

El papel imprescindible de los ciclos combinados en la seguridad de suministro. Pasado, presente y futuro

Los CCGT como aporte de flexibilidad y respaldo en el sistema eléctrico español



Este informe ha sido realizado por PwC España, conforme a la petición realizada por la Fundación Naturgy, con la finalidad de analizar el papel clave que han tenido los CCGT durante los últimos años y la evolución prevista a futuro para aportar el respaldo y la flexibilidad necesaria para garantizar el suministro en el sistema eléctrico.



Índice de contenido

Resumen ejecutivo

4

Glosario de términos

10

Introducción al estudio

14

1. Análisis de la generación de los CCGT durante 2021 y 2022

24

1.1. Los CCGT en clave de respaldo

31

1.2. Los CCGT en clave de flexibilidad

40

2. El papel de los CCGT para garantizar el suministro en un futuro de generación renovable

48

2.1. Requerimiento de respaldo en 2030


62

2.2. Requerimiento de flexibilidad en 2030

67

3. Conclusiones

76



Resumen ejecutivo

Durante 2021 y 2022, el mundo presencié **una crisis de precios de la energía** que tuvo un impacto global significativo. Esta crisis se vio agravada por los elevados precios del gas natural, especialmente tras la guerra en Ucrania, que desencadenó en tensiones en el suministro de gas en Europa. **La volatilidad del mercado energético** se convirtió en una **preocupación constante**, afectando a consumidores y empresas, y destacó la necesidad de buscar soluciones sostenibles y estrategias de diversificación en la matriz energética.

La crisis de precios fue un recordatorio contundente de **las complejidades de la transición energética**. La creciente inversión en energías renovables, si bien alentadora en términos de sostenibilidad, también ha generado desafíos en la gestión de la red eléctrica. La variabilidad de la generación solar y eólica ha planteado **serios interrogantes sobre la seguridad del suministro y la necesidad de sistemas de respaldo**, donde los ciclos combinados han desempeñado un papel crucial. **Los ciclos combinados, a menudo subestimados, han emergido como un componente esencial** para mantener la estabilidad en un sistema energético en transformación, y han subrayado la necesidad de encontrar un equilibrio delicado entre la sostenibilidad y la seguridad en la provisión de electricidad.

Por lo que respecta a la cobertura de la demanda eléctrica española, el papel que protagoniza esta tecnología es crucial por dos características clave:


- **Respaldo:** se refiere a la capacidad de una planta de ciclo combinado para generar electricidad cuando sea necesario, es decir, de estar disponible para cubrir la demanda máxima del sistema con una probabilidad muy alta.
- **Flexibilidad:** la capacidad de los ciclos combinados para arrancar y detenerse rápidamente los hace ideales para adaptarse a las fluctuaciones en la demanda eléctrica. Esto es esencial en un mercado energético que requiere una respuesta ágil a las variaciones en la generación de energía renovable intermitente, así como a las subidas y bajadas de potencia que provocan las tecnologías renovables como la solar y eólica.



Haciendo un análisis de estas características **a nivel histórico, el peso de los ciclos combinados en el mix de generación eléctrica ha aumentado** considerablemente **en términos de necesidad de aporte de respaldo y flexibilidad al sistema**, incrementando así la exigencia y puesta al límite de esta tecnología. Sin embargo, en términos de aportación de energía al sistema, se ha identificado una tendencia a la baja que ha tenido que ver con la entrada de nueva potencia renovable al sistema.

En primer lugar, **la capacidad de respaldo** aportada por los ciclos durante los últimos años ha sido innegable, entendida ésta como su capacidad de estar disponibles para generar durante las horas de máxima demanda. No obstante, dicha característica de los CCGT podría tender a la baja en función de su disponibilidad. Así, al analizar la disponibilidad de los CCGT histórica, que mide el porcentaje de horas que han estado los ciclos preparados para generar electricidad a lo largo del año y que, por consiguiente, influye en su capacidad de aportar respaldo, **se ha identificado una tendencia descendente**. Hecho que puede haberse agravado **por un uso más extremo de esta tecnología**, con menos horas de funcionamiento de las previstas y arranques continuos. Esta afirmación encuentra respaldo en los datos proporcionados por Red Eléctrica, los cuales evidencian una reducción del 13% en la disponibilidad de los ciclos combinados desde el año 2002, siendo esta disminución más notable en los últimos tres años. Además, el aumento de indisponibilidades no planificadas se relaciona con tareas de mantenimiento imprevistas y la reducción de los pagos por 'incentivo a inversión a largo plazo' o por 'servicio de disponibilidad de potencia a medio plazo', lo que afecta negativamente a la economía de los CCGT.


En segundo lugar, el análisis histórico de la **flexibilidad** muestra cómo **ha aumentado la exigencia a los ciclos de adaptación a la nueva potencia instalada** (sobre todo renovable) del sistema eléctrico, como, por ejemplo, a la entrada y salida de generación solar durante el día, incrementando la necesidad de generación por parte de los ciclos durante esos momentos. Sin embargo, la entrada de potencia renovable al sistema también ha tenido como consecuencia la reducción de las horas totales de generación de los ciclos. Muestra de ello es cómo sus horas de funcionamiento han experimentado subidas y bajadas a lo largo de los últimos años.



En concreto, una reducción del 45% en las horas de funcionamiento en las últimas dos décadas, con una menor participación en el mercado diario al **reducirse el conocido como “huevo térmico” y afectando a los precios de mercado y los ingresos de estas centrales**. Aunque la eliminación del carbón del *mix* eléctrico ha tenido un ligero efecto en el aumento de las horas de funcionamiento de los ciclos combinados, aún se mantienen significativamente por debajo de las expectativas de funcionamiento previstas en los planes de negocio originales.

A futuro, el PNIEC vigente (2021-2030) reconoce la **necesidad de los ciclos combinados para respaldar la capacidad renovable** en el *mix* eléctrico. El plan establece que en 2030 la potencia instalada de los ciclos combinados seguirá siendo de 24,5 GW, mientras que la potencia de origen renovable será de 96 GW, es decir, 43,7 GW instalados más que en 2022. No considerando suficiente este incremento de renovables, el MITECO ha lanzado recientemente la propuesta de actualización del PNIEC (2023-2030) que aumenta el objetivo de nueva potencia instalada renovable a 139,8 GW. A pesar de este aumento, se ha mantenido la necesidad de potencia instalada de los ciclos combinados en 24,5 GW.

El análisis histórico de esta tecnología constata que **los ciclos combinados se diseñaron para** ser una tecnología principal en la **generación de electricidad**, aportando capacidad firme y generando una parte significativa de la energía. **Sin embargo, en la actualidad y en el futuro**, su papel se centrará más en proporcionar **respaldo y flexibilidad**, siendo menos relevante en términos de generación de energía. A medida que la demanda y la generación de energía se vuelvan más intermitentes debido a la expansión de las fuentes renovables, los CCGT se volverán **esenciales para mantener la estabilidad en el sistema eléctrico**. En este contexto, **en 2022, la generación** de electricidad a partir de las centrales de ciclo combinado de gas en España **experimentó un aumento significativo** en comparación con 2021. Este aumento puede atribuirse a varias circunstancias: hubo una disminución en la generación de energía hidroeléctrica en 2022 (año de sequía), se implementó el mecanismo de “tope del gas” para la generación eléctrica en la península ibérica, las exportaciones internacionales de electricidad a Francia y Marruecos aumentaron en 2022 y la participación de la cogeneración en la generación eléctrica disminuyó.




Así, en 2022 se experimentó un **aumento significativo en las horas equivalentes de funcionamiento de los ciclos combinados, un 64% más** en comparación con 2021. En concreto, hablamos de 2.522 horas equivalentes de funcionamiento en 2022 frente a las 1.540 horas de 2021. Además, se observó un incremento en el número de ciclos combinados que contribuyeron a la generación eléctrica, pasando de 46 a 49 ciclos en funcionamiento.

