

# Comportamiento del sector eléctrico español en 2019 y su relación con la transición energética 2030

*Roberto Gómez-Calvet\**, *José Manuel Martínez-Duart\*\** y *Ana Rosa Gómez-Calvet\*\*\**

## Resumen\*\*\*\*

El objetivo principal de este trabajo es conocer cómo ha evolucionado el sistema eléctrico español durante 2019 y 2020 en relación con la transición energética 2030. El interés de esta investigación es evaluar la estrategia y los objetivos que España ha adoptado para convertirse en un país neutral en la emisión de carbono en 2050 y cumplir con los diferentes escenarios planteados en la transición energética europea 2030. En este contexto, el sector energético y del transporte están atravesando cambios fundamentales con un claro giro hacia la electrificación. Durante 2019 se remitieron a la Comisión Europea los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC) para el período 2021-2030. Este documento presenta un gran desafío y el objetivo de este estudio es delimitar el principal impacto en el *mix* energético, así como revelar algunos problemas que surgirán en un futuro próximo. Para hacerlo analizamos datos históricos de generación centrandó la atención en el óptimo desarrollo de las fuentes de energía renovables de generación variable (eólica y solar) con el desarrollo del almacenamiento de energía a gran escala. Existen pocas dudas de que el almacenamiento de energía y las redes inteligentes jugarán un papel clave en la configuración futura del sector energético.

Key words: electricidad, España, energías renovables de generación variable, almacenamiento de energía, PNECs, PNIEC.

---

\* Universidad Europea de Valencia.

\*\* Universidad Autónoma de Madrid.

\*\*\* Universitat de València.

\*\*\*\* Queremos agradecer a los miembros del Grupo Especializado en Energía de la Real Sociedad Española de Física (RSEF) por sus fructíferos comentarios durante la mesa redonda celebrada en la última bienal de la RSEF en Zaragoza (julio de 2019). También agradecer el apoyo a la investigación de Proyectos I + D + i “Retos de Investigación” del Programa Estatal de I + D + i orientada a los retos de la sociedad. Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades. Ref: RTI2018-100983-B-I00.

## 1. INTRODUCCIÓN

En relación con las estrategias climáticas y energéticas adoptadas en el Acuerdo de París, el objetivo de la Unión Europea (UE) es convertirse en una región “climáticamente neutra” en 2050. Esto significa que las emisiones netas de gases de efecto invernadero deberían ser cero. En este contexto, recientemente (septiembre de 2020) la UE ha propuesto aumentar para 2030 el objetivo de reducción de emisiones nacionales de gases de efecto invernadero al 55 % respecto a 1990. Al mismo tiempo, también se acordó que al menos un 32 % del consumo total de energía final proviniese de fuente renovables, que en el caso de los países de la UE supone cerca del 70 % de las renovables en el *mix* eléctrico. El objetivo principal de este trabajo es conocer cómo ha evolucionado el sistema eléctrico español durante 2019 y 2020 en relación con la transición energética 2030.

En la segunda sección exponemos la situación actual del sistema eléctrico español en términos de capacidad y electricidad generada por los principales componentes del *mix* energético. A continuación, en la sección tercera, hacemos una breve descripción de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética recientemente aprobada que, a efectos de este trabajo, presenta un calendario muy específico de implantación de las diferentes fuentes de energía en la década 2020-2030. Algunas de estas metas implican una fuerte reducción de las fuentes de carbón (apartado 4.1) junto con una amplia implementación de energías renovables (sección quinta).

Evidentemente, cuando las energías renovables de generación variable constituyen una gran proporción en el *mix* energético de un país, se deben hacer uso de técnicas de almacenamiento de electricidad. En el caso de España, en la actualidad estas técnicas aún no están suficientemente implantadas, y habrá que desarrollarlas de forma muy intensiva durante los próximos años como se trata en la sección sexta. Finalmente, en la séptima sección presentamos un resumen de este trabajo incluyendo las principales conclusiones.

## 2. EL ACTUAL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA

En el cuadro 1 se representa la evolución del desglose por fuente de energía de generación eléctrica de España y de su capacidad para el año 2020 así como en los

cuatro años anteriores. Resulta interesante remarcar los siguientes puntos sobre el sistema eléctrico: i) en términos de electricidad generada, más de la mitad del *mix* eléctrico está libre de emisiones de CO<sub>2</sub>: nuclear (23 %), eólica (22,2 %) e hidroeléctrica (12,6 %); ii) el porcentaje de generación renovable se acerca al 50 %, y iii) la capacidad total del sistema, 104,9 GW, es mucho mayor que la demanda máxima del año (40,1 GW que tuvo lugar el 10 de enero de 2019).

