitive behavior and strategic behavior. The difference between the two curves would quantify the ability of dominant operators to exercise market power and raise prices. This effect is achieved by raising the supply price above the variable cost or by withdrawing supply, which also influences the balance of emissions.

⁹ It is estimated that industrial demand is already capable of providing more than half of the necessary flexibility, as there are more than 2,000 MW of demand shifted to the P6 tariff period due to demand management.

¹⁰ The numerical results of the simulation with the ENERGEIA and E-PRYCE model differ slightly because of modeling and parameterization differences of the production plants. It is recommended to focus attention on the variations observed for different scenarios rather than the absolute figures.

¹¹ The dominant operators are those that maintain generation quotas greater than 10%, currently they are Iberdrola, Endesa and Gas Natural.

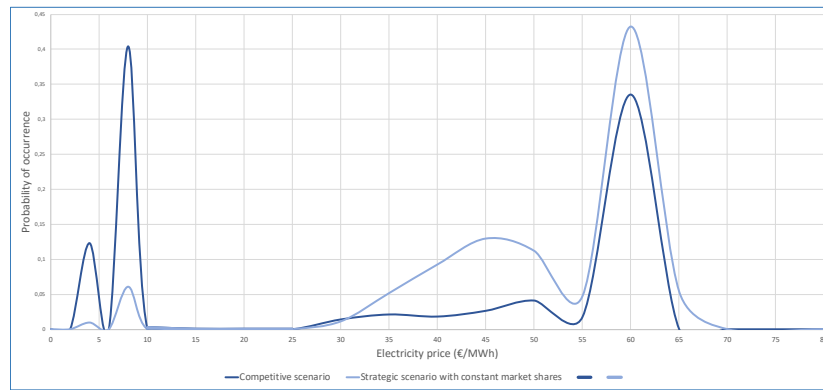


Figure 7 Agent's capacity to exercise market power (ENERGEIA Simulation)

	Competitive price	Strategic price
Scenario 1	28,7 €/MWh	48,4 €/MWh
Scenario 2	28,7 €/MWh	46,2 €/MWh

Table 3 Electric market prices in relation with the ownership of installed capacity (ENERGEIA Simulation)

The previous table shows the prices that would result for the Scenarios mentioned under the assumptions of "competitive" and "strategic" behavior of the dominant operators¹².

As a palliative measure, a classic measure is studied to reduce market power in the spot market: the sale of a part of the production of dominant operators in the term market (within 1 or 2 years, for example). It is what is called in the Spanish regulation a primary emission of energy. Various primary emission volumes have been analyzed for all the dominant operators, concluding that a primary issue of around 5,000 MW of contracts at base load in Scenario 1 would give an equilibrium price similar to the strategic price of the Scenario two.

This regulatory measure, of forcing the dominant operators to sell part of their production in primary emissions in the long term, has in the past been difficult to execute, due to the reluctance of those affected, so that it would be preferable to adopt the restriction of starting quota. The increase in the market share of the "competitive band" is therefore an effective measure to limit the exercise of the market power of the major players¹³.

Other palliative measures to competition have also been studied, such as restricting the ability to sign production purchase contracts to new entrants by the dominant operators, which in fact involves integrating this production into their generation portfolios. These long-term contracts, which are known as

¹² It is observed that, despite the restriction on the participation quota of the new capacity, the margin of influence is still high. This is due to the "accepting price" nature of the new renewable capacity.

¹³ It has also been studied the effect of extending up to 80% the incorporation of new renewable capacity to the Competitive Strip (that is, restricting to 20% the new capacity that the dominant operators could incorporate), obtaining a price of equilibrium with strategic behavior of 42.9€/MWh, which demonstrates the effectivity of the measure, although it may be difficult to apply from a regulatory point of view

PPAs¹⁴, would reduce the effectivity of the competitive strip, by controlling the dominant operators a greater volume of energy in the market. It is estimated that, set Scenario 2, in which 50% of the new generation is part of the competitive strip, 21,000 MW of PPAs would be needed by the dominant operators to recover the market power they currently possess. This figure contrasts with the 5,000MW of contracts that should be imposed on the major actors in the opposite case.

This result would indicate that it would not be practical to establish a volume limit of PPAs for the major actors, unless this extended to the entire competitive range, since 21,000MW is an important figure.

The implementation of a limit in PPAs would favor the realization of PPAs with other agents (marketers, consumers, ...) probably at more attractive prices for producers, when facing buyers with lower purchasing power.

In conclusion, although the PNIEC meets the environmental objectives set, both for the reduction of emissions and the penetration of renewables in the 2030 horizon, operational and competitive inefficiencies have been identified, and would need be resolved with regulatory measures to facilitate their implementation. This project proposes specific corrective and palliative measures that, although they would need further analysis, can be a source of inspiration for the Ministry for Ecological Transition, the CNMC and the System Operator.

¹⁴ The PPA, Power Purchase Agreement, is a purchase and sale agreement between a consumer and a power generator. The contract establishes the purchase of a volume of energy at a fixed price, under certain conditions and given time horizon

INDICE

1.	EL NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO DE 2030.....	8
1.1	PROPIEDADES DEL MERCADO ELÉCTRICO	8
1.2	EL PARQUE GENERADOR ESPAÑOL: OPTIMIZACIÓN E IMPLANTACIÓN DE UN MIX DE CAPACIDAD ADECUADO	10
1.2.1	<i>El parque generador español de 2019.....</i>	10
1.2.2	<i>Requisitos técnicos de la generación: Gestionabilidad y flexibilidad técnica</i>	12
1.2.3	<i>Criterio medioambiental: las emisiones de CO₂.....</i>	15
1.2.4	<i>Criterio económico.....</i>	16
1.3	EXPANSIÓN DEL PARQUE PRODUCTOR.....	17
1.3.1	<i>Cierre de centrales.....</i>	17
1.3.2	<i>Nuevas incorporaciones de capacidad</i>	20
1.3.3	<i>Estudio comparativo: Expansión de los sistemas europeos.....</i>	25
1.4	EFFECTO DE LAS INTERCONEXIONES	27
1.4.1	<i>Ampliación de capacidad.....</i>	28
1.4.2	<i>Intercambios.....</i>	29
1.5	EFFECTO SOBRE LA DEMANDA DE LAS POLÍTICAS DE ELECTRIFICACIÓN	32
1.5.1	<i>Caracterización de la demanda actual</i>	32
1.5.2	<i>Impacto de las acciones de movilidad eléctrica.....</i>	34
1.5.3	<i>Flexibilidad de la demanda.....</i>	42
1.5.4	<i>Cambios en la forma de la curva horaria de la demanda.....</i>	43
1.6	SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL HORIZONTE 2030	46
1.6.1	<i>Hipótesis de escenarios</i>	46
1.6.2	<i>El cumplimiento de los objetivos : simulación y resultados</i>	51
1.6.3	<i>Limitaciones del modelo</i>	57
1.6.4	<i>Ineficiencias constatadas: integración parcial de las tecnologías renovables en el sistema</i> <i>59</i>	
1.6.5	<i>Soluciones propuestas a las ineficiencias</i>	62
2.	EL EFECTO DE LA COMPETITIVIDAD EN EL MERCADO	69
2.1	RELEVANCIA DEL PODER DE MERCADO EN EL ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL A FUTURO	69
2.1.1	<i>Definición del poder de mercado en el sector eléctrico</i>	69
2.1.2	<i>Ejercicio del poder de mercado e incitación a desviarse.....</i>	71
2.1.3	<i>Medidas de mitigación de este poder.....</i>	71
2.2	CONTRATACIÓN BILATERAL MEDIANTE PPA: TIPOLOGÍA DE CONTRATO	73
2.3	OTROS ESQUEMAS ALTERNATIVOS DE CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO	73
2.4	SIMULACIÓN DE LOS ESCENARIOS COMPETITIVOS	74
2.4.1	<i>Modelo Teórico.....</i>	74
2.4.2	<i>Base de Datos</i>	75
2.4.3	<i>Escenarios propuestos</i>	76
2.4.4	<i>Ejercicio del poder de mercado en el horizonte 2030.....</i>	77
2.4.5	<i>Emisiones primarias de contratos a plazo como paliativo al ejercicio de poder de mercado</i> <i>80</i>	
2.4.6	<i>Limitación de PPA de los agentes incumbentes.....</i>	81
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
3.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
3.2	LIMITACIONES Y FUTUROS ESTUDIOS.....	86
4.	BIBLIOGRAFÍA	88
5.	ANEXOS	91
5.1	ANEXO 1: CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA DE LOS SECTORES INDUSTRIALES.....	91
5.2	ANEXO 2: CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA DEL SECTOR RESIDENCIAL.....	92

5.3	ANEXO 3: CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA DEL SECTOR SERVICIO.....	94
5.4	ANEXO 4: PREVISIONES DEL PLAN INTEGRADO DE LA ENERGÍA Y EL CLIMA PARA 2030 [7].....	96
5.5	ANEXO 5: CURVAS DE DEMANDA RESIDUAL APLANADAS.....	97
5.6	ANEXO 6: GESTIONABILIDAD Y VIABILIDAD DEL ESCENARIO PLANTEADO: MODELO EXCEL.....	99
5.7	ANEXO 7: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL ESCENARIO BASE EN E-PRYCE.....	100
5.8	ANEXO 8: CURVA DE SATURACIÓN DE VERTIDOS EN EL MERCADO MIBEL.....	102

Lista de tablas:

TABLA 1	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR EN 2018 [5] [6]
TABLA 2	EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES (MILES DE TONELADAS DE CO ₂ EQUIVALENTE) [7]
TABLA 3	EMISIONES DE CO ₂ POR TECNOLOGÍA GENERADORA [8]
TABLA 4	FECHA DE DESMANTELAMIENTO PREVISTO DE LAS CENTRALES NUCLEARES EN ESPAÑA [9]
TABLA 5	PLAN DE CIERRE DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN
TABLA 6	EVOLUCIÓN DE LOS PARQUES GENERADORES EUROPEOS EN EL HORIZONTE 2030 (ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [11])
TABLA 7	DATOS HISTÓRICOS DEL PIB Y DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR
TABLA 8	INTENSIDADES DE LA INDUSTRIA EN 2015 [2]
TABLA 9	FUENTE DE LOS INPUTS DE SIMULACIÓN
TABLA 10	VALORES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA SIMULADOS EN 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)
TABLA 11	DEMANDA ELÉCTRICA DEL MIBEL MENSUALIZADA SIMULADA EN 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)
TABLA 12	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EXTRAÍDOS DE LA LITERATURA
TABLA 13	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES DEL ESCENARIO BASE
TABLA 14	HISTÓRICOS DE LOS PRECIOS MEDIOS ANUALES DEL MERCADO DIARIO ESPAÑOL [30]
TABLA 15	VERTIDOS RENOVABLES EN FUNCIÓN DEL ESCENARIO HIDRÁULICO (SIMULACIÓN E-PRYCE)
TABLA 16	EFFECTOS DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL BALANCE DE GENERACIÓN (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 17	EFFECTOS DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 18	EFFECTO DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL PRECIO CAPTADO POR LAS TECNOLOGÍAS (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 19	CAPACIDADES INSTALADAS POR LOS AGENTES ENTRE 2017 Y 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 1
TABLA 20	CUOTAS DE MERCADO EN 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 1
TABLA 21	CAPACIDAD INSTALADA POR LOS AGENTES ENTRE 2017 Y 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 2
TABLA 22	CUOTAS DE MERCADO EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 2
TABLA 23	PRECIOS DE LOS ESCENARIOS COMPETITIVOS (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 24	VARIACIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA CON RESPECTO AL ESCENARIO COMPETITIVO (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 25	CONTRATOS IMPLEMENTADOS EN 2030 PARA MITIGAR EL PODER DE MERCADO (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 26	CONTRATOS DE LOS AGENTES ESTRATÉGICOS SOBRE LA FRANJA COMPETITIVA (SIMULACIÓN ENERGEIA)
TABLA 27	SPREADS MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE LOS PRECIOS MEDIOS HORARIOS CON RESPECTO AL PRECIO MEDIO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS HISTÓRICOS Y SIMULACIÓN E-PRYCE)
TABLA 28	MEJORAS DE EFICIENCIA SEGÚN LAS INDUSTRIAS [25]

Lista de figuras:

FIGURA 1	OBJETIVOS FIJADOS POR EL ACUERDO DE PARIS [1]
FIGURA 2	EMISIONES DE CO ₂ DERIVADAS DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN EL MUNDO EN 2013 DESGLOSADAS POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y POR SEGMENTO DE CONSUMO [3]
FIGURA 3	EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA PENINSULAR (GW) [5]
FIGURA 4	ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN (FUENTE: REE)
FIGURA 5	DESCOMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (FUENTE: REE)
FIGURA 6	RELACIÓN ENTRE CAPACIDAD DE GENERACIÓN RENOVABLE Y EMISIONES DE CARBÓN [10]
FIGURA 7	REDUCCIÓN DE LA INVERSIÓN EN CAPEX (\$/W) DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA A HORIZONTES 2040 [11]
FIGURA 8	PRECIO HISTÓRICO Y PREVISIONES DE LAS BATERÍAS DE ION DE LITIO [11]
FIGURA 9	CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN (FUENTE: REE [15])
FIGURA 10	MAPA DE INTERCONEXIONES EUROPEAS (FUENTE: ENTSO-E)
FIGURA 11	PREVISIONES DEL SPREAD MEDIO HORARIO EN LAS INTERCONEXIONES EUROPEAS [16]
FIGURA 12	MIX DE GENERACIÓN Y PERFIL IMPORTADOR/EXPORTADOR DE LOS PAÍSES EUROPEOS SEGÚN LOS ESCENARIOS DE TYNDP [17]
FIGURA 13	ENERGÍA INTERCAMBIADA ENTRE LOS PAÍSES EN 203 [17]
FIGURA 14	COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN ESPAÑA EN 2015 [2]

FIGURA 15 EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE TURISMOS [3]

FIGURA 16 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL EN TWH EN 2015 (ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DE ODYSSEE MURE [20])

FIGURA 17 EVOLUCIÓN DEL GRADO DE ELECTRIFICACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL [3]

FIGURA 18 EVOLUCIÓN Y PREVISIONES DEL CONSUMO ENERGÉTICO INDUSTRIAL EN ESPAÑA [3]

FIGURA 19 EJEMPLOS DE PERFILES APLANADOS DE DEMANDA RESIDUAL A 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 20 PERFILES MEDIOS MENSUALES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2030, SUPONIENDO UN 20% DE DEMANDA FLEXIBLE (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 21 PERFILES MEDIOS MENSUALES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2030, SIN DEMANDA FLEXIBLE (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 22 COMPARATIVA DE LOS PERFILES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE 2030 CON LOS PERFILES DE GENERACIÓN RENOVABLE (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 23 PRECIOS DE LA INTERCONEXIÓN CON FRANCIA EN 2030

FIGURA 24 CAPACIDADES INSTALADAS EN 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 25 BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PENETRACIÓN EN 2030 (SIMULACIÓN REALIZADA MEDIANTE EL PROGRAMA E-PRYCE)

FIGURA 26 PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ELECTRICIDAD EN 2030 (RESULTADO DE LA SIMULACIÓN EN E-PRYCE)

FIGURA 27 PRECIO MEDIO HORARIO DE LA ELECTRICIDAD EN RELACIÓN CON LA GENERACIÓN RENOVABLE (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 28 BALANCE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA HORARIO EN 2030 (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 29 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD AL ESCENARIO HIDRÁULICO (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 30 PENETRACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS EN FUNCIÓN DEL ESCENARIO HIDRÁULICO (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 31 PRECIO MEDIO MENSUAL DEL MIBEL EN 2030 EN RELACIÓN CON LOS SALDOS DE LAS INTERCONEXIONES (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 32 SATURACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN EN RELACIÓN CON LA PRODUCCIÓN RENOVABLE EN 2030 (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 33 COMPARACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE PRODUCIBLE Y LA PRODUCCIÓN NETA (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 34 PRECIOS CAPTADOS POR CADA TECNOLOGÍA EN 2030 (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 35 PRECIO MEDIO HORARIO DE LA ELECTRICIDAD EN 2018 EN €/MWH [30]

FIGURA 36 COMPARACIÓN MENSUAL DE LOS PRECIOS CAPTADOS EN 2030 (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 37 CURVA DE SATURACIÓN DE VERTIDOS RENOVABLES (SIMULACIÓN E-PRYCE)

FIGURA 38 ORDEN DE MÉRITO DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO [4]

FIGURA 39 CUOTAS DE MERCADO EN 2017 A PARTIR DE LA CAPACIDAD INSTALADA (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 40 EFECTO DE LOS CONTRATOS SOBRE LOS INCENTIVOS A EJERCER PODER DE MERCADO [4]

FIGURA 41 DENSIDAD DE OCURRENCIA DE LOS PRECIOS EN 2030 EN EL ESCENARIO CON CUOTAS DE MERCADO CONSTANTES (SIMULACIÓN ENERGEIA)

FIGURA 42 CURVA COMPARATIVA DE LA DENSIDAD DE OCURRENCIA DE LOS PRECIOS ESTRATÉGICOS EN 2030 EN LOS DISTINTOS ESCENARIOS (SIMULACIÓN ENERGEIA)

FIGURA 43 EVOLUCIÓN DEL BALANCE DE POTENCIA PENINSULAR (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 44 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DEL PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN (ELABORACIÓN PROPIA)

FIGURA 45 EVOLUCIÓN DEL BALANCE DE POTENCIA FIRME (ELABORACIÓN PROPIA)

TABLA 1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR EN 2018 [5] [6]	10
TABLA 2 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES (MILES DE TONELADAS DE CO ₂ EQUIVALENTE) [7].....	15
TABLA 3 EMISIONES DE CO ₂ POR TECNOLOGÍA GENERADORA [8]	16
TABLA 4 FECHA DE DESMANTELAMIENTO PREVISTO DE LAS CENTRALES NUCLEARES EN ESPAÑA [9]	18
TABLA 5 PLAN DE CIERRE DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN	20
TABLA 6 EVOLUCIÓN DE LOS PARQUES GENERADORES EUROPEOS EN EL HORIZONTE 2030 (ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [11])	26
TABLA 7 DATOS HISTÓRICOS DEL PIB Y DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR.....	34
TABLA 8 INTENSIDADES DE LA INDUSTRIA EN 2015 [2]	41
TABLA 9 FUENTE DE LOS INPUTS DE SIMULACIÓN	48
TABLA 10 VALORES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA SIMULADOS EN 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)	49
TABLA 11 DEMANDA ELÉCTRICA DEL MIBEL MENSUALIZADA SIMULADA EN 2030 (ELABORACIÓN PROPIA)	49
TABLA 12 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EXTRAÍDOS DE LA LITERATURA	50
TABLA 13 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES DEL ESCENARIO BASE	50
TABLA 14 HISTÓRICOS DE LOS PRECIOS MEDIOS ANUALES DEL MERCADO DIARIO ESPAÑOL [30]	54
TABLA 15 VERTIDOS RENOVABLES EN FUNCIÓN DEL ESCENARIO HIDRÁULICO (SIMULACIÓN E-PRYCE).....	60
TABLA 16 EFECTOS DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL BALANCE DE GENERACIÓN (SIMULACIÓN ENERGEIA).....	65
TABLA 17 EFECTOS DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO (SIMULACIÓN ENERGEIA).....	66
TABLA 18 EFECTO DE LA DEMANDA FLEXIBLE SOBRE EL PRECIO CAPTADO POR LAS TECNOLOGÍAS (SIMULACIÓN ENERGEIA)	66
TABLA 19 CAPACIDADES INSTALADAS POR LOS AGENTES ENTRE 2017 Y 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 1.....	76
TABLA 20 CUOTAS DE MERCADO EN 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 1.....	77
TABLA 21 CAPACIDAD INSTALADA POR LOS AGENTES ENTRE 2017 Y 2030 EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 2	77
TABLA 22 CUOTAS DE MERCADO EN EL ESCENARIO COMPETITIVO 2	77
TABLA 23 PRECIOS DE LOS ESCENARIOS COMPETITIVOS (SIMULACIÓN ENERGEIA).....	79
TABLA 24 VARIACIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA CON RESPECTO AL ESCENARIO COMPETITIVO (SIMULACIÓN ENERGEIA) ...	79
TABLA 25 CONTRATOS IMPLEMENTADOS EN 2030 PARA MITIGAR EL PODER DE MERCADO (SIMULACIÓN ENERGEIA)	81
TABLA 26 CONTRATOS DE LOS AGENTES ESTRATÉGICOS SOBRE LA FRANJA COMPETITIVA (SIMULACIÓN ENERGEIA)	81
TABLA 27 SPREADS MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE LOS PRECIOS MEDIOS HORARIOS CON RESPECTO AL PRECIO MEDIO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS HISTÓRICOS Y SIMULACIÓN E-PRYCE)	84
TABLA 28 MEJORAS DE EFICIENCIA SEGÚN LAS INDUSTRIAS [25].....	91

El calentamiento global, las consecuencias de las emisiones de gases de efecto invernadero y la organización de cumbres climáticas son temáticas diariamente en boca de los informativos nacionales. La concienciación colectiva de la criticidad de una actuación inmediata ha derivado en la firma de acuerdos internacionales sobre la protección del medioambiente. En esta línea progresista, el Acuerdo de París, firmado en 2016, marca un camino claro hacia la descarbonización de los países más desarrollados, marcando los objetivos fundamentales de obligado cumplimiento para los países participantes [1]:

- Reducción de al menos un 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero, en relación con los niveles de 1990.
- Cuota mínima del 27% de energías renovables.
- Mejora mínima del 27% de la eficiencia energética.
- Cuota mínima del 15% de interconexión eléctrica

El seguimiento y la consolidación de esta directriz se traduce, en el seno de la Unión Europea, en el Reglamento sobre la gobernanza de la Unión Energética (COM 2016 759). Forzando los Estados de la Unión, a desarrollar Planes integrados de Energía y clima para 2030, acotados por los objetivos de descarbonización a 2050. [2]

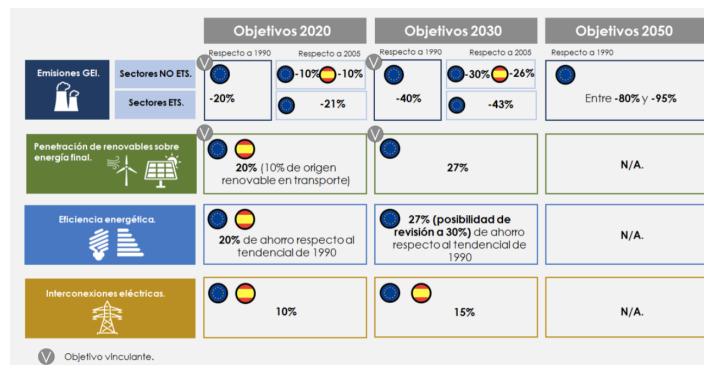


Figura 1 Objetivos fijados por el Acuerdo de París [1]

El cumplimiento de estos objetivos tiene implicaciones sobre el conjunto de la economía de un país. Los sectores más contribuyentes en la emisión de gases de efecto invernadero son: el sector industrial (en el que la energía es un factor primario para la producción), el sector del transporte, el sector residencial y la generación de electricidad.

En particular, el objetivo de este trabajo se centra en este último agente contribuidor, estudiando la transición hacia un mercado eléctrico descarbonizado en el horizonte 2030.

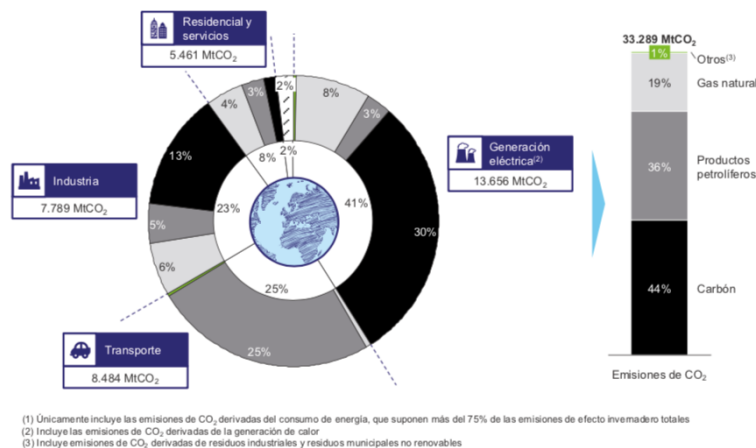


Figura 2 Emisiones de CO₂ derivadas del consumo de energía en el mundo en 2013 desglosadas por tipo de combustible y por segmento de consumo [3]

La transición del mercado eléctrico implica a múltiples actores de la cadena de valor: desde la producción eléctrica, hasta el consumo eléctrico, pasando por el transporte de la energía en la red, las administraciones reguladoras... Para alcanzar los objetivos establecidos, se necesita implementar un marco regulador estable que cree las señales adecuadas a través de los precios del mercado. Las políticas energéticas son por ende las responsables de acompañar este cambio. De esta forma se percibirán las señales tanto del lado de la oferta (instalación de potencia y generación eléctrica), como del lado de la demanda (consumidor final).

En esta línea, el objetivo de este trabajo consiste en el estudio de las consecuencias del cumplimiento de estos objetivos en el mercado eléctrico. La sostenibilidad medioambiental está intrínsecamente ligada a la sostenibilidad técnica y a la viabilidad económica de la generación eléctrica en nuestro país y economía.

En un primer lugar, se definen las características propias del mercado eléctrico. Este último se distingue por ser un mercado con altas barreras de entradas (inversiones importantes a largo plazo), marcado por la omnipresencia de un agente regulador, y la participación de un escaso número de agentes con un significativo poder de mercado. Las particularidades del mercado y del bien eléctrico marcan restricciones al problema de optimización del mercado eléctrico.

A continuación, el objeto de estudio de este trabajo se fundamenta en analizar las principales tendencias de las etapas de descarbonización del mercado eléctrico, tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Se pretende caracterizar estas tendencias en línea con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2019-2030) publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica, para la elaboración de escenarios y la realización de simulaciones del mercado eléctrico a 2030. El análisis de estos escenarios permite arrojar conclusiones económicas, ambientales y tecnológicas de los distintos escenarios.

Este primer análisis arroja conclusiones sobre la posible evolución de los precios y del balance de energía en España en 2030. Sin embargo, este remodelado del parque generador español aparece como una oportunidad para la entrada de nuevos agentes. Al ser un mercado oligopolístico, no se puede ignorar el comportamiento estratégico de los agentes. Por lo que, en una segunda fase, se estudian nuevas formas de contratación en el mercado, y la influencia de estos en el poder de mercado de los agentes.

Por último, este proyecto tiene vistas a proponer posibles mejoras de diferente naturaleza (regulatorias y estructurales) para el mercado eléctrico. Puesto que es imposible predecir el futuro, se necesita incorporar información al proceso de decisión, por aproximada o inexacta que sea, para mejorar la calidad y la robustez de la decisión frente a la posible realización de escenarios en el futuro, para lograr una transición acertada.

1. El nuevo Sistema eléctrico de 2030

La primera parte del proyecto trata de caracterizar el sistema eléctrico español en 2030. Para ello, se realiza un estudio de las tendencias tecnológicas, económicas y regulatorias pertinentes en esta transición. Las tendencias se asocian a incertidumbres de múltiples caracteres: evolución de la potencia instalada, evolución de la eficiencia energética de las nuevas tecnologías, evolución de la red eléctrica, políticas regulatorias...

En esta transición se consideran palancas en ambos actores del mercado. Del lado de la oferta, se considera el cambio a vectores energéticos con menores emisiones. Se han de sustituir las tecnologías de generación actuales de combustibles fósiles que emiten, por tecnologías renovables. Del lado de la demanda, se estudian las palancas de electrificación de esta. La electrificación de la demanda, en conjunto con la eficiencia energética, pueden causar un incremento de la demanda eléctrica. Es necesario acompasar la instalación de nueva capacidad renovable con los cambios en la demanda.

Sin embargo, previo al estudio de estas tendencias y de cara a entender mejor las problemáticas del mercado eléctrico, cabe explicar sus especificidades, marcadas por las propiedades del producto intercambiado, en este caso la energía eléctrica.

1.1 Propiedades del mercado eléctrico

En cualquier estudio del mercado eléctrico, no se pueden omitir las propiedades singulares del producto intercambiado en este mercado, ya que de estas propiedades derivan muchas consecuencias y problemáticas. Las propiedades físicas y electrotécnicas de la electricidad se traducen en términos económicos en un mercado de determinadas características. La legislación de este mercado se ha construido con la intención de crear un mercado perfecto y transparente, en torno a las características intrínsecas de la energía, de las cuales cabe destacar: [4]

- No almacenabilidad de la energía:

Consecuencia de esta propiedad, el operador del mercado y de la red debe asegurar la igualdad en todo momento de la generación con la demanda. El no cumplimiento de esto es fuente de paradas en el suministro eléctrico o de desviaciones en la frecuencia de la señal eléctrica y problemas en la red de distribución. Las tecnologías de almacenamiento (baterías) no son actualmente rentable, aunque se espera en los siguientes 15 años una evolución tecnológica significativa, permitiendo la entrada del almacenamiento en el mercado, revolucionando posiblemente la industria.

- Estacionalidad de la demanda eléctrica y volatilidad:

La curva de demanda eléctrica conoce fuertes variaciones entre las distintas horas del día, manteniendo sin embargo un perfil similar en días de la semana, fin de semana y dependiendo por último de la época del año. Cabe destacar aquí las fuertes variaciones entre horas punta y horas valle, pudiendo alcanzar un incremento de hasta el 60%. Por la propiedad de no almacenabilidad de la energía, en todo momento generación se debe igualar a demanda. En las horas punta, se necesita por lo tanto una elevada capacidad de generación, capacidad

que, en parte, permanece ociosa durante las horas valle. Por ello, el sistema requiere la instalación de un parque productor con el mix tecnológico adecuado de cara a responder correctamente estas curvas de demandas.

- Elasticidad-precio de la demanda

La elasticidad precio de la demanda define cambios en la cantidad de producto demandada por el consumidor ante cambios en el precio. En particular, la elasticidad-precio demanda del consumo eléctrico es prácticamente nulo. Es decir que el consumidor no efectúa su consumo eléctrico en función del precio horario de la electricidad. Este fenómeno puede evolucionar en los siguientes años, con la instalación de *smart meters*, permitiendo una gestión óptima por del consumo por parte del cliente responsable (estudio de la *demand response* en 1.5.3)

- La electricidad es un bien homogéneo

En economía, un bien homogéneo se define como un “producto indiferenciado por sus cualidades de origen de fabricación”. El consumidor final no distingue el origen del kilovatio hora que se le está distribuyendo. Sin embargo, la multiplicidad de origen de los kilovatios hora producidos en España es muy importante.

- Variedad de las tecnologías de producción

La variedad de tecnologías productoras es deseable, ya que contribuye a la estabilidad de la red y al aplanamiento de los precios. Las diferentes características de las tecnologías (tecnologías de base, con elevados costes fijos y bajos costes variables; tecnologías de punta, con bajos costes fijos y elevados costes variables) permiten responder correctamente a la demanda del mercado. Estas tecnologías coexisten en un mismo mercado y una misma red, complicando la gestión de esta. Debido a la no almacenabilidad de la energía eléctrica, no se pueden recurrir a inventarios, como se haría en otras industrias, por lo que la diversidad de las tecnologías, la existencia de una capacidad de producción importante y la seguridad del margen de reserva es una necesidad.

Se diferencian las diferentes tecnologías en función de su rol en el mercado y en la seguridad de la red.

- Restricciones en la red de transporte

La casación del mercado tiene que cumplir en todo momento los requerimientos de la red de transporte, permitiendo de la entrada de tecnologías mas onerosas en caso de no cumplimiento de las restricciones técnicas. Determinadas centrales pueden encontrarse en una posición de dominio, en caso de la activación restricciones en la red, creando una elevación artificial de los precios.

- Mercado oligopolístico con un elevado grado de transparencia

Existe un numero reducido de competidores con una interacción fuerte entre ellos. A esto se suma un grado de transparencia elevado, ya que los datos de la generación eléctrica, en términos de costes, precios y demanda, son públicos. El estudio de esta información permite una coordinación de las estrategias entre los competidores para manipular el mercado.

- Barreras de entrada

La instalación de capacidad de generación es intensiva en capital. Las decisiones de inversión están sometidas a una elevada incertidumbre debido a la larga vida útil de los activos. Destacan variaciones a los largos de los años en la demanda,

cambios regulatorios, variaciones de los precios, introducción de avances tecnológicos...

1.2 El parque generador español: optimización e implantación de un mix de capacidad adecuado

1.2.1 El parque generador español de 2019

Antes de exponer las tendencias de evolución que se prevén afecten a la expansión del mercado eléctrico, se realiza una breve presentación del estado actual de parque productor español.

El parque actual de potencia instalada en España se presenta en la Figura 3. Como se aprecia, la energía eléctrica proviene de diferentes fuentes productivas. Esta variedad de fuentes es una necesidad para la viabilidad y funcionalidad del sistema para garantizar un suministro de calidad. La búsqueda e implementación de esta variedad de tecnologías es lo que se denomina “mix óptimo”. En el apartado 1.2.2 a continuación, se explican los diferentes requisitos del sistema y las características de cada tipo de tecnología productiva.

Red eléctrica española (REE) publica datos diarios de la generación y las tecnologías de producción casadas en el mercado eléctrico horariamente. Se encuentran también datos del parque generador instalado, en términos de capacidad. Actualmente, el parque español cuenta con 98,7 GW instalados, los cuales se reparten en las siguientes tecnologías:

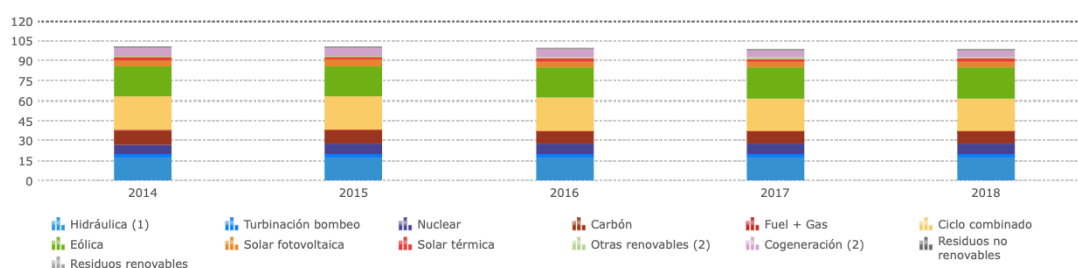


Figura 3 Evolución de la potencia instalada peninsular (GW) [5]

A continuación, se muestra el detalle de la potencia instalada en el año 2018, así como la cantidad de energía generada por cada una de ellas:

Tabla 1 Capacidad instalada y generación eléctrica peninsular en 2018 [5] [6]

Tecnología productora	GW instalados	TWh generados	Penetración en el mercado
Hidráulica (1)	17	34,1	14%
Turbinación bombeo	3,3	2	1%
Nuclear	7,1	53,2	22%
Carbón	9,6	34,9	14%
Fuel + Gas	0	0	0
Ciclo combinado	24,6	26,4	11%
Eólica	23,1	48,9	20%
Solar fotovoltaica		7,4	3%

Solar térmica	2,3	4,4	2%
Otras renovables (2)	0,9	3,5	1%
Cogeneración (2)	5,7	29	12%
Residuos no renovables	0,5	0,7	0%
Residuos renovables	0,1	2,3	1%

En la Tabla 1, se aprecia la falta de relación entre la capacidad generadora instalada y la producción eléctrica. Se distinguen tecnologías con una alta penetración, como la energía nuclear que constituye un 22% del total de energía generada. Las tecnologías que más energía producen en el sistema español son la energía eólica, la hidráulica y el carbón.

Al contrario, destacan otras tecnologías cuya capacidad instalada es elevada. Sin embargo, la energía producida por estas es baja. Es el caso del ciclo combinado: la capacidad instalada de ciclo combinado es equivalente a la capacidad eólica. No obstante, la energía producida por la eólica es el doble que la del ciclo combinado.