Poniendo el foco en la característica de **capacidad de respaldo, entre 2021 y 2022**, se observan casos en los que los ciclos combinados (CCGT) no pueden alcanzar su potencia máxima teórica por diversas circunstancias, lo que significa que **de los 24,5 GW instalados, solo se generan 17,7 GW en una hora**. Además, en días extremos, cuando los picos de demanda coinciden con las horas del día con menor generación renovable, **ha sido necesario reducir la capacidad de exportación e incluso importar electricidad**, ya que no es posible incorporar potencia adicional de CCGT por encima de esta cantidad.

Por lo que respecta a la característica de **flexibilidad** de los ciclos durante estos dos años, **las rampas medias de generación de los CCGT han aumentado** considerablemente debido a la creciente incorporación de generación solar fotovoltaica, especialmente en la segunda mitad de 2022. Este aumento refleja la creciente necesidad de flexibilidad en el sistema, ya que se requiere que más generación entre en funcionamiento en períodos de tiempo más cortos. **Respecto a los arranques/paradas** se han identificado **dos extremos**: por un lado, **algunos CCGT arrancan la mayoría de los días del año**, con alrededor de 3 ciclos que acumulan más de 200 arranques anuales, y por otro, **un grupo más amplio de CCGT que tienen muy pocos arranques al año**, con aproximadamente 20 ciclos que realizan menos de 50 arranques al año, lo que refleja un funcionamiento errático y alejado del funcionamiento en carga base previsto en su puesta en marcha.


Tras comprobar cómo se han visto afectadas las principales características de funcionamiento de los CCGT en los años 2021 y 2022, es necesario estimar si a futuro se va a acentuar la exigencia a los ciclos y si su contribución al sistema eléctrico va a ser aún más necesaria. Para ello, se ha estimado **la curva de generación de los CCGT en 2030** en función de las variaciones en la potencia y el perfil de generación de ciertas tecnologías del *mix* de generación eléctrica desde 2021 hasta 2030 según ambos PNIEC (el actualmente vigente y la propuesta de modificación). Si bien se trata de una estimación teórica, resulta muy útil para comprender la tendencia esperada a la que se enfrentan los ciclos combinados en el futuro.



Las curvas de generación estimadas a 2030 muestran una **caída de la generación de los CCGT durante las horas solares por la alta penetración renovable mientras que, durante las horas no solares** debido al impacto del almacenamiento, podría llegar a ser prácticamente constante **en forma de “meseta”**, eliminándose como consecuencia los picos de generación característicos de los ciclos durante los picos de demanda.

En función de estas curvas, se ha podido identificar que **la contribución de los CCGT al sistema en cuanto a respaldo aumentaría**. Se han estimado generaciones máximas horarias que llegan hasta los 20,5 GW para el caso del PNIEC actual, y de 23 GW con la propuesta de actualización del PNIEC, lo que implica que existe un riesgo potencial de que no se pueda satisfacer la demanda eléctrica, ya que sería necesaria una capacidad de generación mayor de la que los CCGT han proporcionado al sistema en los últimos años (17,7 GW en 2022). Por el contrario, las horas equivalentes medias se reducirían respecto a las observadas en 2021, mostrándose una reducción en lo que se refiere a aportación de energía al sistema.

Asimismo, se observaría **una mayor exigencia de flexibilidad a los CCGT** por parte del sistema. Mientras que en 2021 las curvas de generación de los CCGT mostraban saltos de aproximadamente 1,3 GW, hay que destacar cómo **las rampas de generación** en las horas de entrada y salida de la solar fotovoltaica de 2030, **se incrementarían a valores de 3,5-5 GW**. Por lo que respecta a los arranques, en 2030 España podría contar con **un parque de CCGT que prácticamente arrancarían todos los días del año** para acompañar la entrada y salida de tecnología fotovoltaica como ya ocurre con algunos ciclos actualmente, lo que obligaría a llevar al límite las características técnicas de funcionamiento para la que fueron diseñados. Además, analizando **el posible hueco térmico a 2030**, la aportación de flexibilidad al sistema por parte de los CCGT se concentraría sobre todo **en las horas antisolares y estaría influenciada por la estacionalidad**.

The background of the page features a close-up, low-angle shot of several large, metallic industrial pipes with visible flanges, extending from the bottom left towards the center. The pipes are set against a light, hazy sky. In the lower right quadrant, there is a decorative graphic consisting of a grid of white concentric circles. Two of these circles contain stylized human icons: one in red and one in orange. The overall aesthetic is clean and modern, with a focus on industrial and human elements.

En definitiva, para el año 2030, los requisitos de respaldo y flexibilidad de los CCGT aumentarían, a pesar de que su contribución en términos de energía disminuirá. Actualmente, el sistema eléctrico solo recompensa la contribución en términos de energía, pero las proyecciones para 2030 destacan la **necesidad de reconocer y retribuir adecuadamente el respaldo y la flexibilidad que estas plantas** proporcionan al sistema de generación eléctrica.

En línea con esta necesidad de retribuir la capacidad de respaldo y flexibilidad de los CCGT, cabe destacar que el MITECO ha lanzado recientemente a consulta pública el establecimiento de un mercado de capacidad. En concreto, este mecanismo de remuneración define el pago fijo a percibir por las nuevas infraestructuras de generación y por aquellas ya establecidas, en reconocimiento a su capacidad de respaldo y flexibilidad para el sistema eléctrico. Sin embargo, dicho pago sólo toma como referencia el coste fijo del mantenimiento de los ciclos combinados actuales y, en consonancia con el análisis de este informe, sería necesario para su supervivencia añadir las inversiones esenciales para adecuar los CCGT a un entorno operativo más exigente.



Glosario de términos

Almacenamiento: Es la capacidad de acumular energía, por lo general en las horas de menor demanda, para después liberarla al sistema en función de las necesidades, de manera que le aporta flexibilidad y firmeza. Existen distintos tipos de tecnologías de almacenamiento con diferentes características entre las que se encuentran el bombeo, las baterías o el hidrógeno. Una vez cargadas son capaces de operar de forma flexible, con la limitación de su tiempo de uso dependiendo de la tecnología.

Capacidad de respaldo: Se entiende como la capacidad de una central eléctrica de estar siempre disponible en el caso de problemas en el sistema eléctrico (firmeza y disponibilidad) para contribuir a cumplir en todo momento la punta de demanda.

Central renovable: Instalación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía de origen renovable (eólica, solar, geotérmica, marítima). Estas centrales tienen dependencia del clima y por tanto su producción es intermitente y no gestionable, es decir, su producción no depende de un tercero (operadora de la planta).

Central térmica: Instalación de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor por combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. El calor se transforma mediante un ciclo termodinámico para producir energía eléctrica. Estas centrales pueden operar en tanto tengan el combustible necesario, pudiendo entrar a producir en función de las necesidades del sistema.

Ciclo combinado: Las centrales termoeléctricas de Ciclos Combinados de Turbina de Gas (CCGT) son plantas de generación de electricidad que combinan dos procesos diferentes: la combustión de gas natural, impulsando una turbina de gas, y el aprovechamiento del calor generado para la producción de vapor, impulsando una turbina de vapor. Esta configuración híbrida permite aprovechar de manera eficiente la energía contenida en el gas natural y aumentar la eficiencia global del sistema.

Commodities: Material tangible que se puede comerciar, comprar o vender. Al encontrarse sin procesar, se suele usar como materia prima para fabricar productos más refinados. Los *commodities*



energéticos, se refiere a productos como el petróleo, etanol, carbón y gas natural, por lo que se trata de un mercado particularmente expuesto a los cambios en la situación política y económica de los países, así como a las variaciones en la demanda energética según la estación del año.

Despacho de energía: Entrega física de la energía vendida en el mercado por parte de los generadores eléctricos, en el momento concreto en el que está previsto.

Disponibilidad: Porcentaje de tiempo anual en el que la planta está acondicionada y preparada para producir energía eléctrica.