Una de las principales dificultades en la gestión de una red nacional es ajustar en cada instante la demanda a la generación de energía, especialmente en el caso de las fuentes renovables de generación variable (VRES) como la solar y la eólica. Por ello, si el porcentaje de VRES es elevado, como está previsto en el caso de España, será necesaria la implantación de sistemas de almacenamiento de energía competitivos, así como un conocimiento aproximado de la demanda puntual. Para ilustrar mejor este punto, representamos en la figura 1 la demanda horaria promedio para cada una de las 24 horas considerando todos los días de los años 2019 y 2020. La amplitud a lo largo de la vertical de cada una de las franjas es proporcional a la contribución anual promedio de la fuente respectiva en un momento dado del día. El caso más simple corresponde a la energía nuclear que

Cuadro 1

**Desglose de generación eléctrica durante 2016-2020**

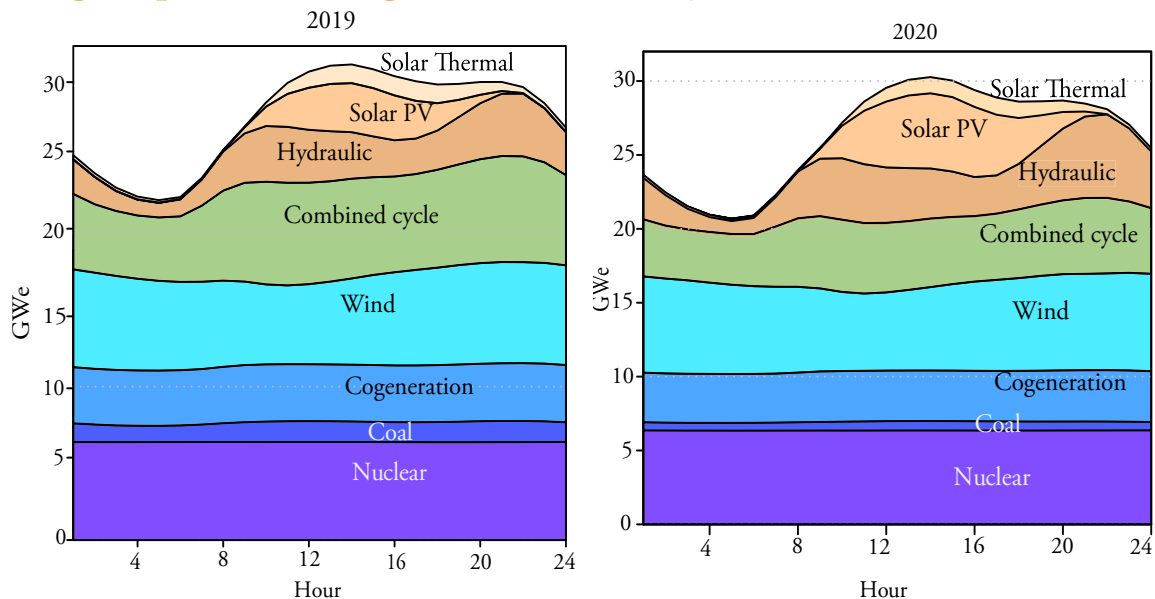
(GWh)

Generación histórica de energía eléctrica					
	2016	2017	2018	2019	2020
Nuclear	56.020,49	55.603,21	53.277,10	55.961,75	55.812,86
Carbón	35.426,71	42.751,70	35.435,35	11.091,76	5.133,02
Hidroeléctrica	34.057,61	17.219,99	32.642,17	23.356,18	28.693,96
Ciclo combinado	25.983,06	34.154,13	26.911,06	51.575,21	38.793,33
Eólica	47.565,73	47.145,83	48.924,15	52.381,68	53.148,82
Solar fotovoltaica	7.270,11	7.813,27	7.578,29	9.214,63	15.477,49
Solar térmica	5.073,15	5.281,70	4.440,52	5.199,40	4.603,92
Cogeneración	28.935,54	31.179,42	31.934,17	32.352,81	29.861,75
Térmica ren.	3.653,04	3.684,44	3.596,79	3.650,26	4.603,92
<b>Total generación</b>	<b>243.985,44</b>	<b>244.833,71</b>	<b>244.739,61</b>	<b>244.783,71</b>	<b>236.080,89</b>

Fuente: Autores a partir de datos de Red Eléctrica Española.

Figura 1

### Desglose por fuentes de generación en 2019 y 2020



Nota: Este gráfico se ha construido calculando el promedio horario de cada fuente para los 365 días del año.

Fuente: Autores a partir de datos de Red Eléctrica Española.

tiene una amplitud estable de unos 7,000 MW ya que, en España, su potencia es prácticamente constante durante todo el año. La curva en la parte superior de la figura, igual a la suma de la amplitud de todas las franjas, es una precisa aproximación a la denominada “curva de demanda” (las diferencias entre esta curva y la demanda están en las pérdidas en la red y el efecto de las importaciones y exportaciones).

Entre ambos años, los cambios más relevantes son el gran despliegue de la energía solar fotovoltaica y la mayor generación hidráulica; esta última fuente, se ha utilizado como medida de flexibilidad por su rápida respuesta y capacidad de reacción para satisfacer la demanda durante dos intervalos específicos: a primera hora de la mañana y a última hora de la noche. Además, la figura muestra una reducción notable de la generación por ciclo combinado debido al impacto en la demanda de la COVID-19.