Esto se debe a los costes asociados a cada tecnología: las centrales generadoras ofertan en el mercado eléctrico a su coste variable. Por lo que, de esta forma, se distinguen tipos de tecnologías en función de su producción, y por lo tanto del tipo de demanda que abastecen. Distinguimos:

- Las **tecnologías de base**: son las tecnologías de alto coste fijo y bajo coste variable, como las nucleares, o la cogeneración. Son las tecnologías cuya generación se mantiene estable, y que operan en todo momento.
- Las **tecnologías de punta**: tecnologías de bajos costes fijos y altos costes variables. Estas tecnologías son casadas únicamente en el mercado cuando el precio de la electricidad es elevado, es decir, en las puntas de demanda. Estas son, por ejemplo, las centrales de fuelóleo o de gas. Son tecnologías de generación flexibles que permiten hacer frente a las puntas de demanda del sistema.
- Las **tecnologías intermedias**: son las tecnologías con costes variables y fijos intermedios, como las centrales de carbón e hidráulicas regulables
- Las **tecnologías renovables** no entran en estas categorías: su coste variable es prácticamente nulo, por lo que producen independientemente del precio de casación del mercado. Sin embargo, al depender de un recurso primario natural, la fluctuación de su producción es alta.

Este fenómeno se aprecia en la Figura 4 a continuación. Red Eléctrica Española publica diariamente el perfil horario del balance de energía español. Se ha escogido un día aleatorio:

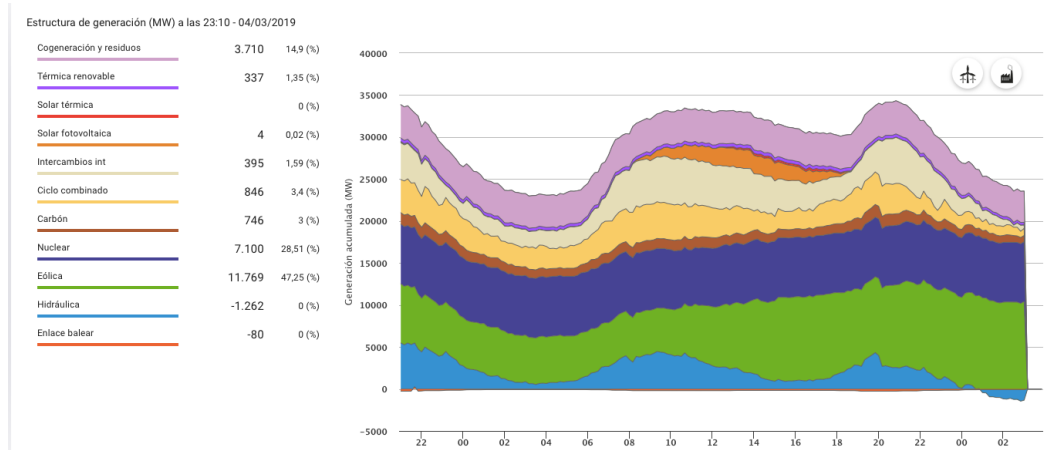


Figura 4 Estructura de la generación (Fuente: REE)

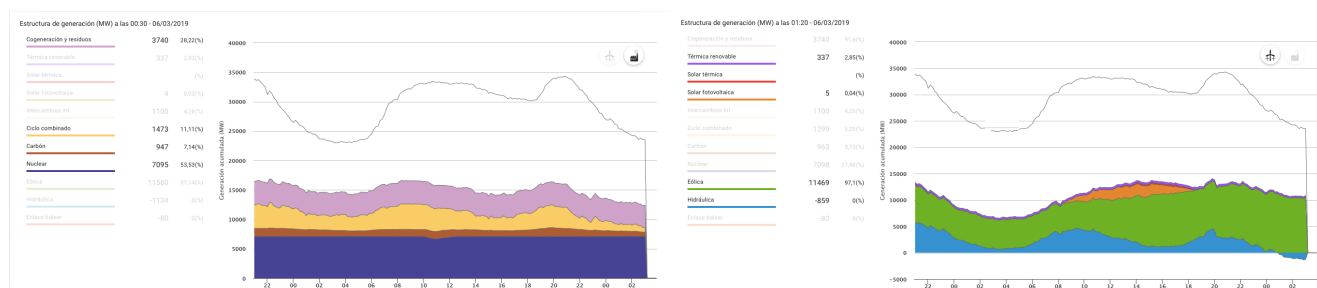


Figura 5 Descomposición de la generación (Fuente: REE)

En la Figura 4, se distinguen las tecnologías presentes en todas las horas y cuyo nivel de producción es sensiblemente constante. Al contrario, se aprecian también tecnologías cuya generación es variable, o tecnologías que son casadas en el mercado únicamente a ciertas horas del día.

En la Figura 5, a la izquierda se encuentra la producción de las tecnologías no renovables, y a la derecha, la producción de las tecnologías renovables. El perfil de la generación no renovable es sensiblemente mas plano que el perfil de generación renovable.

A su vez, las tecnologías nucleares y de carbón tienen una producción constante, siendo el ciclo combinado y la cogeneración las tecnologías modulares que varían en función de la demanda. Las tecnologías renovables tienen un perfil variable por sus características técnicas (recurso primario natural), su generación es variable.

A través de este simple ejemplo, se aprecian las complejidades de la composición del parque generador eléctrico. Se han de tener en cuenta diferentes parámetros y limitaciones que se teorizan en los apartados a continuación.

1.2.2 Requisitos técnicos de la generación: Gestionabilidad y flexibilidad técnica

Las diferencias entre las tecnologías son consecuencias de las propiedades de cada tecnología, combinado con los requisitos del sistema. Como se explica en el apartado anterior (1.1), existen una variedad de tecnologías productivas para asegurar en todo momento la igualdad entre generación y demanda.

Sin embargo, cada tecnología aporta diferentes grados de seguridad al sistema. El mix de capacidad instalada de un país tiene que asegurar la **garantía de suministro**. La garantía de suministro se refiere a la capacidad que tiene el parque de generación para garantizar el suministro eléctrico al usuario final de manera a eliminar o minimizar la cantidad y la duración de los cortes de suministro eléctrico.

La garantía de suministro del sistema se asegura a través de la obtención de la correcta composición (también llamado *mix*) del parque generador. Esto se mide a través de las siguientes propiedades:

- La **flexibilidad técnica** de una tecnología se refiere a la capacidad de variación de la producción ante cambios bruscos. Ciertas tecnologías tienen una rampa de arranque importante, limitando su capacidad de respuesta. Al revés, existen tecnologías que pueden responder casi inmediatamente (minutos o horas) a variaciones.
- La **disponibilidad y gestionabilidad del recurso primario** se refiere a la capacidad de control sobre la disponibilidad del recurso primario de forma a poder controlar la disposición de la tecnología a producir cuando se necesite. Otra vez, existen tecnologías cuyo recurso primario es almacenable, por lo que la disposición a producir es inmediata. Sin embargo, tecnologías renovables depende de recursos primarios cuya disponibilidad es no controlable, como por ejemplo las horas de viento o de exposición a los rayos solares, condicionando así la disposición a producir de estas tecnologías. Las propiedades de disponibilidad y gestionabilidad se analizan en dos intervalos de tiempo, en el corto y en el largo plazo.

Se elaboran patrones de demanda eléctrica horario en función de la estacionalidad, y a la vez se mejoran los métodos predictivos de disponibilidad de recursos primarios relacionados con energías renovables, permitiendo una mejora substancial la gestionabilidad de las tecnologías. Sin embargo, existe inevitablemente, en el corto plazo, variaciones en la demanda eléctrica no previsibles por eventos no anticipados (ola de frío o calor, eventos deportivos...), al igual que variaciones no previstas en la generación por fallos técnicos.

Ante la necesidad de garantizar el suministro, el parque generador ha de ser capaz de hacer frente a estas variaciones bruscas de demanda. Para ello, se clasifican las tecnologías productoras, en función de sus aportaciones al sistema con respecto a la seguridad y a la garantía de suministro.

1.2.2.1 Gestionabilidad del sistema en el corto plazo

En el corto plazo, se evalúa la gestionabilidad de la producción, totalmente condicionada a la disponibilidad del recurso primario empleado:

- Gestionabilidad total: aquellas tecnologías cuya producción dependen únicamente de la disponibilidad de su recurso primario, siendo dicha disponibilidad prácticamente total. La energía nuclear y las plantas térmicas de carbón son ejemplos de generación de total gestionabilidad
- Gestionabilidad muy alta: aquellas tecnologías cuya disponibilidad de recurso primario es muy alta. Es el caso de la térmicas de gas.
- Gestionabilidad relevante: existen limitaciones en la disponibilidad de los recursos. Es el caso de las tecnologías hidráulicas, dependientes del año

hidrológico, o termo solares con almacenamiento, dependiente de la baja capacidad efectiva de almacenamiento en horas.

- Gestionabilidad nula: el recurso primario no es controlable por el hombre. Es el caso de la tecnología eólica y fotovoltaica. Aunque se mejoran significativamente las técnicas de predicción de disponibilidad de estos recursos, actualmente estas tecnologías no son capaces de aportar gestionabilidad a la red.

1.2.2.2 Gestionabilidad del sistema en el largo plazo

En el medio o largo plazo, se evalúa también la gestionabilidad de la producción, intrínsecamente ligada a la disponibilidad del recurso primario. Sin embargo, en el medio/largo plazo, entran en juego factores geopolíticos y el grado de independencia energética.

- Las tecnologías como la nuclear, el carbón o el gas, de alta gestionabilidad en el corto plazo, se mantienen en esta posición ya que la importación de los recursos primarios proviene de países diversos y estables.
- Las energías renovables, de baja gestionabilidad en el corto plazo, son mas atractivas en el largo plazo. La operación de estas tecnologías en los últimos años ha demostrado la constancia de estas. Aunque estas tecnologías no puedan asegurar disponibilidad en el corto plazo, la producción media anual de estas tecnologías es constante. La aportación de independencia energética de estas tecnologías al sistema es elevada.

1.2.2.3 Flexibilidad técnica del sistema

Por ultimo, se ha de tener en cuenta las rampas tanto de incremento como de decremento de la producción eléctrica. La flexibilidad de la producción es necesaria para poder hacer frente a variaciones bruscas en la demanda, tanto de incremento como de decremento.

Las tecnologías de alta flexibilidad, que pueden responder rápidamente a cambios en la demanda, son la hidráulica y el gas. Las tecnologías con una flexibilidad intermedia son el carbón y la termo solar. Estas tecnologías necesitan por lo tanto un intervalo de tiempo para alcanzar el nuevo nivel de consigna de generación.

Las tecnologías renovables aportan flexibilidad al sistema, pero únicamente para bajar la producción. Solo podrían aportar flexibilidad de producción al alza, en caso en el que estén trabajando en un contexto de vertido de energía.

Tras la presentación de los requisitos técnicos, que ha de cumplir el parque generador, en relación con las aportaciones de cada tecnología al sistema, se plantean problemáticas con respecto al mix optimo de capacidad eléctrica a instalar en 2030. En vistas a la implantación de un parque generador descarbonizado, se tiene que asegurar también la alta flexibilidad y gestionabilidad del sistema, descartando por completo, la implantación de un parque generador 100% renovable.

Además de los criterios técnicos, mas restricciones se suman al problema de optimización del mix: los criterios medioambientales y económicos.

1.2.3 Criterio medioambiental: las emisiones de CO₂

La optimización de un mix de capacidad adecuado ha de tener en cuenta los objetivos de reducción de emisiones y de descarbonización de la energía.

En la tabla a continuación se muestra la evolución de las emisiones de CO₂ en España, así como las previsiones de emisiones futuras. Las estimaciones futuras resultan de los Escenarios objetivos del PNIEC.

Tabla 2 Evolución de las emisiones (miles de toneladas de CO₂ equivalente) [7]

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	85.722	74.638	57.695
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	63.518	27.203	19.650
Sector industrial (procesos de combustión)	45.099	68.598	40.462	40.499	37.246	33.530
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.509	22.026	22.429
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	26.558	23.300	19.432
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.086	10.791
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.898	9.650
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.247	11.607	10.968
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	721	568	543
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	14.169	13.701	13.259
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.715	4.419	4.254
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.231	1.283	1.316
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	327.443	266.343	226.737

Los objetivos de la Unión Europea fijaban una reducción del 90% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990 en 2050. En 2030, se quiere alcanzar un 40% de reducción. En 2020, se pretendía alcanzar un 20% de reducción (véase la Figura 1).

La Tabla 2 esta extraída del PNIEC [7]. Los escenarios objetivos del Plan contemplan reducir las emisiones a 2030 en al menos un 20% con respecto a 1990, pasando de 340 MtCO₂ -eq en 2017 a 226,7 MtCO₂ -eq (una reducción del 20% de emisiones con respecto a 1990: 230 MtCO₂ -eq).

La reducción de 113,5 MtCO₂ -eq se reparte entre los diferentes sectores:

- 44 MtCO₂ -eq asumidos por la generación eléctrica
- 28 MtCO₂ -eq asumidos por el sector de movilidad y transporte
- 7 MtCO₂ -eq asumidos por el sector residencial, comercial y institucional

Este proyecto se centra en los escenarios de descarbonización para el mercado eléctrico. Sin embargo, se enuncia de forma cualitativa las medidas de descarbonización de los otros sectores afectados por un aumento del grado de electrificación. Véase el 1.5.2.1 sobre el sector transporte y el 1.5.2.2 y 1.5.2.3 sobre el sector residencial y servicio.

Para lograr estos objetivos de reducción de emisiones, el PNIEC prevé un plan conjunto de instalación de tecnologías con emisiones de carbón nulas, y el progresivo desmantelamiento de las tecnologías contaminantes. La implantación

de tecnologías contaminantes se justifica únicamente bajo la hipótesis de seguridad de red y garantía de suministro.

A continuación, figura el desglose de la cantidad y el tipo de contaminación emitida por cada tecnología en su operación. Las tecnologías emisoras de CO₂ son las siguientes:

Tabla 3 Emisiones de CO₂ por tecnología generadora [8]

Tecnología emisora	Cantidad de CO₂ emitido (t/MWhe)
Carbón	0,86
Gas (ciclo abierto)	0,5
Gas (ciclo combinado)	0,33

Al contrario, las tecnologías renovables (energía eólica, solar, fotovoltaica), la hidráulica y la nuclear son energías que no emiten CO₂.

En el cuadro de este proyecto, se requiere estudiar las consecuencias de la implantación de un mercado eléctrico descarbonizado en España. En ese sentido, no se están incluyendo otros tipos de emisiones, que se enuncian brevemente a continuación.

La energía nuclear emite residuos nucleares que están estrictamente controlados de forma a eliminarlos progresivamente y bajo un control exhausto. También cabe destacar las emisiones de SO₂, NO_x o de partículas en suspensión. Las tecnologías térmicas de gas emiten NO_x en cantidades no despreciables, y las centrales de carbón emiten tanto SO₂, como NO_x y partículas en suspensión. Las tecnologías renovables sin embargo son limpias en todos estos aspectos.

A la vista de estos datos, con respecto a los objetivos de descarbonización únicamente, se puede prever un desmantelamiento de las centrales térmicas de carbón, en línea con el PNIEC.

1.2.4 Criterio económico

El alcance de los objetivos de un sistema depende inevitablemente del criterio económico. Para el cumplimiento de los requerimientos de descarbonización, los actores del mercado eléctrico han de encontrar una rentabilidad económica lo suficientemente ventajosa para realizar la decisión de inversión. La rentabilidad en el mercado eléctrico esta sometida a fuertes riesgos. Las incertidumbres contempladas son el tiempo de rentabilización, ya que supone una inversión a largo plazo, y la incertidumbre del marco regulatorio.

La rentabilidad se mide al comparar el valor de los ingresos anuales con respecto a la inversión inicial y los costes de operación:

Los ingresos anuales son variables ya que no dependen únicamente de la cantidad de horas casadas, sino también del “tipo de hora” (hora punta o valle) y del precio de casación. Los ingresos dependen también de la estrategia de oferta en el mercado. Los productores pueden decidir de la cantidad de energía ofertada en el mercado eléctrico con respecto a la cantidad de energía vendida a través de contratos bilaterales a largo plazo. El mercado eléctrico ofrece posibilidades de mejora de ingresos, pero esta sometida a riesgos. La firma de

contratos bilaterales entre productores y consumidores ofrece a los productores un ingreso estable y seguro.

Con respecto a los costes, se consideran los siguientes:

- Costes de la inversión inicial (CAPEX): costes de la compra de equipo, instalación, etc.
- Costes de producción: costes asociados a la operación del equipo generador (costes de combustibles)
- Costes de operación y mantenimiento (OPEX): costes de personal, sustitución de piezas, etc.

Se prevén evoluciones en el parque generador español de manera a cumplir tanto los requisitos medioambientales, como con los requisitos de seguridad y de garantía del suministro. Sin embargo, el criterio económico es un riesgo asumido por los agentes productores. En este sentido, este proyecto intenta clarificar la evolución de los precios de la electricidad y del funcionamiento del mercado en línea con el plan establecido en el PNIEC. A continuación, se explicitan estas tendencias evolutivas.

1.3 Expansión del parque productor

El cumplimiento de los objetivos ambientales a 2030 implica la introducción de entre 50.0000 y 60.000MW de capacidad renovable en el mercado español. Esta cantidad depende también de la evolución de la demanda, y por ende de la evolución de la economía española. Esta capacidad se despachará principalmente entre las tecnologías mas maduras actuales: la energía eólica y la solar fotovoltaica. La instalación de nueva capacidad se acompaña del desmantelamiento de energías contaminantes como el carbón y la nuclear. Estos temas se tratan en los apartados a continuación, en base a las líneas guía establecidas por el Ministerio en el PNIEC.

1.3.1 Cierre de centrales

El posible cierre y desmantelamiento de centrales productoras en España incumbe a dos tecnologías productoras: la energía nuclear y el carbón. Son dos tecnologías de uso muy diferentes. La energía nuclear supone una variante determinante de los escenarios, mientras que, el desmantelamiento de las centrales de carbón apela mayoritariamente a consecuencias puramente económicas.

1.3.1.1 La politización del futuro de las centrales nucleares

En efecto, como explicado anteriormente, la energía nuclear es una energía de base, de alto coste fijo y bajo coste variable y aportadora de estabilidad a la red. El posible desmantelamiento de la nuclear levanta problemáticas de viabilidad de la red.

El (PNIEC) [7] prevé, en 2030, la sustitución de esta energía estable y controlada, por una energía limpia, y, por lo tanto, de características diferentes a la energía nuclear. Estas diferencias de características podrían ser fuente de inestabilidad en la red. En contraparte, se mejorarían los indicadores medioambientales del país, con respecto a la creación de desechos nucleares.

Sin embargo, al tratarse de un factor puramente político, tomar posicionamiento sobre esta decisión puede ser crítico. Se exponen las actuales previsiones del Plan con respecto a la energía nuclear, y se enuncian estudios de las consecuencias del cierre de las centrales sobre la red eléctrica.

El 28 de enero de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica acordó con las energéticas españolas propietarias de las centrales nucleares (Endesa, Iberdrola y Naturgy) un cierre escalonado y por orden de antigüedad de las centrales nucleares. Las centrales nucleares tienen una vida útil de 40 años. El pacto acordado alarga la vida de la mayoría de las centrales entre 44 y 45 años retrasando de esta forma el apagón nuclear. De esta forma, el calendario actual de desmantelamiento queda [9] :

Central nuclear	Año de puesta en marcha	Previsión de desmantelamiento	Potencia neta (MW)
Almaraz I	1983	2027	1049,2
Almaraz II	1984	2028	1051,8
Ascó I	1984	2029	1032,5
Ascó II	1986	2030	1027,2
Cofrentes	1985	2033	1092
Vandellós II	1988	2034	1087,1
Trillo	1988	2035	1066

Tabla 4 Fecha de desmantelamiento previsto de las Centrales Nucleares en España [9]

La potencia nuclear actual en 2019 es de 7,1 GW instalados. En 2030, permanecerán activas únicamente tres centrales nucleares, Vandellós II, Trillo y Cofrentes reduciendo la capacidad instalada a 3.245,1 MW.

El impacto del desmantelamiento total de la energía nuclear sobre la red eléctrica y el mercado ha sido estudiado por el MIT Energy Initiative. Este informe se expuso en la UT Energy Week (febrero 2019) de la University of Texas at Austin, por David Petti, Director Ejecutivo del informe: *“The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World”* (i.e. El Futuro de la Energía Nuclear en un Mundo con limitaciones de carbón) [10].

Este informe aboga por la conservación de la energía nuclear como tecnología de producción de base. Para ello avanzan los siguientes argumentos:

La energía nuclear es actualmente la mayor fuente de producción de energía eléctrica exenta de emisiones de carbón en Europa y Estados Unidos. El informe establece una correlación entre un nivel bajo de emisiones de carbón y la producción de energía eléctrica a partir de la tecnología nuclear e hidráulica.

Efectivamente, países europeos, como Francia, Noruega, o Suecia, que poseen una baja proporción de generación eléctrica a partir de tecnologías renovables, excluyendo a la hidráulica, coinciden al ser también los menores emisores de carbón en la producción de energía. Sin embargo, países con una alta penetración de renovables como Dinamarca, Alemania o España, resultan ser mayores

emisores de carbón en la atmósfera. Estos resultados se aprecian en la Figura 6 a continuación:

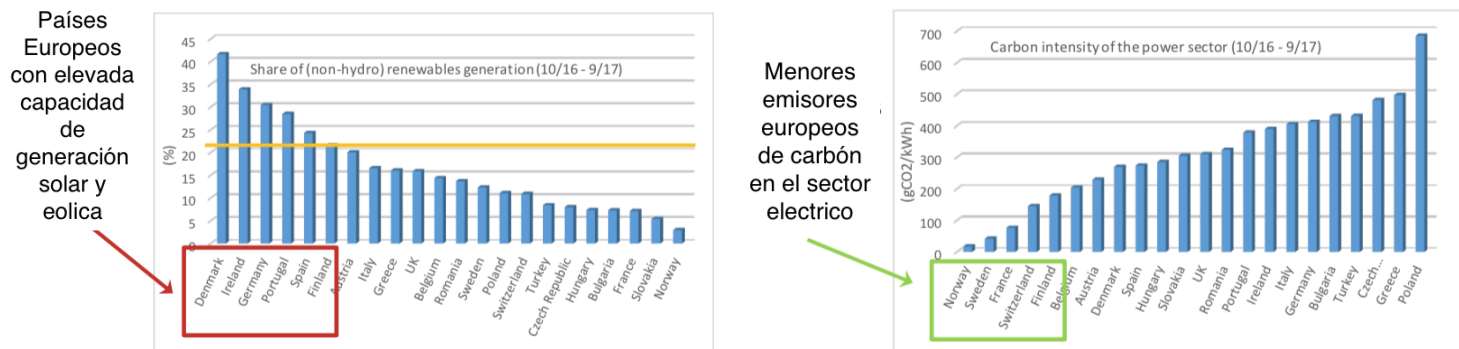


Figura 6 Relación entre capacidad de generación renovable y emisiones de carbón [10]

Este informe pretende matizar las severas acusaciones a las que se enfrentan los productores de energía nuclear, con respecto a la gestión de residuos. A términos de las emisiones de carbón, países con mixes energéticos menos renovables resultan ser menores emisores de CO₂.

El estudio avanza que la nuclear aporta estabilidad económica y física a la red. De tal forma que no se necesitan activar tecnologías de respaldo mas contaminantes como el carbón o los ciclos combinados. Al contrario, mixes energéticos con una mayor penetración de renovable variable y menor producción de energía nuclear son mas susceptibles de emitir carbón, a través de estas tecnologías de respaldo, para hacer frente a los picos y las variaciones de demanda.

El estudio también se incluye un análisis económico: las simulaciones realizadas concluyen que el coste de la energía aumentaría en proporciones entre 1 y 10 veces en caso de desmantelar la energía nuclear. Efectivamente, este desmantelamiento implicaría una inversión importante en la red para seguir cumpliendo con los requerimientos de esta.

A efectos de este proyecto, dadas las previsiones actuales del Plan, se establece en el escenario base el desmantelamiento de la energía nuclear según lo indicado en la Tabla 4.

1.3.1.2 El desmantelamiento de las centrales térmicas de carbón

Como expuesto en el apartado 1.2.3, las centrales térmicas de carbón es el tipo de generación eléctrica con la mayor emisión de CO₂ por MWh producido. Por ello, los escenarios objetivos a 2030 del PNIEC prevén un desmantelamiento completo de las centrales térmicas de carbón españolas en el horizonte 2030.

Se anuncia un cierre acelerado de las centrales de carbón. Mas allá de un cierre pactado, el plan prevé que las centrales de carbón no sean competitivas en el mercado eléctrico debido al aumento de precio previsto en Europa de compra venta de emisiones (35 €/t de CO₂). A este efecto se le suma las previsiones de disminuciones del precio de la electricidad debido a una mayor penetración de renovables, acompañado de la disminución de los costes de la generación eléctrica. Por ello, la extinción prácticamente natural de las centrales de carbón

parece ser inevitable. El Gobierno ha de pactar una transición para este sector de forma a implementar un proceso justo y solidario de forma a que los actores puedan recuperar sus inversiones.

Este efecto se ha empezado a apreciar en el primer semestre del 2019. Se suman varios factores detonantes: ha habido un switching en el cambio de orden de mérito en el mercado eléctrico, un aumento del precio de las emisiones de CO₂ y una depresión del mercado del gas. Por ello, en el primer semestre de este año, las centrales de carbón no han conseguido casar su energía en el mercado eléctrico. Únicamente 2 de estas centrales están produciendo tras conseguir casación en el mercado de restricciones.

Se puede decir que se está produciendo un equilibrio de mercado de manera natural.

Por ello, se prevé el siguiente plan de cierre de las centrales térmicas de carbón:

Tabla 5 Plan de Cierre de las centrales térmicas de Carbón

Año de Cierre	Central térmica de carbón	Potencia neta (MW)
2020	Anllares (Grupo 1)	346,84
	Teruel (Grupo 1, 2, 3)	1055,77
	Compostilla II (Grupo 2, 3, 4, 5)	1143,48
	Lada (Grupo 4)	347,7
	Guardo (Grupo 1, 2)	633,47
	Meirama I (Grupo 2)	559,82
	Aboño (Grupo 1)	877,66
	Soto Ribera (Grupo 2)	236,22
	GICC	296,44
	La Robla (Grupo 1,2)	619,06
	Cercs (Grupo 2)	148
	Narcea (Grupo 1,2,3)	553,26
En el horizonte 2030	Litoral de Almería (Grupo 1,2)	1119,59
	Puentes (Grupo 1,2,3,4)	1403,19
	Soto Ribera (Grupo 3)	346,25
	Los Barrios (Grupo 2)	573,46
	Puente Nuevo (Grupo 3)	299,76
	Puertollano (Grupo 1)	206,18

Se hace la hipótesis de cierre de las centrales de carbón en el horizonte 2030. El comportamiento actual del mercado eléctrico deja entrever un cierre progresivo y natural de las centrales de carbón. A términos de la simulación, se implementará el desmantelamiento total del parque de centrales térmicas de carbón en el horizonte 2030

1.3.2 Nuevas incorporaciones de capacidad

El desmantelamiento de las tecnologías contaminantes supone la instalación de capacidad adicional de generación limpia. En este apartado se detallan las previsiones incorporaciones de capacidad, así como los avances tecnológicos, mejoras de eficiencia y evolución de precios de instalación. Se han de tener en cuenta las tres limitaciones previamente analizadas (criterio medioambiental, económico y garantía de suministros).

1.3.2.1 Solar fotovoltaica

Al ser una tecnología de generación no emisora de CO₂, y con perspectivas fuertes de reducción de costes, la energía solar fotovoltaica aparece como una tecnología competitiva y pertinente de cara a los objetivos de descarbonización.

Entre 2010 y 2018, la energía solar fotovoltaica ha conocido importantes avances tecnológicos, permitiendo una disminución de su CAPEX del 72%. El informe de Bloomberg, *New Energy Outlook 2018*, prevé una reducción adicional del CAPEX del 42% entre 2018 y 2030. La figura a continuación desglosa los costes de las diferentes partes siendo el módulo, la pieza de mayor coste, en torno a un tercio del coste total.

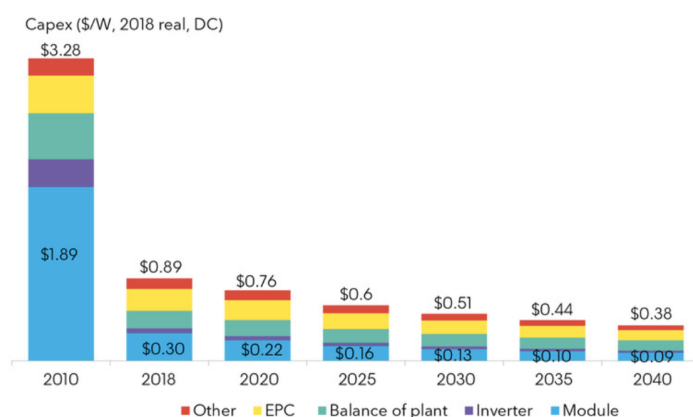


Figura 7 Reducción de la inversión en CAPEX (\$/W) de la energía solar fotovoltaica a horizontes 2040 [11]

El CAPEX presentado en la Figura 7 es una media global, por lo que se ha de particularizar para el caso de España. Sin embargo, a efectos del estudio de tendencias, su análisis resulta pertinente.

A este trabajo, se suma un estudio de KIC InnoEnergy que compara las perspectivas de evolución de LCOE de las tecnologías renovables, adelantando mayores reducciones de costes para la solar fotovoltaica con respecto al resto de tecnologías renovables. Los resultados de este estudio prevén una disminución del LCOE de la solar fotovoltaica alrededor de un 22-30% en 2030 gracias a la innovación tecnológica. A estos avances se suman otras reducciones de costes de características diferentes como la conexión a la red que pueden conseguir reducciones en torno al 37-49% en 2030.

El LCOE actual de la solar fotovoltaica ronda en torno a los 77-80 €/MWh. Se estima un rango de 43-49€/MWh en el horizonte 2030, siendo probable que esta tecnología mejore los costes de la energía eólica onshore y offshore [12].

Por ende, la energía solar PV aparece como la tecnología más competitiva en costes en el horizonte 2030. Su rápida disminución de costes con respecto al resto de tecnologías renovables aumenta su competitividad e interés por parte del

mercado. Además, la comparación de diferentes estudios de la literatura científica como [13] y [11] permiten emitir una hipótesis justificada.

La hipótesis realizada se ha basado en el plan previsto por el PNIEC, donde se prevén la instalación de 32GW de solar fotovoltaica.

En el escenario base de este proyecto, se prevé que esta tecnología capte una importante proporción de las nuevas incorporaciones de capacidad mediante la instalación de 31 GW adicionales, alcanzado el parque español 34,4 GW instalados.

Esta hipótesis supone la instalación de casi 3.000 MW de solar fotovoltaica anuales. Esto supone un gran esfuerzo inversor, que establece metas exigentes.

1.3.2.2 Eólica

Al igual que para la energía solar fotovoltaica en el apartado anterior, las perspectivas de reducción de precios de la energía eólica existen, pero en una menor medida que para la energía solar. Efectivamente, el mismo estudio de KIC InnoEnergy [12] adelanta una mejora en costes de 5,5% en los siguientes 15 años para la energía eólica onshore. El LCOE¹ actual se sitúa en el rango 60-90 €/MWh. La energía eólica offshore prevé mejoras sustancialmente mas fuertes, alcanzados reducciones de costes del 27%, siendo el LCOE actual de 90-160€/MWh. [14]

Estos simples números justifican el creciente interés por la energía solar fotovoltaica con respecto a la energía eólica.

Las diferencias de reducción de costes se justifican por la diferencia de madurez de ambas tecnologías. La tecnología eólica conoció un auge en la década pasada. En efecto, la composición del parque generador actual contiene 23,1 GW de eólica instalados, con respecto a 4,5 GW únicamente de solar fotovoltaica (véase Tabla 1). Por lo que la experiencia tanto de instalación como de operación de las plantas eólicas es muy elevada con respecto a la solar fotovoltaica. Por ello, las perspectivas de reducción de precios son mucho mayores en la tecnología mas reciente con respecto a la tecnología mas madura.

Sin embargo, el interés por la tecnología eólica no ha decaído. La menor variabilidad del viento con respecto al sol da un atractivo a esta tecnología. Las reducciones de costes se acompañan de mejoras en las características de operación de los parques eólicos y posibles ventajas para el sistema eléctrico en su conjunto:

- Reducción del precio de las turbinas: Desde 1980, el precio de las turbinas instaladas en los parques eólicos ha conocido una tasa de aprendizaje del 10,7%. El precio de las turbinas en 2007 era de 1,32 € por vatio, siendo en 2018, 0,86 € por vatio.
- Incremento de la capacidad de las turbinas: además de abarataarse, el tamaño de la capacidad de las turbinas incrementa. La capacidad media de las turbinas onshore es actualmente de 2,5 MW. Se espera que, en 2050, esta media alcance 5,2 MW. El salto es mas notable en las turbinas

¹ El LCOE de una tecnología es la relación entre los costes a lo largo de su utilización hasta su desmantelamiento, y la generación de electricidad, los cuales se descuentan a un año común utilizando una tasa de descuento que refleja el costo promedio de capital.

offshore, donde actualmente la media se sitúa en 4 MW, y se espera en 2050, 18 MW.

- Reducción de la inversión en CAPEX: la reducción del precio de las turbinas y el aumento de su capacidad permite una reducción general de la inversión inicial. La instalación de turbinas de mayor capacidad supone la instalación de un menor número de turbinas, y por lo tanto menores costes en fundaciones, cableados y mantenimiento.
- Aumento del factor de capacidad de las turbinas: se esperan mejoras en la operación de las turbinas a través la optimización de los softwares de predicción de operación y monitorización. La optimización constitutiva de las turbinas permite también incrementar la cantidad de energía producida por las turbinas para un viento dado (mejora de la eficiencia).

Según Bloomberg, se espera una evolución de precios de 139 \$/MWh en 2018 hasta 64 \$/MWh en 2025. A partir de 2025, ya solo se esperan mejoras menores.

Dada la penetración actual de la energía solar en España, el operador de la red dispone de experiencia para tratar las consecuencias de estas instalaciones sobre la red (fluctuaciones, cambios imprevistos en la producción...). También se dispone de experiencia en cuanto a instalación y operación por parte de los agentes del mercado. Aun con el anunciado auge de la energía solar fotovoltaica, se prevé aun el mantenimiento y la continuación de la instalación de energía eólica onshore.

Se han contrastado múltiples estudios y las perspectivas de evolución varían. Estudios de la Comisión de Expertos para la transición energética o de *Economics for Energy* prevén la instalación de 7 GW eólicos. Al contrario, el PNIEC augura un escenario ms optimista con la instalación de 27 GW entre 2018 y 2030.

Las previsiones del PNIEC parecen elevadas en comparación con otros estudios y escenarios científicos. Sin embargo, al ser estas las directrices fomentadas por el Gobierno, se ha decidido implementar estas. En conjunto con la energía solar fotovoltaica supone la instalación de 60.000 MW renovables en 11 años, es decir en torno a 5.500MW anuales. Esto supone un gran reto económico y técnico. Sin embargo, se ha decido hacer la hipótesis de instalación de 26 GW eólicos en el horizonte 2030, quedando un parque eólico de 49,6GW eólicos en España.

El análisis de las producciones renovables se ha de estudiar con criticidad, en las simulaciones a continuación, ante la variabilidad de escenarios encontrados en la literatura.

1.3.2.3 Baterías y nuevas formas de almacenamiento

Las baterías ofrecen la posibilidad de almacenar producción, en particular producción renovable en horas de excedente de viento o de energía solar, que se podrían vender en horas en las que estas tecnologías no serían capaces de producir (cuando no hubiese viento, o en las horas nocturnas de ausencia de luz solar).

La introducción de sistemas de almacenamiento aportaría las soluciones necesarias a los inconvenientes actuales de las energías renovables: su falta de gestionabilidad. Las baterías, en cierta manera, tomarían el relevo de las

instalaciones generadoras de respaldo para aportar flexibilidad y garantía de suministro a la red.

La evolución y mejora del almacenamiento se plantea como la pieza clave del problema de optimización del parque generador. Sin embargo, las baterías no presentan aún la madurez tecnológica suficiente como para asumir este rol. Por ello, se enuncia brevemente el estado actual de la tecnología y sus evoluciones, ya que no se esperan instalaciones significativas en el horizonte 2030 en el mercado español.