Firmeza: Es una característica intrínseca de cada tipo de tecnología que se refiere a su capacidad de suministrar electricidad de forma permanente siempre que sea requerida, sin depender de la existencia de factores externos que limiten su operativa (como el viento o el sol). Las tecnologías gestionables (nuclear, fuel, carbón, ciclos combinados de gas, termosolares, biogás, biomasa o cogeneración) se caracterizan por tener una firmeza alta. Las tecnologías no gestionables (solar fotovoltaica y eólica) aportan muy poca firmeza, ya que producen sólo cuando hay sol o viento y pueden no estar disponibles cuando se produce una punta de demanda.

Fit for 55: El paquete de medidas «Objetivo 55» es un conjunto de propuestas encaminadas a revisar y actualizar la legislación de la UE y poner en marcha nuevas iniciativas con el fin de garantizar que las políticas de la UE se ajusten a los objetivos climáticos acordados por el Consejo y el Parlamento Europeo. La expresión «Objetivo 55» remite al objetivo de reducción de las emisiones en al menos el 55 % que la UE se ha fijado para 2030. El paquete de medidas propuesto tiene por objeto adaptar la legislación de la UE al objetivo de 2030.

Flexibilidad: Capacidad que tiene una tecnología de programación y arranque de las unidades de producción para solucionar los desajustes entre producción y demanda a corto plazo, es decir, para comenzar a operar, adaptándose a condiciones dinámicas y cambiantes, para mantener en todo momento la viabilidad técnica del sistema eléctrico.

Gestión de la demanda: Conjunto de acciones o soluciones enfocadas a gestionar de forma eficiente el consumo de los agentes para reducir sus costes energéticos y/o disminuir la demanda punta del sistema eléctrico en el que se encuentran de forma puntual y voluntaria.

Horas equivalentes: Funcionamiento de una planta de generación eléctrica, equiparando sus horas de funcionamiento reales al equivalente de haber operado a pleno rendimiento, es decir, trasladando su horario de funcionamiento a cargas/potencias medias a la potencia total, como relación entre la energía producida en un periodo entre la potencia total instalada.

Hueco térmico gestionable: Porcentaje de la demanda eléctrica que queda sin cubrir por parte de las energías renovables y las centrales nucleares y que se completa por medio de las plantas térmicas convencionales como el carbón y ciclos combinados, junto con el almacenamiento.

Ley Europea del Clima: La Ley Europea del Clima, aprobada en junio de 2021, establece y define el objetivo de neutralidad climática en la UE a 2050 y proporciona un marco para avanzar en los esfuerzos de adaptación a los impactos del cambio climático. Establece un objetivo vinculante para la Unión de reducción de las emisiones netas de gases de efecto invernadero (una vez deducidas las absorciones) en, al menos, un 55 % en 2030 con respecto a los niveles de 1990.

Mecanismo de pago por capacidad:

Medida/elemento del mercado eléctrico por el cual se retribuye a las instalaciones por la capacidad de respaldo y flexibilidad que aportan al sistema con vistas a garantizar el nivel deseado de seguridad de suministro eléctrico.

Mercado eléctrico: En este informe se entiende por mercado eléctrico al conjunto de mercados en los que se negocian productos asociados al funcionamiento del sistema eléctrico, principalmente energía (mercado a plazo, mercado diario y servicios de ajuste), potencia firme y certificados verdes.

MITECO: El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) de España, es el departamento de la Administración General del Estado responsable de la propuesta y ejecución de la política del Gobierno de la Nación en materia de aguas y costas, cambio climático, prevención de la contaminación, protección del patrimonio natural y de la biodiversidad, medio ambiente, montes, meteorología y climatología.

Operador del sistema (OS): Red Eléctrica supervisa y gestiona el funcionamiento del sistema eléctrico en España, incluyendo la península, así como las regiones no peninsulares como Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla. Su principal responsabilidad es asegurar la seguridad y la continuidad del suministro de electricidad en todo momento.

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC): Plan definido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que define los objetivos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero junto con todas las actuaciones y medidas específicas para responder a las ambiciones europeas y al Acuerdo de París. Este documento es comunicado a la Comisión Europea.

Pool eléctrico: Es el nombre que recibe el mercado mayorista del producto energía eléctrica. En este mercado se reúnen diariamente generadores y consumidores llevando a cabo la compra - venta de electricidad a través de un sistema de ofertas. El precio final de la electricidad o precio de pool viene determinado por la intersección entre las curvas de oferta y demanda. El precio queda marcado por la última tecnología en ser "casada".

Potencia instalada o máxima: Es la potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción a nivel teórico. Se trata de la potencia que aparece en las especificaciones técnicas en el momento de su instalación.

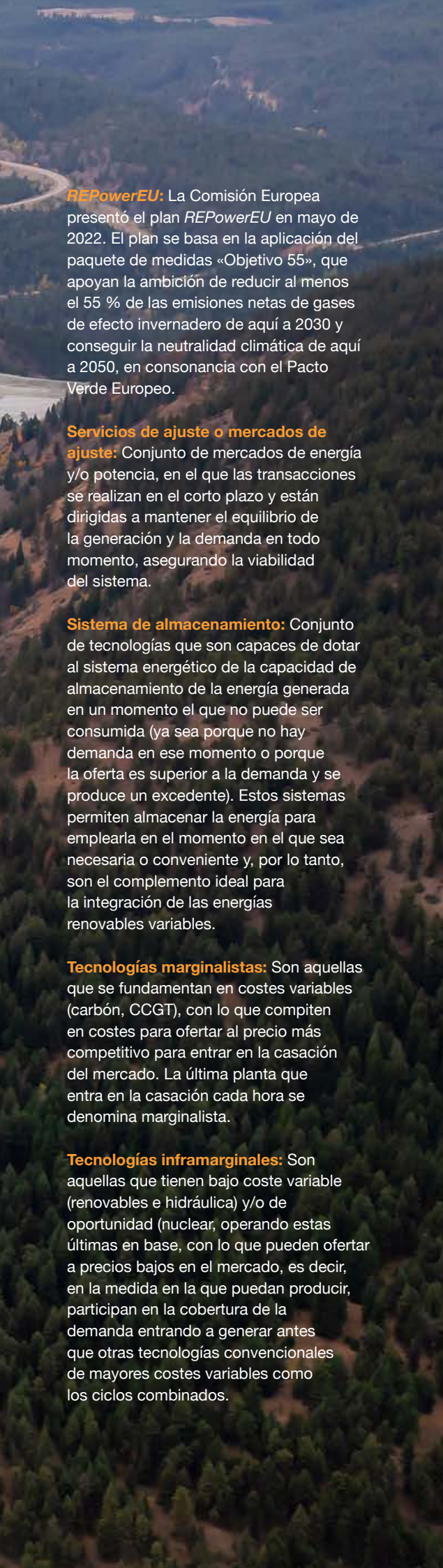
Programa horario operativo (P48):

Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Punta de demanda: Máxima demanda registrada en un sistema eléctrico durante un periodo de tiempo específico. La demanda eléctrica experimenta fluctuaciones a lo largo del día, los meses, las estaciones y a lo largo de los años, por lo que el dimensionamiento del sistema eléctrico debe ser tal que cubra el pico de demanda esperada.

Rampa de generación: Velocidad a la que una planta de generación (gestionable) arranca, regula o para su producción.

Red eléctrica: Red de suministro eléctrico en alta y media tensión y de cuya gestión se encarga Red Eléctrica Española.



REPowerEU: La Comisión Europea presentó el plan *REPowerEU* en mayo de 2022. El plan se basa en la aplicación del paquete de medidas «Objetivo 55», que apoyan la ambición de reducir al menos el 55 % de las emisiones netas de gases de efecto invernadero de aquí a 2030 y conseguir la neutralidad climática de aquí a 2050, en consonancia con el Pacto Verde Europeo.

Servicios de ajuste o mercados de ajuste: Conjunto de mercados de energía y/o potencia, en el que las transacciones se realizan en el corto plazo y están dirigidas a mantener el equilibrio de la generación y la demanda en todo momento, asegurando la viabilidad del sistema.