## Cuadro 2

**Capacidad instalada**

(MW)

	Capacidad eléctrica instalada histórica				
	2016	2017	2018	2019	2020
Hidra. convenc. + bombeo mixto	17.032,87	17.030,03	17.082,68	17.087,17	7.117,29
Bombeo puro	3.328,89	3.328,89	3.328,89	3.328,89	3.328,89
Nuclear	7.572,58	7.117,29	7.117,29	7.117,29	7.117,29
Carbón	10.004,27	10.004,27	10.030,29	9.215,05	5.492,03
Ciclo combinado	26.669,86	26.669,86	26.284,01	24.561,86	24.561,86
Eólica	23.050,31	23.130,72	23.594,34	25.254,97	26.810,73
Solar foto	4.685,68	4.688,14	4.714,35	8.622,62	11.276,68
Solar térmica	2.304,01	2.304,01	2.304,01	2.304,01	2.304,01
Térmica renovable	870,40	872,13	878,75	1.070,99	1.079,59
Térmica no renovable (Cogen.)	5.966,31	5.802,22	5.728,89	5.669,93	5.621,97
Residuos no renovables	496,14	496,14	489,61	451,13	438,49
Residuos renovables	160,28	160,28	160,28	121,79	118,84
Capacidad total instalada	104.643,04	104.105,43	104.181,00	104.801,21	105.224,13

Nota: Todos los datos al 31 de diciembre de cada año.

Fuente: Red Eléctrica Española.

### 3. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EUROPEA 2030. CASO DEL PLAN NACIONAL DE ENERGÍA Y CLIMA DE ESPAÑA (PNIEC)

En el caso de la Transición Energética Europea 2030, la UE ha establecido una serie de objetivos y políticas EC (2014). En este documento, se establece que todos los países de la Unión Europea debían presentar a finales de 2018, o en algunos casos principios de 2019, los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC) para el período 2021-2030, que en el caso de España se le conoce por su acrónimo PNIEC<sup>1</sup>. Durante el primer semestre de 2019, la UE revisó los planes

<sup>1</sup> PNIEC significa el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”, que comprende los planes nacionales de energía y clima de España.

presentados y solicitó algunas aclaraciones o adiciones que debían ser resueltas antes de concluir 2019 para que el proceso pudiera estar finalizado ese año. Los objetivos vinculantes marcados por la UE a alcanzar en 2030 son:

- Al menos un 40 % de reducción en las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) respecto a los niveles de 1990, con el propósito de alcanzar la neutralidad climática en 2050, tal como se expresó recientemente en el Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*).
- Al menos el 32 % de renovables respecto al consumo total de energía final bruta.
- Al menos un 32,5 % de mejora en la eficiencia energética.

En el cuadro 3 presentamos el cronograma que España ha elaborado en relación con los objetivos a alcanzar en generación eléctrica en 2020, 2025 y 2030. El año 2015 solo aparece como referencia (no es un objetivo) ya que los valores corresponden a datos históricos observados, y sirven de base para calcular las tasas de crecimiento (o de disminución como en el caso del carbón).

Como discutiremos con más detalle en la cuarta sección, algunos de los objetivos marcados en el PNIEC que deben alcanzarse en 2030 son:

- 74 % de renovable en generación eléctrica
- 42 % de renovable sobre el total de energía (electricidad, transporte, acondicionamiento de edificios, etc.)
- 23 % de reducción de las emisiones de GEI.

Se considera que los objetivos del PNIEC permitirán que España se convierta en un país neutro en carbono en 2050 como propone EC (2019). En el cuadro 3 se observa que en 2030 los principales componentes del *mix* eléctrico con una capacidad de generación eléctrica total de unos 161 GW, de los cuales serán: eólica 50 GW, solar (PV + CSP) 46 GW, 26 GW ciclos combinados gas y 16 GW hidroeléctrica.

## Cuadro 3

**PNIEC evolución de la potencia instalada hasta 2030 en España según el objetivo marcado en el Plan**

	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Combustible / Gas (territorios no peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos sólidos urbanos	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	104.437	133.803	160.837

Fuente: Ministerio de Transición Ecológica y Desafío Demográfico (2019).

Según Duwe *et al.* (2019), los planes nacionales de energía y clima presentados por los 28 países de la UE fueron analizados desde el punto de vista de la adecuación a los objetivos europeos y nacionales (principalmente emisiones de GEI, porcentaje de energías renovables y eficiencias) así como las políticas planteadas para alcanzar dichos objetivos y, de todos ellos, España obtuvo la puntuación más alta, seguida de Francia.

## 4. COMPARACIÓN DEL *MIX* ENERGÉTICO ACTUAL DE CARA A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE 2030

### 4.1. Eliminación progresiva de la energía del carbón

Comparando los datos mostrados en el cuadro 1 se evidencia una fuerte caída de la generación de energía con carbón y un intenso crecimiento de los ciclos

combinados. De 2016 a 2019 el carbón se reduce en 24,3 TWh; en términos porcentuales se pasa del 14,5 % de la generación total anual en 2016 a solo el 2,1 % en 2020. Sin embargo, en el caso de la generación a través de centrales de ciclo combinado (gas), hay un aumento de 25,6 TWh de 2016 a 2019; este incremento viene a corresponderse con la reducción de los valores de energía generada con carbón. En 2020, la contribución del ciclo combinado disminuyó debido al impacto negativo de la pandemia por COVID-19. Obsérvese que prácticamente toda la disminución de generación del carbón se corresponde casi exactamente con el aumento de la generada por los ciclos combinados. Los motivos que originaron el cambio de una fuente primaria por otras son los siguientes:

1. El gran aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el ámbito del régimen de comercio de derechos de la EU (EU-ETS). En 2019, el precio de los permisos ETS para la emisión de 1 tonelada equivalente se situó en 25 euros, tres veces más que en 2017.
2. El CO<sub>2</sub> generado por la combustión de gas es mucho más bajo (alrededor del 54 %) que el emitido por la del carbón.
3. El objetivo de la UE de reducir las emisiones en un 40 % para el año 2030 (EC, 2018).
4. La importante caída de los precios del gas natural durante 2019 (EIA, 2020).
5. En 2018, así como años anteriores, en España se dispone de una gran reserva de centrales de ciclos combinado en estado de infrautilización; en promedio su uso estaba por debajo del 11 % de su capacidad, creciendo en 2019 a casi duplicar esta cantidad (ver cuadro 2).