El concepto de batería engloba decenas de diferentes tecnologías actualmente en estudio: baterías de flujo, batería de carbono, sodio, aire comprimido... Las tecnologías en vía de estudio son múltiples. Sin embargo, se espera que converjan en la tecnología de ion de litio. El precio actual de esta tecnología fluctúa entorno a los 100\$/kWh. Se espera, como se muestra en la figura a continuación, que este precio baje a 70\$/kWh. Sin embargo, para que este cambio ocurra se tiene que producir un cambio significativo en la tecnología.

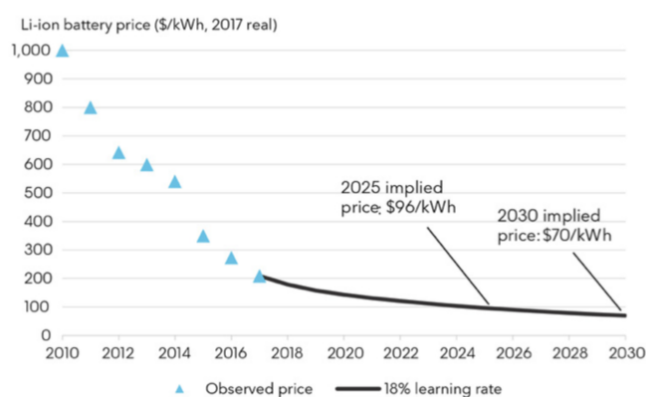


Figura 8 Precio histórico y previsiones de las baterías de ion de litio [11]

En un futuro próximo, cuando estas tecnologías alcancen niveles de precios económicamente competitivos, las baterías podrán asumir un rol significativo en el mercado eléctrico gracias a su modularidad y adaptabilidad.

Sin embargo, no se esperan incrementos significativos en la capacidad de almacenamiento, que quedará limitada a un número poco elevado de horas de producción. Por ello, su desarrollo tiende más bien hacia redes de distribución.

1.3.2.4 Instalación de tecnologías de respaldo

Como se ha presentado en el apartado anterior 1.2.2, la introducción conjunta de capacidad renovable con capacidad de generación firme es imprescindible. Tecnologías, como el almacenamiento, son un elemento clave para la correcta instalación y operación de las tecnologías renovables, aportando seguridad y flexibilidad de suministro al sistema, propiedad de la que carecen las energías renovables.

Las propiedades de estas tecnologías son particulares ya que el motivo de su instalación es el aporte de seguridad al sistema. La función primaria de estas tecnologías no es una operación continua. Se requiere que sean tecnologías con alta disponibilidad de recurso primario y alta gestionabilidad, de forma a poder producir de manera flexible:

- Hidráulica regulable o con capacidad de embalse: actualmente hay 17 GW de hidráulica instalados. Esta tecnología tradicional aporta una gran flexibilidad al sistema ya que su producción es muy gestionable en corto plazo. Es cierto que es una tecnología que depende de factores ambientales (año hidráulico etc...). Sin embargo, si es correctamente gestionada, puede suponer un gran apoyo.
- Ciclos combinados: actualmente hay 24,6 GW de capacidad instalada. Aunque esta opción no es libre de emisiones de CO₂, puede ser beneficiosa para el sistema ya que se emplearía como tecnología de respaldo únicamente, y por ello las horas de producción serían mínimas.
- Bombeo hidráulico reversible: actualmente hay 3,3 GW de capacidad instalada. El bombeo es una tecnología con gran capacidad de almacenamiento y alta flexibilidad. Su producción está limitada por la capacidad del embalse.

Como se puede apreciar en la Figura 4, las tecnologías de almacenamiento son tecnologías ya presentes en el parque generador actual. En el horizonte 2030, se esperan ampliaciones leves en estas tecnologías. Sin embargo, de cara a la garantía de suministro del sistema existen 44,9 GW de potencia instalada, frente a una capacidad total de 98,7 GW.

Por ello, de cara a la caracterización de un escenario base en 2030, no se consideran introducciones significativas de nuevas tecnologías con carácter de respaldo al sistema.

Esta hipótesis está en línea con las previsiones del PNIEC, únicamente contempla la introducción de 3 GW de capacidad de bombeo. Otros estudios bibliográficos prevén la instalación de 7 GW de ciclos combinados, dada la necesidad de modulación.

1.3.3 Estudio comparativo: Expansión de los sistemas europeos

La evolución del mix generador de los sistemas europeos vecinos afectan al sistema eléctrico español a través de las interconexiones (véase el 1.4). Las interconexiones son vitales para el estudio ya que los organismos europeos pretenden a largo plazo la instauración de un único mercado eléctrico europeo. En este apartado, se realiza un breve estudio comparativo entre la evolución los distintos parques generadores nacionales europeos.

A partir del estudio de Bloomberg Energy Finance [11] se ha realizado la siguiente tabla comparativa:

Tabla 6 Evolución de los parques generadores europeos en el horizonte 2030 (elaboración propia a partir de [11])

	Francia				Alemania			
	Variaciones de capacidad instalada (2019-2030)		Variaciones de generación eléctrica (2019-2030)		Variaciones de capacidad instalada (2019-2030)		Variaciones de generación eléctrica (2019-2030)	
	GW	%	GWh	%	GW	%	GWh	%
Carbón	-2997	-100%	-1313	-100%	-9761	-22%	-47333	-27%
Gas	205	2%	755	19%	348	2%	-27670	-51%
Peaker Gas	8863	327%	1941	327%	6890	70%	3344	86%
Petroleo	-	-	-	-	0	0%	688	113%
Nuclear	-14450	-23%	-96830	-22%	-9516	-100%	-72222	-100%
Hidraulica	0	0%	-894	-1%	0	0%	-810	-3%
Geotermica	0	0%	39	174%	0	0%	-55	-13%
Biomasa	0	0%	2331	32%	0	0%	-7647	-11%
Eolica onshore	17555	106%	51252	167%	23199	39%	60299	38%
Eolica offshore	6658	Nueva incorporación	19426	Nueva incorporación	9101	119%	28140	90%
Fotovoltaica comercial	21509	357%	26644	374%	39171	261%	37919	266%
Fotovoltaica privada	26323	271%	12682	264%	54947	83%	26686	82%
Solar termica	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Otros	0	0%	63	20%	-	-	-	-

	Italia				Reino Unido			
	Variaciones de capacidad instalada (2019-2030)		Variaciones de generación eléctrica (2019-2030)		Variaciones de capacidad instalada (2019-2030)		Variaciones de generación eléctrica (2019-2030)	
	GW	%	GWh	%	GW	%	GWh	%
Carbón	-4881	-79%	-1499	-55%	-7031	-100%	-27716	-100%
Gas	-24334	-55%	-113021	-90%	-10336	-32%	-71910	-70%
Peaker Gas	2523	Nueva incorporación	552	Nueva incorporación	2792	120%	988	25%
Petroleo	0	0%	0	0%	1352	Nueva incorporación	2132	Nueva incorporación
Nuclear	-	-	-	-	-2273	-26%	-16950	-26%
Hidraulica	1695	9%	-16682	-23%	0	0%	-999	-28%
Geotermica	0	0%	-1459	-29%	-	-	-	-
Biomasa	0	0%	-12629	-44%	0	0%	-22754	-58%
Eolica onshore	34305	346%	96832	366%	18394	139%	55032	153%
Eolica offshore	2246	7486%	6942	5620%	20641	231%	60156	164%
Fotovoltaica comercial	32303	740%	39494	931%	14923	167%	14314	165%
Fotovoltaica privada	21484	66%	10351	66%	9643	115%	4646	112%
Solar termica	0	0%	0	0%	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	0	0%	-7	-66%

	Norte de Europa			
	Variaciones de capacidad instalada (2019-2030)		Variaciones de generación eléctrica (2019-2030)	
	GW	%	GWh	%
Carbón	-1321	-20%	-9384	-81%
Gas	-5141	-100%	-23197	-100%
Peaker Gas	-785	-24%	-3104	-57%
Petroleo	0	0%	-6769	-43%
Nuclear	-964	-7%	-7274	-7%
Hidraulica	0	0%	-216	0%
Geotermica	-	-	-	-
Biomasa	0	0%	-31434	-82%
Eolica onshore	17758	95%	65240	109%
Eolica offshore	3730	191%	15070	188%
Fotovoltaica comercial	7678	1780%	7330	1807%
Fotovoltaica privada	8996	630%	4334	630%
Solar termica	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-

El análisis de la Tabla 6 revela las tendencias europeas tanto en evolución de la capacidad instalada como en balance de energía.

Desglosando individualmente los tipos de generación, se pueden sacar las siguientes tendencias europeas:

- El parque generador europeo de carbón se desmantela prácticamente en su totalidad. Únicamente Alemania y los países del Norte disminuyen sin eliminar totalmente el carbón. La generación eléctrica de esta energía disminuye significativamente.
- En el caso de la energía nuclear se distinguen dos tendencias: el desmantelamiento completo o el desmantelamiento parcial debido al envejecimiento de las centrales.

- El gas es globalmente una tecnología de uso decreciente en Europa en el horizonte 2030. Sin embargo, se prevén instalaciones de *peaker* de Gas (turbinas de gas en ciclo abierto), en particular en Reino Unido, para incrementar la garantía de suministro en el caso de importantes incorporaciones de tecnologías renovables.
- El petróleo es una tecnología en desuso, debido a su alto grado contaminante.
- En todos los países se prevé una fuerte introducción de energías renovables: la energía eólica y solar fotovoltaica. Globalmente, se instala una mayor cantidad de energía fotovoltaica, en relación con la actualmente instalada en los parques generadores europeos. Efectivamente, los parques europeos ya cuentan con capacidad eólica. La introducción de una mayor capacidad de solar fotovoltaica aparece como una opción muy probable. Sin embargo, en términos de generación eléctrica, se prevé producir mas energía a través de la capacidad eólica que fotovoltaica, aun siendo ambas capacidades instaladas semejantes.

Las grandes tendencias de evolución del sistema generador es la reducción del carbón y del petróleo a favor de energías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica, prevaleciendo esta segunda opción.

Con respecto a la energía nuclear, el desmantelamiento de las centrales antiguas se cumple en todos los países europeos. Sin embargo, el desmantelamiento total del parque nuclear es una apuesta fuerte que resulta de la toma de decisiones de los gobiernos de cada país.

1.4 Efecto de las interconexiones

En este apartado se estudia la evolución prevista del aumento de la instalación de potencia de intercambio entre los países europeos (aumento de la capacidad de interconexión) y el sentido del intercambio de la energía.

El estudio de las interconexiones es relevante dado su impacto en el mercado español y en el resultado de la casación del mercado. Las interconexiones influyen en el precio de la electricidad de cada país. En caso en el que el precio de la electricidad sea menor en los países vecinos, el mercado importará energía a España, al detrimento de la producción energética nacional de precio más elevado. En el caso contrario, el mercado exportará energía resultando en una producción energética nacional más elevada y por lo tanto una mayor operación del parque español. Las interconexiones contribuyen así al aumento de la eficiencia y de la competitividad entre los países vecinos conectados.

De cara a la instalación de nueva capacidad, en el marco del cumplimiento de los objetivos europeos, las interconexiones pueden resultar beneficiosas ya que facilitan una mayor integración de las energías renovables. En las horas en las cuales la generación de renovables sea excedente, en vez de verter energía, las interconexiones permiten su exportación y rentabilización en los mercados vecinos, siempre y cuando los excedentes no sean simultáneos.

De esta misma forma, las interconexiones contribuyen al aumento de la continuidad y seguridad del sistema. La perspectiva de desmantelamiento de las centrales de carbón y el futuro incierto de las nucleares implican encontrar nuevas garantías de abastecimiento. Ante un desequilibrio de la generación con

respecto a la demanda causado por la generación renovable, la capacidad de interconexión permite la importación de energía de los países vecinos.

El análisis de las interconexiones carece de sentido sin la caracterización de los parques generadores de los países a los cuales España está conectado.

Actualmente, España esta interconectada con sus 3 países vecinos: Francia, Portugal y Marruecos, con las diferentes capacidades exportadoras e importadoras.



Figura 9 Capacidad de interconexión (Fuente: REE [15])

1.4.1 Ampliación de capacidad

La Unión Europea recomienda a los países europeos alcanzar una capacidad de interconexión del 10% en 2020 y del 15% en 2030 con respecto a la capacidad generadora total instalada. Con respecto a esta normativa, España se puede considerar una isla eléctrica, ya que esta ratio alcanza actualmente un 2,8% únicamente. En el calculo de este ratio se considera únicamente la capacidad de interconexión con Francia, ya que es la entrada al mercado eléctrico centro europeo.

La ampliación de esta capacidad supone cumplir con las recomendaciones europeas, pero a su vez contribuye también al cumplimiento de los objetivos de descarbonización promoviendo la integración de las renovables en la red. La conexión de la isla eléctrica española a la red eléctrica centroeuropea esta limitada geográficamente. El único punto de conexión de la isla eléctrica ibérica formada por España y Portugal tiene por único nexo con el sistema centroeuropeo la frontera con Francia. Francia es un país que dispondrá en 2020 de una ratio de interconexión entre el 10 y 15%.

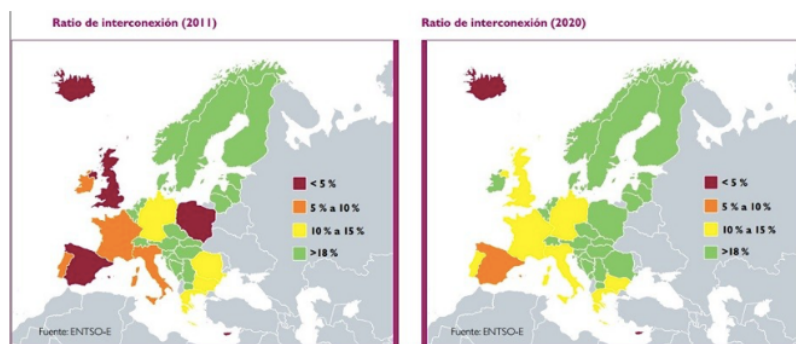


Figura 10 Mapa de interconexiones europeas (Fuente: ENTSO-E)

Por lo que la conexión de nuestra red con la red francesa supone una conexión primordial a la red europea. Las ampliaciones previstas son:

- En un primer lugar, la interconexión submarina por el Golfo de Vizcaya que ya ha sido autorizada. Esta aumentará la capacidad de interconexión de los 2,8 GW actuales a 5 GW, doblando prácticamente la capacidad actual. La puesta en servicio de esta línea está prevista para 2024-2025.
- Dos interconexiones adicionales por los pirineos occidentales de 3 GW en total.

Estas futuras nuevas incorporaciones suman una capacidad total de 8 GW, elevando la ratio de interconexión en torno al 8%. España seguiría estando por debajo del objetivo fijado por la unión europea. No obstante, este aumento supone un incremento considerable dada la cifra actual.

1.4.2 Intercambios

La determinación del sentido de los intercambios en el horizonte 2030 es compleja y esta sometida a múltiples factores. Conceptualmente el sentido de la interconexión está determinado por el diferencial del precio de la electricidad entre los países conectados. Sin embargo, el precio de la electricidad es variable entre horas y puede fluctuar considerablemente en función de picos de demanda, falta de generación, exceso de generación renovable... El estado de los intercambios eléctricos en 2030 es difícil de prever y requeriría la simulación simultánea de las condiciones de explotación de todos los países interconectados, respetando las capacidades de intercambio entre ellos.

En el horizonte 2030, la capacidad de interconexión española aumentará considerablemente, pero no el número de países a los cuales España está conectada. Por su situación geográfica, España está conectada a Portugal, Marruecos y Francia. Este último país es la interconexión clave para la península ibérica ya que la conecta al sistema eléctrico europeo.

1.4.2.1 Análisis del intercambio con Francia en 2030

Históricamente, la posición española es netamente importadora con respecto a Francia, especialmente en los periodos secos, si bien en inviernos de años húmedo es frecuente el sentido exportador. El sentido futuro de las interconexiones depende de las incorporaciones de capacidad al parque generador francés, que influyen en el futuro precio de la electricidad francesa, y por ello en el diferencial del precio con respecto a España. Al igual que España

publicó en 2019 el PNIEC, los demás países de la Unión Europea han de publicar su plan de cumplimiento de los objetivos de descarbonización a 2030.

El informe TYNDP 2018 del ENTSO-E [16] realiza un resumen de los esfuerzos de cada país europeo. Incorpora 3 posibles escenarios: 2 escenarios propuestos por el propio organismo y un escenario realizado por la Comisión Europea.

- Escenario ST (*Sustainable Transition*, Transición Sostenible): escenario en el que se cumplen los objetivos a través de la regulación nacional, régimen de comercio de emisiones y subsidios, maximizando el uso de las infraestructuras actuales
- Escenario DG (*Distributed Generation*, Generación Distribuida): el modelo de consumidor proactivo está al centro de este escenario, a través de la instalación de capacidad de generación de pequeña escala, baterías, remplazamiento de los combustibles fósiles en una sociedad involucrada y empoderada
- Escenario EUCO: este escenario fue creado por la Comisión Europea. Modela el cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos a 2030 acordados por el Consejo Europeo en 2014. Por ello, no incluye los cambios tecnológicos más recientes, así como la evolución política. Sin embargo, sí que incluye el objetivo de eficiencia energética del 30%.

Los gráficos a continuación muestran el spread medio horario (€/MWh) entre los dos países interconectados:

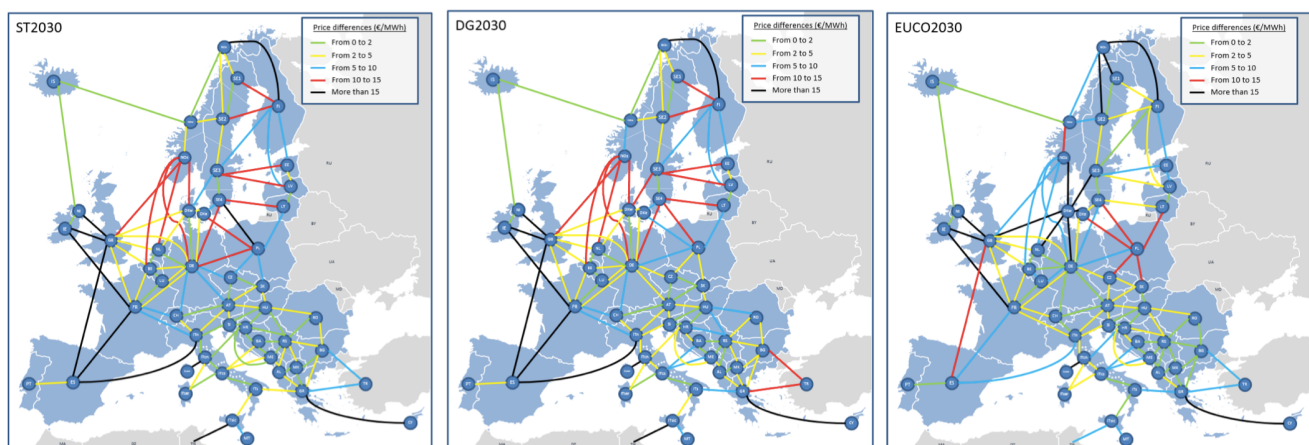


Figura 11 Previsiones del spread medio horario en las interconexiones europeas [16]

Las previsiones del ENTSO-E prevén un spread elevado entre Francia y España. En dos escenarios se prevé un spread de más de 15€/MWh. En el tercer escenario, se prevé un spread de entre 5 y 10€/MWh.

De cara a cuantificar el sentido de la interconexión, se analiza también el mix de generación previsto para Francia en 2030 en estos 3 escenarios. En la Figura 12, se distinguen 2 posibles evoluciones:

- Los escenarios DG y ST, prevén un el mix generador de Francia donde se baja la energía nuclear a lamitad de la energía producida. La otra mitad de la energía se divide entre energías renovables. En estos escenarios el perfil de Francia es ligeramente exportador. Sus países vecinos, como Italia y Bélgica, son netamente importadores. Otros vecinos como Luxemburgo o Reino Unido son neutros. En estos escenarios, la posición

de España aparece como ligeramente exportadora, siendo Francia ligeramente exportadora y Portugal ligeramente importadora.

- El escenario EUCO30 difiere de los dos anteriores al prever un menor desmantelamiento de la nuclear, alcanzando el 75% de la energía producida. En este escenario se acentúa claramente la posición exportadora de Francia. La posición de Portugal se mantiene ligeramente importadora mientras que España tiene una posición más neutra.

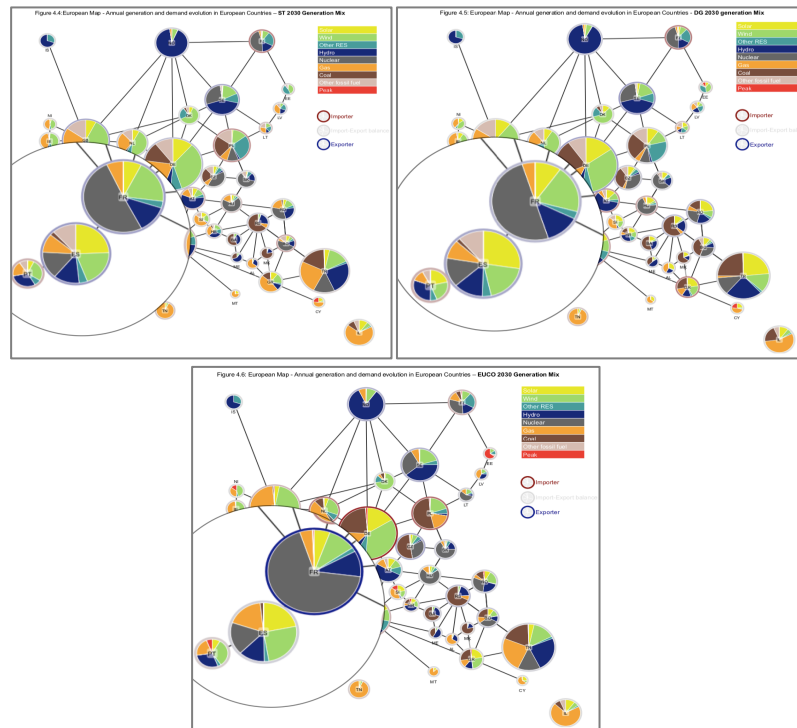


Figura 12 Mix de generación y perfil importador/exportador de los países europeos según los escenarios de TYNDP [17]

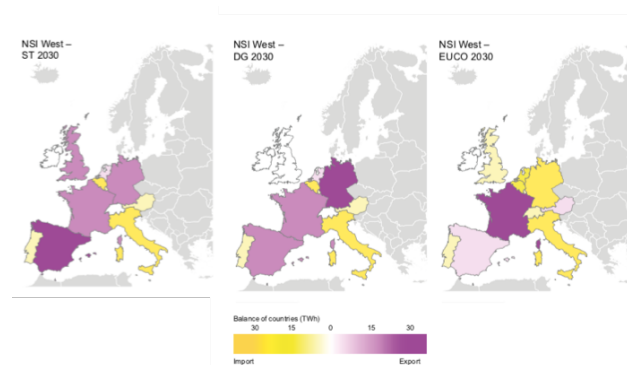


Figura 13 Energía intercambiada entre los países en 203 [17]

De cara a la simulación de los escenarios de 2030 se ha de emitir una suposición sobre el precio de la energía en Francia. Dado los datos de las Figura 11 y Figura 12, la hipótesis más probable es un perfil mayoritariamente exportador de Francia y importador de España con respecto a la interconexión que une ambos países. Debido a la mayor penetración de energía solar y eólica en España, se pueden adelantar horas de intercambio de energía exportada desde España durante las horas diurnas.

Las previsiones del PNIEC sitúan el balance español en 31.000 GWh exportando en el escenario objetivo. Con respecto al estudio realizado este valor parece sobreestimado.

1.4.2.2 Análisis del intercambio con Portugal en 2030

Todos los escenarios del TYNDP 2018, presentados en la Figura 12, adelantan la posición ligeramente importadora de Portugal. Portugal está conectado al mercado eléctrico central europeo a través de la interconexión con España únicamente. Esto implica que el precio de la energía en Portugal tendería a ser superior al precio en España de media.

En la Figura 11 se prevé un spread mínimo entre España y Portugal, previendo una diferencia de entre 2-3 €/MWh en los escenarios DG y ST; y una diferencia menor de 2€/MWh en el escenario EUCO30.

1.5 Efecto sobre la demanda de las políticas de electrificación

Los dos grandes actores en todo mercado son la oferta y la demanda. En los puntos anteriores, se ha tratado de caracterizar la oferta del mercado eléctrico en España en 2030, de cara a cumplir los objetivos del plan. Sin embargo, la evolución de la oferta va intrínsecamente ligada con la evolución de la demanda.

La electrificación se refiere a la proporción de consumo eléctrico sobre el total de la energía consumida. En la Unión Europea, España lidera los mayores incrementos desde 1990 del grado de electrificación, con un crecimiento del 5,3% (en 2018, 24%). Una electrificación adecuada y consistente del sistema permite el crecimiento de la demanda eléctrica, ligado con el crecimiento de la economía.

La parte de la electricidad sobre el total de energía consumida ha de crecer para alcanzar los objetivos de descarbonización fijados. En la península, el cumplimiento de los objetivos para 2030 demandan una electrificación entre 35% y 39%, lo que supone un crecimiento anual de 0,8%. [3]

La concienciación y electrificación de la demanda son impulsores económicos de la oferta. Para ello, en este apartado, se caracteriza en un primer lugar la demanda eléctrica actual en España. En un segundo lugar, se estudian los efectos de las políticas de electrificación sobre los diferentes segmentos de la demanda y la involucración de la demanda en el mercado, a través de su flexibilidad.

1.5.1 Caracterización de la demanda actual

El crecimiento de la demanda energética se ha relacionado siempre con la evolución de las variables económicas de un país, en particular el PIB. En el marco de este proyecto, esta relación se ve alterada debido a la aplicación de medidas de eficiencia energética, que se estudian en los siguientes apartados.

Puesto que, en 2030, se prevé la sustitución de consumo de productos petrolíferos o fósiles por energía eléctrica, se abordará la el estudio de la demanda energética en su totalidad.

El foco de este apartado reside en cuantificar la evolución de la demanda eléctrica. La inclusión de la demanda energética en este apartado resulta pertinente al plantear el posible desplazamiento de consumo de ciertos tipos de energía a favor de la energía eléctrica. Este fenómeno se denomina electrificación.

La demanda energética en España se divide en diferentes sectores. A su vez, la demanda energética de cada uno de estos sectores se cubre mediante diferentes fuentes de energía: la energía eléctrica, la energía renovable, el gas, petróleo y derivados, y finalmente carbón. Los sectores, que se muestran la en Figura 14 son:

- El sector industrial (minería, construcción y materiales, química, otros...): La industria consume un 27% de la energía, mayoritariamente eléctrica, gas y petróleo. Se pueden considerar posibles mejoras de eficiencia en los procesos industriales, que conlleven a un aumento de esta demanda.
- El sector transporte constituye un 42% de la demanda energética, dominada por la utilización de productos petrolíferos. La transformación de este sector supone el mayor reto de la descarbonización mediante la penetración de vehículos eléctricos desde el prácticamente 0% actual a un 100% en el horizonte 2050. También se integra a esto, cambios en el transporte pesado y ferrocarril. Se prevé entonces un desplazamiento de consumo de petróleo a un consumo de demanda eléctrica, que la oferta deberá ser capaz de abastecer de forma “verde”.
- El sector residencial representa un 19% de la demanda energética del país, dividiéndose equitativamente entre 4 fuentes de energía primaria: eléctrica, renovable, gas y petróleo, dominando la primera. El consumo energético de este sector se sostiene fundamentalmente en el uso térmico para la calefacción. Se prevé una sustitución del consumo de petróleo mediante la electrificación y gasificación del sector.
- El sector servicio consume un 13% de la producción energética española, ya dominada por la energía eléctrica.

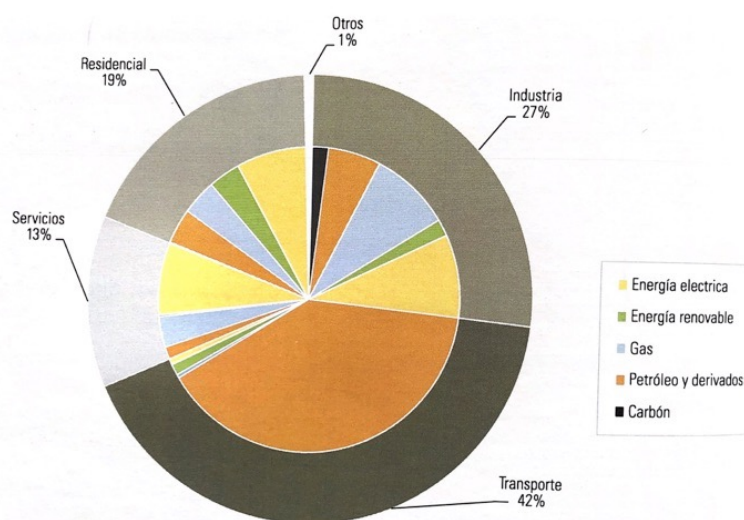


Figura 14 Composición de la demanda energética en España en 2015 [2]

A continuación, se estudian para cada sector los impactos de las políticas de electrificación, con vistas a caracterizar y cuantificar la demanda eléctrica española de 2030.

1.5.2 Impacto de las acciones de movilidad eléctrica

En esta parte se integra el estudio de los posibles cambios en el perfil de la curva de la demanda eléctrica debido a la electrificación de la demanda energética. Se realiza este estudio segmentando la demanda en función de los diferentes consumidores. El objetivo final es la obtención de un perfil de demanda en España en 2030.

Históricamente, se ha establecido una fuerte relación entre crecimiento económico y producto interior bruto. Sin embargo, el estudio histórico de la relación entre estos dos índices económicos no resalta esta relación. Se han extraído los datos del PIB español de Eurostat [18] y los datos de la demanda eléctrica península de Red Eléctrica [19]:

Tabla 7 Datos históricos del PIB y de la demanda eléctrica peninsular

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PIB (millones de €)	1.025.693	1.037.820	1.081.165	1.118.743	1.166.319	1.208.248
Crecimiento del PIB	-1,36%	1,2%	4,2%	3,5%	4,3%	3,6%
Demanda eléctrica peninsular (GWh)	245.920	243.174	247.970	249.680	252.506	253.576
Crecimiento de la demanda eléctrica	-2,30%	-1,12%	1,97%	0,69%	1,13%	0,42%

Efectivamente entre 2013 y 2017, el PIB ha crecido un 15,11%. Sin embargo, la demanda eléctrica en esos años ha crecido un 3,11% únicamente. A la vista de estos resultados, considerar que la demanda eléctrica crece en la misma medida que el PIB resultaría erróneo. Se puede asumir que la demanda evoluciona en el mismo sentido que el PIB y a un ritmo significativamente inferior a este.

La tasa de crecimiento anual de la demanda eléctrica histórica es, entre 2013 y 2018: $(1 + 3,11\%)^{1/5} = 0,615\%$. Es decir que la demanda eléctrica ha crecido a la tasa anual de 0,6%.

Al fin de obtener la demanda eléctrica de 2030, se han de tener en cuenta dos factores. Por una parte, se considera el crecimiento económico del país, estudiado previamente. Por otra parte, se han de incluir también las consecuencias de la electrificación ya que contribuyen también al aumento de la demanda eléctrica. Estas se explicitan a continuación.

1.5.2.1 Electrificación del transporte ligero y pesado

La transformación del sector del transporte, hacia un sector descarbonizado, ha sido fuertemente limitada en nuestro país, contando únicamente con 2.300 vehículos eléctricos de transporte ligero en 2015. También se han encontrado barreras en el sector del transporte pesado. Se destacan 3 principales barreras:

- **Falta de infraestructuras de recarga:** los puntos de recarga de vehículos eléctricos son escasos, tanto los postes privados como los postes públicos. Los postes privados requieren un espacio físico para instalación del punto. Los particulares pueden incurrir en costes de adaptación de la instalación eléctrica y cambios en la estructura de la tarifa. Los postes públicos no han sido, hasta muy recientemente, incentivados. Sin embargo, estos son necesarios para los consumidores sin plaza de garaje. El modelo de rentabilidad de estos postes es actualmente muy bajo.
- **Características de los vehículos:** la venta de los vehículos eléctricos esta fuertemente condicionada por el grado limitado de avance de la tecnología. Efectivamente, los fabricantes de estos vehículos aún no han logrado igualar las prestaciones de los vehículos convencionales. El tiempo de recarga de un vehículo eléctrico es de 30min a 1h en carga ultrarrápida o entre 6 y 8 horas en carga normal; frente a 5 minutos en un vehículo convencional (repotaje en gasolinera). A este inconveniente, se suma la autonomía de los vehículos eléctricos que es muy inferior: entre 200-300km en un vehículo eléctrico frente a 500-700km en un vehículo de gasolina.
- **Costes totales del vehículo:** actualmente, los vehículos eléctricos conllevan un coste total mayor que los vehículos convencionales. El ahorro en combustible y mantenimiento aún no ha logrado compensar el precio de venta superior. El ahorro económico no constituye una señal suficientemente fuerte frente a los inconvenientes de la experiencia usuario (tiempo de recarga y punto de recarga).

Estos puntos han sido objeto de debate en el escenario político. Se están realizando esfuerzos tanto del lado publico. como del privado, para fomentar la penetración de estos vehículos. Se prevén una penetración del vehículo en torno a un 25% de vehículos no convencionales en 2030, como consta en la Figura 15. Esta cifra puede parecer sobreestimada dado el nivel actual de penetración de este vehículo actualmente. Sin embargo, con las políticas actuales, los estudios prevén una fuerte penetración a horizontes 2030.

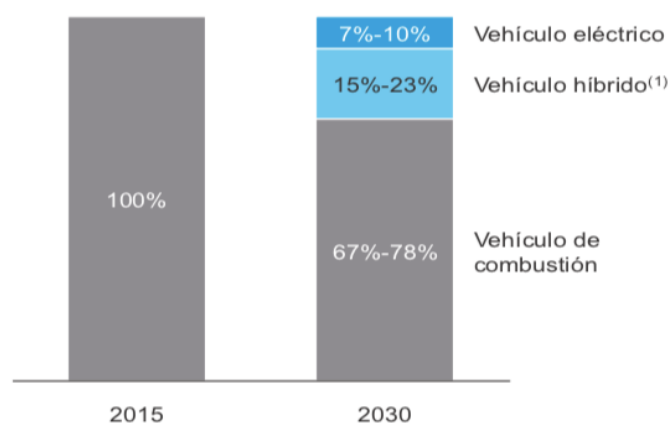


Figura 15 Evolución de la composición del parque de turismos [3]

Con respecto al transporte pesado, existen dos métodos alternativos de transporte: el transporte por carretera o por ferrocarril.

Actualmente el transporte pesado por carretera esta impulsado por petróleo en su casi totalidad (99% del parque español de vehículos). De cara a la

descarbonización del sector, se prevé remplazarlo o por ferrocarril eléctrico o por un vehículo impulsado por gas natural. El transporte de mercancías por ferrocarril en España de hecho ha decaído en la última década, pasando de un 10% a un 5% actualmente. Este fenómeno se justifica por dos razones. En un primer lugar, existen determinados trayectos en los cuales el uso del ferrocarril no se justifica al ser trayectos cortos y de bajo volumen de mercancía. A estos se suma a la falta de fiabilidad, flexibilidad y competitividad del ferrocarril español. Las infraestructuras existentes no se adecuan a las necesidades del sistema.

Con respecto al vehículo impulsado por gas natural, al igual que para el transporte ligero, su penetración es baja. Sin embargo, la literatura experta considera que la tecnología de motores propulsados por gas natural licuado está lo suficientemente desarrollada para penetrar fuertemente el mercado. Dado que no existe una tecnología eléctrica análoga lo suficientemente desarrollada, el gas natural licuado aparece como la selección óptima frente al gas natural comprimido.

De esta forma, se prevé que, en 2030, entre un 20 y un 25% de los vehículos de transporte sean remplazados por ferrocarril eléctrico, y que un 50% de la flota de vehículos de transporte empleen un motor de gas natural. Únicamente un tercio de parque de vehículos español en 2030 serían entonces impulsados por petróleo.

Con estos datos, se procede a la estimación del consumo de electricidad por parte del sector transporte. Para ello, el estudio se apoya en las estimaciones realizadas por Alberto Amores González en su informe *Un modelo energético sostenible para España en 2050*.