Sistema de almacenamiento: Conjunto de tecnologías que son capaces de dotar al sistema energético de la capacidad de almacenamiento de la energía generada en un momento en el que no puede ser consumida (ya sea porque no hay demanda en ese momento o porque la oferta es superior a la demanda y se produce un excedente). Estos sistemas permiten almacenar la energía para emplearla en el momento en el que sea necesaria o conveniente y, por lo tanto, son el complemento ideal para la integración de las energías renovables variables.

Tecnologías marginalistas: Son aquellas que se fundamentan en costes variables (carbón, CCGT), con lo que compiten en costes para ofertar al precio más competitivo para entrar en la casación del mercado. La última planta que entra en la casación cada hora se denomina marginalista.

Tecnologías inframarginales: Son aquellas que tienen bajo coste variable (renovables e hidráulica) y/o de oportunidad (nuclear, operando estas últimas en base, con lo que pueden ofertar a precios bajos en el mercado, es decir, en la medida en la que puedan producir, participan en la cobertura de la demanda entrando a generar antes que otras tecnologías convencionales de mayores costes variables como los ciclos combinados.

Tope del gas: También conocido como ‘mecanismo de excepción ibérica’, es una medida que ha aplicado el Gobierno de España, de manera temporal, que consiste en poner un “tope” o “límite” al precio máximo del gas utilizado en las centrales de generación eléctrica con el objetivo de que así se pueda abaratar el precio de la luz. Entró en vigor el 26 de abril de 2022 mediante el RDL 10/2022.

Transición energética: Cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos caracterizado por la entrada de tecnologías renovables en el consumo energético en sustitución de energías contaminantes, que tiene como objetivo la descarbonización de la economía.

Vertido o curtailment: Se entiende como la limitación en la energía generada por un sistema debido a la aplicación de alguna restricción. En sistemas de energías renovables se da en los casos que el recurso renovable permitiría generar una cierta cantidad de energía, pero se está generando un valor inferior.



Introducción al estudio

En el suministro de electricidad y en el *mix* de generación eléctrica en España, **los Ciclos Combinados de Turbina de Gas (CCGT)** desempeñan un papel crucial. En la actualidad, constituyen el 21% de la potencia total instalada de generación eléctrica peninsular, lo que sitúa a esta tecnología como la segunda con mayor peso, en cuanto a potencia instalada se refiere, en el *mix* de generación, justo por detrás de la eólica.

Fue en la primera década del siglo XXI cuando la instalación de nueva potencia de centrales de ciclos combinados experimentó un crecimiento significativo pasando de no tener ningún gigawatio de potencia instalada en los 2000 a tener 24,8 GW de potencia instalada en 2010. Sin embargo, **en la última década la potencia instalada de ciclos se ha mantenido prácticamente constante, contando en la actualidad con alrededor de 24,5 GW.**

En cuanto a generación eléctrica se refiere, se puede decir que el peso de los ciclos combinados en el *mix* de generación español ha ido decreciendo conforme ha ido entrando al *mix* más potencia renovable, asumiendo cada vez más un rol de respaldo.

A diferencia de la tendencia decreciente de los últimos años, **la contribución de los CCGT en el año 2022 ha sido especialmente relevante**, donde la generación total de esta tecnología se ha visto incrementada en un 61% respecto a años anteriores, llegando a valores de los 60,6 TWh de generación eléctrica peninsular frente a los 37,6 TWh de 2021, **como consecuencia, entre otros factores, de una contribución hidráulica excepcionalmente baja.**

A futuro, el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)** publicado en 2020, prevé que los ciclos combinados van a seguir siendo necesarios para respaldar toda la capacidad renovable que va a incorporarse, y que estima que supondrá un 74% de generación de origen renovable en el *mix* eléctrico en 2030. Este Plan considera que en 2030 la potencia instalada de los ciclos combinados seguirá siendo de 24,5 GW, mientras que la potencia de origen renovable va a ser de 96 GW. Identifica como **principales tecnologías con capacidad de respaldo a las centrales de gas de ciclo combinado junto con el almacenamiento y la propia gestión de la demanda**, para poder garantizar la seguridad de suministro en el *mix* eléctrico a lo largo de la década 2023-2030.



Además, con la reciente publicación de la propuesta de actualización del PNIEC (2023-2030), se ha aumentado aún más el objetivo de nueva potencia instalada renovable hasta los 139,8 GW (81% de generación de origen renovable en el *mix* eléctrico en 2030). Sin embargo, la actualización del PNIEC ha mantenido como necesaria la potencia instalada de los ciclos combinados en los 24,5 GW.

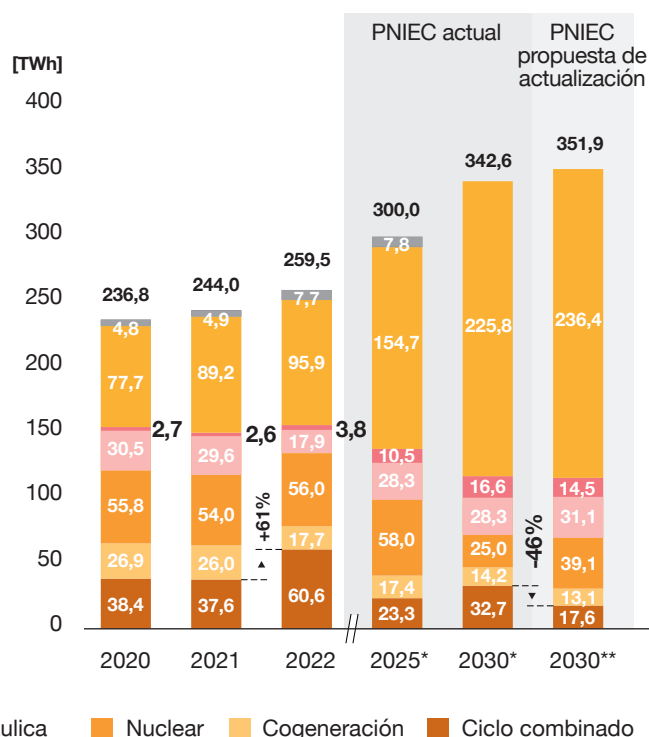
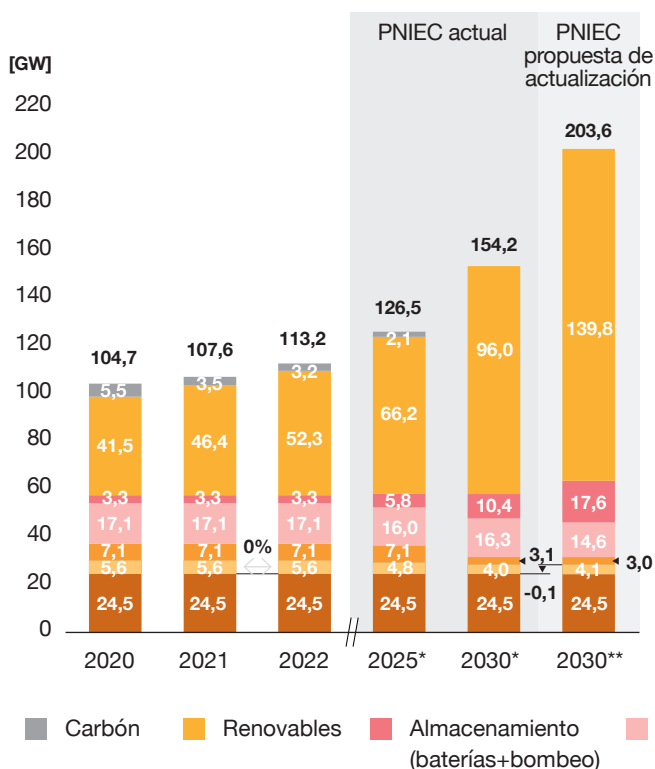
La propuesta de actualización del PNIEC reconoce que, pese al incremento sustancial en la ambición de la penetración de energías renovables, **las necesidades de respaldo y flexibilidad** del sistema no se reducen, haciendo necesario la contribución de la potencia actual de los ciclos combinados como tecnología necesaria para dotar de garantía de suministro al sistema eléctrico.