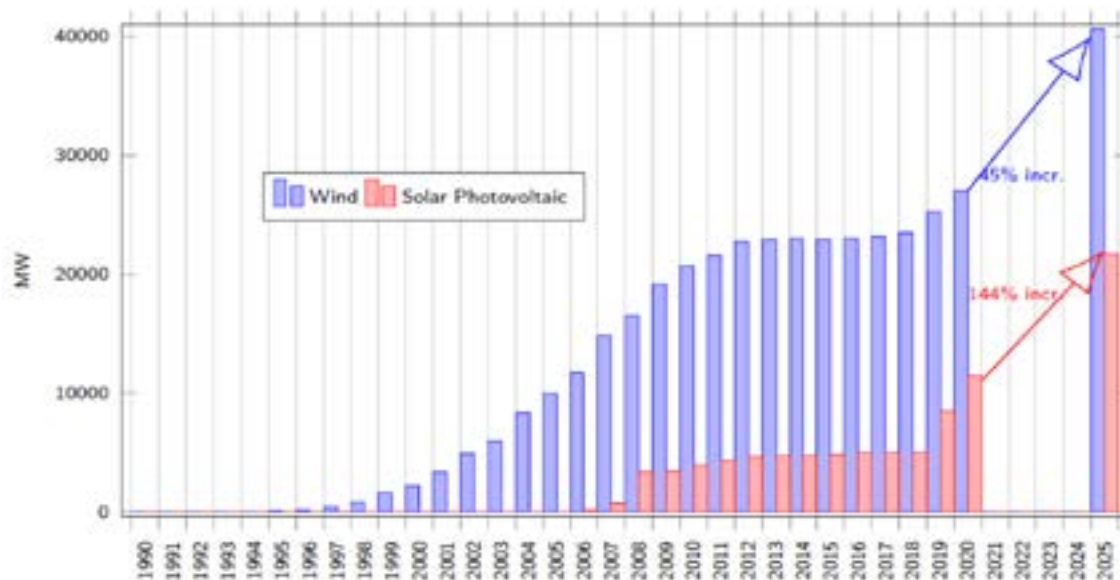
## 4.2. Notable aumento de las energías renovables

Como se muestra en el cuadro 3, el desarrollo de las VRES será crucial en la evolución del sector energético. Algunos de los objetivos establecidos para las energías renovables ya se han alcanzado. La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica para 2020 está por encima de la meta marcada en el PNIEC (ver cuadro 1). Por el contrario, la eólica va con cierto retraso.



Figura 2

## Evolución histórica y esperada de la capacidad instalada de las principales fuentes de energía renovable en España



Fuentes: Red Eléctrica Española, Eurostat y PNIEC.

La figura 2 muestra la evolución histórica de la energía eólica y solar fotovoltaica junto con su previsión para los próximos cinco años.

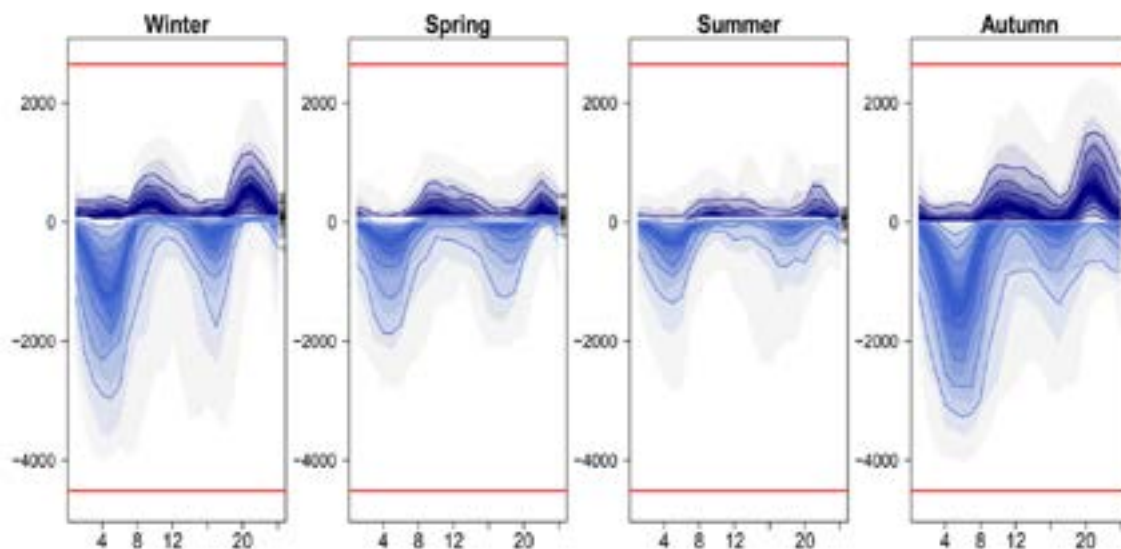
La promoción de fuentes renovables de generación variable puede dar lugar a situaciones en las que la energía generada supere a la demanda instantánea y esta energía deba almacenarse durante horas, días, semanas o incluso meses si fuera posible. Actualmente, la opción de almacenamiento a gran escala más extendida es el bombeo de agua. Según Mongird *et al.* (2019), hay 169,557 MW de potencia instalada de almacenamiento por bombeo en todo el mundo. Para el caso particular de España, el país cuenta con algunas de las instalaciones más grandes del mundo con una capacidad instalada total de alrededor de 6.000 MW (entre bombeo mixto y bombeo puro). Estos sistemas permiten el almacenamiento de energía durante periodos de alta generación a través de renovables y baja demanda de electricidad.