En este informe estima la demanda eléctrica debida al transporte ligero en 11,5 TWh, y la demanda eléctrica debida al transporte pesado en 3,2 TWh. Se obtiene de esta forma una demanda total debida al sector transporte de 14,7 TWh en el horizonte 2030.

Esta demanda eléctrica para uso en el transporte es nueva y se corresponde a una modificación de los hábitos de consumo. La flota de vehículos española se electrifica progresivamente, eliminando el consumo de petróleo a favor de un consumo eléctrico.

1.5.2.2 Electrificación y gasificación del sector residencial

El consumo energético del sector residencial se divide en diferentes usos como se muestra en la figura a continuación:

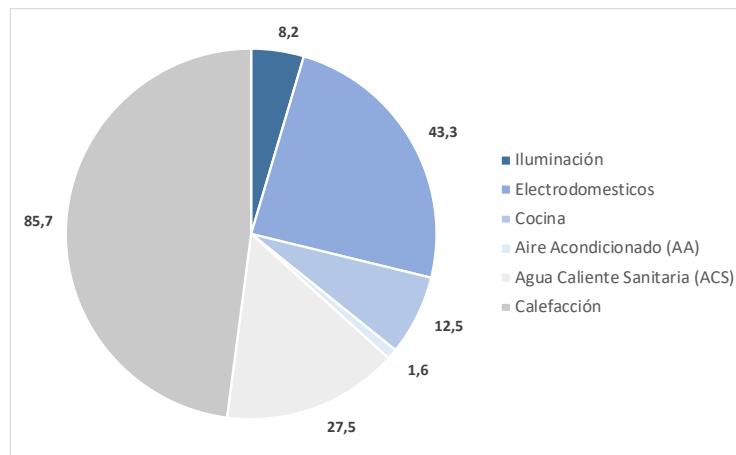


Figura 16 Consumo de energía final en el sector residencial en TWh en 2015 (Elaboración propia a partir de datos de Odyssee Mure [20])

El consumo total de energía del sector residencial en el año 2015 fue de 179,9 TWh, provenientes de diferentes fuentes de energía, como se indica en la Figura 16.

La calefacción y el agua sanitaria representan más de la mitad de la energía consumida. En la próxima década, los esfuerzos tecnológicos de eficiencia energética se centran en estos consumos, siendo el objetivo la electrificación y la disminución del consumo a través de la minimización de las pérdidas.

Para ello, se potenciará fuertemente la instalación de energías renovables, como la solar térmica de baja temperatura. El objetivo es cubrir la demanda residencial con energías renovables cercanas al domicilio, en la medida de lo posible.

Se pretende también disminuir el consumo de combustibles fósiles mediante la instalación de sistemas de cogeneración y bombas de calor. Las bombas de calor contribuyen a la electrificación, transformando la energía eléctrica en térmica.

El gobierno prevé potenciar fuertemente medidas de aislamiento para evitar pérdidas y conseguir de esta forma una reducción de la demanda eléctrica.

En línea con las ambiciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se considera el aumento del grado de electrificación de los hogares españoles. Se prevé la reducción de consumo de productos petrolíferos, a favor del gas natural y de la electricidad en el consumo residencial.

En un primer paso se convierten los consumos energéticos de calefacción, agua caliente sanitaria (ACS) y aire acondicionado (AA) en demandas energéticas. Para ello, se extraen del Proyecto Sech-Spahousec "*Análisis del consumo energético del sector residencial en España*" [21], los números de hogares españoles equipados con cada tipo de equipo. A continuación, en el documento "*Certificación energética de edificios en España y sus implicaciones económicas*" de M.J Rúa [22], se extraen las eficiencias de las instalaciones.

En primer lugar se calcula el promedio de eficiencia de los equipos de calefacción, ACS y AA.

Con este promedio de eficiencia y los consumos energéticos de la Figura 16 se calculan las demandas energéticas en 2015 para el AA, ACS y calefacción.

A continuación, se calcula las demandas energéticas futuras, considerando el crecimiento del PIB y de la elasticidad renta propia de ese uso. La elasticidad renta se define como la variación de la cantidad demanda de un bien o servicio ante una variación en la renta del consumidor. La elasticidad renta de los bienes varían en función de su tipología, Aunque la electricidad constituya un bien necesario, cabe destacar diferencias entre los tipos de consumos residenciales eléctricos (calefacción, iluminación, agua caliente...).

Se considera un crecimiento del PIB del 1% anual.

Se extraen las elasticidades renta del consumo energético del sector residencial divididos en las funciones finales de la energía demanda [23].

A partir de estos datos, se puede calcular la demanda energética con la siguiente ecuación extraída de [2]:

Ecuación 1 Estimación de la demanda futura

$$Demanda_{futura} = \sum_{i=1}^n Demanda_{actual_i} (1 + \Delta PIB * Elasticidad_{renta_i})$$

siendo i las diversas funciones del consumo final energético

Finalmente, se convierten los valores de la demanda energética en 2030 a consumo de energía final en 2030.

Por otra parte, el consumo energético debido a la iluminación y a los electrodomésticos es 100% eléctrico. Por ello, se procede a tratar su evolución en el horizonte 2030 mediante la siguiente metodología.

Con respecto al consumo de la iluminación, el nivel anual de iluminación futura se computa a través del PIB per cápita con la siguiente formula extraída de [2]:

Ecuación 2 Estimación de la iluminación futura anual

$$Megalumenes\ hora / Capita = 1,4125 * e^{(0,0802 * \frac{PIB\ per\ capita}{1000})}$$

El PIB per cápita se calcula suponiendo un crecimiento del PIB del 1% anual. La proyección de la población española se extrae de la base de datos del Instituto Nacional de Estadística (INE [24]).

Con respecto al consumo eléctrico de los electrodomésticos, se supone un incremento proporcional del consumo eléctrico con el número de hogares españoles en 2030 (extraído de las proyecciones del INE [24]).

Como se mencionaba anteriormente, se prevé que la distribución de las fuentes de energía primaria varíe en el horizonte de 2030 debido a la electrificación del consumo, privilegiando una mayor penetración de la electricidad y del gas natural. Los estudios literarios prevén la siguiente evolución:

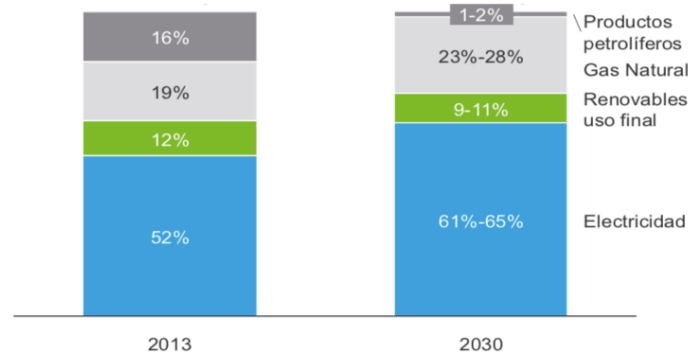


Figura 17 Evolución del grado de electrificación en el sector residencial [3]

En base a la literatura, se supone en 2030 un grado de electrificación del 61% en el sector residencial. Con esta última hipótesis, se calcula la demanda final eléctrica.

Se obtiene una demanda eléctrica residencial de 120,96 TWh.

El detalle de los cálculos se presenta en el anexo 5.2.

1.5.2.3 Electrificación del sector servicio

Con respecto a la electrificación del sector servicio, se espera un comportamiento evolutivo similar al del sector residencial. Es decir, como presentado en el apartado anterior, una sustitución de la energía fuente de productos petrolíferos por energía eléctrica y gas.

Se extrae del informe de la Comisión de Expertos para la Transición energética [1], la demanda energética del sector servicio en 2015.

Se procede con la misma metodología que en el apartado anterior 1.5.2.2.

Se mantienen los promedios de eficiencia de los aparatos de calefacción, agua caliente sanitaria y aire acondicionado calculados para el sector residencial. Esta hipótesis introduce un ligero error en la estimación dado que el tamaño de los aparatos del sector servicio es, de media, mayor que el de los residenciales.

Mediante estas eficiencias, se calculan las demandas energéticas. Se extraen las elasticidades rentas para el sector servicio. Difieren de las elasticidades rentas del sector residencial. El sector servicio es por definición menos elástico ya que debe asegurar su negocio.

Finalmente se calcula la demanda energética futura según la Ecuación 1.

Con respecto al consumo debido a la iluminación y otros se procede de la siguiente forma: se calcula la superficie media dedicada a los servicios y se calcula la intensidad energética de esta. Se obtiene una intensidad energética de 185 kWh/km².

Se calcula el aumento de la superficie del sector servicio en km² mediante la Ecuación 1, y suponemos una intensidad energética constante.

Finalmente, se ha de emitir una hipótesis de evolución del grado de electrificación del sector servicio. Se espera una menor electrificación que en el sector residencial. A través de un estudio bibliográfico ([11]; [1]), Se hace la hipótesis de 50% de electrificación.

Se obtiene una demanda final eléctrica del sector servicio de 61,4 TWh. Véase el anexo 5.3 para el detalle de los cálculos.

1.5.2.4 Electrificación del sector industrial

La electrificación y evolución de la demanda del sector industrial contempla la mejora de los procesos industriales en términos de cantidad de energía consumida y del tipo de energía consumida.

Como se aprecia en Figura 14, la demanda industrial se compone mayoritariamente de gas, electricidad y petróleo. Un 65% de la demanda energética del sector industrial depende de combustibles fósiles (gas natural, petróleo y derivados). La tendencia del sector en los últimos años ha resultado en una disminución del uso del carbón y de productos petrolíferos a favor del gas natural principalmente, y en una menor medida de la electricidad. Estos datos se ven en la Figura 18:

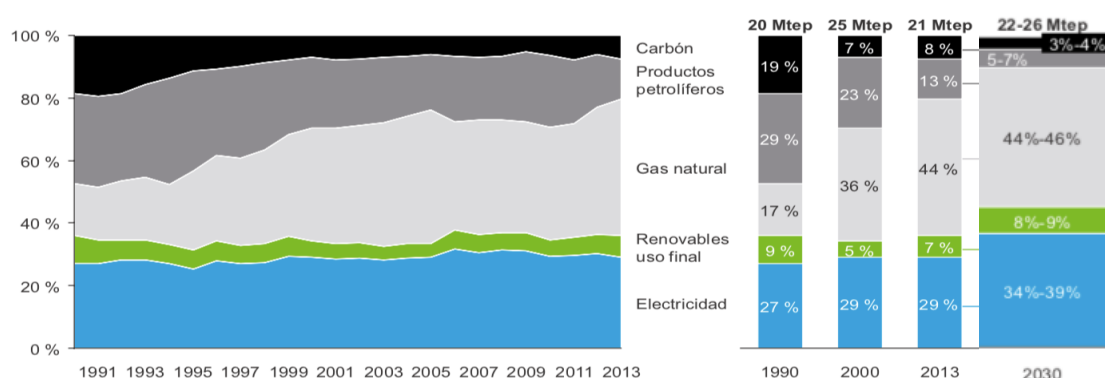


Figura 18 Evolución y previsiones del consumo energético industrial en España [3]

En base a la tendencia de los años pasados, se puede extrapolar la evolución futura del proceso de descarbonización del sector industrial. Sin embargo, por las características de este sector que se divide en sus industrias como la química o la minería, la viabilidad de ciertos procesos depende del empleo combustibles fósiles.

Cabe desgranar el consumo del sector industrial en función de las diferentes industrias que lo componen. Se estiman las demandas de las industrias en función del VAB (Valor Añadido bruto en M€) y de los datos de consumo. Se define la intensidad energética de la industria como:

Ecuación 3 Intensidad energética de una industria

$$\text{Intensidad industria} = \frac{\text{Consumo electrico de la industria (GWh)}}{\text{VAB}}$$

La intensidad energética es un indicador económico de la eficiencia energética de una industria. Revela el coste de la energía en riqueza. Los valores a continuación se han extraído del estudio de Economics for Energy [2]:

Tabla 8 Intensidades de la industria en 2015 [2]

	Intensidad energética (GWh/ M€)
Industria minería, construcción y materiales	1,35
Industria química	3,44
Otras industrias	0,45
Sector Primario	1,13

Suponiendo la ausencia de cambios estructurales en la industria española, se calcula el VAB de cada industria a 2030, suponiendo un crecimiento del 1% anual. Con el VAB y la intensidad energética de cada industria, se calcula la demanda final en 2030 de cada segmento de la industria española.

Para incluir las mejoras de eficiencia en los procesos industriales, el lector se puede referir al *Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry from possible Policy Mechanisms* de ICF International [25].

A partir de los datos enunciados, se obtiene la demanda energética final para cada industria:

$$DemandaIndustria = Intensidad\ energ * VAB_{2030} * (1 - Mejora\ eficiencia)$$

$$DemandaInd = Intensidad\ energ * (PIB_{2030} * VAB\%) * (1 - Mejora\ eficiencia)$$

Siendo *DemandaIndustria* la demanda eléctrica final de la industria en 2030; *Intensidad energ* la intensidad energética de la industria, presentada en la Tabla 8, que se considera constante;

VAB₂₀₃₀ el Valor Bruto de la industria en 2030, calculado como el producto entre el PIB en 2030 y VAB % de la industria en 2015;

Mejora eficiencia el porcentaje de mejora de la eficiencia extraído del estudio de ICF Consulting (recogidos en la Tabla 28 del Anexo 5.1).

Los resultados y el detalle de los cálculos se encuentran en el Anexo 5.1.

A continuación, con las estimaciones de mejoras de electrificación (ver Figura 18) para el sector industrial, se estima un grado de electrificación intermedio del 36% (mediana del intervalo propuesto). Con este parámetro y la demanda energética industrial de 2030 calculada, se obtiene la demanda eléctrica final. La demanda eléctrica industrial en 2030 resulta 95,2 TWh.

1.5.2.5 Demanda eléctrica peninsular en 2030

La demanda eléctrica nacional resulta en la suma de los diferentes sectores, alcanzando una demanda eléctrica total de 287,98 TWh. Este valor es inferior a los estudios de Economics for Energy [2], que estiman mayores crecimientos de la demanda eléctrica. Sin embargo, ante el crecimiento lento de la demanda en los últimos años (véase la Tabla 7), este proyecto ha preferido posicionarse en

esta línea, al igual que el PNIEC. Efectivamente, el Plan elaborado por el Ministerio estima una demanda en barras de central nacional de 284 TWh en 2030.

De cara a obtener resultados sobre el plan propuesto por el gobierno, este trabajo se mantiene en línea con las previsiones de este.

Sin embargo, de cara a las simulaciones, se realizan únicamente simulaciones de la demanda eléctrica peninsular. Se calcula la relación entre la demanda eléctrica nacional y peninsular de los datos históricos de Red Eléctrica; siendo:

$$Demanda\ elec_{peninsular} = 94,3\% * Demanda\ elec_{nacional}$$

A términos de la simulación, se trabajará con una demanda eléctrica peninsular en 2030 de 270,7 TWh.

1.5.3 Flexibilidad de la demanda

Tras haber estimado el valor de la demanda eléctrica en 2030, se estudian las diferentes formas en las que la demanda puede contribuir al sistema. En este sentido, la flexibilidad de la demanda es un parámetro que permite aliviar el sistema y la red. La flexibilidad de la demanda permite la eliminación o desplazamiento de cargas en el tiempo. Esto permite disminuir la tensión en el sistema eléctrico en periodos de picos o sobrecarga de demanda eléctrica. De cara a aliviar la sobrecarga, existen dos tipologías de actuación de la demanda:

- Reducción de demanda gestionable/modular: actuación de grandes industriales durante incidentes de pico (eventos singulares y poco frecuentes), a través de los contratos de interrumpibilidad.
- Desplazamiento de la carga demandada: esta solución está aún poco desarrollada y permite a clientes residenciales y comerciales proveer al sistema flexibilidad, desplazando su tiempo y carga de consumo a horas valle, estimulados por las tarifas dinámicas de precio de la electricidad (discriminación horaria).

El objetivo de la flexibilidad de la demanda, en el horizonte 2030, se centra esencialmente en este segundo punto. El objetivo es concienciar al consumidor y situar correctamente en el tiempo esta demanda eléctrica de forma a favorecer el sistema.

Los clientes residenciales y comerciales pueden proveer al sistema flexibilidad al desplazar su tiempo y carga de consumo a hora convenientes, estimulados por las tarifas dinámicas de precio de la electricidad (discriminación horaria). Los gobiernos pretenden involucrar al cliente final por medio del *big data* y el acceso a la información a través de tecnologías de bajo coste y fácilmente amortizables.

Uno de los posibles pilares de acceso a la información del cliente son los *smart meters*. Se estima que, en 2021, 67% de los consumos europeos residenciales estarán equipados con *smart meters*, permitiendo la adopción de parte del consumidor de tarifas con discriminación horaria, así como una concienciación y optimización de su factura eléctrica. La introducción de los *smart meters* puede impulsar un cambio de la inelasticidad al precio del consumidor, volviéndose este más elástico. [11]

La adopción de estos por parte de los consumidores se ha de impulsar a través de una regulación propicia, y dada la necesidad creciente del sistema. Los picos de demanda están creciendo, el operador del sistema persigue la flexibilidad de la demanda para la mitigación de estos efectos, y la óptima gestión de estos picos.

La maximización de estos efectos se quiere conseguir a través de una nueva figura de agregador de la demanda, como lo indica el Paquete de Energía Limpia de la Unión Europea. Estos agregadores tienen por objetivo cambiar la figura del consumidor pasivo. Las funciones de estos agregadores consisten en aportar servicios a sus clientes tales como información y recursos sobre su consumo energético, servicios de eficiencia energética, reducción de la demanda, instalación de generación renovable...

La Unión Europea quiere fomentar cambios regulatorios de forma a incluir la participación de estos agregadores de la demanda en el mercado mayorista y de ajuste.

Una participación conjunta de oferta y de demanda en el mercado eléctrico puede crear poderosas sinergias y maximizar los beneficios y externalidades del mercado. La pasividad actual de la demanda disminuirá en las siguientes décadas, a favor de una demanda agrupada en conjuntos de usuarios aportando eficiencia y participando activamente en el mercado.

1.5.4 Cambios en la forma de la curva horaria de la demanda

Como se ha explicado en el apartado anterior, la flexibilidad de la demanda supone que el consumidor es sensible al precio y esta dispuesto a aplazar su consumo para minimizar sus costes.

Históricamente, el consumidor eléctrico residencial o del sector servicio no son sensibles al precio de la electricidad. Al contrario, los grandes industriales están sometidos a tarifas con discriminación horaria, por lo que son muy sensibles al precio del mercado, desplazando su consumo eléctrico a las horas nocturnas de valle actualmente.

Sin embargo, se prevén cambios a estos hábitos de consumo en el horizonte 2030 de los diferentes sectores:

- Los grandes consumidores industriales desplazarán su consumo a las horas de electricidad barata. La fuerte penetración de renovable puede modificar la curva de precios, y por ello modificar las horas de mayor consumo de los industriales. Cabe matizar que existen ciertos procesos industriales cuya temporalidad no es gestionable. A modo ilustrativo, se pueden citar las fabricas de cemento cuyos hornos se mantienen encendidos las 24 horas del día. Sin embargo, se puede suponer que una importante parte de la demanda eléctrica industrial es flexible.
- Los consumidores residenciales históricamente no han aportado flexibilidad. Se pretende invertir esta tendencia mediante el *big data* y los *smart meters*. Mediante fuerte campañas de sensibilización y incentivos del Gobierno se podría alcanzar una cierta flexibilidad.

La flexibilidad ha resultado ser un fuerte punto de interés en este trabajo por la fuerte penetración de renovables y la falta de madurez tecnológica de las baterías u otras formas de almacenamiento. Por ello, las previsiones de instalación de

renovables del PNIEC obligan a un consumo instantáneo de la producción renovable mediante demanda nacional o intercambios, a falta de los que sino se producirían de vertidos de energía.

Se ha querido simular el impacto de una fuerte instalación de renovables, acompañada de fuertes campañas de incentivación y de la implementación de tarifas discriminatorias para aportar flexibilidad al sistema, y minimizar los vertidos eléctricos. Esto supone cambios en los perfiles de la curva de la demanda eléctrica.

La fuerte penetración de energía solar fotovoltaica implica la creación de un pico de generación en las horas solares diurnas. La generación solar térmica tiene un perfil de generación similar al de la solar fotovoltaica con un lapso en el tiempo de unas horas. El perfil de generación de la energía eólica es sensiblemente plano.

La flexibilidad de la demanda se ha supuesto sobre la demanda residual. La demanda residual se ha computado como la resta de la demanda energética horaria en 2030, menos la generación de las tecnologías renovables en 2030 (eólica, solar fotovoltaica y solar térmica).

La demanda a 2030 se ha calculado a partir de datos del P48 de 2018, al igual que la producción de las tecnologías renovables (casaciones de energía eólica, solar fotovoltaica y solar térmica del P48 de 2018). Estos datos se han escalado para computar los datos de 2030 horarios, con la nueva potencia renovable instalada y el crecimiento de la demanda eléctrica.

De esta forma se ha obtenido la curva de la demanda residual en 2030. A continuación, se ha buscado aplanar esta curva bajo un supuesto de 20% demanda eléctrica flexible en cada hora

Aplanar la curva de la demanda residual consiste en reducir o eliminar el hueco térmico, y de esta forma, adaptar el perfil de la curva de la demanda a las horas de generación renovable, disminuyendo los vertidos.

Se ha aplanado la curva de la demanda residual para cada mes del año. Se ha considerado que un 20% del total de la demanda es flexible. Bajo este supuesto, se han aplazado los consumos eléctricos de forma a obtener una curva, lo más plana posible, manteniendo el valor total del consumo eléctrico.

La hipótesis de un 20% de flexibilidad se ha emitido bajo unos fuertes incentivos por parte del Gobierno. Estos incentivos pueden ayudar a la viabilidad del plan propuesto por el PNIEC de forma a limitar los vertidos renovables.

Se presenta, a modo de ejemplo, el trabajo realizado sobre las curvas de demanda residual en la Figura 19 (el detalle completo se encuentra en el Anexo 5: Curvas de demanda residual aplanadas).

Previo a la introducción de la flexibilidad, se aprecia que el perfil de demanda residual es similar al perfil de demanda eléctrica con un fuerte hundimiento en las horas solares, causado por la generación solar fotovoltaica. Como se aprecia, en la Figura 19, suponiendo un 20% de demanda flexible se consigue aplanar considerablemente la curva de demanda residual.

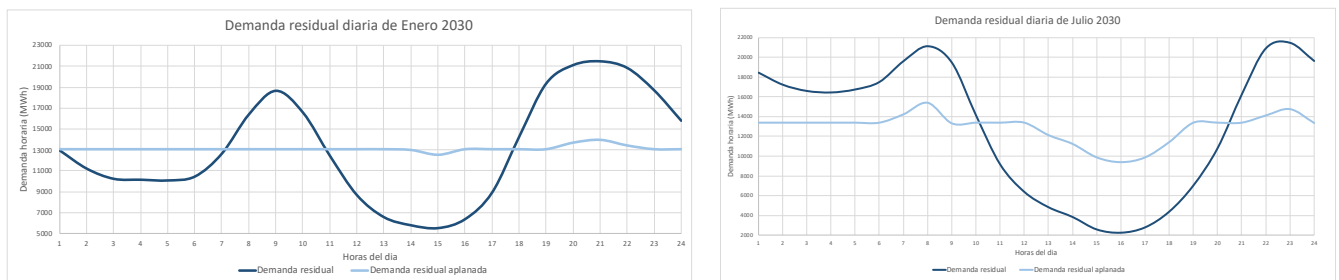


Figura 19 Ejemplos de perfiles aplanados de demanda residual a 2030 (Elaboración propia)

En 2030, la generación renovable será muy importante, por ello, el valor de la demanda residual disminuye fuertemente. La hipótesis de un 20% de demanda flexible consigue aplanar casi totalmente el perfil.

Incorporando la flexibilidad, el perfil de la demanda eléctrica de 2030 se ajusta notablemente al perfil de generación de las tecnologías renovables, como se aprecia en las figuras a continuación. El impacto de esta flexibilidad sobre el sistema, el balance de potencias y los precios se estudiará en el 1.6.5.

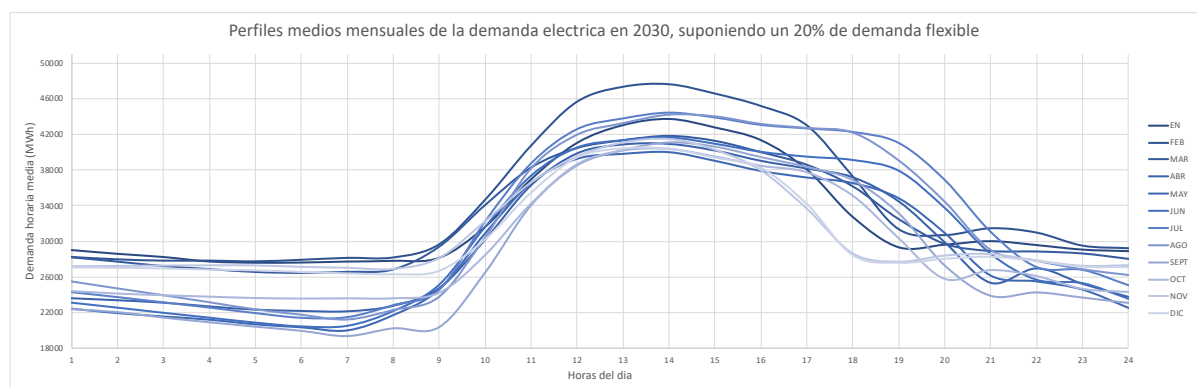


Figura 20 Perfiles medios mensuales de la demanda eléctrica 2030, suponiendo un 20% de demanda flexible (Elaboración propia)

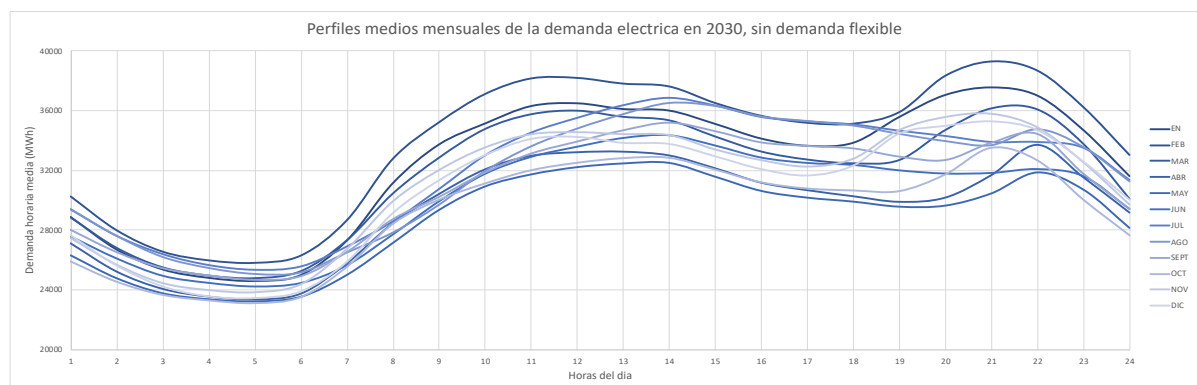


Figura 21 Perfiles medios mensuales de la demanda eléctrica 2030, sin demanda flexible (Elaboración propia)

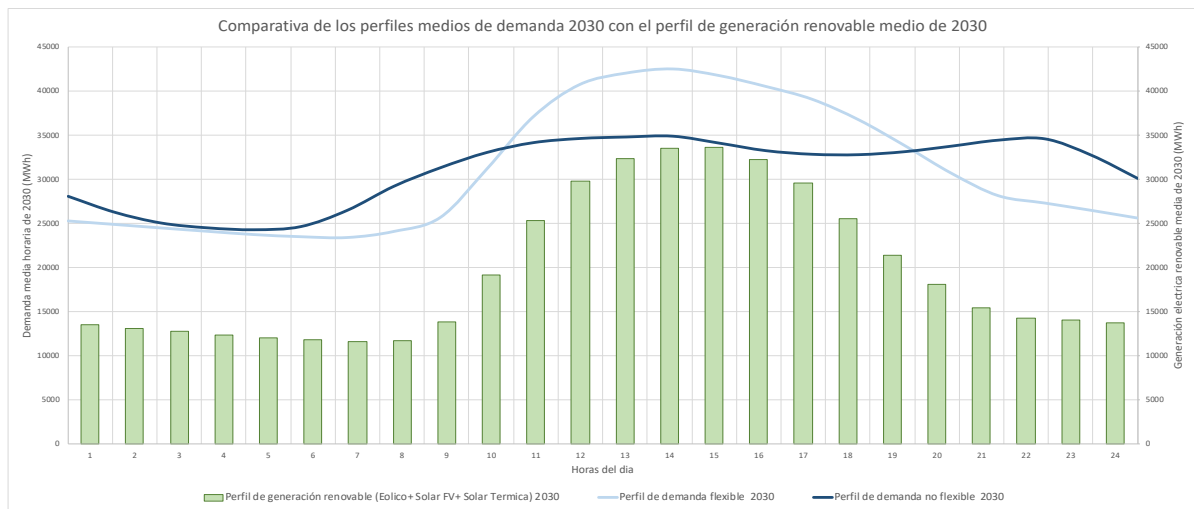


Figura 22 Comparativa de los perfiles de la demanda eléctrica de 2030 con los perfiles de generación renovable (Elaboración propia)

1.6 Simulación del sistema eléctrico en el horizonte 2030

Tras haber caracterizado tanto la oferta como la demanda en 2030, se concluye el estudio de estas tendencias mediante la realización de simulaciones, mediante el programa desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológico de la Universidad Pontificia de Comillas, *EPRYCE*. Estas simulaciones se construyen sobre un escenario base a horizonte de 2030.

En el escenario base se definen los principales indicadores económicos, la constitución tecnológica del parque generador estudiada en los apartados anteriores y la demanda eléctrica en 2030.

1.6.1 Hipótesis de escenarios

1.6.1.1 Viabilidad técnica y gestionabilidad del escenario propuesto

Previo a la simulación en el programa del IIT, se ha querido verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos del sistema en 2030 por el escenario base planteado. Estos requerimientos han sido enunciados previamente en 1.2.2.

El objetivo de este modelo es familiarizarse con las diferentes características de las tecnologías, su evolución en el tiempo en base a las previsiones del PNIEC, y aportar entendimiento a la hora de analizar los futuros resultados de las simulaciones.

En base a las previsiones de instalación de potencia del PNIEC [7], se ha realizado el siguiente modelo:

- Potencia instalada de cada tecnología (*Input*) [5]
- Disponibilidad de la tecnología (*Input*): porcentaje de utilización de la potencia instalada
- Balance de potencia firme en invierno (*Output*)

- Balance de potencia firme en verano (*Output*)
- Balance de energía (*Output*)

Se introducen en el modelo datos históricos peninsulares (del año 2014 a 2018). Los datos del año 2030 se calculan en línea con las estimaciones del PNIEC. La instalación de las capacidades renovables se reparte proporcionalmente cada año entre 2019 y 2030, véase el modelo y los resultados el Anexo 6: Gestionabilidad y viabilidad del escenario planteado: Modelo Excel.

La hipótesis de potencia instalada se realiza en base al PNIEC:

- Desmantelamiento del parque nuclear en línea con 1.3.1.1, quedando 3.181 MW instalados en 2030
- Desmantelamiento total del parque de centrales térmicas de carbón.
- Mantenimiento del parque de ciclos combinados, con 24.562 MW instalados
- Instalación de 26.400 MW eólicos, 29.700 MW de capacidad solar fotovoltaica, 4.000 MW de energía solar térmica
- Leve desmantelamiento de cogeneración (4.414 MW instalados en 2030)

El balance de energía queda determinado por la siguiente ecuación: [ara cada tecnología i :

$$Energia\ producida_i[MWh] = Potencia\ instalada_i[MW] * Utilizacion_i(%) * 8760h$$

La utilización de cada tecnología se computa en base a históricos. La energía nuclear es una tecnología de base, tiene una utilización del 89%, debido a las paradas por mantenimiento. La utilización del carbón no se considera ya que el escenario base en 2030 prevé un desmantelamiento total.

Se ha supuesto que las tecnologías renovables conocerán, en el horizonte de 2030, mejoras tecnológicas. Por ello, se ha implementado un ligero crecimiento de la utilización de la energía eólica, pasando de un 25% a un 27%. La utilización media histórica de las energías solares fotovoltaica y térmica son 20% y 25% respectivamente.

El ciclo combinado actúa, en este modelo, como equilibrador del balance de potencia. Dado que la demanda eléctrica queda fijada, al igual que la generación eléctrica, el ciclo combinado se utiliza en ultima instancia, como tecnología de punta, para ajustar el equilibrio entre generación y demanda.

El estudio de los balances de potencia firme en invierno y en verano es primordial para la gestionabilidad del sistema. Se ha de verificar que el parque generador será capaz de abastecer las necesidades del sistema en los picos de demanda eléctrica de verano y invierno.

Cada tipo de tecnología aporta una capacidad firme diferente al sistema: un 80% de la capacidad térmica total se considera potencia firme tanto en invierno como en verano.

En invierno, un 10% de la potencia eólica se considera firme, mientras que las solar fotovoltaica y la solar térmica, aportan únicamente un 3% y 7% respectivamente. Al contrario, en verano, estas tecnologías aportan ambas un 80%.

Se compara la potencia firme en verano y en invierno con los picos de demanda máxima en ambos periodos, a través de los índices de cobertura:

$$\text{Índice de cobertura} = \frac{\text{Potencia total firme}}{\text{Demanda máxima}}$$

Se observa como los índices de cobertura en los meses de verano aumentan fuertemente alcanzando 1,64 en 2030. Esto supone que el sistema no se vería en dificultad de suplir con la demanda máxima, al contrario, la potencia firme supera en un 64% el pico de demanda en verano. Históricamente, los índices de cobertura se sitúan entre [1,20 ; 1,30].

Los índices de cobertura en los meses de invierno disminuyen progresivamente en la década del 2020, alcanzando 0,96 en 2030. Históricamente los índices de cobertura en invierno se sitúan [1,05 ; 1,15]. Este valor alarma, ya que implica que el sistema en invierno puede no ser capaz de responder a la demanda, poniendo en peligro su estabilidad. En este caso se dependería de la importación de energía o de la interrumpibilidad de una parte de la demanda.

Con este simple modelo, salta a la luz una posible crítica al PNIEC de la viabilidad y independencia del sistema eléctrico español a suplir con su demanda.

1.6.1.2 Base de datos de la simulación

El programa *EPRYCE* simula el mercado eléctrico MIBEL (España y Portugal). Por ello, se ha realizado un breve estudio del PNIEC de Portugal [26], y se han sumado los parques generadores y las demandas eléctricas. Los inputs de la simulación son:

Tabla 9 Fuente de los inputs de simulación

Dato		Tipo
Escenario hidráulico		Se supone un escenario hidráulico medio (contenido en el programa)
Escenario eólico		Se supone un escenario eólico medio (contenido en el programa)
Demanda eléctrica base		Dato mensual, MWh
Precio del carbón		Dato mensual, €/ton
Precio del gas		Dato mensual, €/MWh
Precio de las emisiones de carbón		Dato mensual, €/ton
Precio de la electricidad en Francia		Dato mensual, €/MWh
Tasa impositiva		Se realizan simulaciones sin incorporar impuestos.
Capacidad instalada	Eólica	Dato mensual, MW
	Solar	Dato mensual, MW
	Nuclear	Dato anual, MW
	Carbón Nacional	Dato anual, MW
	Carbón importado	Dato anual, MW
	Ciclo combinado	Dato anual, MW

	Interconexión con Francia	Dato anual, MW
--	---------------------------	----------------

Demanda eléctrica base:

Tras computar el valor anual de la demanda eléctrica española en 2030 (véase 1.5.2.5), se procede a su mensualización. Efectivamente, la demanda eléctrica tiene históricamente un perfil mensual, dado que los hábitos de los consumidores difieren en invierno y en verano.

Se han extraído de la base de datos de Fortia Energía [27], la demanda eléctrica peninsular histórica horaria. Se han calculado para los años 2013 hasta 2018, los valores de demanda eléctrica mensual. A partir de estos datos se ha caracterizado el spread medio del consumo eléctrico de cada mes con respecto al consumo medio mensual.

Con estos spreads mensuales y el consumo medio mensual en 2030, se procede a perfilar la curva de demanda mensual en 2030. Dado que EPRYCE simula el MIBEL, se procede a perfilar la curva de demanda de España y Portugal, asumiendo que el comportamiento de Portugal es análogo al español.