Evolución de la potencia instalada peninsular vs. Objetivos PNIEC 2025-30 vs. PNIEC Actualizado en 2023. GW

Fuente: REE y PNIEC.

Evolución de la generación peninsular vs. Objetivos PNIEC 2025-30 vs. PNIEC Actualizado en 2023. GW

Fuente: REE y PNIEC.



Nota: Las 'renovables' incluyen eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y otras renovables (biogás, biomasa...)

** En la propuesta de la actualización del PNIEC la hidráulica no incluye el bombeo y éste se contabiliza junto con las baterías. El PNIEC no distingue cuántos GW son de baterías y cuántos GW de bombeo. Por ello el Almacenamiento es baterías + bombeo.

En el contexto del **suministro de electricidad en España**, los ciclos combinados desempeñan un **papel fundamental en la cobertura de la demanda de energía eléctrica**. Estas plantas se han convertido en la opción ideal para hacer frente a los picos de demanda y compensar la intermitencia en la generación de energía renovable, y esto es debido principalmente a tres aspectos que las caracterizan: **la firmeza, la capacidad de respaldo y la flexibilidad**. La firmeza de los ciclos se trata de la facultad que tiene esta tecnología de poder suministrar de forma constante y garantizada electricidad al sistema sin importar las circunstancias (como el clima). El respaldo, es la capacidad de dar respuesta a las puntas de demanda que experimenta el sistema eléctrico, mientras que la flexibilidad, es la habilidad de los ciclos de acompañar la producción intermitente cada día, entrando a funcionar y dejando de operar cuando el sistema eléctrico lo necesita. Estas tres características van a ser analizadas a lo largo de todo el estudio de cara a obtener una visión acertada de los ciclos combinados.

Cabe destacar que **los ciclos combinados en un principio fueron diseñados e incorporados al sistema de generación eléctrica español para aportar firmeza** y generar altas cantidades de electricidad a lo largo del año, sin embargo, estas características de diseño han ido transformándose a lo largo de los últimos años. **Actualmente, el respaldo y la flexibilidad que aportan los CCGT al sistema eléctrico son las principales cualidades que caracterizan a esta tecnología**, ya que la posición de la generación renovable en el *mix* de generación eléctrica está avanzando de forma drástica. Por un lado, esta nueva potencia renovable no tiene la capacidad de cubrir los picos de demanda eléctrica del sistema, para lo que son requeridas tecnologías que aporten respaldo y, por otro lado, las renovables aumentan la necesidad de una mayor flexibilidad aportada por los CCGT para cubrir su generación intermitente.



Los ciclos combinados fueron diseñados para producir electricidad (energía) en carga base. En cambio, cada vez son más necesarios para ayudar a cubrir las puntas de demanda eléctrica del sistema (respaldo) y para realizar arranques, paradas y subidas y bajadas constantes de producción para respaldar la intermitencia de las renovables (flexibilidad).





A lo largo del estudio, se va a poder identificar como la energía que aportan los CCGT ha ido disminuyendo a lo largo de los últimos años y seguirá esa tendencia en las estimaciones del PNIEC, mientras que el respaldo y la flexibilidad exigida a los CCGT ha aumentado en contraposición.

Para poder analizar el respaldo que han aportado al sistema los CCGT a nivel histórico, resulta necesario matizar que esta característica de los ciclos se refiere a la probabilidad de que estas centrales estén disponibles o listas para operar en las horas de máxima demanda eléctrica del sistema. Como se observa en la definición, la disponibilidad de las centrales es un factor clave y que influye en la capacidad de respaldo de los CCGT, si bien disponibilidad y respaldo son conceptos diferentes. La disponibilidad no es una característica específica de una tecnología, en este caso CCGT; sino una métrica del porcentaje de horas totales a lo largo de todo el año que están preparados/ listos para entrar a generar electricidad (descontando las horas que dichos ciclos han tenido mantenimientos previstos y no previstos).

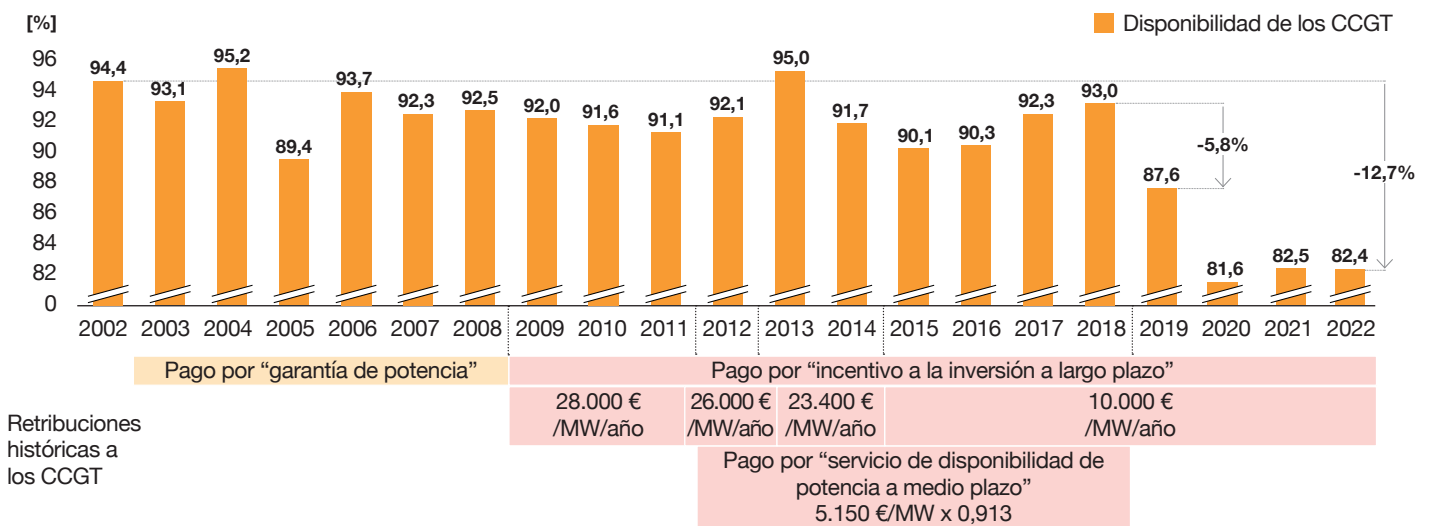
Así, la capacidad de respaldo depende de la disponibilidad que tienen los ciclos para entrar a generar durante las horas del año en las que la demanda eléctrica ha sido máxima (momentos de punta de demanda a lo largo del año). Ambos términos están relacionados, ya que, por ejemplo, un aumento continuado en los mantenimientos no previstos puede llegar a afectar a su capacidad de aportar respaldo, puesto que la probabilidad de que dichos mantenimientos pueda coincidir con alguna de las horas de máxima demanda se incrementa. Es debido a esta relación que el análisis histórico de la capacidad de respaldo que han aportado los ciclos se va a centrar en estudiar su disponibilidad.



Por tanto, poniendo foco en **la disponibilidad de los ciclos a nivel histórico** se ha identificado una reducción considerable de este porcentaje a lo largo de los últimos años, principalmente por el uso de los CCGT bajo unos parámetros de funcionamiento para los que no estaban inicialmente diseñados (menos horas equivalentes de funcionamiento, arranques y paradas continuos, etc...). Esta evolución se puede ver en los datos que proporciona Red Eléctrica de la disponibilidad y de las indisponibilidades previstas y no previstas (en datos anuales peninsulares) de esta tecnología. La disponibilidad ha experimentado una disminución de casi un 13% desde el año 2002, siendo especialmente notable la reducción de la disponibilidad de los últimos 3 años. **Esta bajada de la disponibilidad está directamente relacionada con el aumento de las indisponibilidades no previstas de los CCGT**, que son **tres veces mayores que en 2014**, es decir, que las tareas de mantenimiento no previstas junto con otras actuaciones necesarias para el buen funcionamiento de los ciclos (como pueden ser trabajos de reparación, revisiones o paradas inesperadas en el normal funcionamiento de la unidad de potencia) se han triplicado en este periodo.