Basándonos en la generación observada por los sistemas de bombeo y su consumo de energía, en la figura 3 representamos en diagramas de dispersión el uso de almacenamiento a nivel horario para cada una de las cuatro estaciones. Estos gráficos muestran en la parte superior el patrón de generación horaria en cada estación del año, y en la parte inferior el patrón de consumo de energía para alimentar el depósito de agua superior (es decir, el patrón asociado al uso de bombeo). Un análisis agregado de toda la energía consumida y generada en las centrales de bombeo durante 2019, implican una productividad total del 54 %. Este nivel de rendimiento dificulta su promoción. Sin embargo, la alta capacidad de respuesta de las turbinas hidráulicas hace que esta fuente sea especialmente atractiva y conveniente. La complementariedad entre el consumo de energía en las centrales de bombeo y la generación a partir de la eólica es particularmente interesante durante las horas del día de baja demanda (por ejemplo, durante la noche). Esta complementariedad entre fuentes se muestra claramente en la figura 3.

Figura 3

### Generación por bombeo (parte superior) y patrón de consumo (parte inferior) durante 2019

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: La línea roja indica valores máximos observados.

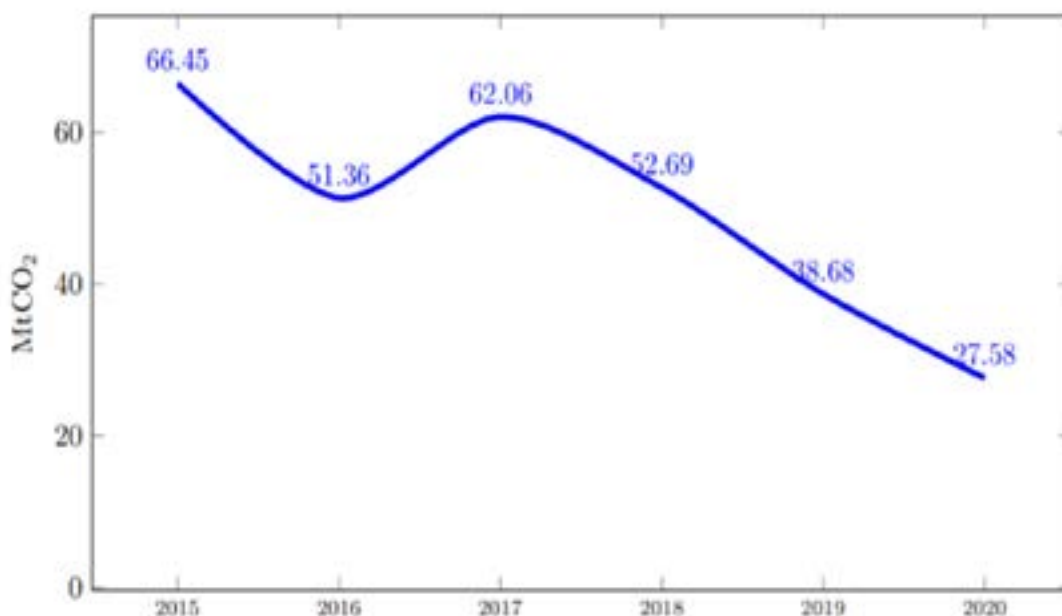
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española.

### 4.3. Gran disminución de emisiones

En el cuadro 1 se observa que en los años 2018 y 2019 prácticamente se genera la misma cantidad de electricidad total (244 TWh). Sin embargo, la generación a partir de carbón en 2019 (11,1 TWh) fue mucho menor que en 2018 (35,4 TWh). Esta diferencia se debe fundamentalmente a la sustitución de carbón por gas. Debemos tener en cuenta que la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de energía a partir del carbón y el gas son 1.000 gCO/KWh y 469 gCO/KWh, respectivamente. Realizando los cálculos correspondientes, se explica que las emisiones relacionadas con la generación de electricidad disminuyeron enormemente en 2019, tal como queda reflejado en la figura 4 (disminuyó de 64.5 millones de toneladas en 2018 a 43.1 millones de toneladas en 2019).