Tabla 10 Valores de la demanda eléctrica simulados en 2030 (Elaboración propia)

	España	Portugal	MIBEL
Demanda eléctrica en 2030 (GWh)	270.774	54.849	325.623

Tabla 11 Demanda eléctrica del MIBEL mensualizada simulada en 2030 (Elaboración propia)

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Spread (%)	7,6%	-0,6%	2,6%	-7,3%	-4,2%	-1,7%
Demanda eléctrica (GWh)	29.189	26.980	27.836	25.163	25.990	26.662

Mes	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
Spread (%)	7,1%	2,1%	-2,4%	-4,1%	-1,8%	2,7%
Demanda eléctrica (GWh)	29.060	27.715	26.495	26.021	26.636	27.876

Precios de los combustibles

Se extraen precios de combustibles de diferentes fuentes, de cara a establecer con criterio los valores para el modelo:

Datos	Valores 2030
-------	--------------

	<i>TYNDP Scenarios Report: Sustainable Transition</i> [28]	<i>TYNDP Scenarios Report: EUCO</i> [28]	<i>TYNDP Scenarios Report: Distributed Generation</i> [28]	<i>Bloomberg, New Energy Outlook</i> [11]	Escenario MITECO (Ministerio de la Transición Ecológica) [7]
Carbón (€/ton)	70,30	125,95	79,09	48,59	111,31
Gas (€/MWh)	18	24,84	31,68	21,49	37,80
Emisiones de carbón (€/ton)	33,30	27	50	15,29	34,70

Tabla 12 Precios de los combustibles extraídos de la literatura

La fijación del precio de los combustibles es una hipótesis sensible y sometida a una importante variabilidad en función de los escenarios planteados y de los diferentes grados de descarbonización supuestos.

Tras reunión con Juan Temboury (Fortia Energia), se decidió fijar los siguientes valores [29]:

Tabla 13 Precios de los combustibles del escenario base

Precios simulados	Valores
Carbón (€/ton)	55
Gas (€/MWh)	20
Emisiones de carbón (€/ton)	35

Precio de la electricidad en Francia:

Como analizado en 1.4.2, el análisis de los intercambios es complicado por la multiplicidad de hipótesis involucradas (evolución del parque nacional y de los parques vecinos).

De forma a limitar el impacto de este parámetro sobre los resultados de la simulación, se ha decidido limitar el alcance de la interconexión.

Por ello, en acuerdo con Juan Temboury, se ha perfilado el precio medio de Francia de la siguiente forma: en los meses de invierno el precio de Francia queda marcado por el precio marginal de las centrales térmicas de carbón, y en verano por el precio marginal de las centrales de gas.

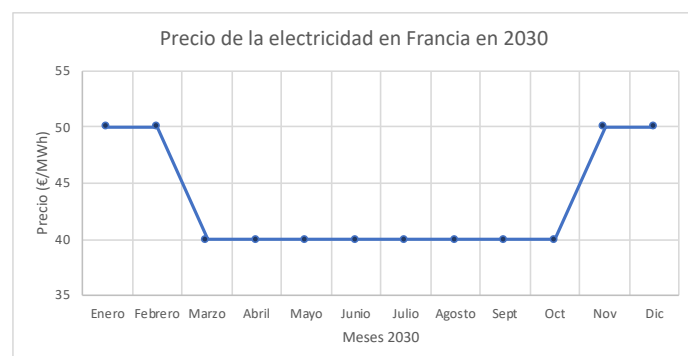


Figura 23 Precios de la interconexión con Francia en 2030

Capacidad instalada:

Los datos de potencias instaladas son mensuales o anuales. En cualquier caso, no se supone una variación interanual en las potencias instaladas.

En línea con ambos documentos del PNIEC, español y portugués, se han simulado los siguientes parques generadores en 2030:

Potencias instalada en 2030 (MW)	España	Portugal	MIBEL	
Eólica	49.576	6.546	56.122	
Solar (FV + Térmica)	42.418	7.238	49.656	
Nuclear	3.181	0	3.181	
Carbón nacional	0	0	0	
Carbón importado	0	330	330	
Ciclo combinado	24.562	2.705	27.267	
Interconexión con Francia			Export. 3.000	Import. 2.000

Figura 24 Capacidades instaladas en 2030 (Elaboración propia)

Se ha limitado fuertemente la capacidad de interconexión. En el análisis previo (véase 1.4.1), se estimó en 8.000 MW la capacidad de interconexión con Francia. Efectivamente, el PNIEC prevé en el Escenario Objetivo a 2030 unas exportaciones de -39.987 GWh y importaciones de 8.225 GWh, alcanzando el saldo de la interconexión 31.762 GWh exportados (véase el anexo 5.4)

Este valor parece sobreestimado teniendo en cuenta que los excedentes españoles provendrán de tecnologías renovables y se realizarán en horas mayoritariamente solares. Por ello, se debería tener en cuenta que las horas de excedentes españolas puedan ser comunes a las horas de excedentes francesas. En ese caso, los excedentes renovables no podrían ser valorizados en ningún mercado.

También se ha de destacar que las capacidades de la cogeneración y el bombeo no se pueden modificar. Esto no supone una traba para la simulación ya que no se esperan modificaciones significativas en estos parques.

1.6.2 El cumplimiento de los objetivos : simulación y resultados

El programa *E-PRYCE* del IIT de la Universidad Pontificia Comillas da formato a las curvas de generación de las tecnologías renovables según las disponibilidades históricas (vientos, sol y agua media) en la península ibérica. El resto de las tecnologías térmicas son casadas según mérito económico. El programa activa el consumo energético de las centrales de bombeo cuando el precio de la electricidad disminuye; y el bombeo genera cuando, en punta, el precio de la electricidad aumenta. Las interconexiones se activan al comparar el precio obtenido en la península ibérica en relación con el input introducido por el usuario del precio de la electricidad en Francia.

El programa *E-PRYCE*, mediante el input mensual de demanda eléctrica introducido por el usuario, da forma a la curva de la demanda eléctrica según el perfil conocido actual (véase el perfil en la Figura 21)

El output de salida es un fichero de datos, donde para cada hora del año se detalla la generación de cada tecnología y el precio obtenido en la casación del mercado.

1.6.2.1 Perfil mensual de generación y precios

La simulación del escenario base arroja los siguientes resultados. En primer lugar, se estudia el balance de energía en 2030, para determinar que tecnologías se emplean para suplir la demanda eléctrica. En la Figura 25 se presenta este balance.

Al igual que en el balance de 2018 (véase Figura 5), se observa que se mantiene el perfil de generación constante de las tecnologías térmicas: la nuclear y la cogeneración se mantienen tecnologías de base. La generación nuclear disminuye su generación debido al desmantelamiento de una importante parte del parque nuclear, disminuyendo su penetración del 22% en 2018 a 6,5% en 2030.

El ciclo combinado opera en puntas para rellenar el hueco térmico. Su penetración aún así disminuye. Esto se debe al efecto de la bajada de los precios de la electricidad por la fuerte penetración de renovables, que posiciona al ciclo combinado como una tecnología cara. Por ello solo opera en horas donde no se logra suplir la demanda con la generación disponible. Efectivamente el ciclo opera en los meses de mayor demanda eléctrica, mientras que en marzo o abril apenas genera. Su penetración disminuye del 11% en 2018 al 5,2%, aunque la capacidad instalada se haya mantenido.

La generación del carbón desaparece del balance de generación por motivos de desmantelamiento del parque, pero también por falta de competitividad económica y por sus altas emisiones.

Al contrario, la generación renovable aumenta considerablemente su penetración: en el año 2018, la eólica lograba un 20% de penetración, mientras que la solar fotovoltaica y térmica se quedaban en 3% y 2% respectivamente. En 2030 (véase Figura 25), estas penetraciones conocen un fuerte crecimiento. La generación eólica penetra más en los meses de invierno (enero a marzo y octubre a diciembre), mientras que las tecnologías solares aumentan considerablemente su generación en los meses de verano (de abril a septiembre). El conjunto de estas tres tecnologías logra suplir un 61,9% de la demanda eléctrica.

La generación hidráulica se mantiene en el 14%.

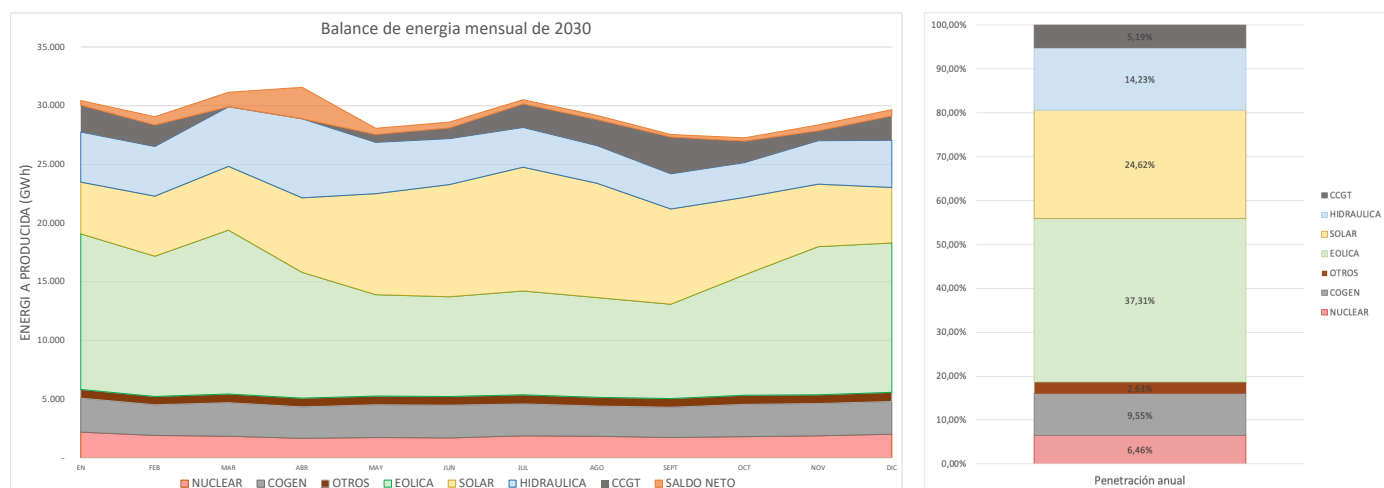


Figura 25 Balance de energía eléctrica y penetración en 2030 (Simulación realizada mediante el programa E-PRYCE)

Estas simulaciones validan el escenario del PNIEC y suponen un cumplimiento de los objetivos de descarbonización. El Plan prevé la penetración del 74% de renovable en la generación eléctrica. La simulación computa una penetración del 76,2%. El Plan prevé una reducción de 44 MTCO₂-eq en la generación eléctrica. El programa E-PRYCE no incorpora el cálculo de las emisiones. Sin embargo, estas se pueden calcular fácilmente (véase Tabla 3). Por cada MWh producido el ciclo combinado emite 0,365 toneladas de CO₂; y la cogeneración 0,5 toneladas de CO₂. Lo cual resulta en la emisión en 2030 de 22 MTCO₂-eq, a partir de los resultados de la simulación. El PNIEC prevé en el horizonte 2030 un objetivo de emisiones de 19 MTCO₂-eq.

Esta simulación se sitúa por ende muy ligeramente por encima del objetivo marcado.

Sin embargo, existen hipótesis sobre las cuales resulta interesante matizar los siguientes puntos:

- En este caso, se ha supuesto un menor crecimiento de la demanda, manteniendo la demanda eléctrica peninsular en torno a 270 TWh en 2030. En caso de cumplirse un mayor incremento, se podría responder en parte mediante los vertidos renovables. Sin embargo, al escalar la curva de la demanda a mayores rangos, podría aumentar considerablemente la penetración de los ciclos combinados, poniendo en peligro el cumplimiento de los objetivos de CO₂.
- En este caso se ha limitado la capacidad de la interconexión con Francia, obteniendo un saldo neto exportador de -1.823 GWh. Las importaciones se sitúan en 9.336 GWh y las exportaciones en 11.160 GWh. Estos resultados varían considerablemente con respecto al PNIEC. Cualitativamente, el PNIEC posiciona a España como un país fuertemente exportador. Al contrario, la simulación arroja una posición ligeramente exportadora, al ser las importaciones comparables a las exportaciones.

La interpretación de estos datos es complicada, ya que depende fuertemente del precio de Francia. En este caso, se ha imputado un perfil de precios elevado, suponiendo una menor penetración de renovables, como se predice en el estudio del ENTSO-E (véase Escenario EUCO de la Figura 12).

Por ultimo, se analiza el perfil de precios mensual (véase la Figura 26). El precio medio del año 2030 se sitúa en 37,32 €/MWh.

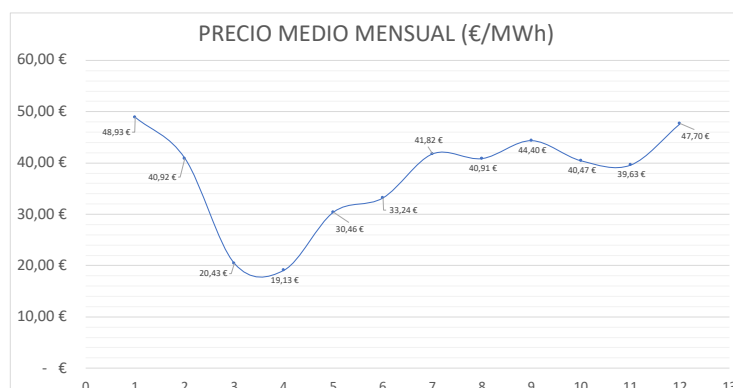


Figura 26 Precio medio mensual de la electricidad en 2030 (Resultado de la simulación en E-PRYCE)

Históricamente, el precio medio anual de la electricidad en España ha sido:

Tabla 14 Históricos de los precios medios anuales del mercado diario español [30]

Año	2017	2018	2019 (hasta julio incluido)
Precio medio de la electricidad (€/MWh)	52,21	56,87	52,36

El perfil de precios de la simulación prevé una disminución significativa de los precios del mercado diario: el precio caería un 33% en 2030 con respecto a la media de 2018. Esta caída de precios supone una menor retribución para las tecnologías casadas en el mercado. Dado que la década de 2020 prevé la instalación de nuevas capacidades de generación, el estudio de la rentabilidad de la inversión ha de tener en cuenta esta posible caída. La problemática de la rentabilidad se estudia a continuación, en el apartado 1.6.4.

El perfil de precios presenta una caída en los meses de menos demanda (marzo y abril). Efectivamente, en estos meses, los ciclos combinados no entran en la casación del mercado diario, permitiendo una bajada de los precios. Esta bajada de precios permite a su vez mayores exportaciones de energía.

En el resto de los meses, los precios rondan en torno a los 40 €/MWh. Cabe destacar que, en los meses de verano, los precios son ligeramente inferiores. De media, el precio en invierno (enero a marzo y octubre a diciembre) es de 41,21 €/MWh. Sin embargo, en verano (de abril a septiembre), el precio es de 39,3 €/MWh. En el balance de energía, se aprecia también en los meses una mayor penetración de las tecnologías renovables, tanto eólica como solar. Estas tecnologías pueden ser la causa del abaratamiento del precio de la electricidad.

1.6.2.2 Perfil horario de generación y precios

Es relevante el estudio del perfil horario de generación y precios para establecer relaciones entre la evolución de los precios y las tecnologías de generación activadas.

Efectivamente, la correlación entre la disminución del precio y las tecnologías renovables es irrefutable. En la Figura 27, se aprecia la fuerte disminución, casi hundimiento, del precio de la electricidad durante las horas diurnas, de fuerte penetración solar. Al contrario, en las horas nocturnas, los precios aumentan y se mantienen en la franja [45;55] €/MWh.

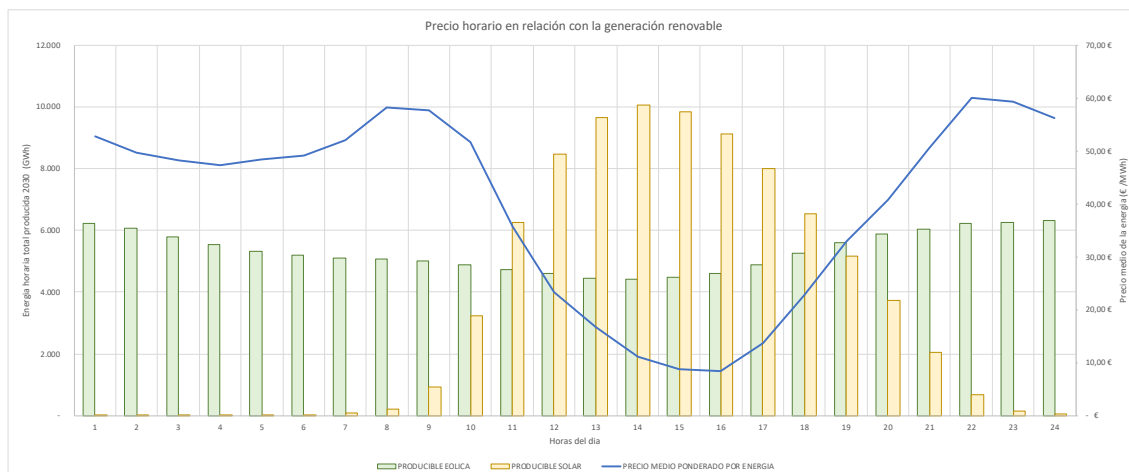


Figura 27 Precio medio horario de la electricidad en relación con la generación renovable (Simulación E-PRYCE)

Se contrastan las curvas de precios con la generación horaria renovable, véase la Figura 27. Efectivamente, en las horas diurnas, la generación solar permite una disminución de la generación de los ciclos combinados y de la energía hidráulica. Lo que conlleva una disminución del precio de la electricidad.

La fuerte penetración de la energía solar en las horas diurnas es significativamente superior a la punta media diaria de demanda eléctrica diurna. Se aprecia, en las horas nocturnas, como la curva de la demanda se ajusta al perfil de generación. Sin embargo, al penetrar la energía solar, la generación eléctrica supera la demanda. Al superar la oferta con la demanda, los precios disminuyen. En estas horas diurnas se producen las exportaciones de electricidad y los consumos de bombeo.

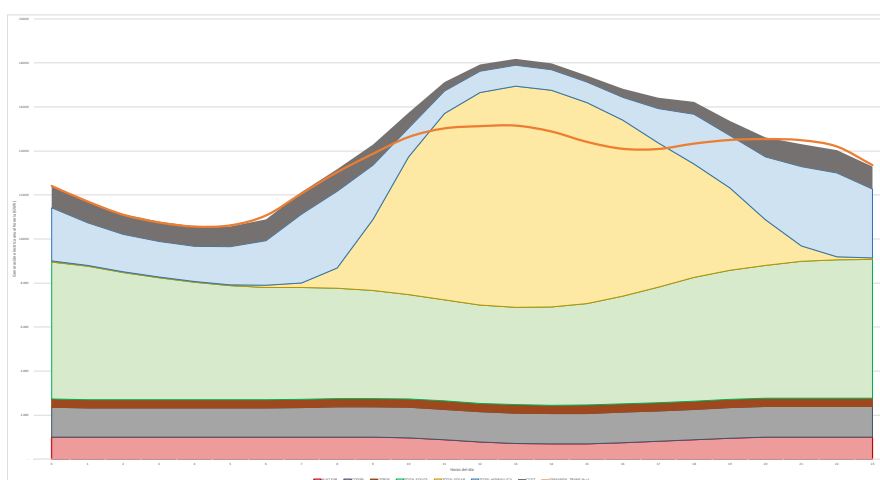


Figura 28 Balance de generación eléctrica horario en 2030 (Simulación E-PRYCE)

1.6.2.3 Sensibilidades del precio de la electricidad al escenario hidráulico

En las simulaciones presentadas anteriormente, un 76% de la energía proviene de fuentes renovables. Por ello, una importante parte de la generación y de la fijación del precio de la electricidad tienen una fuerte variabilidad y están sometidos a incertidumbre.

A través del programa E-PRYCE, se ha realizado un análisis de sensibilidad del precio al escenario hidráulico, simulando un año seco, un año medio (presentado en el escenario base) y un año húmedo.

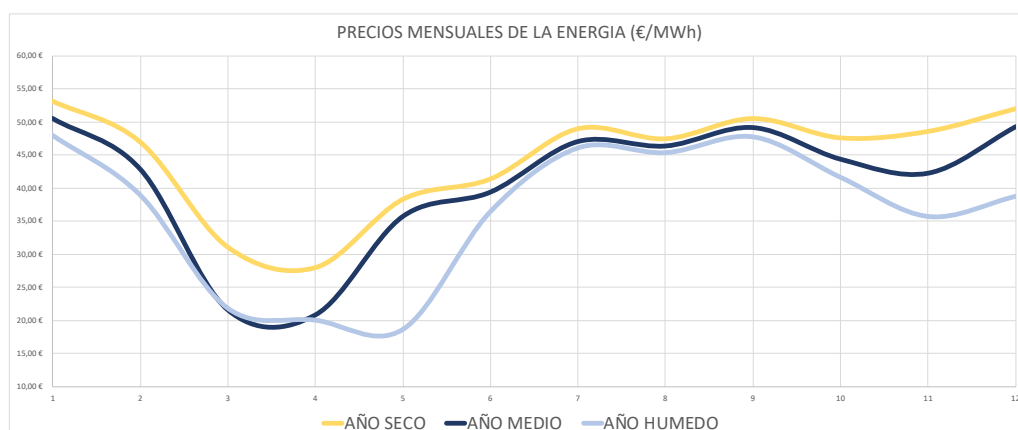


Figura 29 Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad al escenario hidráulico (Simulación E-PRYCE)

El precio medio anual de los diferentes escenarios es de: 40,78€/MWh en un año hidráulico seco; 33,31 €/MWh en un año hidráulico húmedo. En un escenario hidráulico medio el precio es de 37,32 €/MWh. Por ello, el escenario hidráulico tiene una influencia del 11% sobre el precio, a subir o a bajar.

Esto se debe, como se aprecia en la Figura 30, a la composición del balance de energía del parque español. En el escenario seco, ante la falta de producción de energía hidráulica, se casan más ciclos combinados, aumentando también las emisiones de CO₂. Se aprecia, en el escenario seco, que la falta de producción hidráulica se compensa también a través de una mayor penetración de renovables. En efecto, como presentado anteriormente, en 2030 se esperan importantes vertidos renovables (eólicos y solares). Al reducir la energía hidráulica, más energía eólica y solar resulta casada en el mercado. Sin embargo, la hidráulica es una tecnología flexible, a diferencia de las tecnologías eólicas y solares. Por ello, el ciclo combinado es la tecnología de sustitución más empleada.

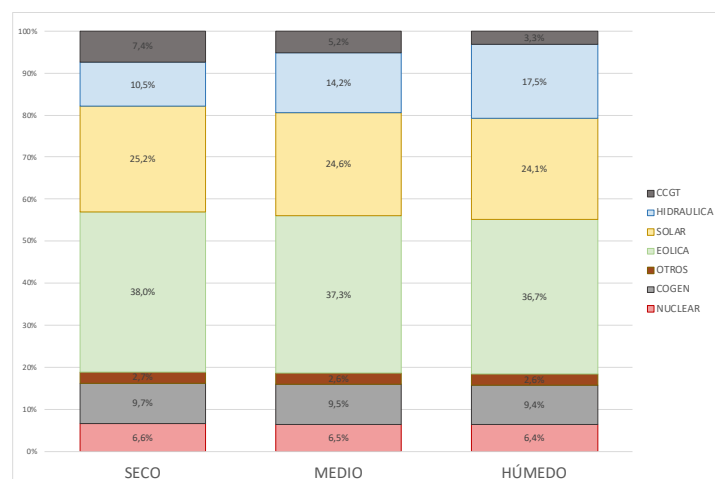


Figura 30 Penetraciones de las tecnologías en función del escenario hidrológico (Simulación E-PRYCE)

Ceteris paribus, la influencia del único factor hidrológico resulta significativo en el precio de la electricidad. El análisis conjunto de la variación de los escenarios de vientos y de sol en 2030 resultaría muy pertinente, pudiendo variar el precio de la electricidad en mayores rangos.

En escenarios de vientos y sol favorables, el precio de la electricidad podría disminuir. Sin embargo, ya se prevé en el escenario base una la penetración de renovables fuerte. Un fuerte aumento de esa penetración resultaría complicado por la falta de flexibilidad de estas.

Al contrario, escenarios de estrés del viento o del sol podrían causar la activación de las tecnologías térmicas contaminantes, como el ciclo combinado. En estos casos de estrés, la gestionabilidad del sistema podría peligrar. Efectivamente en el análisis de potencia firme en 2030 (realizado previamente 1.6.1.1), en invierno el índice de cobertura permanece por debajo de 1.

No se ha podido realizar este análisis del programa de E-PRYCE. El usuario no puede definir la disponibilidad de todas las tecnologías renovables, únicamente de la hidráulica y la eólica, definidos dentro del cuadro de escenarios.

Este análisis de sensibilidad necesita estudios complementarios. Históricamente, se ha podido establecer correlaciones entre los escenarios de las diferentes fuentes de energía naturales. Por ejemplo, se observa que los años de escenario hidrológico húmedo se acompañan de escenarios de fuerte viento. Las combinaciones de escenarios han de ser reflexionadas. De esta forma, se puede someter el parque generador español de 2030 a tanto escenarios críticos de estrés, como a escenario de abundantes recursos naturales. Este estudio queda abierto a trabajos futuros por limitaciones de las herramientas empleadas.

1.6.3 Limitaciones del modelo

El análisis y la simulación de los precios de la electricidad en el mercado español es complejo tanto por la parte de la formulación de hipótesis que por la definición de esas hipótesis en los diferentes programas.

El programa E-PRYCE resulta muy potente a la hora de simular el mercado, ya que integra los costes de cada tecnología y da forma a las diferentes curvas de demanda y generación de las tecnologías en función de sus disponibilidades. Esta internalización del proceso de perfilar las curvas resulta útil para el usuario.

Sin embargo, a la hora de realizar análisis de sensibilidad, el programa es limitado. En el apartado 1.6.2.3, se ha querido realizar un análisis de sensibilidad del mercado al escenario hidráulico. Históricamente, se ha observado una correlación entre escenario hidráulico y el viento: en escenario hidráulicos húmedos, el viento observado ha sido fuerte. Sin embargo, el programa no establece esa correlación: al aumentar el agua en 2030, el viento simulado permanece constante. Al igual, el programa no permite cambiar la disponibilidad solar.

También, en los apartados a continuación, se ha querido estudiar el efecto de la demanda flexible. Este análisis no se ha podido realizar mediante el programa de E-PRYCE, ya que el usuario tiene únicamente la posibilidad de escalar el valor de la demanda. El perfil queda predeterminado por el programa.

En cuanto a la problemática de la definición de las hipótesis, las interconexiones están sometidas a una gran incertidumbre. La justificación de las interconexiones es bajar el precio de la electricidad y lograr a futuro un único precio de la electricidad en Europa. Sin embargo, para prever el precio en Francia en el horizonte 2030 se debería realizar un análisis previo de evolución del parque generador y de la demanda eléctrica francesas. En un segundo lugar, simular el parque francés en 2030 para someter la interconexión con España al precio resultante. Francia está a su vez interconectada con sus países vecinos. Lo cual resultaría en un problema complejo de evolución del parque europeo en el horizonte 2030.

Para limitar el impacto de esta hipótesis en el resultado de la simulación y su influencia en el precio, se ha decidido limitar la capacidad de la interconexión a 3.000 MW exportadores y 2.000 MW importadores. Estos valores están lejos de la realidad, ya que se prevé que en 2030 la capacidad de interconexión sea de 10.000 MW.

Los resultados obtenidos, efectivamente, están desviados de la realidad y son a matizar. El precio francés se ha definido como el coste variable del carbón en invierno (50 €/MWh) y del ciclo combinado en verano (40 €/MWh). Al ser este precio elevado, España es exportadora en los meses de precio bajo, y importadora en los meses más elevados.

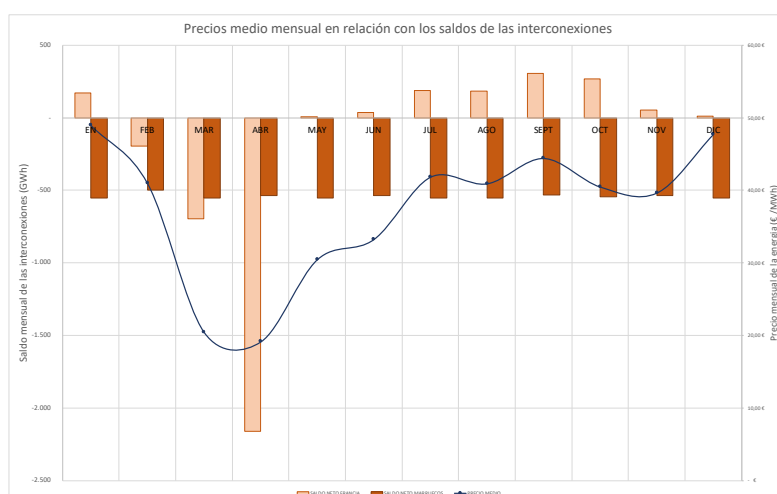


Figura 31 Precio medio mensual del MIBEL en 2030 en relación con los saldos de las interconexiones (Simulación E-PRYCE)

El modelo prevé exportar energía renovable. Sin embargo, el parque generador de Francia, en una menor medida, tenderá a implantar capacidad de generación renovable. Es probable que cuando España tenga excedentes de energía, Francia los tenga también. Suponer que el MIBEL conseguirá rentabilizar los vertidos y saturar la interconexión con Francia, cuando haya vertidos renovables, no es una hipótesis correcta. Sin embargo, se observa este fenómeno al realizar la casación en el programa: en más de un 90% de las horas pico del día, la interconexión entre Francia y España está saturada.

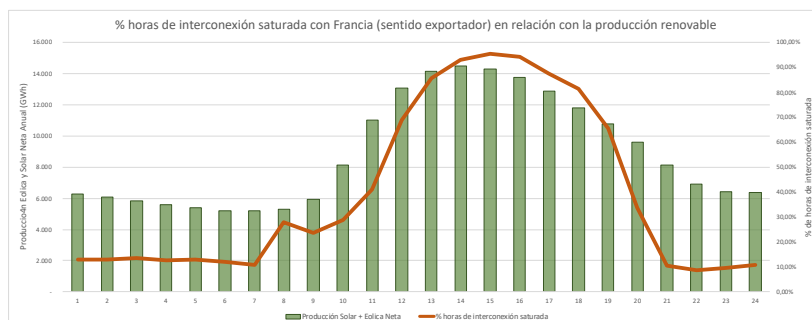


Figura 32 Saturación de la interconexión en relación con la producción renovable en 2030 (Simulación E-PRYCE)

El mismo problema surge con Marruecos, que aparece como importador de energía del MIBEL todos los meses. Al igual que para Francia, no se pueden prever el sentido de los intercambios. Además, el programa no permite modificar el precio ni la capacidad.

1.6.4 Ineficiencias constatadas: integración parcial de las tecnologías renovables en el sistema

1.6.4.1 Fuerte incremento de los vertidos renovables y sensibilidad

Este análisis arroja la problemática de los vertidos renovables. El Plan (PNIEC) prevé una fuerte introducción de renovables. Sin embargo, como se ha explicado anteriormente, esta tecnología es poco gestionable y no se espera, en el horizonte 2030, una importante instalación de tecnologías de almacenamiento por su falta de madurez. Esto supone que la generación renovable se ha de consumir en el exacto momento de la generación, a falta de crear vertidos renovables.

En la Figura 33, se analiza la cantidad de vertidos renovables producidos en 2030. La energía eólica se vierte únicamente en las horas solares. En las horas nocturnas, esta se casada en su totalidad. Los vertidos solares se reparten a lo largo de perfil de generación, intensificándose en las horas centrales del día. En 2030, los vertidos eólicos representan un 3,9% de la energía total producible y los vertidos solares un 9,7%. Esto implica que 14,2 TWh eléctricos serían desperdiciados en 2030, no pudiendo ser aprovechados ni rentabilizados por las interconexiones o los bombeos.

Este hecho arroja la problemática del mix óptimo de capacidad renovable a instalar en el parque generador español de forma a limitar los vertidos renovables. Esto se estudiará con más detalle en el 1.6.5.1.

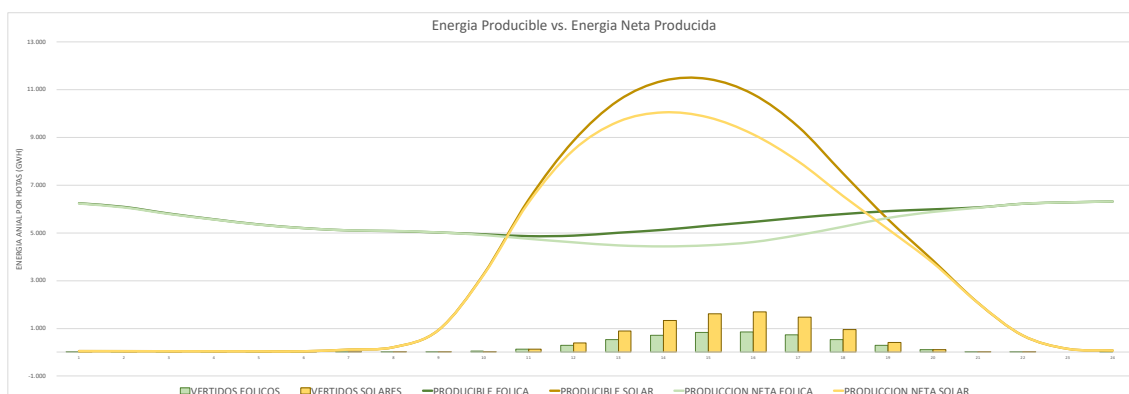


Figura 33 Comparación de la energía renovable producible y la producción neta (Simulación E-PRYCE)

La creación de vertidos se ve amplificada al estudiar la relación con el escenario hidráulico, presentado anteriormente en 1.6.2.3. El sistema no logra una correcta integración de las tecnologías renovables, este problema se vuelve mas critico en escenarios de abundancia de recursos como un año húmedo. Sin embargo, esta conclusión es extrapolable a abundancias de otros recursos renovables como el viento o el sol.

También, la simulación del programa consigue satisfacer la demanda a lo largo de todo el periodo, aun en el año seco. Lo cual asegura la garantía de suministro para el consumidor. En el año seco, se consigue abastecer la demanda parcialmente a través de tecnologías renovables y térmicas como el ciclo combinado.

Tabla 15 Vertidos renovables en función del escenario hidráulico (Simulación E-PRYCE)

	Año seco	Año medio	Año húmedo
Vertidos renovables (MWh)	12.829.708	14.207.749	15.878.278

1.6.4.2 Captación de precios por tecnologías: la problemática de la retribución y rentabilidad de las tecnologías renovables

Ante la perspectiva de fuerte bajada del precio medio de la electricidad surge la problemática de la rentabilidad de las nuevas instalaciones renovables instaladas. Dado la fuerte variabilidad tanto horaria (véase Figura 27) como mensual (véase Figura 26) del precio de la electricidad, se ha realizado un estudio de la retribución percibida por cada tipo de tecnología, presentado en la figura a continuación:

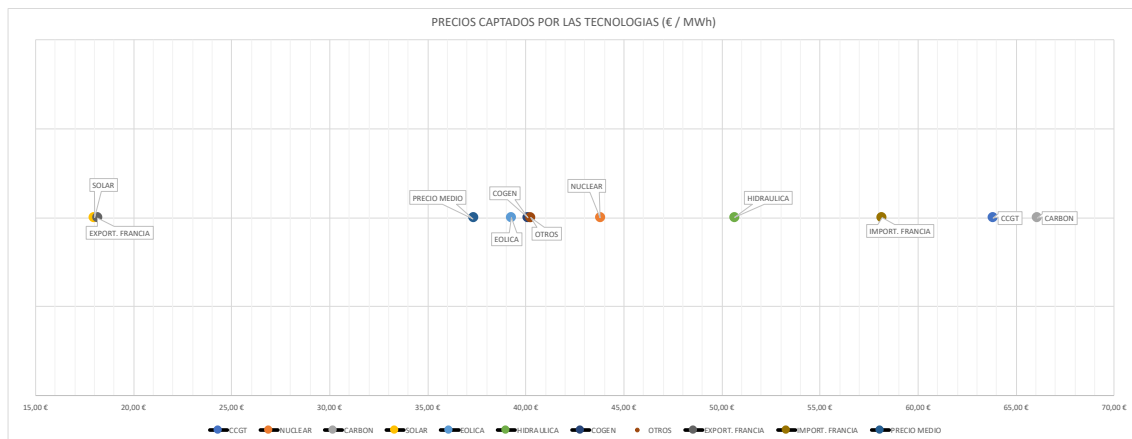


Figura 34 Precios captados por cada tecnología en 2030 (Simulación E-PRYCE)

Como explicado previamente, el programa E-PRYCE no distingue la energía solar térmica de la solar fotovoltaica. Este resultado se ha de matizar: la energía solar térmica entra en el mercado con un desfase de unas horas en el mercado eléctrico con respecto a la fotovoltaica. Por lo que podría ayudar a solventar la gestionabilidad del mercado en las primeras horas nocturnas cuando la fotovoltaica ha dejado de producir y sin embargo la demanda aumenta. Este fenómeno se llama la “curva del pato”, por su aspecto. Se define como la caída de la demanda en las horas centrales del día por la producción fotovoltaica, seguida de un fuerte crecimiento al caer el sol. [31]

En la Figura 34, aparece una retribución de la tecnología solar muy inferior con respecto al precio medio del mercado. Con un ratio de captura solar² de únicamente el 48,23%, esta tecnología puede estar expuesta en 2030 a un riesgo económico muy fuerte. La tecnología solar, al operar en las horas diurnas de hundimiento del precio, no logra percibir ni el 50% del precio medio del mercado. Su retribución media queda en 18,0 €/MWh.