Evolución histórica de la disponibilidad de los CCGT anual peninsular. 2002-2022 (%)

Fuente: REE y Análisis de PwC.

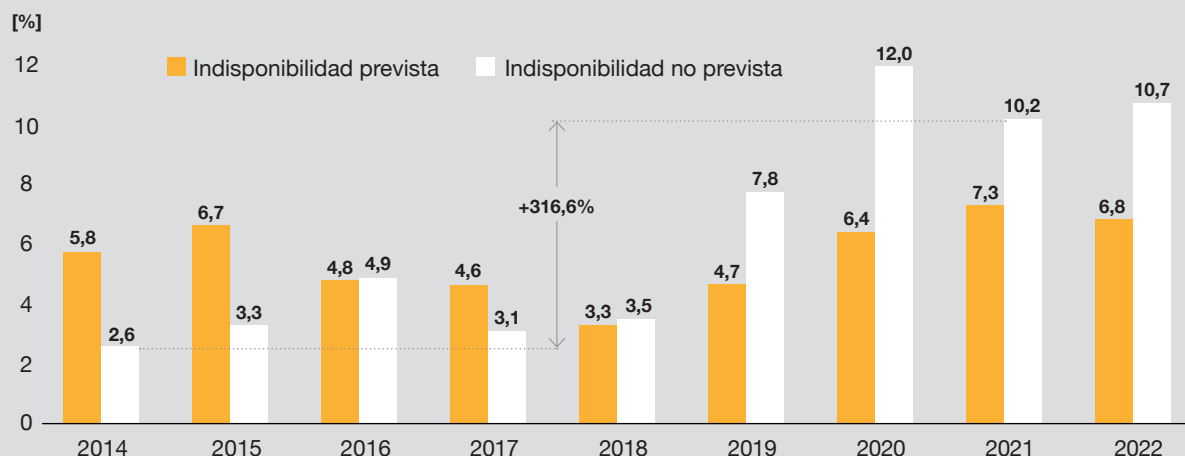


La pérdida de disponibilidad de los ciclos puede estar ligada a la reducción de los pagos por capacidad, y por tanto a los recursos económicos que perciben estas tecnologías, que mayoritariamente no son capaces de sufragar sus gastos de explotación a través de los ingresos que perciben en los mercados de energía. Esta insuficiencia de ingresos puede haber derivado en una mayor reducción de los gastos de estas centrales en su mantenimiento y, por ende, a un incremento en la indisponibilidad.

No es casual que, a partir del año 2018, año en el que se modificó por última vez la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, donde se derogó el “servicio de disponibilidad de potencia a medio plazo”, la disponibilidad de los CCGT se haya visto deteriorada de forma continuada hasta hoy.

Evolución histórica de la indisponibilidad prevista y no prevista de los CCGT anual peninsular 2014-2022 (%)

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Respecto a la flexibilidad de los CCGT, ésta resulta fundamental para cubrir la demanda eléctrica cuando las tecnologías no gestionables (renovables) no están generando. Se puede observar cómo **a nivel histórico la flexibilidad exigida a los ciclos ha aumentado considerablemente ya que la entrada de nueva potencia instalada renovable** en el sistema de generación durante los últimos años **ha provocado que los ciclos tengan que adaptar su forma de operar constantemente**. Prueba de ello es cómo han variado las horas de funcionamiento de los ciclos combinados, así como la generación máxima horaria de los mismos conforme la potencia instalada de origen renovable ha ido aumentando.

En concreto, **las horas equivalentes de funcionamiento de los ciclos** han experimentado una **reducción del 45% a lo largo de los últimos**

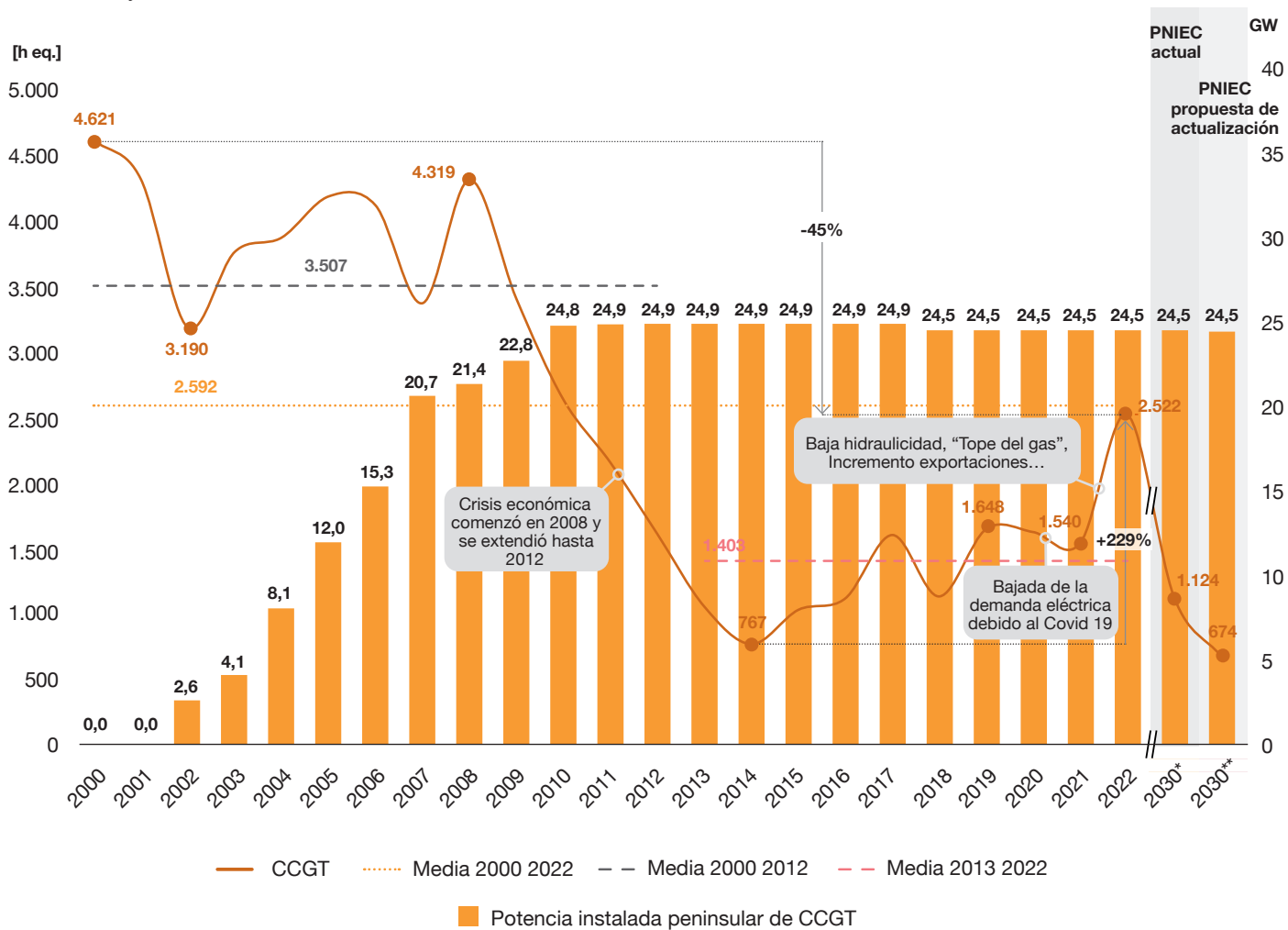
20 años, como consecuencia principalmente de la entrada progresiva de tecnologías renovables. La contribución de las renovables al *mix* eléctrico ha reducido progresivamente el hueco térmico (cubierto por las horas de funcionamiento de los CCGT), es decir, la participación de las centrales térmicas en el mercado diario, y, por ende, el precio de mercado y los ingresos de estas.

La desaparición del carbón del *mix* eléctrico ha invertido levemente dicha tendencia, mostrando un incremento de las horas medias de funcionamiento de los CCGT, pero siempre por debajo de las 2.000 horas equivalentes anuales (salvo 2022 con carácter excepcional), lo cual es menos de la mitad del nivel de funcionamiento previsto en los planes de negocio en base a los cuales se tomaron las decisiones de inversión.