Figura 4

#### Evolución de las emisiones por la generación de electricidad



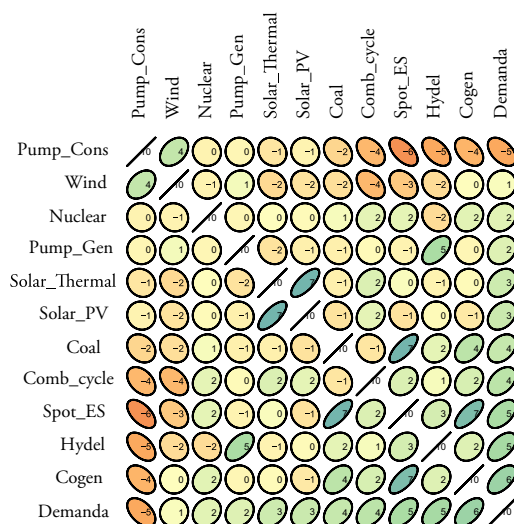
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

#### 4.4. Correlaciones observadas entre fuentes de energía

Un estudio más detallado de las diferentes fuentes de generación revela relaciones interesantes. Para llevarlo a cabo, proponemos realizar un análisis de correlación entre las series de generación analizadas, y para resumir y representar mejor los resultados hemos construido una gráfica matricial, considerando las fuentes de energía más relevantes, así como la demanda total. Representamos esta matriz en la figura 5 y encontramos que la demanda total se correlaciona positivamente con todas las fuentes excepto con el consumo por almacenamiento de energía por bombeo, lo cual es obvio (y en sentido estricto, no es una fuente de generación sino un consumo que surge a raíz de una generación excedente). Las filas (y columnas) de la matriz de correlación se han ordenado según el grado de correlación con la demanda total, es decir, aquellas fuentes que presentan mayor grado de correlación se colocan más próximas a la demanda.

Figura 5

#### Gráfica matricial de correlación entre fuentes de generación, demanda y precio al contado construida a partir de datos de 2018, 2019 y 2020



Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

Tomando como referencia la demanda, vemos que la generación eólica presenta la correlación más baja mientras que la hidráulica la más elevada. Algunas fuentes, como la generación nuclear y por bombeo, no están correlacionadas con la demanda. Sin embargo, cuando buscamos aquellas fuentes con mayor correlación entre ellas, encontramos que la generación procedente de almacenamiento por bombeo y la generación hidráulica están altamente conectadas. Esta interesante evidencia muestra que el almacenamiento por bombeo es más útil por su alta respuesta en respuesta que por la capacidad de almacenamiento propiamente dicha. La energía solar fotovoltaica y la solar CSP están obviamente muy vinculadas. Por el contrario, el ciclo combinado se correlaciona negativamente con la eólica y con el consumo por bombeo. Esto evidencia el respaldo necesario que realiza el ciclo combinado cuando la generación eólica es baja.

En esta figura, también hemos considerado el precio “spot” de mercado de la electricidad (identificado como Spot\_ES). Aunque el alcance de este análisis no tiene por objeto dar cuenta del impacto económico de los precios, vale la pena ver la correlación con las diferentes fuentes. La cogeneración y el carbón muestran una alta correlación positiva con el precio spot, mientras que el consumo de almacenamiento por bombeo está vinculado negativamente.

En la figura 5, se ha presentado la información relativa a la correlación entre variables de forma redundante; por un aparte el valor numérico que figura en cada elipse es un indicador del coeficiente de correlación y, además, tanto el color como la dirección y amplitud de la elipse también informan sobre el grado de correlación. Merece la pena comentar que la correlación de cada variable consigo misma, presenta un valor +10 de correlación, y una elipse que se corresponde con una línea oblicua con pendiente de 45 grados.

## 5. INTEGRACIÓN EN LA RED DE FUENTES RENOVABLES VARIABLES A GRAN ESCALA

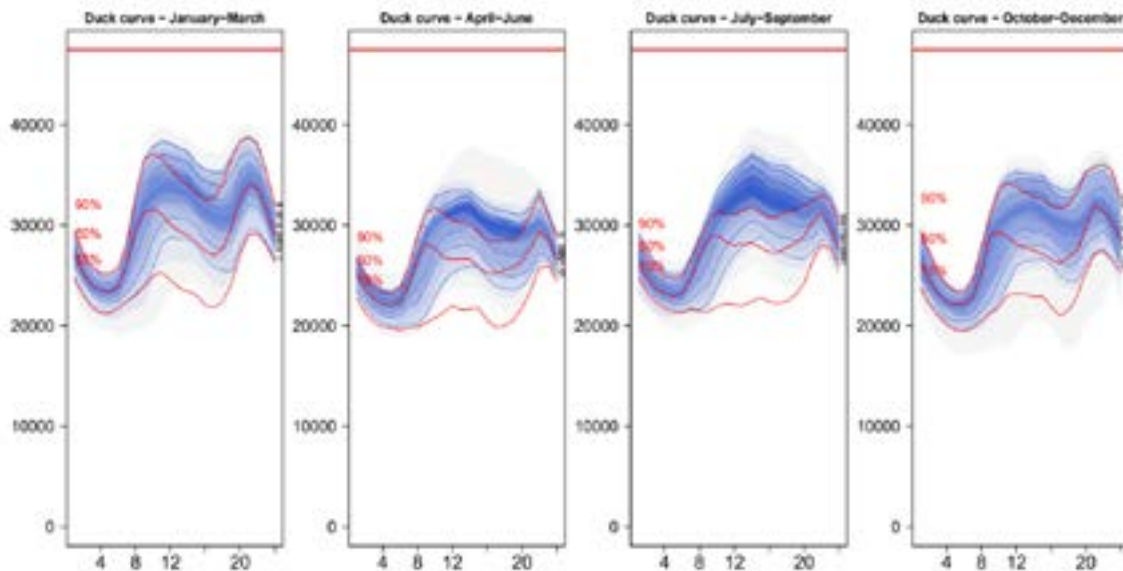
La integración de fuentes renovables variables (VRES) en la red presenta claros beneficios, pero también puede generar problemas. Como se indica en Gómez-Calvet, Martínez-Duart y Serrano-Calle (2019), la generación eólica contribuye