Actualmente, la energía fotovoltaica percibe una retribución en promedio situada entre 50 y 60 €/MWh. La Figura 35 presenta el perfil del precio medio horario histórico de 2018. Al contrario que la Figura 27, se observa que actualmente el perfil de precio es significativamente más plano y menos variable. En 2030, se observa un hundimiento de los precios en las horas diurnas por la importante cantidad de energía solar producida. Al contrario, actualmente, durante las horas diurnas, los precios aumentan con respecto a los precios del valle (de 2 am a 7am). Esta depresión en el precio y modificación del perfil supone un peligro para la rentabilidad de esta tecnología.

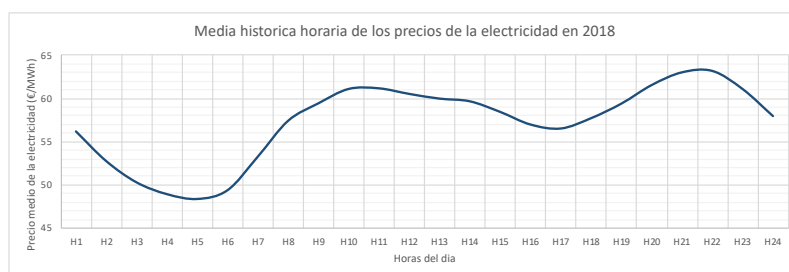


Figura 35 Precio medio horario de la electricidad en 2018 en €/MWh [30]

² El ratio de captura de una tecnología se define como el ratio del precio percibido por esta tecnología con respecto al precio medio del mercado

Al contrario, la tecnología eólica, por su perfil de producción más plano, logra compensar los precios bajos de las horas diurnas con los precios más elevados de las horas nocturnas. Por ello, en 2030, su rentabilidad no se ve tan afectada con un ratio de captura del 105,19%. La remuneración de la energía eólica cae en la misma medida que caen los precios del mercado. El riesgo asociado a su inversión no es tan fuerte como el riesgo de la energía solar.

Efectivamente, en la Figura 36, se observa como mensualmente el perfil eólico se ajusta al perfil medio situándose siempre ligeramente por encima. A diferencia, el perfil solar se distingue del perfil medio, adoptando un perfil diferente y significativamente inferior.

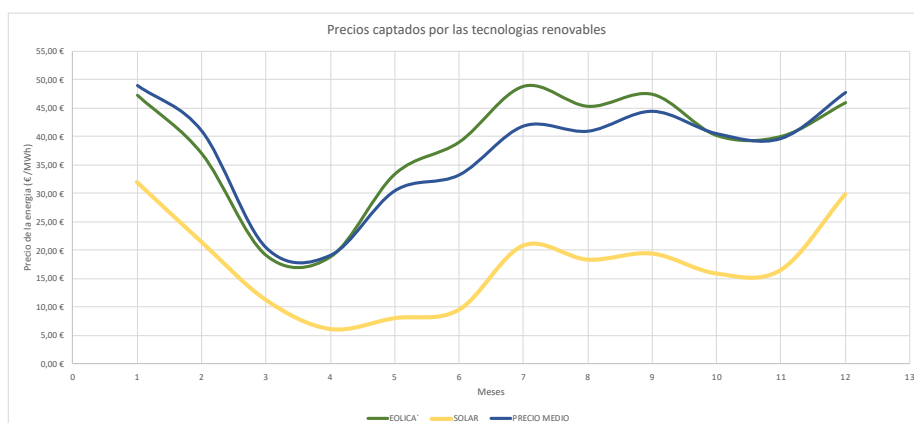


Figura 36 Comparación mensual de los precios captados en 2030 (Simulación E-PRYCE)

1.6.5 Soluciones propuestas a las ineficiencias

1.6.5.1 Ajuste de la potencia instalada como medida paliativa: curva de saturación de vertidos

Para determinar la sensibilidad de los vertidos con el grado de penetración de renovables, antes de implementar soluciones innovadoras de gestión de demanda o almacenamiento, se han efectuado simulaciones para diferentes niveles de equipamiento para una demanda peninsular de 270 TWh en 2030.

Se han realizado simulaciones en el programa E-PRYCE de cara a establecer una relación entre la capacidad de generación renovable instalada y la cantidad de vertidos registrados. Manteniendo las características del escenario base, previamente presentado en 1.6.1.2, se ha modificado la capacidad renovable instalada, disminuyendo capacidad solar fotovoltaica, térmica y eólica instalada proporcionalmente. En el anexo 5.8, se encuentra el detalle de los parques generadores simulados.

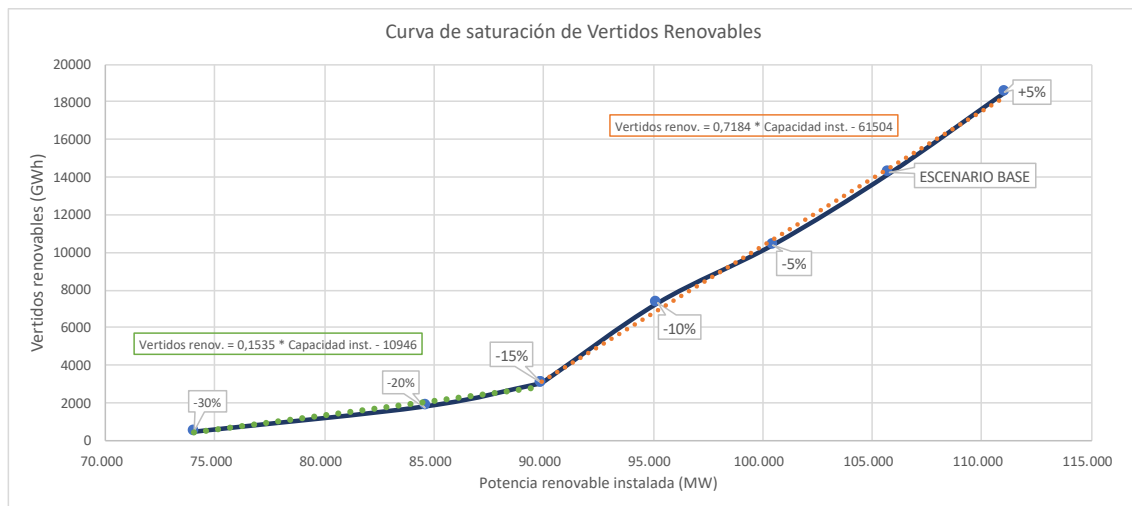


Figura 37 Curva de saturación de vertidos renovables (Simulación E-PRYCE)

En la curva se aprecia un punto de inflexión marcado por un fuerte cambio de pendiente entre los 90.000 MW y los 95.000 MW de capacidad renovable instalada en 2030 para una demanda eléctrica del MIBEL de 325 TWh.

Sin embargo, el escenario base se encuentra en la segunda parte de la curva, donde la pendiente es mucho más marcada. Se distinguen dos claras pendientes de curvas:

- Para una potencia renovable instalada inferior a 90.000 MW en la península ibérica en 2030: la creación de vertidos por cada megavatio de capacidad adicional instalado es leve. Por cada MW renovable adicional, se introducen 153 MWh de vertidos renovables en el sistema. Es decir que el sistema no es capaz de asimilar el total de la generación producible del megavatio de capacidad instalado. La creación de vertidos es inherente a la tecnología renovable por su falta de flexibilidad.
- Para una potencia renovable instalada superior a 90.000 MW en la península ibérica en 2030: la pendiente aumenta considerablemente. Para cada MW renovable adicional, se crean 718 MWh de vertidos renovables en el sistema.

Estos resultados son muy significativos. De las 8760 horas anuales, las tecnologías renovables tienen distintas disponibilidades en función de sus características.

Como implementado en el Modelo de Excel (véase 1.6.1.1), la tecnología eólica tiene una disponibilidad media anual del 25%. En el horizonte 2030, con las mejoras tecnológicas se puede esperar una mejora hasta el 27%. Las tecnologías solar fotovoltaica y solar térmica tienen una disponibilidad del 20% y 25% respectivamente.

En el segundo tramo de la curva (capacidad > 90.000MW), los 718 MWh de vertidos representan:

- Un 40% de la energía producible por un megavatio de capacidad solar fotovoltaica.
- Un 32,7% de la energía producible por un megavatio de capacidad solar térmica.
- Un 30,3% de la energía producible por un megavatio de capacidad eólica.

Al contrario, en el primer tramo de la curva (capacidad < 90.000MW), los 158MWh de vertidos representan:

- 9% de la energía producible por un megavatio de capacidad solar fotovoltaica.
- 7,2% de la energía producible por un megavatio de capacidad solar térmica.
- 6,7% de la energía producible por un megavatio de capacidad eólica.

La conclusión por ello es que a partir de una capacidad renovable total de 90 GW se manifiestan los problemas de integración, de manera que al pasar de 95 GW a 105 GW se pierde un equivalente al 40% del nuevo producible.

La recomendación de este análisis se quiere ante todo sensata: los objetivos de instalación de renovables del PNIEC son ambiciosos. El objetivo ha de ser la instalación de una capacidad que el sistema sea capaz de integrar, adecuado a la demanda existente, y cumpliendo los requerimientos ambientales. El mercado eléctrico por sus características de mercado económico de intercambio entre oferta y demanda encontrara su propio equilibrio: las tecnologías sobrantes en el mercado no serán casadas y se excluyen del mercado en un proceso natural.

El ajuste de la capacidad renovable a instalar no aparece como una solución por si misma, ya que conllevaría un aumento de las emisiones.

1.6.5.2 El rol de la demanda en la búsqueda del mercado optimo

La gestión de la demanda es una solución eficiente a la problemática de los vertidos renovables. Se ha estudiado una modificación del perfil histórico de la demanda, en base a la curva de demanda residual que resulta de tener en cuenta la aportación de energías renovables no gestionables

El programa E-PRYCE admite como entrada al modelo la demanda eléctrica mensual. Al ejecutar la simulación, el programa da forma a la curva de la demanda, siguiendo el perfil actual. Por ello, el estudio del impacto de modificaciones en el perfil de la demanda no se puede realizar a través de este programa. Se ha utilizado el programa ENERGEIA, desarrollado por Natalia Fabra, Profesora de Economía en la Universidad Carlos III de Madrid. La explicación del modelo interno se detalla en 2.4.1.

La demanda flexible, al adaptarse a la curva de la generación neta, permite reducir los vertidos de energía renovable. A través de esta flexibilidad, se lograría un mejor aprovechamiento de la capacidad instaladas de renovables.

Se han realizado dos simulaciones a través del programa ENERGEIA:

1. Se ha reproducido el escenario base presentado en el apartado 1.6.1.2 en el programa ENERGEIA.
2. Se ha introducido una variación al escenario anterior suponiendo un 20% de demanda flexible con respecto a la demanda total. Aplanando la curva de la demanda residual, se ha obtenido una curva de la demanda más ajustada al perfil de generación neta en 2030. Este calculo ha sido expuesto previamente en el apartado 1.5.4.

Los resultados de esta simulación se presentan en la Tabla 13:

Tabla 16 Efectos de la demanda flexible sobre el balance de generación (Simulación ENERGEIA)

	Tecnología productora	Δ Generación (MWh)	% Δ Generación
Generación Térmica	Carbón	-	-
	Fuel	-	-
	Nuclear	1.471.150	7,03%
	CCGT	- 3.751.656	-36,95%
Generación renovable	Eólica	439.500	0,36%
	Solar FV	1.662.090	2,86%
	Solar Térmica	326.600	2,27%
	Cogeneración y resto de renov.	1.616.710	6,95%
	Hidráulica	650	0,00%
Intercambios	Agentes Ext.	- 1.764.487	43,35%
Vertidos renovables	Vertidos totales	- 4.044.876	-37,32%
	Vertidos eólicos	- 439.472	-21,12%
	Vertidos Solar FV	- 1.662.092	-75,43%
	Vertidos Solar Térmica	- 326.600	-78,23%
	Vertidos Cogeneración y resto de renov.	- 1.616.712	-26,32%

La introducción de un 20% de demanda flexible permite la disminución de la producción de los ciclos en -3.571 GWh, lo que representa una disminución de casi un 37% con respecto al escenario base de 2030. Al contrario, las tecnologías renovables aumentan su producción, en particular las tecnologías solares fotovoltaicas y solares térmicas en un 2,8% y 2,2% respectivamente. La cogeneración también logra un incremento de su producción en casi un 7%.

El objetivo de reducción de vertidos renovables se verifica, al disminuir estos en un 37%. En particular, se reduce los vertidos solares fotovoltaicos y solares térmicos en un 75% y 78% respectivamente.

Al casar una mayor cantidad de energía renovable disminuye la producción de energía emisoras de carbón como los ciclos combinados, y por ello se reducen las emisiones.

Las alteraciones en el balance de generación resultan en cambios en el precio y el sistema. Los resultados se presentan en la Tabla 17. Al aumentar la producción de renovables, disminuir los vertidos y disminuir la generación de los ciclos combinados, aumenta la penetración de renovables en prácticamente 1%. La disminución de producción de ciclos combinados implica la reducción de las emisiones de CO₂ en un 37%.

Efectivamente, en 2030, los ciclos combinados se activan para rellenar el hueco térmico. Sin embargo, mediante la demanda flexible, se ha buscado reducir este hueco térmico, contribuyendo a la reducción de generación gestionable,

El impacto de la demanda flexible supone también una disminución de los costes del sistema. Al limitar la casación de los ciclos combinados, tecnología de costes elevado, se reducen los costes del sistema en un 15%.

El precio medio del precio de la energía cae un 9% por la mayor penetración de renovable. Esta disminución de precio puede parecer paradójica. La introducción de la demanda flexible crea un pico de demanda en las horas solares. Esto no supone un encarecimiento de los costes del sistema. Al contrario, permite un mejor aprovechamiento de las disponibilidades de las energías renovables. Los productores renovables pueden así sacar rentabilidad a energía, que de otra forma hubiese sido vertida. En este caso, la creación de un pico de demanda en las horas diarias no supone un incremento del precio, puesto que existe un exceso de generación.

Tabla 17 Efectos de la demanda flexible sobre el mercado eléctrico (Simulación ENERGEIA)

		Demanda flexible (20%)	Demanda no flexible	Variación (%)
Datos del sistema	Penetración de renovables (%)	89,97%	89,10%	0,97%
	Emisiones (Ton)	2.241.004	3.554.048	-36,95%
Costes del sistema	Costes totales (€)	1.104.208.480 €	1.300.646.680 €	-15,10%
	Beneficios (€)	6.970.958.636 €	7.016.369.263 €	-0,65%
	Precio medio (€/MWh)	26,10 €	28,70€	-9,06%

La disminución del precio es favorable para el consumidor, y premia su esfuerzo al desplazar su consumo. Se ha de estudiar los efectos por parte del productor también. En los apartados anteriores, la caída del precio de la electricidad expone la rentabilidad de las tecnologías renovables. En la Tabla 18, se presenta el efecto sobre las diferentes tecnologías:

Tabla 18 Efecto de la demanda flexible sobre el precio captado por las tecnologías (Simulación ENERGEIA)

Precio captado por las tecnologías (€/MWh)	Demanda flexible (20%)	Demanda no flexible	Variación (%)
Eólica	22,23 €	25,64 €	-13,33%
Solar FV	24,06 €	14,23 €	69,07%
Solar Térmica	27,06 €	20,72 €	30,60%
Cogeneración y resto de renov.	30,57 €	35,90 €	-14,83%
Hidráulica	25,14 €	29,84 €	-15,75%

Los resultados obtenidos sorprenden: las tecnologías solares aumentan considerablemente su remuneración. En particular la solar fotovoltaica aumenta el precio captado en un 69%, alcanzando un ratio de captura del 92%. Al operar

únicamente en las horas diurnas, este incremento en el precio supone un aplanamiento del perfil horario del precio, limitando el hundimiento que aparecía en la Figura 27.

Al contrario, la generación eólica, al tener un perfil de producción más plano, evoluciona en el mismo sentido que el precio medio de la electricidad, disminuyendo en un 13%.

Antes de incentivar el desarrollo del almacenamiento como una actividad de mercado, se debería estimular el potencial de flexibilidad existente en la demanda. Mediante el impulso gubernamental de campañas de sensibilización se podría lograr una flexibilidad del 20%.

En cualquier caso, sería necesario un diseño adecuado de los peajes y recargos que se aplican a los consumidores, de manera que estos vean como complemento a los precios del mercado unas señales de precio claras y direccionadas que orienten a un comportamiento proactivo para evitar al sistema eléctrico incurrir en costes adicionales³.

El trabajo que se presenta se ha centrado en la búsqueda de un óptimo a partir de los equilibrios de mercado. Quedaría como línea de investigación para ulteriores trabajos el estudio de las medidas que conllevarían a la flexibilidad estudiada y el impacto en la operación de la red de los cambios en los perfiles de consumo

Como se aprecia en los resultados de las simulaciones, el mercado eléctrico es un mercado marginalista, que tiene un efecto depresor en el precio. Al ser un mercado imperfecto, no es capaz de internalizar las externalidades positivas aportadas por la generación de renovables, materializándose por ejemplo como la fuerte creación de vertidos renovables.

La recuperación de las inversiones de renovables ha sido, hasta ahora, factible y sometida a un riesgo moderado, debido a la estructura del mercado y al elevado precio de la electricidad. Sin embargo, al introducir una alta parte de generación renovable en el mix energético español, los resultados de los modelos arrojan una caída importante del precio de la electricidad, una modificación del perfil de precios, y un incremento de su volatilidad en el horizonte 2030.

En función de las horas de disponibilidad y de generación de cada tecnología, condicionadas por factores externos (exposición al viento, sol, y escenario hidráulico), los precios captados por cada tecnología difieren y están sometidos a una fuerte variabilidad. Esto supone un aumento del riesgo inherente a la inversión, peligrando los objetivos de instalación de potencia renovable en España.

³ Se estima que la demanda industrial ya es capaz de aportar más de la mitad de la flexibilidad necesaria, al haber más de 2.000 MW de demanda desplazada al periodo tarifario P6 por gestión de demanda.

La estructura actual del mercado eléctrico puede no adecuarse a las necesidades de inversión a futuro. Sin embargo, las especificidades y propiedades de la electricidad imponen un mercado regulado que impiden una competencia perfecta. El problema es de carácter estructural en mercado eléctrico.

Las nuevas transacciones del mercado permiten la entrada de nuevos competidores, pudiendo redibujar el escenario competitivo. El matiz del escenario competitivo no se considera en el PNIEC. Sin embargo, este matiz puede resultar interesante por las particularidades del mercado. Por ello, a continuación, este estudio pretende estudiar el comportamiento de los agentes, la evolución de los poderes de mercado y el impacto de estos en el precio de la electricidad.

2. El efecto de la competitividad en el mercado

Se complementa el estudio del nuevo sistema eléctrico español en 2030 con un análisis competitivo del mercado. El mercado eléctrico es sensible tanto al diseño del mercado como al porfolio de capacidad de generación de los agentes empresariales. La dimensión competitiva se ignora totalmente en el estudio del PNIEC.

Hasta ahora, el mercado eléctrico se ha caracterizado por ser un mercado muy concentrado y oligopolístico (dominado por un pequeño número de empresas). Las nuevas transacciones en el mercado pueden tener un fuerte efecto en la evolución de la competitividad. En 2030, se podría asistir a una concentración o una atomización de la oferta, en función de que agentes participen en estas transacciones.

El capítulo a continuación explica en un primer lugar la relevancia del estudio del poder de mercado. En un segundo lugar, se analizan nuevos tipos de transacciones. Se ha de complementar el mercado ibérico actual de “*solo energía*” retribuyendo también, por ejemplo, la potencia disponible. El mercado ha de desvelar el valor económico real de la energía. Ante esta cuestión aparecen múltiples pistas de estudios. Finalmente, se caracteriza el cuadro competitivo del mercado español y su evolución hasta 2030. Mediante la liberalización de los puntos de conexión y instalación de nueva capacidad de generación, la concentración del poder de mercado puede evolucionar, pudiéndose concentrar o atomizar. Se caracterizan y simulan ambos escenarios mediante el programa ENERGEIA.

2.1 Relevancia del poder de mercado en el estudio del mercado eléctrico español a futuro

2.1.1 Definición del poder de mercado en el sector eléctrico

El fundamento de este estudio se apoya en las teorías económicas de competencia y mercado. Al ser un mercado muy concentrado y oligopolístico, las firmas de mayor tamaño poseen un importante poder de mercado. La cantidad de poder se interpreta a través del volumen de energía casado en el mercado. Cuanto mayor sea el poder y por lo tanto el volumen, mayor es la incitación para desviarse del equilibrio en competencia perfecta. Por lo tanto, mayor es la capacidad para manipular los precios.

Las teorías económicas establecen que una condición necesaria para el correcto funcionamiento de los mercados es la ausencia de poder del mercado. El mercado cumple su función de asignar de manera eficiente los recursos cuando los agentes carecen de una influencia dominante sobre la fijación del precio. Sin embargo, el mercado eléctrico reúne múltiples propiedades que favorecen los comportamientos estratégicos. [4].

Al ser un bien homogéneo, la competitividad en el mercado no se produce entre todos los actores del mercado, sino entre un número determinado de centrales. Efectivamente, la última unidad productora casada marca el precio de la

electricidad, es el "fijador de precio" (o *price setter*). Únicamente las centrales con costes marginales equivalentes compiten para casar el ultimo escalón de energía demandada. En la Figura 38, se observa que, en función de la curva de demanda, la tecnología marginal puede variar.

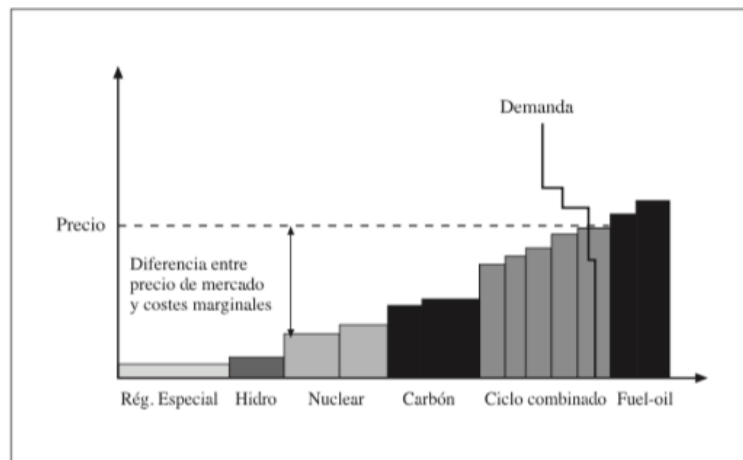


Figura 38 Orden de mérito de las tecnologías en el mercado eléctrico [4]

Se definen las tecnologías "tomadoras de precio" (o *price takers*), es decir las tecnologías por debajo de la curva de la demanda, como tecnologías infra marginales. Al contrario, las tecnologías que no han resultado casadas en el mercado se definen como extra marginales. Esto no supone que para ejercer poder de mercado los agentes únicamente se centren en el *price setter*. Al contrario, las tecnologías infra y extra marginales son claves en la definición del escenario competitivo.

Las tecnologías extra marginales imponen un límite al aumento del precio. Las tecnologías infra marginales incentivan la elevación de precios. Un mismo agente con un portfolio variado de generación verá sus ingresos aumentar cuantas más tecnologías infra marginales tenga. Un mayor precio implica mayores ingresos a lo largo de todo el portfolio.

El estudio de la competitividad en el mercado eléctrico resulta más complejo. El análisis de la capacidad propia de cada agente puede resultar insuficiente, ya que las empresas pueden adoptar distintas estrategias y comportamientos en función de los tramos tecnológicos en los que actúan. Se pueden calcular índices de concentración de las empresas en cada tramo tecnológico. El estudio requiere el análisis conjunto de la cantidad de energía casada en el mercado, con el origen productivo de estas.

A través de la base de datos del programa ENERGEIA, facilitado por Natalia Fabra, se han computado las cuotas de mercados de los diferentes agentes en términos de capacidad instalada (véase la Figura 39). Actualmente los mayores actores son Endesa, Iberdrola y Gas natural que poseen cada uno entre un 15% y 20% de la capacidad del mercado. La incitación de estos actores a desviarse del precio competitivo es fuerte. A continuación, se estudian las formas de ejercer ese poder.



Figura 39 Cuotas de mercado en 2017 a partir de la capacidad instalada (Elaboración propia)

2.1.2 Ejercicio del poder de mercado e incitación a desviarse

Los agentes con importante poder de mercado tienen múltiples vías de ejecución y mantenimiento de su poder.

La primera vía de ejecución del poder es a través de la manipulación de las ofertas. En el mecanismo de casación del mercado, los generadores ofertan el precio mínimo al cual están dispuestos a vender la energía.

En función de la posición neta de la empresa, esta puede tener dos comportamientos. Efectivamente, muchas empresas actúan tanto en la parte de la generación como en la parte de demanda, como por ejemplo *Iberdrola Generación* y *Iberdrola Distribución Eléctrica*.

- Las empresas con posición neta compradora tienen interés en bajar el precio de la electricidad. Esta reducción, por una parte, supone una generación producida a un coste marginal superior al precio de venta. Esto se compensa, por otra parte, a través de la compra de su posición neta a menor precio.
- Las empresas con posición neta vendedora tienen interés en subir el precio de la electricidad. Por una parte, la empresa pierde generación casada en el mercado. Por otra parte, se le remunera la generación a un precio más elevado. Este aumento, por una parte, supone una generación producida a un coste marginal inferior al precio de venta.

Este breve análisis económico revela la importancia del establecimiento de un escenario competitivo diverso. Ante la perspectiva de renovación del parque generador español en 2030, se ha de incentivar correctamente esta instalación.

2.1.3 Medidas de mitigación de este poder

La reducción del poder de mercado de un agente se obtiene a través de la reducción de su volumen de producción, cuya retribución depende de los precios del mercado. Esto se puede realizar a través de la deslocalización de este volumen de producción a otros mercados.

Por ejemplo, en los contratos a largo plazo, el agente recibe un precio fijado mediante contrato para un volumen de energía dado. Al poder ofertar un volumen inferior de producto en el mercado para el día siguiente, se reduce la influencia o presión ejercida de este sobre el precio. De esta forma se limita la

retribución dependiente de la casación del mercado. Este efecto se representa teóricamente en la Figura 40.

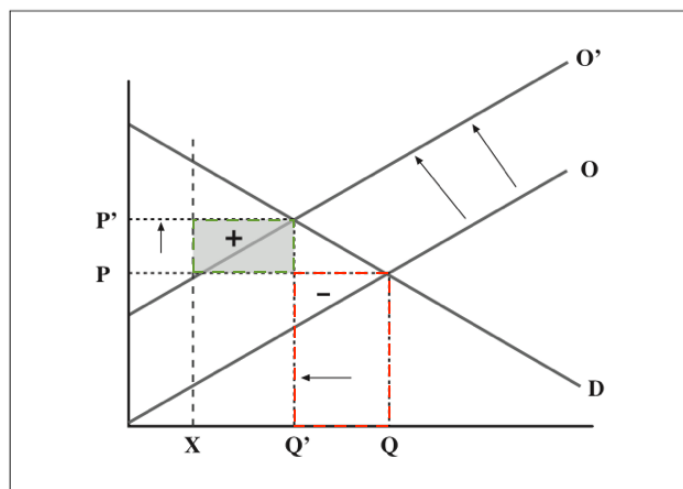


Figura 40 Efecto de los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado [4]

Hasta ahora, se han utilizado Emisiones Primarias (o VPP, Contrataciones Virtuales a Largo Plazo) a Endesa y Iberdrola como instrumentos de la política de defensa de la competencia. La comisión nacional de la competencia dijo en 2009: “el alto grado de concentración empresarial tanto por el lado de la oferta como de la demanda permite a los operadores instalados desarrollar estrategias de control de precios que pueden perjudicar a los nuevos entrantes” [32].

Estudios económicos aplicados al mercado eléctrico, como el *paper* científico de Natalia Fabra y Maria-Angeles de Frutos, “How to allocate forward contracts: The case of electricity market” [33] establecen el impacto positivo de la firma de contratos a futuro. Estos contratos pueden desempeñar un papel fundamental en la conformación del equilibrio competitivo del mercado. Si los contratos se firman por parte de las empresas dominantes, el impacto de este es inequívocamente pro-competitivo. Sin embargo, si la firma de contratos se otorga a empresas de menor poder de mercado, estos podrían destruir el equilibrio de precio, y crear efectos anticompetitivos en el mercado. El estudio también se detiene en el impacto del volumen de contratos, estableciendo la moral que “mas no es siempre mejor”.

De cara este proyecto, los futuros inversores, entre 2019 y 2030, mediante la instalación de tecnologías de generación, obtendrían poder de mercado. La cuestión reside en quienes serán los actores de estas futuras instalaciones. El mercado quiere incitar la entrada de pequeños actores a través de nuevos tipos de transacciones, expuestos en 2.2 y 2.3. Sin embargo, la fuerte posición competitiva de los agentes históricos resulta una amenaza para los nuevos entrantes.

En una segunda parte del trabajo, se analiza tanto el panorama competitivo como los nuevos tipos de transacciones que puedan fomentar la sostenibilidad económica del mercado. Por ello, los nuevos tipos de transacciones y de mercados pertinentes para este estudio han resultado los siguientes.

2.2 Contratación bilateral mediante PPA: Tipología de contrato

El PPA, *Power Purchase Agreement*, es un acuerdo de compra venta entre un consumidor y un generador de energía. El contrato establece la compra de un volumen de energía a un precio fijado, en unas condiciones y horizonte temporal dado. Aunque la firma de esta tipología de contrato esté asentada en países como Estados Unidos o Inglaterra desde hace ya mas de 10 años, en España hoy en día, solo se han firmado unos pocos.

El atractivo de los PPA reside, por parte del productor, en la garantía del precio de la energía durante un periodo fijado en el contrato. Por lo que la cantidad de energía, y por lo tanto de remuneración dependiente de la volatilidad del mercado eléctrico se minimiza, asegurando un flujo de ingresos y por tanto mejor bancabilidad de los proyectos por la mitigación de riesgos debidos al precio. Por parte del consumidor, las ventajas del PPA radican de la menor volatilidad del precio y por lo tanto de un mejor control y previsión en los costes. La posibilidad de conseguir un precio más competitivo que el obtenido a través del mercado es atractiva. A esto se suma, la obligación por parte de las organizaciones de asegurar índices de sostenibilidad medioambiental. Los PPA de renovables pueden suponer una mejora de la reputación y imagen de marca. [34]

El interés de esta tipología de contrato es inequívoco. De cara al cumplimiento de los objetivos climáticos, los PPA pueden suponer un impulso a la instalación de potencia renovable. Con respecto a la mitigación del poder de mercado de los grandes generadores, los PPA pueden potenciar el incentivo a invertir de los generadores de la franja competitiva (es decir de menor tamaño) al aumentar la seguridad de la rentabilidad financiera de esta inversión.

2.3 Otros esquemas alternativos de contratación a largo plazo

El Dr. Pedro Linares en su artículo "*Algunas reflexiones sobre el mercado de capacidad*" [35] propone integrar distintos servicios de fiabilidad del sistema a través de subastas de capacidad. Sugiere tener en cuenta el volumen requerido para cada uno de los servicios de fiabilidad. La incorporación de la participación de la demanda aparece también en un futuro como una necesidad. Por ello, una subasta que integrase diferenciadamente los distintos servicios de -fiabilidad, requeridos por el sistema, podría resultar un complemento óptimo al mercado actual.

Las tecnologías de diferentes propiedades podrían de esta forma pujar por productos diferentes, cumpliendo así con los requisitos del sistema.

Por otra parte, Santiago Bordiú, Director de Regulación y Relaciones Institucionales en EDP Energía, reitera una propuesta similar [36], avanzando que el mercado "*solo energía*" es incapaz de retribuir correctamente a las tecnologías renovables a largo plazo. A esto, se suma la necesidad de garantizar la viabilidad económica de las tecnologías de respaldo. Efectivamente, una

importante capacidad de energía funciona únicamente unas horas al año para asegurar el suministro en los picos de demanda. La inversión en este tipo de tecnologías es baja, sin embargo, son necesarias para garantizar el suministro.

Por ello, un complemento relevante al mercado actual podría constituirse de un procedimiento competitivo de subasta de mercado o de pagos por capacidad, contando con la participación a la demanda.

El fuerte hundimiento de los precios y los cambios en el perfil de la curva de la demanda imponen un importante riesgo a los inversores. Para limitar esta incertidumbre, la literatura propone subastas de remuneración constante por MWh. Resulta más eficaz remunerar la energía producida que la potencia instalada de forma a incentivar la instalación y inversión en los puntos de mayor potencial [37]

Países europeos como Portugal han implementado ya subastas de este tipo obteniendo precios muy competitivos. En la última subasta de Julio 2019, se ha batido el record histórico del MWh más barato, rozando la media de la subasta una remuneración constante de 20 €/MWh [38].

Las medidas impuestas en el mercado van en el sentido de una diversificación de los actores, a modo de ejemplo, la CNMC propone subastar los puntos de conexión de las centrales térmicas y nucleares que cierren, de forma a permitir la entrada de nuevos actores. [39]

El impulso conjunto de los nuevos tipos de contratos, así como las subastas de energía pueden fomentar la creación de un panorama competitivo más diverso. Manteniendo la capacidad instalada en 2030, la propiedad de estas instalaciones influye en el precio del mercado. Diferentes escenarios competitivos impulsado por estas medidas se estudian a continuación.

2.4 Simulación de los escenarios competitivos

La repartición y la división del poder de mercado en horizonte de 2030 depende del carácter de los inversores en el mercado (inversores ya presentes o nuevos entrantes). Se pretende estudiar las desviaciones en precio en diferentes escenarios, de cara a emitir recomendaciones estructurales en el mercado. Las simulaciones se realizan a través del programa ENERGEIA.

2.4.1 Modelo Teórico

El modelo teórico implementado en ENERGEIA se desarrolla en el trabajo de Natalia Fabria, *"How to allocate forward contracts: the case of electricity market"* [33].

Una firma N está formada por K unidades, $K_n=1,2,\dots, N$. No existen restricciones sobre el número de unidades o de firmas. Cada unidad oferta a su coste marginal, creando un par precio-cantidad. A continuación, se ordenan las pujas por orden creciente de precio, formando la función escalonada de oferta, para una firma n :

$$b_n = \{(p_{ns}, q_{ns})\}_{s=1}^{\bar{s}}, p_{ns} \in [0, p^R] \text{ con } p_{ns+1} \geq p_{ns}, q_{ns+1} \geq q_{ns}, \text{ con } q_{ns} \leq K_n$$

Siendo $\bar{s} < \infty$, el máximo número de escalones en la función de oferta de una firma; p^* el precio máximo admisible por el mercado, y (p_{ns}, q_{ns}) la pareja precio-cantidad de la unidad s de la firma n .