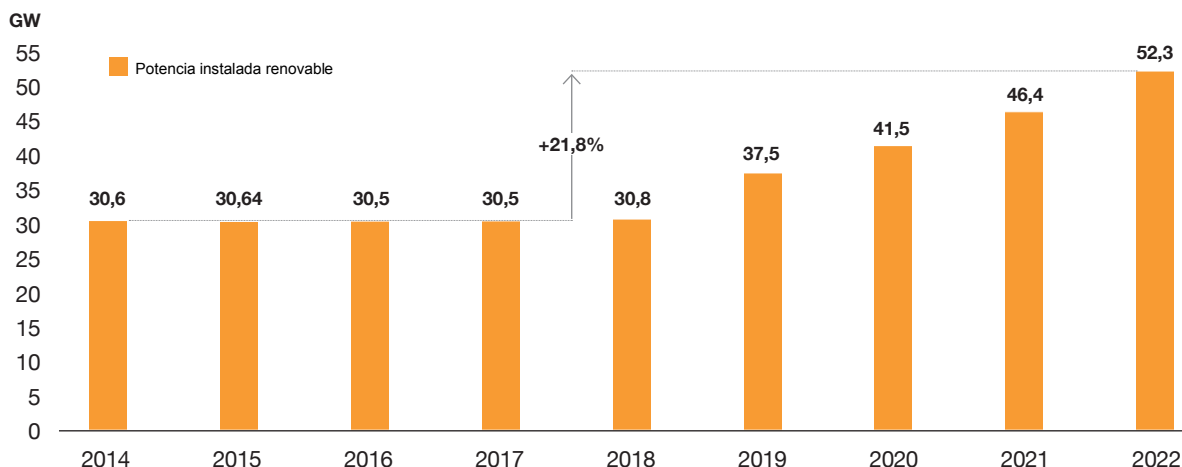
Evolución histórica de las horas equivalentes de funcionamiento de los CCGT. 2000-2022

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Evolución histórica de la potencia instalada renovable peninsular. 2014-2022 GW

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Nota: Las 'renovables' incluyen eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y otras renovables (biogás, biomasa...).

Este análisis histórico del funcionamiento de los CCGT pone de manifiesto cómo esta tecnología se introdujo en el sistema eléctrico y fue diseñada **para ser una de las principales tecnologías de generación eléctrica** y que, por tanto, aportan capacidad firme al sistema además de una parte muy sustancial de la energía generada.

Hoy en día y la perspectiva futura del funcionamiento de los CCGT **se caracterizará más por su rol de respaldo y flexibilidad**, donde su contribución en términos de generación de energía será cada vez menos relevante, pero por otro lado serán imprescindibles para acompañar una demanda y generación cada vez más intermitente.

Muestra de la relevancia de los CCGT para el sistema, es la reciente consulta pública lanzada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en relación con el establecimiento de un mercado de capacidad. En esta consulta se define el pago fijo por capacidad que podrían percibir tanto las nuevas tecnologías como las ya existentes por aportar respaldo y flexibilidad, y toma como referencia el coste fijo de mantener las centrales de ciclo combinado actuales. Dicho pago, llamado coste anualizado equivalente (EAC, por sus siglas en inglés) se establece como un coste fijo anual de 20.000€/MW.

Sin embargo, es fundamental tener en cuenta que, como ya hemos podido ver, los ciclos combinados necesitan aumentar sus niveles de mantenimiento para recuperar su disponibilidad histórica, que es esencial para el funcionamiento del sistema. Además, deben realizar nuevas inversiones para adaptar su diseño, que originalmente estaba pensado para un funcionamiento continuo, a un funcionamiento caracterizado por paradas y arranques frecuentes. Por lo tanto, es necesario considerar también estos costes de inversión adicionales en el cálculo del EAC, ya que, si no se hiciera, se correría el riesgo de que la disponibilidad de las centrales de ciclo combinado disminuya con el tiempo y que se produzcan averías significativas que podría derivar en el propio cierre de centrales. En definitiva, es imperativo que el EAC no solo contemple los costes fijos anuales de mantenimiento, sino también las inversiones necesarias para mantener operativos los ciclos combinados en un entorno de funcionamiento más exigente.



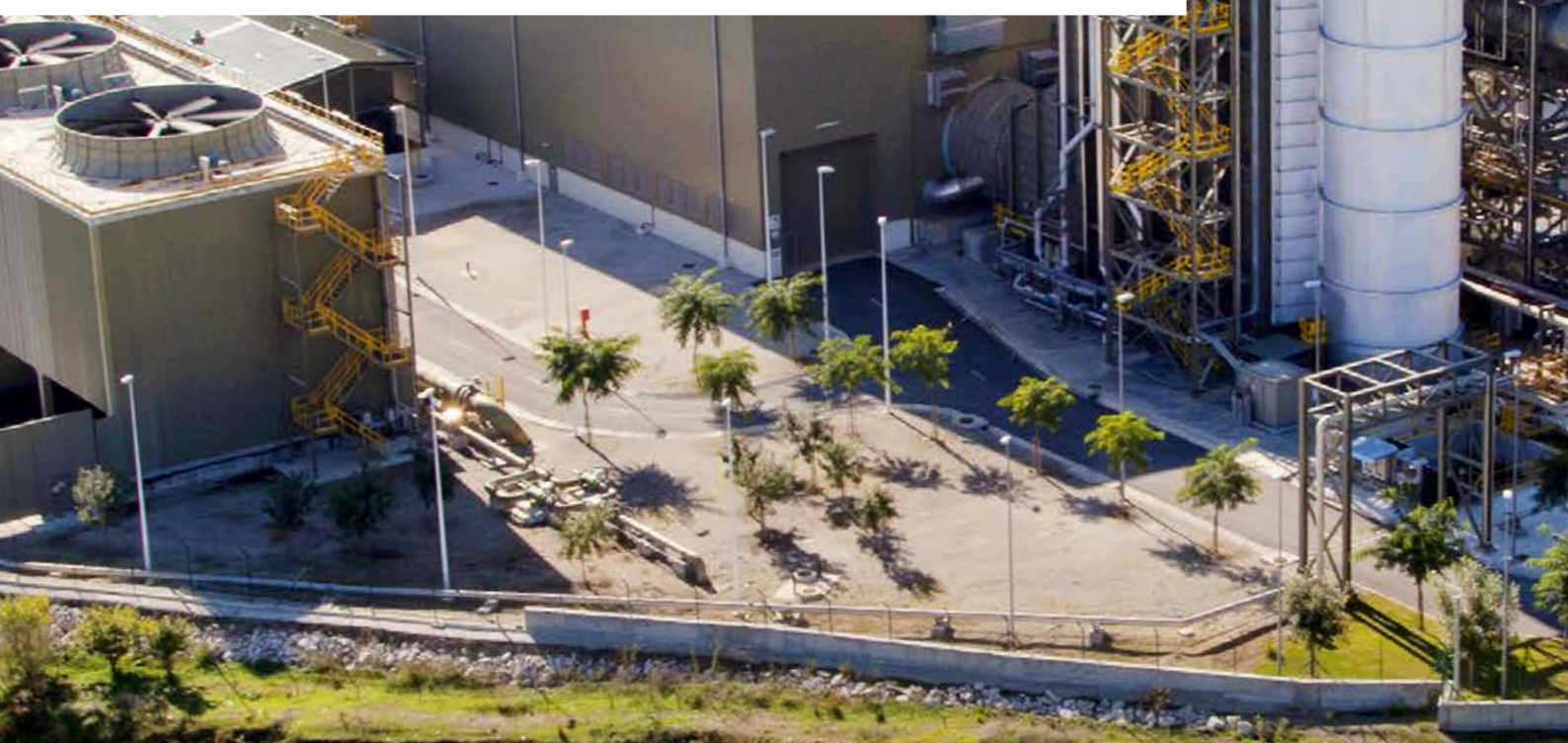
En este contexto, el presente informe tiene como objetivo ilustrar, de forma descriptiva y cuantitativa, el papel clave que desempeñan los ciclos combinados en el sistema eléctrico, en cuanto a respaldo y flexibilidad se refiere, tomando como referencia la participación real que los CCGT han tenido en el mercado en los últimos dos años (2021 y 2022), así como estudiar cómo puede evolucionar a futuro dicho papel en el contexto de mayor penetración de renovables que está previsto en el PNIEC como planificación de referencia a 2030.