en gran medida a la generación durante el día y la noche, pero muestra un alto grado de incertidumbre y dependencia estacional. Por el contrario, la energía solar fotovoltaica presenta una menor varianza, pero solo proporciona energía durante la fracción de día con luz solar. En consecuencia, bajo el patrón de demanda actual con un pico en mediodía y por la tarde-noche (ver figura 1), la generación solar ayuda en el mediodía, pero apenas contribuye para el segundo pico de demanda. La figura 6 muestra claramente esta interacción; en ella representamos dos gráficos de dispersión, uno asociado a la demanda total, y otro a la generación observada sin la contribución de la energía solar fotovoltaica para el año 2019. Esta figura muestra que cuando la energía solar fotovoltaica se incorpora a una cierta escala, los requerimientos de otras fuentes se aproximan a una línea con poca pendiente, lo cual resulta beneficioso.

Figura 6

**Diagrama de dispersión en percentiles con datos estacionales de la demanda horaria (azul) y la demanda menos la generación solar en percentiles (rojo) para el año 2019**

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: Ambas curvas complementadas generan lo que se conoce como curva de pato.

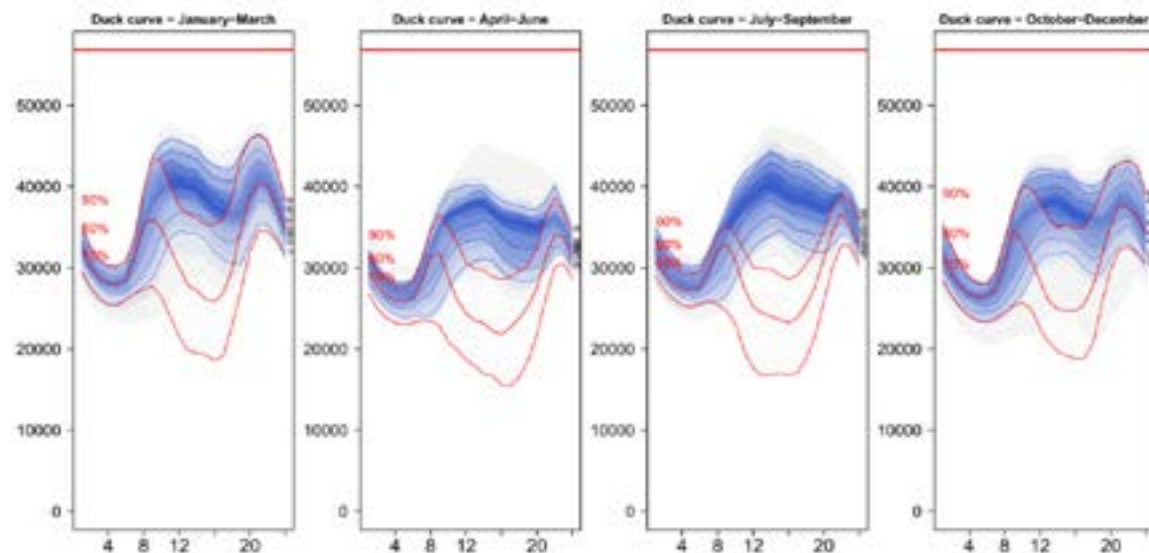
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

No obstante, cuando el desarrollo de la energía solar fotovoltaica alcance cotas elevadas, situación bajo el escenario 2025 y 2030, propuestos en el PNEC español, la generación requerida, y que debe ser cubierta por los restos de fuentes diferentes a la fotovoltaica es una curva con pendientes positivas muy acusadas en el atardecer (figura 7), en comparación con de las líneas más planas mostradas en escenarios de menor implantación de la solar (figura 6). Suponiendo que la demanda en 2025 siguiese un patrón similar al actual (2020), en la figura 7 mostramos las necesidades complementarias previstas de energía solar dentro de cinco años. Este problema no es nuevo y se ha evidenciado en algunas zonas con gran integración de la energía solar fotovoltaica en la red. Regiones con alta influencia de generación solar como California o algunas áreas de Australia han estudiado y caracterizado este problema, denominando a la conjunción de ambas

Figura 7

**Diagrama de dispersión en percentiles con la previsión estacional de la demanda horaria (azul) y la demanda menos la generación solar en percentiles (rojo) para el año 2025**

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: Ambas curvas generan lo que se conoce como curva de pato.

Fuentes: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020) y la demanda planificada y capacidad solar del PNEC para 2025.

curvas como “curva de pato” debido a la similitud con la forma de un pato del área comprendida entre la demanda y las generaciones requeridas por fuentes alternativas.