Se forma la función de oferta agregada $S(q)$, como la suma de las ofertas de cada firma: $S(q) = b = \{b_n\}_{n=1}^{n=N}$.

$S(q)$ determina el precio mínimo al cual todas las firmas del mercado están dispuestas a producir la cantidad q .

Por otra parte, se define la curva de la demanda inelástica $D(p)$.

El precio del mercado p^* se define como:

$$p^* = \max_q \{p = S(q) | S(q) \leq P(q)\}$$

Cada firma produce una cantidad q_n^* al precio del mercado p^* . Este equilibrio se define como el equilibrio competitivo, donde cada firma oferta sus unidades al coste marginal.

El programa también integra el cálculo de los equilibrios competitivos, a través de los equilibrios de Nash. Al fijar un precio p , $n-1$ firmas se comportan como *price takers* y ofertan su puja al precio marginal. Sin embargo, la firma *price setter* puede maximizar sus beneficios con respecto a la demanda residual⁴. Las empresas pueden tener incentivo a desviarse del precio de equilibrio, reduciendo la cantidad ofertada. Esto supone reducir la generación neta, pero aumentar su remuneración.

Los equilibrios de Nash se definen como los puntos p^* en los que la empresa *price taker* no tiene incentivos a desviarse aumentando el p^* . Pueden existir tanto equilibrios de Nash como firmas competitivas participan en el mercado.

El programa ENERGEIA simula ambos equilibrios, aportando la perspectiva del ejercicio de poder de mercado con respecto al escenario de competencia perfecta.

El lector apreciará en las figuras a continuación el fuerte escalonamiento de las curvas presentados. Esto se debe a las propiedades del programa. Al realizar una curva de oferta escalonada, los resultados de la simulación son estáticos y escalonados. Una aproximación más realista de estas simulaciones a futuros implicaría suavizar la curva de precios obtenida. Sin embargo, A efectos de este proyecto, los resultados resultan relevantes en términos relativos. Se recomienda al lector centrar su atención en las variaciones observadas para distintos escenarios más que en las cifras absolutas. .

2.4.2 Base de Datos

Se intenta replicar con la mayor fidelidad el escenario base del capítulo anterior, definido en el 1.6.1.2. El escenario queda definido en el programa ENERGEIA mediante dos tipos de entradas.

⁴ La demanda residual de la unidad *Price setter* se define como la demanda total menos las unidades de oferta ya casada. La demanda residual es la demanda a la que se enfrenta la unidad *Price setter*.

Se define en un primer lugar la *Base de datos*, que contiene los siguientes inputs:

- Demanda eléctrica: es una serie temporal anual horaria. Se han empleado datos de la demanda eléctrica del P48 en 2018. Se ha escalado esta serie al valor de la demanda peninsular calculada para 2030: 270,77 TWh (véase 1.6.1.2). Al no incluir la capacidad de bombeo en el programa, se ha sumado el resultado *output* horario del bombeo de la simulación de E-PRYCE a esta curva de la demanda.
- Precio anual de los combustibles: mismas hipótesis que en la simulación anterior.
- Precios de los agentes externos y capacidades: al igual que en las simulaciones previas, se ha limitado la capacidad de las interconexiones. En este caso, el dato de entrada es horario. Para ello, se ha calculado el perfil de precios de la interconexión histórico de 2018. A continuación, se ha ajustado la hipótesis de 2030 a este perfil horario (40€/MWh de marzo a octubre y 50€/MWh el resto de los meses).
- Capacidades hidráulicas: se supone un escenario hidráulico medio (37.000 GWh anuales).
- Calendario de mantenimiento de las centrales.

En un segundo lugar, se define la *Estructura de Mercado*:

- Capacidad instalada de cada tecnología y diferenciada para cada agente del mercado. Se desinstalan parcialmente el parque nuclear y totalmente el parque de carbón. Se instala capacidad de generación renovable, acorde a los diferentes escenarios competitivos presentados a continuación en el apartado 2.4.3.
- Disponibilidad horaria de las tecnologías renovables: se ha calculado la serie histórica a partir de las series de generación de cada tecnología en 2018.

2.4.3 Escenarios propuestos

Se han definido varios escenarios competitivos a 2030, manteniendo la nueva capacidad instalada. Se varía únicamente las cantidades instaladas por cada agente propietario de las instalaciones.

Se realiza un primer escenario en 2030 donde se han mantenido las cuotas de mercados de 2018. Cada agente competitivo (Iberdrola, Gas Natural y Endesa) y la franja competitiva instalan una capacidad renovable, tales que se mantienen las cuotas de mercado. Este reparto no es proporcional, ya que el desmantelamiento parcial del parque nuclear y total del parque de carbón afecta de forma diferente a los agentes.

Tabla 19 Capacidades instaladas por los agentes entre 2017 y 2030 en el escenario competitivo 1

					<i>Tecnología adicional instalada (con respecto a 2017)</i>
	<i>Endesa</i>	<i>Iberdrola</i>	<i>Gas Natural</i>	<i>Franja Competitiva</i>	
<i>Nueva potencia Eólica</i>	10.223	6.794	6.358	10.190	33.565
<i>Nueva potencia FV</i>	9.665	6.424	6.011	9.635	31.735
<i>Nueva potencia ST</i>	1.151	765	716	1.147	3.778
<i>Potencia total instalada por los agentes</i>	21.038	13.983	13.084	20.972	69.078

Tabla 20 Cuotas de mercado en 2030 en el escenario competitivo 1

	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocantábrico	Gas Natural	Viesgo	Franja Competitiva
Cuotas	20,46%	19,34%	0,00%	2,33%	17,65%	1,59%	38,63%

Se realiza, a continuación, un segundo escenario en el cual la franja competitiva capta un 50% de la nueva capacidad renovable instalada, suponiendo que las nuevas tipologías de contrato fomentan la entrada de nuevos competidores en el mercado.

Tabla 21 Capacidad instalada por los agentes entre 2017 y 2030 en el escenario competitivo 2

	Endesa	Iberdrola	Gas Natural	Franja Competitiva	Tecnología adicional instalada (con respecto a 2017)
Nueva potencia Eólica	7.340	4.878	4.565	16.783	33.565
Nueva potencia FV	6.939	4.612	4.316	15.867	31.735
Nueva potencia ST	826	549	514	1.889	3.778
Potencia total instalada por los agentes	15.105	10.040	9.394	34.539	69.078

Tabla 22 Cuotas de mercado en el escenario competitivo 2

	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocantábrico	Gas Natural	Viesgo	Franja Competitiva
Nuevas cuotas	15,83%	16,26%	0,00%	2,33%	14,77%	1,59%	49,23%
Variación con respecto al escenario 1	-4,63%	-3,08%	0,00%	0,00%	-2,88%	0,00%	10,59%

2.4.4 Ejercicio del poder de mercado en el horizonte 2030

Se pretende estudiar el efecto de la propiedad de la nueva capacidad renovable instalada sobre el precio de la electricidad en el escenario estratégico. El escenario competitivo no varía en función de los agentes propietarios, ya que todos los agentes ofertan a su coste marginal sin incitación a desviarse. Sin embargo, el escenario estratégico, definido por los equilibrios de Nash, presenta la capacidad de cada agente a desviarse del precio competitivo.

2.4.4.1 Escenario 1: consecuencias del mantenimiento de las cuotas de mercado actuales

La competencia perfecta no resulta ser la mejor aproximación del mercado eléctrico a futuro ya que existen estrategias características del comportamiento estratégico de los agentes. La incorporación de estas estrategias se realiza a través del cálculo de los equilibrios de Nash, pudiendo alterar significativamente el resultado del mercado. En la figura a continuación, manteniendo las cuotas de mercado actuales en 2030, se presentan las densidades de ocurrencia de precios en los escenarios competitivos y estratégicos.

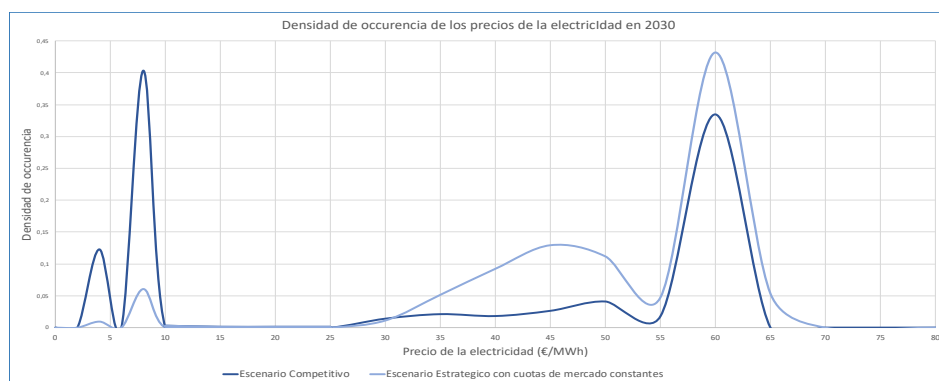


Figura 41 Densidad de ocurrencia de los precios en 2030 en el escenario con cuotas de mercado constantes (Simulación ENERGEIA)

En el escenario competitivo, la densidad de precios bajos es muy elevada, debido a la fuerte penetración de renovables. Existe también una densidad de ocurrencia de 0,3 en los precios altos debido a las horas de activación de las tecnologías térmicas, más onerosas.

Al contrario, en el escenario estratégico, la densidad de precio bajos no alcanza el 10%. Sin embargo, la densidad de precios altos es mucho mayor.

El precio medio del escenario competitivo es de 28,7€/MWh. Al contrario, el precio medio del escenario estratégico es 48,4€/MWh. La variación entre ambos escenarios es muy significativa, siendo el escenario estratégico un 68% más elevado que el competitivo. Estos dos valores son escenarios extremos, suponiendo por una parte competencia perfecta y ofertas a coste marginal. Por otra parte, se supone el máximo ejercicio del poder de mercado por los agentes del mercado. Aún así, el matiz del estudio competitivo resulta relevante en un estudio comparativo.

Este estudio resalta la complementariedad de la evolución de la capacidad instalada con la evolución de la propiedad de los agentes. La propiedad de los agentes determina el poder de mercado que estos pueden ejercer, y con ello la medida en la que pueden desviar el precio estratégico del competitivo.

2.4.4.2 Escenario 2: efectos de una fuerte penetración de la Franja Competitiva

En un segundo lugar se ha realizado una variación del escenario anterior, suponiendo una mayor parte de la capacidad instalada por la franja competitiva. La Figura 42 presenta la densidad de ocurrencia de los precios estratégicos en los dos escenarios propuestos: suponiendo unas cuotas de mercado constantes y suponiendo una mayor penetración de la franja competitiva.

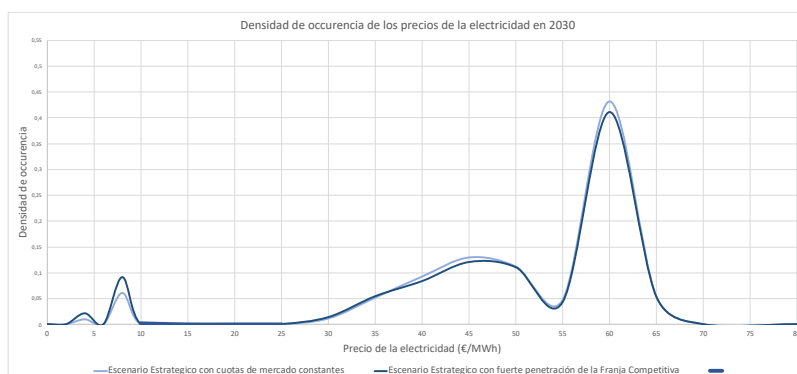


Figura 42 Curva comparativa de la densidad de ocurrencia de los precios estratégicos en 2030 en los distintos escenarios (Simulación ENERGEIA)

Tabla 23 Precios de los escenarios competitivos (Simulación ENERGEIA)

	Precio competitivo	Precio estrategico
Escenario 1	28,7 €/MWh	48,4 €/MWh
Escenario 2	28,7 €/MWh	46,2 €/MWh

No se incluyen las curvas del escenario competitivo. La cuota de mercado de los agentes no influye en los precios de este escenario, ya que no contempla la posible estrategia económica de los actores, y se supone que todos ellos ofertan su coste marginal. Para una misma capacidad total instalada, los resultados del escenario competitivo no difieren. Por ello, no tiene relación con el actor propietario.

En el segundo escenario de mayor penetración de la franja competitiva, la densidad de precios bajos es un 4% mayor. Al igual, la densidad de precios altos inferior en las mismas proporciones. El precio medio estrategico en el escenario de penetracion de la franja competitiva es 46,2€/MWh. Esto supone una reducción de aproximadamente un 5% del precio estratégico con respecto al escenario de mantenimiento de las cuotas de mercado.

Como explicado en el modelo teórico (2.4.1), los equilibrios de Nash resultantes derivan del cambio del tipo de generación ofertado por los *price takers*, es decir por las empresas no marginales. El comportamiento estratégico de los agentes tiene por efecto una inflación de precio a través de la modificación de las ofertas de generación y por ello, la modificación del balance de energía. En la tabla a continuación se presenta las variaciones de balance de energía en los escenarios estratégicos, con respecto al escenario competitivo:

Tabla 24 Variación del balance de energía con respecto al escenario competitivo (Simulación ENERGEIA)

2030	Variación de generación con respecto al escenario competitivo		Diferencia entre los escenarios
Tecnologías	Escenario 1	Escenario 2	
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%
Fuel	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	3,22%	0,42%	-2,81%
CCGT y Cogeneración	12,04%	8,10%	-3,94

Eólica	-2,25%	-1,58%	-0,67%
Solar FV	-5,98%	-3,40%	-2,58%
Solar Térmica	-2,15%	-1,24%	0,91%
Hidráulica	0,00%	0,00%	0,00%
Agentes Ext.	-40,48%	-27,56%	-12,92%

El comportamiento estratégico de los agentes supone una fuerte disminución de los intercambios con los agentes externos. Las exportaciones de energía española disminuyen ante la subida ficticia de los precios del mercado.

Al igual, la cantidad de energía renovable casada disminuye (eólica, solar térmica y solar fotovoltaica). Los agentes tienen tendencia a disminuir esta oferta, para ofertar producción de tecnología de mayor coste variable: en este caso, aumenta la cogeneración, la nuclear y el ciclo combinado. Las tecnologías renovables tienen un coste marginal próximo a cero, mientras que la nuclear y la cogeneración tienen costes marginales mayores y similares.

Cabe destacar la diferencia entre ambos escenarios. El valor absoluto de la variación es significativamente inferior en el escenario 2 de penetración de la Franja competitiva, acercándose más al escenario competitivo (competencia perfecta). Esto verifica la disminución del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes.

Se ha estudiado también cuál sería el efecto de ampliar hasta el 80% las incorporaciones de nueva capacidad renovable a la Franja Competitiva (es decir, restringiendo al 20% la nueva capacidad que podrían incorporar los operadores dominantes), obteniéndose un precio de equilibrio con comportamiento estratégico de 42,9 €/MWh, lo que pone de manifiesto la efectividad de la medida, si bien puede resultar difícil de aplicar desde el punto de vista regulatorio.

2.4.5 Emisiones primarias de contratos a plazo como paliativo al ejercicio de poder de mercado

En el caso en el que las cuotas de mercado en 2030 hayan permanecido constantes, una solución de mitigación de poder de mercado sería los contratos a largo plazo sobre los agentes estratégicos. Esta solución debería ser implantada y fomentada por las instituciones reguladoras.

Este apartado estudia posibles medidas paliativas en el primer caso. Puesto que el marco de mercado no habría logrado tender hacia una competencia más perfecta, se propone imponer contratos a largo plazo proporcionales a las cuotas de mercado en 2030 a cada agente estratégico.

El objetivo ha sido la iteración de diferentes contratos de forma a obtener un precio estratégico idéntico al del escenario de fuerte penetración de renovables presentado en 2.4.4.2.

Los contratos resultantes son contratos de venta a largo plazo en periodo base, significando que estos se aplican a lo largo de todas las horas del año:

Tabla 25 Contratos implementados en 2030 para mitigar el poder de mercado (Simulación ENERGEIA)

2030	Endesa	Iberdrola	Gas Natural
Cuotas de Mercado	20,46%	19,34%	17,65%
Contratos (MW)	2.050	1.937,56	1.768,26
Capacidad instalada (MW)	26.205	24.768	22.603
% Capacidad disponible (*)	10.147	14.095	12.617
% Capacidad inmovilizada	20,2%	13,7%	14%

(*) suponiendo disponibilidad horaria de las tecnologías renovables: 27% para la capacidad eólica, 20% para la solar fotovoltaica y 25% para la solar térmica

Como se aprecia en la Tabla 25, para lograr un escenario estratégico similar a la fuerte penetración de la franja competitiva se ha de “inmovilizar” una importante cantidad de energía a cada agente, entre 14% y 20%. Esta medida no resultaría fácil de implementar y se enfrentaría a la reticencia de los agentes involucrados. También la sostenibilidad a lo largo del tiempo de esta solución es comprometida. Esta medida de mitigación es únicamente temporal de forma a minimizar el impacto de la ejecución de poder de mercado. De cara a establecer un escenario de competencia más perfecta, la implementación de una solución a largo plazo es preferible.

2.4.6 Limitación de PPA de los agentes incumbentes

En el segundo escenario de fuerte penetración de la franja competitiva, los agentes estratégicos podrían responder a esta pérdida de poder de mercado realizando contratos de compra de energía (PPA) con estos nuevos y pequeños generadores de la franja competitiva. De esta forma, dispondrían de una mayor cantidad de energía a valorizar en el mercado eléctrico, y a través de ello incrementarían su poder de mercado.

En este caso, en 2030, los agentes estratégicos se repartirían un 50,7% de la cuota de mercado entre tres agentes. Ante la pérdida un 10% de la cuota de mercado, estos podrían responder mediante la firma de contratos. Aplicando el modelo inverso al escenario anterior, los agentes estratégicos forman contratos de compra de energía proporcionales a sus cuotas de mercado:

Tabla 26 Contratos de los agentes estratégicos sobre la Franja Competitiva (Simulación ENERGEIA)

2030	Endesa	Iberdrola	Gas Natural	Franja Competitiva
Cuotas de Mercado	15,83%	16,26%	14,77%	49,23%
Contratos (MW)	-7.301,02	-7.500	-6.811,9	21.612,9

Los resultados anteriores cobran un mayor sentido en comparación con la Tabla 25. Efectivamente, los contratos a implementar entre ambas simulaciones varían significativamente:

- En caso de no penetrar la franja competitiva, los contratos a imponer a los agentes estratégicos sumarían 5.756 MW contratados en base. Mediante esta cantidad de contratos, se recuperaría el precio estratégico del escenario base de fuerte penetración de la franja competitiva.

- Al contrario, en caso de fuerte penetración de renovables, los contratos de compra de energía a firmar por los agentes estratégicos se elevarían a - 21.612,9 MW para recuperar el poder de mercado del primer escenario.

Resultaría por lo tanto más complicado, por la importante cantidad de contratos a firmar, a los agentes estratégicos recuperar su poder de mercado en caso de fuerte penetración de la franja competitiva, que la mitigación del poder de mercado de los agentes estratégicos a través de contratos a largo plazo en caso de mantenimiento de las cuotas de mercado.

Este estudio competitivo resalta la necesidad de implementar nuevos tipos de contratos de forma a incentivar la instalación de capacidad renovable por parte de nuevos actores. En caso de cumplirse esto, la recuperación del poder de mercado por estos agentes se vería dificultado y por lo tanto las bases de un mercado más perfecto quedarían implantadas. Al contrario, en caso de no cumplirse este escenario, existen medidas de mitigación. Las medidas abordadas en este estudio son de carácter temporal y a corto plazo únicamente.

Un fuerte cambio se va a producir en el mercado eléctrico en el horizonte 2030, mediante la instalación de 60 GW renovables, con respecto a un parque actual de 98,7 GW. A estos 98 GW se le ha de restar el desmantelamiento del carbón y de las nucleares, perdiendo así los actores históricos una importante cuota de mercado. Esta remodelación del parque resulta una oportunidad para el establecimiento de un escenario competitivo más variado de forma a mitigar el fuerte poder de mercado de los agentes históricos.

Como resulta en las simulaciones, el ejercicio de poder de mercado es inherente al mercado eléctrico actual por su composición. Las consecuencias de este ejercicio de poder resultan en una subida de precios para el consumidor y en la activación de tecnologías térmicas. La penetración de contratos como los PPAs o subastas de remuneración constante de energía, como las que ha habido en Portugal, pueden fomentar este escenario competitivo variado. Este estudio competitivo complementa las simulaciones anteriores aportando un matiz sobre la propiedad de las nuevas capacidades renovables.

Puesto que el Plan Nacional prevé la instalación de nuevas capacidades, el estudio de la propiedad resulta interesante. El mercado eléctrico es un mercado de intercambio de demanda y oferta que se regulará de forma natural. Sin embargo, este estudio indica cuales serian las pistas evolutivas más adecuadas.

3. Conclusiones y Recomendaciones

3.1 Conclusiones y recomendaciones

Hallar un diseño y mix óptimo del sistema eléctrico es un imperativo, de forma a crear una serie de señales económicas e institucionales favorables al cumplimiento de los objetivos medioambientales y compatibles con la sostenibilidad, viabilidad y factibilidad de la red.

Este proyecto se ha situado en línea con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, estudiando en una primera parte los requerimientos del sistema eléctrico y la evolución tanto del parque generador español como la demanda eléctrica en 2030. Por una parte, se han fijado los objetivos de instalación de 60 GW renovables, divididos entre las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y solar térmica. Por el lado de la demanda, se han estudiado los efectos de las políticas de electrificación en los diferentes sectores y la mejora de eficiencia de las máquinas eléctricas.

La simulación del escenario a 2030 ha planteado el impacto de estos cambios evolutivos tanto por parte de la oferta como de la demanda, de forma a emitir conclusiones sobre el mix de generación planteado por el Ministerio.

El estudio previo a las simulaciones del mercado es un estudio de fiabilidad y garantía de suministro. Los objetivos de descarbonización se han de cumplir, pero no a costa de cortes o fallos en el sistema. El indicador pertinente para este estudio es el índice de cobertura⁵. Estos índices, históricamente, se encuentran entorno a [1,1 ; 1,3]. En el horizonte 2030, se observa como estos índices se separan inversamente: aumentando en verano a valores muy superiores a 1 (en torno a 1,6) y inferiores a 1 en invierno. Esto releva un posible desequilibrio en el parque generador de 2030. El parque podría no contar con la suficiente capacidad disponible para responder a los picos de demanda en invierno. Al contrario, en verano, la capacidad disponible excede significativamente al pico de demanda. Estos resultados podrían augurar una dependencia energética en 2030 para afrontar los picos de demanda en invierno, a solventar a través de las interconexiones, o a su defecto posibles cortes en el suministro.

Como cabía esperar, las simulaciones auguran un hundimiento de los precios debido a la fuerte penetración de renovables y al desmantelamiento de las centrales térmicas nucleares y de carbón. La caída del precio medio simulada resulta en un 33%. El peligro reside tanto en la depresión como en el cambio del perfil horario de la curva precios. En la tabla a continuación se presentan los spreads máximos y mínimos de la curva media de precio horario con respecto a la media:

⁵ El índice de cobertura se define en invierno y en verano como el cociente entre la demanda máxima y la capacidad disponible.

Tabla 27 Spreads máximos y mínimos de los precios medios horarios con respecto al precio medio (Elaboración propia en base a datos históricos y simulación E-PRYCE)

	Spread mínimo	Spread máximo
2018	-78,74%	50,85%
2030	-15,53%	10,34%

A la bajada de los precios, se suma un aumento de su volatilidad. El perfil de la curva de precios diarios (en €/MWh) adopta un perfil más variable, siendo entonces muy significativo las horas de operación de las tecnologías. La eólica consigue mantener su rentabilidad, al operar también en las horas nocturnas de precios mayores. Al contrario, la energía solar obtiene un índice de captura inferior al 50% del precio medio del mercado, peligrando fuertemente su rentabilidad, con respecto a las remuneraciones actuales.

Por otra parte, los resultados de las simulaciones resaltan la incapacidad del mercado en 2030 a integrar la totalidad de capacidad renovable, con la creación de 14 TWh de vertidos eólicos y solares, con respecto a un total producible de 226 TWh. Se tira por lo tanto un 6,3% de la energía renovable producible. La creación de vertidos, por una parte, en relación con el decrecimiento de los índices de cobertura, suponen un mix inadaptado para la demanda calculada. Esto indica que se vierte energía en ciertas horas, sin embargo, el parque tampoco sería capaz de abastecer ciertos picos de demanda.

Para una demanda peninsular de 270 TWh en 2030, el sistema sería capaz de integrar correctamente una capacidad renovable total de 95 GW. Sin embargo, el PNIEC prevé en 2030 un parque renovable en torno a 105 GW. 95 GW de capacidad renovable es el punto de inflexión a partir del cual, el sistema no es capaz de integrar correctamente las renovables. Un 40% de la producción de cada megavatio de capacidad adicional renovable instalada, a partir del punto de inflexión, se vierte en el sistema. Un ajuste de las previsiones de capacidad a instalar puede ser recomendable.

Por otra parte, la demanda puede aportar también soluciones a la problemática de los vertidos renovables. Mediante el impulso gubernamental de campañas de sensibilización se podría lograr una flexibilidad del 20%. Este objetivo permanece dentro de límites razonables suponiendo que los industriales aportan en torno a un 10-15% de flexibilidad. Al modificar el perfil histórico de la demanda a la curva de generación neta en 2030, se obtiene un perfil de consumo diferente, privilegiando el consumo en las horas diurnas de fuerte producción solar. Al disminuir el hueco térmico, los resultados de la simulación de una demanda flexible arrojan conclusiones y externalidades positivas:

- Disminución de la generación de los ciclos combinados: estos se activaban previamente en las horas nocturnas de poca penetración renovable y alta demanda. Se asegura de esta forma un mejor cumplimiento de los objetivos de emisiones.
- Disminución de los vertidos renovables en un 37%, se logran un mejor aprovechamiento de las instalaciones renovables
- Disminución del precio y en consecuencia aumento de las exportaciones: el esfuerzo del desplazamiento del consumidor se ve beneficiado por un alivio de la factura eléctrica.
- El precio capturado por las tecnologías solares aumenta.

Las aportaciones de la demanda flexible resultan beneficiosas tanto para el sistema, en términos de un balance de potencia con menos vertidos y menos activación de térmica, menores precios para el consumidor y mejor retribución de las tecnologías solares.

A continuación, se ha querido incorporar al estudio una perspectiva competitiva. El estudio hasta este punto realizado supone un mercado perfecto, donde cada agente oferta a su coste marginal. Este planteamiento ideal de mercado no es realista. Las características del mercado eléctrico regulado han permitido hasta a los actores históricos un fuerte dominio sobre el mercado. Ante la perspectiva de instalación de renovables, y por lo tanto una importante remodelación del parque eléctrico, aparece oportunidades de entradas a nuevos competidores.

La remodelación del parque generador supone una oportunidad de crear un escenario pro-competitivo en el mercado eléctrico. En este sentido, el regulador debe fomentar la entrada de nuevos competidores. La aparición de los PPA y las subastas de energía son ejemplos de contratos a los cuales estos pequeños generadores pueden tener acceso. También, propuestas como las de la CNMC de subastar las conexiones eléctricas de las centrales térmicas que cierran van en esta misma línea.

Efectivamente, estas entradas tienen un efecto muy positivo sobre el mercado en el horizonte 2030. El aumento de la cuota de mercado de la Franja Competitiva limita el ejercicio del poder de mercado de los grandes actores. La incitación de estos a elevar el precio es un 5% menor en un escenario más pro-competitivo. La entrada de nuevos competidores permite aproximar el precio medio estratégico al competitivo y limitar la capacidad de los actores históricos a elevar el precio.

En caso de no entrar nuevos competidores y mantener las cuotas de mercado actuales, la solución propuesta de cara a mitigar el poder de mercado consistiría en imponer 5.000 MW en carga base a los actores de mayor poder de mercado. Estos contratos replicarían un escenario pro-competitivo en el cual la franja competitiva hubiese logrado una fuerte penetración. Sin embargo, esta solución no es sostenible a largo plazo, quedando las cuotas de mercado fijadas.

Al contrario, en caso de penetrar la franja competitiva y disminuir el poder de mercado de los actores históricos⁶, la recuperación de este poder se ve fuertemente limitada. En el caso opuesto, los actores históricos deberían firmar contratos con la franja competitiva de forma a controlar un mayor volumen de energía en el mercado. Sin embargo, estos deberían firmar 21.000 MW con la Franja competitiva de forma a replicar el poder de mercado que poseen actualmente.

Esta cifra de contratos es significativamente superior a los 5.000MW de contratos que se deberían imponer a los actores históricos en el caso contrario.

Cabe resaltar también que el ejercicio del poder de mercado deriva en modificaciones de balance de generación. En el escenario anticompetitivo de mantenimiento de las cuotas de mercado disminuye la generación renovable, de

⁶ El termino *actores históricos* o *grandes actores* se refiere a los grandes generadores actuales en España, en este caso, Iberdrola, Gas Natural y Endesa. Sería más apropiado utilizar la denominación recogida en la legislación española de "operador dominante", que son aquellos con una cuota de mercado superior al 10%.

coste variable próximo a cero, en un 5%, a favor de tecnologías más caras como la cogeneración, nuclear o los ciclos combinados. Las exportaciones de energía disminuyen fuertemente en un 40% ante la subida de los precios.

Una vez el parque generador establecido, solo se pueden aplicar medidas paliativas al ejercicio de poder de mercado. Este poder tiene consecuencias tanto en el precio como en el balance de energía, incrementando los precios y activando tecnologías térmicas en vez de renovables, en contra de los objetivos ambientales. Ante la instalación de 60.000 MW adicionales en el horizonte 2030, se presenta la oportunidad de establecer un escenario pro-competitivo, impulsado por la regulación del mercado.

En conclusión, el Plan del Ministerio cumple con los objetivos medioambientales fijados, tanto de reducción de emisiones como de penetración de renovables. Sin embargo, estas simulaciones dejan entrever pistas de mejora para la mejor integración de las energías renovables en España en 2030 mediante de un ligero ajuste de la capacidad renovable instalada, medido a través de la curva de saturación de vertidos renovables, y la estimulación de la una demanda flexible.

La garantía de suministro peligra en los picos de demanda de invierno. La solución a esta problemática supone la presencia de tecnología flexible en el parque. La capacidad de ciclos combinados instalada en el parque generador es elevada, a la vez que emisora de CO₂. Por lo que no se recomienda una instalación adicional. Ante la falta de madurez tecnológica de las formas de almacenamiento, la única forma de asegurar el suministro, manteniendo la independencia energética, aparece como un desmantelamiento más progresivo de las tecnologías nucleares. Esto no limitaría a los objetivos de emisiones, sin embargo, disminuiría la penetración de renovables.

Con respecto a la retribución de las renovables, y en particular de la solar, se prevé una fuerte caída del índice de captura. Sin embargo, la subasta de Julio de 2019 de Portugal ha batido un record histórico de 20 €/MWh. Las simulaciones de E-PRYCE y ENERGEIA prevén una retribución en torno 18€/MWh. Se ha verificado que la disminución de los vertidos renovables y la demanda flexible contribuyen al aumento de esta retribución. Los inversores han de prever el riesgo asociado a la instalación y el regulador ofrecer garantías a estos.

Este nuevo dibujo del parque generador español permite la entrada de nuevos competidores. Esta oportunidad ha de ser aprovechada para la mitigación del ejercicio de poder de mercado de forma a tender hacia un mercado más perfecto y limitar el ejercicio de poder de mercado.

El objetivo es crear un mercado revelador del precio real de la generación de energía en beneficio tanto del consumidor como del generador.

3.2 Limitaciones y futuros estudios

Las limitaciones encontradas residen ante todo en la definición de los escenarios en los programas. El programa E-PRYCE resulta muy útil a la hora de simular el mercado en el horizonte 2030, sin embargo, no permite modificaciones en los

perfiles horarios. Al contrario, el programa ENERGEIA permite este desglose horario. Sin embargo, el programa resulta ser estático y muy sensible a los parámetros introducidos.

Prever el futuro es una problemática complicada, aunque resulta útil tanto para el regulador, de forma a componer una estructura correcta de mercado, a los inversores, de forma a entender y minimizar su riesgo, y a la demanda, para entender y optimizar su consumo.

En este sentido, este trabajo ofrece múltiples líneas de estudios futuros complementarios:

- Al tener una fuerte composición de tecnologías renovables, una parte significativa de la energía es variable y sometida a una fuerte incertidumbre. Resultaría pertinente la realización de un estudio conjunto de los posibles escenarios hidráulicos, de viento y de sol, de forma a someter al sistema a diferentes escenarios de estrés de recursos, o, al contrario, abundancia de recursos. Los tres recursos renovables con sus diferentes disponibilidades crean una multiplicidad de escenarios, con consecuencias sobre el precio y el balance de generación del sistema.
- El estudio de la integración de renovables y del mix óptimo de tecnologías depende de la demanda introducida, en este caso 270 TWh de demanda eléctrica peninsular. Estos estudios son muy sensibles al valor de la demanda, pudiendo cambiar significativamente antes valores más elevados. Un análisis de sensibilidad de estos resultados a cambios en la previsión de demanda eléctrica resultaría pertinente.
- Un estudio más detallado de las interconexiones sería recomendable con el fin de poder incorporarlas de manera más fiable al estudio, y obtener resultados más precisos

La complejidad del problema planteado reside en la multiplicidad de hipótesis planteadas y la fuerte sensibilidad de los resultados a los inputs introducidos.

4. Bibliografía

- [1] Comisión de Expertos , «Escenarios de Transición Energetica: Análisis y propuestas para la descarbonización».
- [2] Economics for Energy, «Escenarios para el sector energetico en España 2030-2050».
- [3] A. A. González, «Un modelo energético sostenible para España en 2050,» Cuadernos de la Energia.
- [4] N. Fabra y J. F. Utray, «Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos,» *CUADERNOS ECONOMICOS DE ICE N.o 79*.
- [5] Red Eléctrica Española, «Evolución de la potencia instalada peninsular,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3001>.
- [6] Red Eléctrica Española, «Evolución de la estructura de la generación peninsular,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3003>.
- [7] Ministerio para la Transición Ecologica, «Plan Nacional Integrado de Energia y Clima (PNIEC) 2021-2030,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>.
- [8] Instituto de Investigación Tecnológica, «El sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas,» 2019.
- [9] El Pais, «El Gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central nuclear,» 2019. [En línea]. Available: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html.
- [10] D. P. Interviewee, *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, *UT Energy Week*. [Entrevista]. 5 February 2019.
- [11] Bloomberg, «New Energy Outlook Finance 2018,» Bloomberg NEF, June 2018.
- [12] K. Beckman, «Energy Post,» 2016. [En línea]. Available: <https://energypost.eu/kic-innoenergy-solar-pv-will-one-lowest-cost-electricity-sources-europe/>.
- [13] Comisión Europea, «Estrategias y objetivos climaticos,» 2019. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es.
- [14] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2018».
- [15] Red Electrica Española, «Servicios de Ajuste e intercambios internacionales,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/servicios-de-ajuste-del-sistema-avance-2018><https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/servicios-de-ajuste-del-sistema-avance-2018>.
- [16] ENTSO-E, «TYNDP 2018 Executive Report Appendix,» 2018. [En línea]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP18%20Exec%20Report%20appendix.pdf>.

- [17] ENTSO-E, «TYNDP 2018 Executive Summary: Connecting Europe,» 2019. [En línea]. Available: https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf.
- [18] Eurostat, «Eurostat,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=tec00001&language=en>. [Último acceso: Febrero 2019].
- [19] Red Eléctrica Española, «Demanda eléctrica peninsular,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>.
- [20] Odyssee Mure, «Sectoral Profile Households - Energy Consumption per dwelling,» [En línea]. Available: <http://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/households/>. [Último acceso: 31 Junio 2019].
- [21] IDAE, «Análisis del consumo energético del sector residencial en España,» 2011.
- [22] M. Rúa, «Informes de la Construcción, Vol 64, 527, 307-318,» Julio 2012. [En línea]. Available: <http://informesdelaconstruccion.revistas.csic.es/index.php/informesdelaconstruccion/article/view/2180/2488>. [Último acceso: 2019 Junio 30].
- [23] A. L.-P. Fernández, «Evaluation and Design of Sustainable Energy Policies: An Application to the Case of Spain,» Madrid, 2014.
- [24] Instituto Nacional de Estadística, «Población residente en España,» [En línea]. Available: <http://www.ine.es/jaxi/Tabla.htm?path=/t20/p278/p01/2018-2068/pob/10/&file=01000.px&L=0>. [Último acceso: Junio 2019].
- [25] ICF International, «Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry from possible Policy Mechanisms,» 2015.
- [26] Pöyry, Governo de Portugal, «Portuguese Solar PV Auction,» Junio 2019.
- [27] Fortia Energía, «Historicos horarios de la Demanda Eléctrica Peninsular del P48 (2008-Actual).»
- [28] ENTSO-E, «TYNDP Scenario Report,» 2018. [En línea]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf.
- [29] J. T. Molina, Interviewee, *Reunión*. [Entrevista]. Julio 2019.
- [30] Fortia Energía, «Historicos horario del precio de la electricidad en el Mercado Diario Español (2008-2019).»
- [31] J. Lazar, «Teaching the "Duck" to fly,» RAP Energy Solutions, 2016.
- [32] Comisión Nacional de la Competencia, «Expendiente C-0098/08 GAS NATURAL/UNION FENOSA,» 2009.
- [33] M. A. D. Frutos y N. F., «How to allocate forward contracts: The case of electricity markets,» *doi:10.1016/j.eurocorev.2011.11.005*, 2012.
- [34] Unión Española Fotovoltaica (UNEF), «Los Acuerdos de Compra Venta de Energía (Power Purchase Agreement - PPA),» Marzo 2018.
- [35] P. L. «Algunas reflexiones sobre los mercados de capacidad,» Economics for Energy Blog, 2018. [En línea]. Available:

- <https://economicsforenergy.wordpress.com/2018/02/14/ algunas-reflexiones-sobre-los-mercados-de-capacidad/>.
- [36] S. B. Cienfuegos-Jovellanos, «Un mecanismo de capacidad para el Mercado Ibérico,» Cuadernos de Energía.
 - [37] L. d. F. Naranjo, «Simulaciones del Plan Nacional Integrado de Energia y Clima 2025 y 2030: La relevancia del comportamiento estrategico,» Madrid, 2019.
 - [38] T. Diaz, «Portugal adjudica plantas solares a la mitad de precio del mercado eléctrico,» *El Economista*, 29 Julio 2019.
 - [39] «La CNMC propone subastar las conexiones eléctricas de las centrales que cierren,» *Cinco Dias*, 6 Junio 2019.
 - [40] Ministerio de Fomento, «ERESEE 2017,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_building_renov_2017_es.pdf.
 - [41] Fortia Energia, «Historicos horario de la generación eolica peninsular del P48 (2013-Actual)».
 - [42] Fortia Energia, «Historicos horario de la generación electrica solar fotovoltaica del P48 (2014-Actual)».
 - [43] Fortia Energia, «Historicos horario de la generación eléctrica solar térmica del P48 (2014-Actual)».
 - [44] N. Fabra, «Tambien es Economia cuando hablamos de renovables,» 2018.
 - [45] Enel, «Electrify 2030: Electrification, industrial value chains and opportunities for a sustainable future in Europe and Italy».
 - [46] Magnus Commodities, «El Fenómeno del PPA en España,» [En línea]. Available: <https://www.magnuscmd.com/es/el-fenomeno-del-ppa/>.
 - [47] J. Roca, «Las energías renovables podrán participar en el mercado de capacidad británico,» *El Periodico de la Energía*, 16 Agosto 2018.
 - [48] S. P. o. E. Consumption, «Odyssey,» 2019. [En línea]. Available: <http://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/services/services-eu.pdf>. [Último acceso: Marzo 2019].
 - [49] ENTSO-E, «TYNDP 2018 Regional Insight Report: North South Interconnections West,» 2019. [En línea]. Available: https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/PCI%20Region/ENTSO_TYNDP_2018_NSI_WEST.pdf.

5. Anexos

5.1 Anexo 1: Cálculo de la demanda eléctrica futura de los sectores industriales

Table ES1.3 Economic and technical saving potential of industrial final energy consumption

Sector		BAU energy consumption (MTOE/yr)	Economic potential – 1 (MTOE)	Economic potential – 2 (MTOE)	Technical potential (MTOE)
Pulp and paper	2030	37.3	1.1 (2.9%)	1.4 (3.8%)	7.2 (19%)
	2050	32.9	1.9 (5.8%)	2.3 (7.1%)	5.5 (17%)
Iron and steel	2030	67.5	2.9 (4.3%)	3.1 (4.6%)	16.3 (24%)
	2050	72.8	6.2 (8.6%)	6.8 (9.4%)	18.9 (26%)
Non-metallic mineral	2030	36.9	1.2 (3.3%)	1.3 (3.6%)	7.1 (19%)
	2050	36.1	2.4 (6.6%)	2.6 (7.2%)	6.3 (18%)
Chemical and pharmaceutical	2030	66.4	2.6 (4%)	3.2 (4.9%)	16.5 (25%)
	2050	80.1	6.4 (7.9%)	7.4 (9.3%)	17.8 (22%)
Non-ferrous metal	2030	8.6	0.5 (5.5%)	0.5 (5.8%)	1.9 (22%)
	2050	7.8	0.9 (12%)	1.0 (12.7%)	1.6 (21%)
Petroleum refineries	2030	42.5	1.7 (4.0%)	1.9 (4.5%)	10.6 (25%)
	2050	36.7	3.1 (8.5%)	3.5 (9.5%)	8.3 (8.3%)
Food and beverage	2030	26.4	1.4 (5.2%)	1.7 (6.5%)	6.8 (26%)
	2050	23.5	2.4 (10.1%)	3.2 (13.5%)	5.7 (24%)
Machinery	2030	19.8	1.0 (5.2%)	1.3 (6.5%)	5.3 (27%)
	2050	19.0	2.0 (10.5%)	2.5 (13.3%)	4.8 (25%)

Tabla 28 Mejoras de eficiencia según las industrias [25]

Cálculo de la demanda energética industrial:

	VAB en 2015 (M€)	Intensidad energética de la industria	Mejora eficiencia	Crecimiento estancado (1% anual)
Industrial minería, construcción y materiales	97.296	1,35	4,30%	145.936
Industria química	9.517	3,44	4,00%	36.488
Otras industrias	125.473	0,45	5,20%	62.143
Sector primario	25.749	1,13	5,20%	32.023

5.2 Anexo 2: Cálculo de la demanda eléctrica futura del sector residencial

Consumo de energía residencial en 2015 (elaboración propia a partir de datos de Odyssee Mure) :

Uso residencial	2015 (TWh)
Iluminacion y electrodomesticos	51,52
<i>Iluminación</i>	8,22
<i>Electrodomesticos</i>	43,30
Cocina	12,49
Aire Acondicionado (AA)	1,64
Agua Caliente Sanitaria (ACS)	27,51
Calefacción	85,71
Total	178,87

Cálculo de la eficiencia promedio de los equipos (elaboración propia a partir del informe del proyecto Sech-Spahousec)

Hogares equipados con ACS	17.178.990
Hogares equipados con calefaccion	15.481.387

		Penetracion	Numero de hogares	Eficiencia
Calefacción	Caldera normal	50%	7.740.694	92%
	Calefactor electrico	23%	3.560.719	100%
	Radiado/convector electrico	23%	3.560.719	100%
	Bomba de calor reversible	21%	3.251.091	365%
	Caldera de condensacion	1%	154.814	98%
	Calefactor portatil no electrico	5%	774.069	100%
	Bomba de calor no reversible	1%	154.814	365%
	Otros	8%	1.238.511	91%
	Promedio			141%

ACS	Caldera de condensación	1%	171.790	98%
	Caldera colectiva	6%	1.030.739	90%
	Termo electrico	29%	4.981.907	91%
	Caldera individual	61%	10.479.184	92%
	Promedio			92%

AA	Promedio (COP bomba)	365%
----	-----------------------------	-------------

Iluminación	Numero de hogares en 2015	18.346.000
	Poblacion española 2015	46.620.000
	PIB per capita en 2015	23.300
	Megalumeshora / capita al año	9,15
	Megalumenes hora	426.687.040

Se considera un crecimiento del 1,5% de PIB y se extraen datos de la población española del Instituto Nacional de Estadística:

PIB 2015 (Meuros)	1.081.165
PIB 2030 (Meuros)	1.242.771
Crecimiento en %	15%

Hogares en 2015	18.346.000
Hogares en 2030	20.017.505
Poblacion en 2030	48.731.578
PIB per capita en 2030	25.502

Se obtienen las demandas energéticas en 2030:

	Elasticidad renta	2015	2030
Calefaccion (GWh calor)	0,9	120.494	136.704
ACS (GWh de ACS)	1,9	25.206	32.364
AA (GWh de AireAcond)	12,6	5.993	17.279
Iluminacion (Glumenes hora)	-	426.687	714.286

A partir de la demanda energética se calculan los consumos finales, y por último la demanda eléctrica en 2030 suponiendo un grado de electrificación:

Calefacción	GWh	97.245,92
ACS	GWh	35.317,15
AA	GWh	4.733,94
Iluminación	GWh	13.758,84
Electrodomesticos	GWh	47.241,31
Total		198.297

Grado de electrificacion	61%
Consumo electrico (GWh)	120.961

5.3 Anexo 3: Cálculo de la demanda eléctrica futura del sector servicio

Se computa en un primer lugar la intensidad energética del sector residencial. Mediante datos extraídos del INE [24] (intervalo de superficie de viviendas y número de viviendas) se calcula la superficie total residencial en España: 1722,3 km².

Según ERESEE de 2017 publicado por el Ministerio de Fomento [40], el consumo del sector servicio en 2015 fue 116,73 TWh. El consumo del sector residencial fue 173,1 TWh.

La intensidad energética del sector residencial es:

$$\frac{\text{Consumo residencial}}{\text{Superficie residencial}} = \frac{173,1 \text{ TWh}}{1722,3 \text{ km}^2} 100,4 \text{ kWh/m}^2$$

Según [2], en Europa el sector servicios representa un tercio de la superficie residencial, y a su vez, es un 70% más intensivo en energía.

Se calcula la intensidad del sector servicio:

Método 1:

$$1,7 * 100,4 \text{ kWh/m}^2 = 170,5 \text{ kWh/m}^2$$

$$\frac{\text{Consumo servicio}}{\text{Intensidad energetica servicio}} = \frac{116,73 \text{ TWh}}{170,5 \text{ kWh/m}^2} = 685 \text{ km}^2$$

Método 2:

$$\frac{1722,3 \text{ km}^2}{3} = 574 \text{ km}^2$$

Se establece el promedio entre ambos resultados. La superficie del sector servicio es: 630 km².

La intensidad energética del sector servicio:

$$\frac{116,73 \text{ TWh}}{574 \text{ km}^2} = 185 \text{ kWh/m}^2$$

Se extrae de [1], el consumo energético del sector servicio desgranado en función de los usos finales

Usos finales	TWh
Calefacción	39
ACS	3
AA	24
Iluminación	25
Otros	26
Total	117

Suponiendo las eficiencias calculadas para el sector residencial, se calculan las demandas energéticas en 2015. Con las elasticidades renta y suponiendo un crecimiento del PIB del 1% anual, se obtienen las demandas energéticas en 2030:

	Elasticidad renta	2015	2030
Calefaccion (GWh de calor)	0,2	54.825	56.464
ACS (GWh de ACS)	0,3	2.749	2.872
AA (GWh de AireAcond)	0,4	87.600	92.838
Otros (km2)	0,4	630	668
Otros (GWh)	-	51.000	54.049

Se supone un grado de electrificación del sector servicios del 50%:

Calefacción (GWh)	40.166
ACS (GWh)	3.135
AA (GWh)	25.435
Otros (GWh)	54.049
Total (GWh)	122.785

Grado de electrificacion	50%
Demanda electrica	61.392

5.4 Anexo 4: Previsiones del Plan Integrado de la Energía y el Clima para 2030 [7]

El PNIEC, en su escenario objetivo para 2030 establece las siguientes previsiones. En 2030, se espera el siguiente balance de energía:

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo* (GWh)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	49.325	60.521	92.053	116.110
Solar fotovoltaica		15.132	42.118	66.373
Solar termoelectrica	13.860	4.968	13.953	22.578
Hidráulica	28.140	28.282	28.663	29.045
Bombeo	3.228	4.690	5.610	8.369
Biogás		447	482	897
Geotermia	982	0	94	188
Energías del mar		0	59	74
Carbón		47.195	15.094	0
Ciclo combinado		32.800	15.304	34.922
Cogeneración carbón		76	0	0
Cogeneración gas	122.415	24.054	20.603	15.566
Cogeneración productos petrolíferos		2.065	1.425	697
Fuel/Gas		5.372	4.700	4.029
Cogeneración renovable		862	1.192	1.556
Biomasa	5.766	3.991	5.605	10.714
Cogeneración con residuos		96	93	84
Residuos sólidos urbanos		605	783	1.447
Nuclear	57.305	57.686	57.686	24.800
Total	281.021	288.843	305.518	337.448

* La generación de las tecnologías Hidráulica, Bombeo puro y Bombeo mixto se engloba en generación Hidráulica y Bombeo

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

La demanda eléctrica nacional queda entonces en 2030:

Tabla A.21. Balance eléctrico del Escenario Objetivo

Balance eléctrico del Escenario Objetivo (GWh)				
Año	2015	2020	2025	2030
Generación eléctrica bruta	281.021	288.843	305.518	337.448
Consumos en generación	-11.270	-11.229	-10.255	-10.143
Generación eléctrica neta	269.751	277.614	295.264	327.305
Consumos en bombeo	-4.520	-6.354	-7.548	-11.132
Exportación	-15.089	-12.951	-28.351	-39.987
Importación	14.956	9.055	12.638	8.225
Demanda en barras de central	265.098	267.365	272.003	284.412
Consumos en sector transformación de la energía	-6.501	-7.070	-6.545	-6.195
Pérdidas en transporte y distribución	-26.509	-24.852	-24.994	-25.622
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	232.088	235.443	240.463	252.594

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

5.5 Anexo 5: Curvas de demanda residual aplanadas

Se han extraído de la base de datos de Fortia Energía los siguientes datos horarios para el año 2018:

- Demanda eléctrica horaria peninsular del P48 en 2018 [27]
- Generación eléctrica eólica horaria peninsular del P48 en 2018 [41]
- Generación eléctrica solar fotovoltaica horaria peninsular del P48 en 2018 [42]
- Generación eléctrica solar térmica horaria peninsular del P48 en 2018 [43]

A partir de estos datos históricos, se han escalado los datos de generación y demanda horaria en 2030:

	Datos 2018	Datos 2030
Demanda eléctrica anual (TWh)	254,18	270,77
Potencia eólica instalada (MW)	23.507	49.576
Potencia solar FV instalada (MW)	4.714	34.359
Potencia solar térmica instalada (MW)	2.304	6.447

A partir de los datos escalados a 2030, para cada hora, se ha computado la demanda residual según la siguiente ecuación:

$$Demanda\ residual = Demanda\ electrica - Eolica - Solar\ FV - Solar\ Termica$$

A partir de la demanda residual horaria, se ha calculado el perfil horario mensual medio de la demanda residual. Suponiendo un 20% de flexibilidad sobre la demanda eléctrica total, se han aplanado las curvas mensuales horarias de la demanda residual, manteniendo constante la energía consumida. Tras aplanar la demanda residual, se han vuelta a sumar los perfiles de generación renovables, obteniéndose un nuevo perfil de demanda eléctrica horaria mensual media. Los resultados se muestran en la tabla a continuación:

MESES	HORAS DEL DIA											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
EN	29049,4712	28628,7616	28270,7891	27767,1212	27630,466	27651,2252	27761,3798	27843,367	28176,4635	31657,3497	36989,9486	41076,1111
FEB	28199,6606	27935,2605	27788,3457	27790,5034	27707,7566	27884,2142	28101,9943	28145,0503	29625,6022	34650,9921	40757,1475	45703,6703
MAR	28191,1	27708,093	27204,238	26869,4964	26544,6157	26442,1161	26557,9661	26827,0788	29384,3311	34066,0691	38273,1707	40467,3467
ABR	23628,839	23403,2737	23132,435	22711,9537	22352,55	22206,4703	22161,9491	22779,4568	24768,6366	30204,9855	36309,9073	39885,8048
MAY	22442,4446	21951,9294	21569,7283	21209,048	20688,4601	20351,0402	20003,4188	21723,2379	24608,6497	30925,6489	36589,4787	39307,8294
JUN	23113,0143	22551,5359	21971,6243	21427,8031	20871,2776	20445,2159	20510,4347	22168,5267	25126,2954	31610,8114	37371,5016	40525,0426
JUL	24307,8143	23753,484	23162,6194	22578,9828	21962,6429	21434,5835	21506,9921	22852,824	24586,0834	32244,1385	38741,3876	42572,7352
AGO	25473,7545	24690,8178	23924,8132	23137,5704	22341,0258	21738,8916	21203,8459	22271,6299	23755,5285	30427,355	38164,5523	41940,8572
SEPT	22416,5695	22087,2605	21470,7854	20950,8196	20457,7875	19994,3824	19404,5375	20272,8062	20401,6006	26510,7213	34043,2545	38496,7261
OCT	24454,5066	24179,6654	23993,7156	23834,0176	23681,2625	23620,6627	23645,9565	23651,9278	24265,1915	28482,1086	34226,1449	38609,4906
NOV	27250,5142	27283,4617	27334,8464	27351,2841	27343,5901	27184,1177	27085,7199	26942,634	28171,457	32310,6849	36638,5003	39579,2557
DIC	27071,4262	27033,6349	26955,8004	26828,1385	26734,3738	26563,5522	26396,4469	26303,8262	26683,1638	30221,0325	35463,4193	39427,0939

MESES	HORAS DEL DIA											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
EN	43063,6756	43758,0503	42801,5696	41380,2263	38076,2828	32755,3198	29357,1754	29651,851	30047,7049	29606,2476	29098,5124	28928,0112
FEB	47387,8881	47673,359	46619,0775	45219,1478	43033,9013	37271,8854	31320,7753	30669,1959	31437,3185	30946,3332	29475,3671	29184,7622
MAR	41341,6121	41830,8911	41273,6809	40002,9553	38581,0576	36156,8891	32474,1352	29702,8837	28901,3779	28844,7441	28621,2545	28015,1841
ABR	40884,9732	40950,5198	40207,0277	39050,4513	38182,1353	37202,4159	34488,7024	29906,0479	25356,0717	26974,7346	25234,8186	23776,9147
MAY	39866,9581	40056,7086	39079,1862	37942,6511	37202,1657	36576,483	34867,799	30956,3244	26170,7448	25513,953	24588,6703	22531,2861
JUN	41353,2561	41664,8803	40950,0376	40045,2585	39505,2698	39127,7878	37921,519	33745,8253	28587,6828	25681,1917	25300,1579	23539,7461
JUL	43773,3145	44422,6747	43879,8569	43049,0756	42658,4117	42254,759	41020,2496	36875,1636	31051,8671	27112,7823	26801,4407	25076,0657
AGO	43228,1618	44191,4278	43998,0404	43150,4003	42695,0464	42170,319	39042,3326	34410,5608	29002,0986	27786,8568	26835,2599	26195,2929
SEPT	40197,5604	41065,2133	40599,3752	39430,5011	38326,4587	36849,4525	33128,721	27292,7358	23911,9294	24285,4022	23709,5577	23108,9761
OCT	40146,7124	40317,8336	39478,768	38440,5712	37710,5341	35098,6986	30339,5072	25814,0794	26798,7604	26125,8762	24698,7592	24355,2544
NOV	41128,9824	41518,3574	40318,6631	37999,9378	33700,8988	28683,9587	27753,9573	28449,0749	28621,495	27897,155	27298,1262	27368,2941
DIC	40429,4914	40397,2612	39392,1778	38239,0692	34176,7964	28435,8856	27593,1021	28034,9242	28260,1892	27790,6927	27155,4253	27108,7565

5.6 Anexo 6: Gestionabilidad y viabilidad del escenario planteado: Modelo Excel

	AÑO															
Balanza de Energía GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidráulica	42.995	31.274	39.246	20.696	35.112	26.854	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000	37.000
Solar térmica	54.781	54.682	56.939	-	53.198	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682	55.682
Carbón	41.058	50.755	35.011	42.222	34.882	28.815	20.941	7.640	6.791	5.941	3.818	3.818	1.696	1.271	423	211
Ciclo combinado	21.121	25.035	25.463	33.648	26.403	35.161	25.494	30.298	23.215	13.338	7.481	235	-3.863	808	6.853	12.285
Eólica	50.637	47.716	47.298	47.508	48.946	47.880	58.252	63.719	69.185	77.522	83.199	88.875	94.552	100.228	105.905	111.581
Solar fotovoltaica	7.803	7.845	7.579	8.001	7.374	7.963	13.046	17.832	22.818	27.405	32.191	36.878	41.764	46.550	51.337	56.123
Geotérmica	4.959	5.085	5.245	5.424	5.603	5.782	5.961	6.140	6.319	6.498	6.677	6.856	7.035	7.214	7.393	7.572
Técnica renovable	4.351	4.085	4.065	4.327	4.279	4.340	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109	5.109
Cogeneración	24.128	25.169	25.874	28.176	28.981	29.831	28.095	28.093	28.093	28.093	28.093	28.093	28.093	23.713	21.523	19.333
Géneros eléctricos	1.833	2.325	2.471	2.459	2.294	2.233	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833
Total renovable	110.344	90.006	103.259	85.880	101.136	92.372	116.726	129.848	140.971	154.964	166.296	177.629	188.961	200.294	211.626	222.958
Géneros no renovables	251.432	253.951	245.100	246.124	246.913	244.633	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217	226.217
Consumos en bombeo	-3.386	-4.512	-4.828	-3.668	-3.198	-2.469	-2.469	-2.539	-3.265	-3.755	-4.318	-4.966	-5.711	-6.568	-7.553	-8.686
Exporte Península-Baleares	-1.298	-1.336	-1.251	-1.179	-1.233	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498	-1.498
Demanda intercambios internacionales	-3.406	-133	7.658	9.169	11.102	10.098	5.000	4.000	3.000	2.000	1.000	0	-1.000	-3.500	-6.000	-8.500
Saldo transporte (B.C.)	241.342	247.970	249.680	252.506	253.563	250.784	250.784	252.038	253.802	255.579	257.368	259.169	260.984	262.810	265.439	268.093

emisiones de CO2 MtM		AÑO																
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mt		53	62	50	60	52	51	40	31	28	24	20	17	13	13	14	14	14

Figura 43 Evolución del balance de potencia peninsular (Elaboración propia)

[illegible][illegible]

Figura 44 Evolución de la potencia instalada y del porcentaje de utilización (Elaboración propia)

Balance de Potencia Firms en Invierno (MW)		AÑO																	
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Hidráulica		5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
Nuclear		6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	6.058	
Solar fotovoltaica		8.374	8.374	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	7.629	
Ciclo combinado		17.463	17.463	17.463	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	19.958	
	Total termica	31895,87	31895,87	31140,15	33280,66	32992,82	32.993	32.993	28.832	28.444	28.056	27.668	27.280	26.892	25.665	24.435	23.221	22.194	
Eólica		2.287	2.285	2.289	2.300	2.369	2.318	2.558	2.798	3.028	3.278	3.518	3.758	3.998	4.238	4.478	4.718	4.958	
Solar fotovoltaica		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	263	579	950	1.031	
Solar termica		0	115	115	123	101	122	122	142	162	182	202	222	242	262	367	395	423	
Termica renovable		786	791	781	850	841	852	870	870	870	870	870	870	870	870	870	870	870	
Cooperación		5.638	4.925	4.775	4.752	4.887	5.031	5.131	5.131	5.131	5.131	5.131	5.131	4.731	4.331	3.931	3.531	3.131	
Reserva		0	336	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	
Gestión de demanda		2.000	2.000	2.000	2.113	2.157	2.039	2.039	2.039	2.163	2.239	2.317	2.399	2.482	2.566	2.652	2.734	2.815	
	Total firme	47721,86	47387,913	46477,7009	48784,9851	48693,466	48.689	49.050	45.200	45.145	45.093	45.043	45.996	46.552	45.726	45.947	45.264	44.930	
DEMANDA MAX		42.000	42.000	42.000	42.669	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	42.738	
MARGEN DE RESERVA		5.722	5.388	3.478	5.298	5.023	5.499	5.860	1.794	1.435	1.077	1.719	1.362	1.605	1.465	1.01	1.01	1.01	
ÍNDICE DE COBERTURA		1,14	1,13	1,08	1,12	1,12	1,13	1,14	1,04	1,03	1,02	1,04	1,03	1,04	1,01	1,01	0,98	0,96	

[illegible]

Figura 45 Evolución del balance de potencia firme (Elaboración propia)

5.7 Anexo 7: Resultados de la simulación del escenario base en E-PRYCE

TECNOLOGIA	UNIDAD	MESES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CGT	MWh	2.281.093	1.845.590	1.328	-	643.428	927.970	1.997.200	2.209.178	3.127.201	1.846.420	848.989	2.081.477
NUCLEAR	MWh	2.180.831	1.907.014	1.837.458	-	1.722.259	1.698.900	1.860.789	1.835.118	1.744.159	1.798.735	1.882.619	2.029.600
CARBON	MWh	277	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL TERMICA	MWh	4.462.201	3.752.604	1.838.786	-	2.365.687	2.626.870	3.857.990	4.044.295	4.871.360	3.645.155	2.731.608	4.111.076
EOLICA	MWh	13.427.796	12.537.903	14.740.911	11.649.803	9.153.316	8.955.394	9.024.164	8.781.045	8.300.722	10.653.610	12.985.685	12.955.833
VERTIDOS EOLICOS	MWh	-	565.313	-	939.390	-	428.381	-	293.295	-	403.673	-	221.355
TOTAL EOLICA	MWh	13.252.703	11.972.590	13.948.568	10.710.113	8.636.282	8.527.013	8.837.346	8.487.750	8.033.814	10.249.938	12.602.933	12.734.478
SOLAR	MWh	4.578.069	5.683.740	6.111.250	7.779.120	9.914.250	10.688.955	11.128.510	10.551.779	8.813.380	7.287.626	5.863.938	4.995.867
VERTIDOS SOLARES	MWh	-	182.242	-	1.408.874	-	1.309.653	-	816.766	-	696.705	-	271.514
TOTAL SOLAR	MWh	4.395.827	5.086.935	5.431.294	6.370.246	8.604.597	9.321.687	10.545.493	9.735.013	8.116.675	6.588.941	5.340.367	4.724.353
FLUYENTE	MWh	1.639.877	1.985.029	2.645.537	3.607.237	2.313.361	1.935.397	1.307.059	1.010.752	923.726	989.198	1.597.601	1.716.801
HYDRAULICA ESP.	MWh	1.890.685	1.648.557	1.689.552	2.247.501	1.732.052	1.661.197	1.718.706	1.798.663	1.571.322	1.519.525	1.503.031	1.590.907
HYDRAULICA PORT.	MWh	755.631	608.407	719.931	850.481	324.138	313.682	366.308	391.419	482.008	464.711	610.609	692.500
VERTIDOS HIDRAULICOS	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL HIDRAULICA	MWh	4.286.193	4.241.992	5.055.019	6.705.218	4.369.550	3.910.276	3.392.074	3.200.834	2.977.056	2.973.434	3.711.241	4.000.208
TOTAL RENOVABLES	MWh	21.934.724	21.301.518	24.434.881	23.785.578	21.610.429	21.958.976	22.774.912	21.423.596	19.127.545	19.812.313	21.654.241	21.459.040
COGEN	MWh	2.886.621	2.619.465	2.849.161	2.659.848	2.786.937	2.772.530	2.737.639	2.564.200	2.575.433	2.770.003	2.745.745	2.784.908
OTROS	MWh	765.159	691.112	764.131	740.477	765.159	740.477	765.159	765.159	740.477	766.188	740.477	765.159
GENERACION NETA		30.048.705	28.364.698	29.886.959	28.864.869	27.528.212	28.098.853	30.135.700	28.797.251	27.314.816	26.993.659	27.872.071	29.120.183
EXPORT. FR	MWh	-	731.391	-	2.158.867	-	818.081	-	753.671	-	653.960	-	818.636
IMPORT. FR	MWh	-	901.787	-	-	-	853.540	-	938.086	-	960.709	-	829.894
SALDO FR.	MWh	-	170.395	-	194.420	-	35.459	-	185.415	-	306.749	-	11.258
EXPORT MARRUECOS	MWh	-	551.027	-	498.764	-	535.200	-	551.487	-	533.100	-	553.854
IMPORT MARRUECOS	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO MARRUECOS	MWh	-	551.027	-	498.764	-	535.200	-	551.487	-	533.100	-	553.854
CONSUMOS BOMBEO	MWh	-	955.905	-	1.471.262	-	1.409.899	-	1.194.453	-	1.063.329	-	1.171.136
DEMANDA (b.c)	MWh	28.712.169	26.562.567	27.366.751	24.699.540	25.503.873	26.189.213	28.605.589	27.236.725	26.025.136	25.535.370	26.153.924	27.406.451
PRECIO MEDIO	€/MWh	48,93 €	40,92 €	20,43 €	19,13 €	30,46 €	33,24 €	41,82 €	40,91 €	44,40 €	40,47 €	39,63 €	47,70 €

TECNOLOGIA		HORAS																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
MWh	97,072	94,532	913,178	888,202	901,814	921,180	963,637	979,093	995,075	995,602	638,265	418,277	315,227	286,602	275,598	284,949	300,762	500,667	554,705	688,507	881,461	10,768,930	1,042,153	10,193,056	
MWh	1,005,196	1,004,283	1,004,924	1,005,196	1,005,196	1,005,196	1,005,196	1,005,196	1,005,196	1,005,196	995,395	881,206	778,597	713,949	690,322	693,428	753,449	807,784	875,000	950,408	999,662	1,005,196	1,005,196	1,005,196	
MWh																									
MWh	1,980,829	1,949,815	1,937,147	1,933,127	1,930,831	1,927,356	1,919,083	1,902,399	2,000,871	1,992,240	1,655,660	1,299,483	1,093,833	1,003,511	995,720	984,695	1,144,211	1,307,951	1,429,714	1,622,954	1,880,322	2,032,027	2,047,350	2,024,701	
MWh	623,951	608,126	5,803,384	5,546,075	5,338,837	5,198,570	5,104,012	5,075,236	5,016,977	4,941,395	4,883,748	4,865,053	5,005,325	5,125,804	5,288,778	5,456,916	5,642,120	5,783,432	5,904,706	5,981,000	6,060,957	6,144,211	6,271,949	6,307,765	
MWh	12,651	23,191	20,655	14,657	13,592	10,747	7,661	1,330	5,635	38,887	120,213	289,807	538,405	701,343	872,751	849,838	738,461	553,070	298,398	111,128	19,363	808	749		
MWh	5,221,300	6,080,075	5,789,128	5,551,423	5,372,254	5,187,823	5,086,551	5,073,075	5,011,349	4,902,398	4,719,534	4,595,156	4,466,118	4,324,461	4,170,887	4,007,038	4,895,638	5,384,072	5,855,638	5,989,774	6,041,954	6,133,432	6,271,949	6,307,137	
MWh	41,120	34,449	36,758	33,865	31,865	34,319	30,787	26,838	32,847	32,847	31,865	30,787	29,709	28,631	27,553	26,475	25,397	24,319	23,241	22,163	21,085	20,007	18,929		
MWh	1,154	1,154	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99		
MWh	41,116	39,537	38,886	37,418	35,846	34,274	32,702	31,130	29,558	27,986	26,414	24,842	23,270	21,698	20,126	18,554	16,982	15,410	13,838	12,266	10,694	9,122	7,550		
MWh	91,743	91,743	906,108	880,719	853,603	826,487	801,371	776,255	751,139	726,023	700,907	675,791	650,675	625,559	600,443	575,327	550,211	525,095	500,000	474,884	449,768	424,652	400,000		
MWh	1,151,113	780,074	575,888	538,020	670,430	907,995	1,170,581	1,441,167	1,711,750	1,982,336	2,252,921	2,523,506	2,794,091	3,064,676	3,335,261	3,605,846	3,876,431	4,147,016	4,417,601	4,688,186	4,958,771	5,229,356	5,500,000		
MWh	348,866	237,463	145,918	189,628	183,355	205,844	250,800	243,841	297,326	346,811	396,296	445,781	495,266	544,751	594,236	643,721	693,206	742,691	792,176	841,661	891,146	940,631	990,116		
MWh																									
MWh	240,843	1,931,315	1,888,681	1,802,125	1,594,572	1,731,877	2,029,833	2,324,764	2,619,695	2,914,626	3,209,557	3,504,488	3,800,000												
MWh	8,881,259	8,028,745	7,398,500	7,188,461	6,956,532	6,955,390	7,228,946	8,341,536	9,435,717	10,802,842	12,311,647	14,070,980	15,076,381	15,435,798	15,467,464	14,671,089	13,924,211	13,533,582	13,088,480	11,981,841	10,965,317	10,055,532	9,200,412	9,503,669	
MWh	1,360,038	1,380,034	1,318,975	1,315,616	1,313,505	1,312,584	1,310,684	1,318,133	1,366,863	1,386,714	1,386,391	1,384,228	1,381,545	1,381,806	1,380,099	1,379,317	1,377,317	1,378,887	1,382,960	1,387,716	1,391,893	1,395,778	1,395,799	1,388,194	
MWh	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	375,381	
MWh	12,395,946	11,684,975	11,120,603	10,782,655	10,561,527	10,592,261	10,893,844	12,130,338	13,162,692	14,496,976	15,790,079	17,183,071	17,936,111	18,114,595	17,970,763	17,400,468	16,611,120	16,415,501	16,265,935	15,947,692	16,033,314	14,988,517	14,038,941	13,329,444	
MWh	143,591	155,897	156,449	151,671	152,528	148,641	129,264	336,390	393,446	373,340	513,393	636,676	985,571	1,048,693	1,056,156	1,048,737	900,146	930,998	779,184	425,009	127,976	100,788	112,524	128,999	
MWh	61,807	60,051	60,074	60,563	60,522	60,108	62,940	478,699	460,652	403,326	285,993	119,703	42,482	20,015	14,749	13,694	48,659	84,027	143,023	392,005	621,351	644,206	644,584	622,477	
MWh	463,216	449,154	447,655	445,849	455,594	461,467	495,676	142,310	157,258	46,385	246,310	717,594	943,089	1,008,823	1,014,946	1,020,044	941,687	846,571	686,161	330,04	493,375	543,413	532,000	492,477	
MWh	25,9410	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	26,510	318,108	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	
MWh	25,9410	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	157,420	26,510	328,108	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	328,500	
MWh																									
MWh	19,7573	261,596	302,950	314,610	295,640	293,633	167,896	48,622	58,228	149,562	572,798	1,067,004	1,536,326	1,676,668	1,739,707	1,644,338	1,456,168	1,153,548	932,061	542,567	244,582	46,925	47,805	100,320	
MWh	12,403,174	11,712,113	11,007,889	10,556,993	10,549,461	10,622,696	11,069,204	12,066,606	13,035,330	13,866,001	14,677,472	15,008,553	15,120,196	15,146,544	14,800,946	14,407,647	14,094,955	14,008,482	14,209,482	14,493,983	14,537,046	14,684,322	14,199,286	13,555,691	
MWh	52,791	49,601	48,311	47,411	48,241	49,141	52,001	58,141	57,711	51,761	35,681	22,271	16,881	11,191	8,871	8,471	13,661	22,881	33,031	40,801	50,511	60,101	59,281	56,321	

5.8 Anexo 8: Curva de saturación de vertidos en el mercado MIBEL

	INPUT		OUTPUT	
	Capacidad instalada (MW)		Energía Producible (GWh)	Vertidos renovables (GWh)
	Eolico	Solar	Total (Eolica + Solar)	Total (Eolica + Solar)
5%	58.928	52.139	237.995.841	- 18.547.870
ESCENARIO BASE	56.122	49.656	226.662.706	- 14.207.749
-5%	53.316	47.173	215.329.570	- 10.405.823
-10%	50.510	44.690	203.996.434	- 7.282.963
-15%	47.704	42.208	192.663.299	- 3.011.406
-20%	44.898	39.725	181.330.164	- 1.811.821
-30%	39.286	34.759	158.663.894	- 498.166