Como se observa, el problema más crítico tiene lugar durante la puesta de sol, momento en el que se requiere una respuesta con alta velocidad de reacción. Esta exigencia de respuesta solo puede ser atendida por turbinas de gas (primera etapa de ciclos combinados), energía hidroeléctrica, baterías o generación hidroeléctrica en centrales de bombeo, pero cada una de estas alternativas está sujeta a limitaciones.

## 6. NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO Y RESPALDO

Tal como se ha indicado anteriormente, en la figura 6 se aprecia que la energía solar está contribuyendo actualmente a suavizar las necesidades de otras fuentes de generación.

Realizando la misma gráfica pero suponiendo que la energía solar fotovoltaica estuviese implantada según las cifras incluidas en el PNIEC para el escenario 2025, obtenemos la figura 7, de la cual se extraen dos conclusiones relevantes: primera, la existencia de dos picos que deberán ser atendidos con generación de electricidad a través de fuentes convencionales, y segunda y de gran relevancia, que ambos picos requerirán una respuesta de generación rápida muy intensiva para poder afrontar las pendientes de crecimiento. En este escenario, el papel de los sistemas de almacenamiento y respaldo son críticos. En este contexto, las únicas fuentes capaces de proporcionar esta respuesta rápida son la generación hidráulica y la generación a partir de turbinas de gas (principalmente la primera etapa de ciclos combinados).

La primera alternativa, que está basada en recursos hidráulicos, cuenta con serias limitaciones por la escasez de agua, la dependencia de la estacionalidad hídrica y la dificultad para la construcción de nuevos saltos hidráulicos. En relación con la segunda alternativa, si bien el uso de turbinas de gas no implica gran dificultad en su implantación, es una tecnología con un coste marginal importante pues el combustible empleado tiene el mayor coste de todas las fuentes disponible.



En la actualidad (octubre, 2021) el alto precio del gas natural, junto a la alta volatilidad de los precios ha puesta en situación comprometida su aplicación con un altísimo impacto en el coste de la energía eléctrica producida.

Si desde el punto de vista de la generación es costoso y complicado proporcionar energía eléctrica en los términos antes planteados, resultará necesario adaptar la curva de demanda a las posibilidades reales de generación. En el futuro próximo, el planteamiento de la demanda de electricidad como una variable exógena tiene pocas posibilidades y lo mas razonable será adaptar la demanda a las oportunidades de generación y la disponibilidad de almacenamiento. Dotar a las redes de capacidad para adaptar generación y consumo será el próximo reto y sin lugar a dudas las redes inteligentes serán la mejor alternativa.

## 7. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El sector de la energía está evolucionando rápidamente hacia fuentes bajas en carbono y la expansión de energías no fósiles. La generación de energía está cambiando de forma acelerada e incorporando fuentes renovables. Con la mayor penetración de VRES en el sistema eléctrico, la gestión de la red requiere más flexibilidad, así como una integración de costes asequible. La hoja de ruta establecidas desde España para hacer frente a los objetivos marcados por la UE y recogida en el Plan Nacionales de Energía y Clima 2030 presentan un gran desafío para el regulador español de la red. El impacto del gran despliegue e integración de plantas solares introduce un problema crítico debido a la necesidad de sistema de respaldos de rápida respuesta durante el intervalo de la puesta del sol.

En estos escenarios, el respaldo que proporciona el almacenamiento y los sistemas con alta velocidad de respuesta serán cruciales. Las redes inteligentes también desempeñarán un papel clave en la configuración de la curva de demanda de acuerdo con la potencia disponible. Además, la promoción de conexiones internacionales garantizará la estabilidad de la red y permitirá el intercambio de energía con países más cercanos. Junto con la promoción de VRES, la red de transporte debería mejorar y permitir el transporte de energía entre países más próximos.

## REFERENCIAS

DUWE, M., VELTEN, E. K., EVANS, N., FREUNDT, M., PESTIAUX, J., MARTIN, B. y VERMEULEN, P. (2019). *Planning for net-zero: Assessing the Draft National Energy and Climate Plans*. Berlin, Louvain-la-Neuve, Brussels: Ecologic Institute und Climact.

EC (2014). European Council (23 and 24 october 2014), Conclusions. EUCO, 169/14 .

EC (2018). Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 march 2018. *Diario Oficial de la Unión Europea*.

EC (2019). Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions the European Green Deal. COM/2019/640 final. Brussels, 11.12.2019.

EIA (2020). In 2020, US natural gas prices were the lowest in decades. U.S. Energy Information Administration.

FERRERO, J. (2018). *First Energy Balance Draft for 2017 and 2018 Perspectives, March 5*. Madrid: Club Español de la Energía.

GÓMEZ-CALVET, R., MARTÍNEZ-DUART, J. M. y SERRANO-CALLE, S. (2019). Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renewable energy*, 135, pp.1108-1120.

MONGIRD, K., VISWANATHAN, V. V., BALDUCCI, P. J., ALAM, M. J. E., FOTEDAR, V., KORITAROV, V. S. y HADJERIOUA, B. (2019). *Energy storage technology and cost characterization report* (No. PNNL-28866). Richland, WA (United States). Pacific Northwest National Lab. (PNNL).

RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (2020). Sistema de información del operador del Sistema eléctrico en España. <http://esios.ree.es/en>