- En el Bloque 1, este estudio recoge el análisis de la participación de los CCGT en el mercado eléctrico durante los años 2021 y 2022, comparando las principales características de funcionamiento de los CCGT y destacando las diferencias más significativas entre ambos años, siempre desde la visión de aporte de respaldo y flexibilidad que caracteriza a esta tecnología.
- El Bloque 2, pretende analizar cómo puede evolucionar esa contribución de los CCGT a futuro, como consecuencia de la penetración masiva de renovables, la supuesta entrada de almacenamiento y la desaparición progresiva de tecnologías de respaldo como la nuclear. Para ello, se proyectarán las bases de funcionamiento de los CCGT de acuerdo con el *mix* de generación previsto en 2030, de cara a entender cómo puede evolucionar el modo de funcionamiento de los CCGT desde la perspectiva del respaldo y flexibilidad que tendrán que aportar.



1

Análisis de la generación de los CCGT durante 2021 y 2022





Durante el año 2021, surgieron tensiones en los mercados energéticos que elevaron al alza el precio de las materias primas y *commodities*, debido a diversos factores, entre los que destaca la rápida recuperación económica después de la bajada de consumo y generación durante la pandemia. Estas tensiones se intensificaron significativamente y evolucionaron hacia una crisis energética mundial cuando Rusia invadió Ucrania en febrero de 2022. Como resultado, el precio del gas natural alcanzó niveles sin precedentes debido a la restricción de gas procedente de Rusia, que se han trasladado al precio de los mercados mayoristas eléctricos en toda Europa. Además, los precios del petróleo se han llegado a situar en su nivel más alto desde 2008.

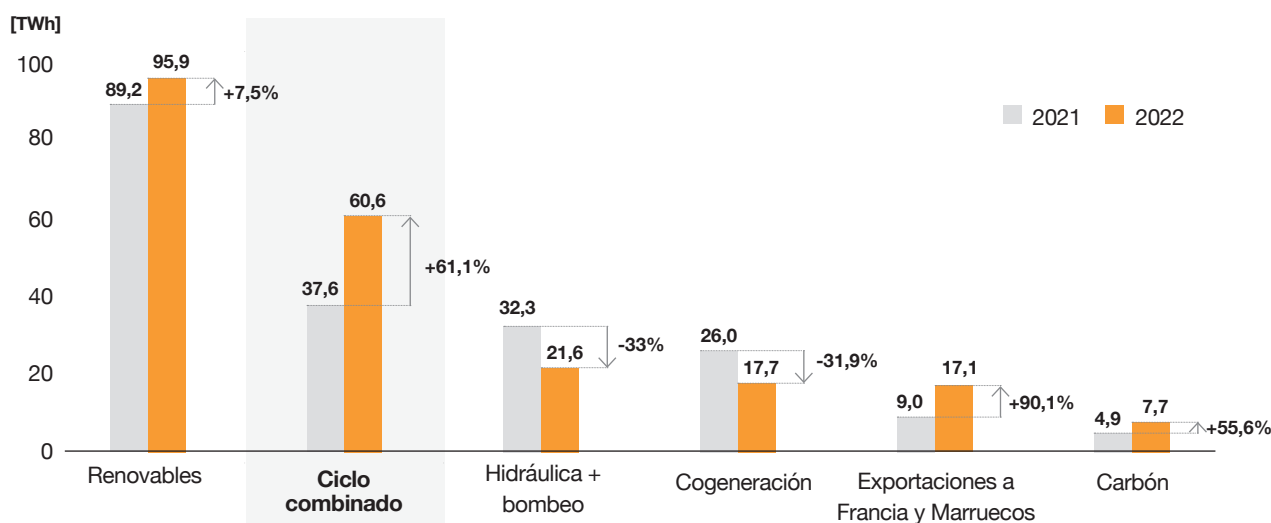
Sin embargo, en este contexto la generación de los CCGT en el mercado eléctrico español ha aumentado considerablemente en 2022 respecto a 2021. Los principales motivos que han podido influenciar a este aumento son los siguientes:

1. **La disminución de la generación** eléctrica por parte de la tecnología **hidráulica** tras el año de sequía de 2022, que se reduce un 33% respecto a 2021 (generación de 21,6 TWh frente a los 32,3 TWh, respectivamente).
2. La instauración del mecanismo de “**tope del gas**” para la generación eléctrica en la península ibérica.
3. El **aumento de las exportaciones internacionales de electricidad a Francia y Marruecos** en 2022, en parte motivado por el mecanismo de tope del gas de la península ibérica o las paradas de la nuclear en Francia (pasando de exportar 9 TWh en 2021 a 17,1 TWh en 2022, un aumento del 90%).
4. La **disminución** en la participación **de la cogeneración** en el mix eléctrico debido a la no retribución de esta tecnología durante 2022 tras la aprobación del mecanismo de compensación del mercado eléctrico aprobado en junio de 2022 (“mecanismo ibérico”).
5. **Aumento de la generación renovable** un 7,5% derivada de un incremento en la potencia renovable instalada (95,9 TWh de 2022 frente a 89,2 TWh de generación renovable en 2021), y la consiguiente necesidad de mayor flexibilidad de los CCGT.

En 2022 los CCGT aumentaron su contribución al *mix* de generación eléctrica con respecto a 2021, incremento influenciado principalmente por la baja generación hidráulica debido a un año de sequía y por un aumento de las exportaciones.

Evolución de las principales exportaciones internacionales y del *mix* de generación eléctrica. 2021 2022 TWh

Fuente: REE.



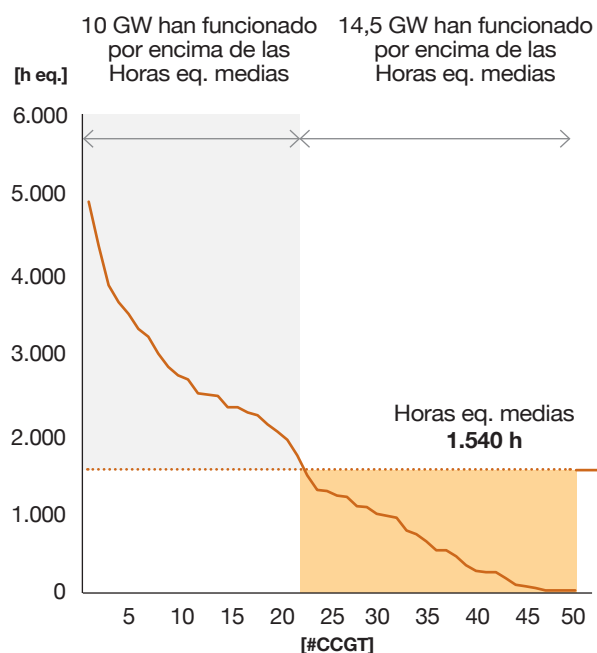


En este contexto, resulta interesante analizar para los años 2021 y 2022, qué papel han tenido en el *mix* de generación eléctrica los CCGT en España. El parque de centrales de gas de ciclo combinado de España se compone de 50 CCGT operativos, cuya suma de potencias máximas suponen los 24,5 GW de potencia instalada de ciclos. Cada uno de estos ciclos operan a lo largo del año un número de horas equivalentes de funcionamiento, entendidas como el ratio entre la generación eléctrica total (MWh) de cada ciclo a lo largo del año y de su potencia instalada (MW).

Cabe destacar cómo las horas equivalentes de funcionamiento medias han aumentado un 64% en 2022 respecto a 2021, y, por otro lado, cómo el número de ciclos combinados que han entrado a generar en el *mix* de generación eléctrica ha crecido de 46 a 49.

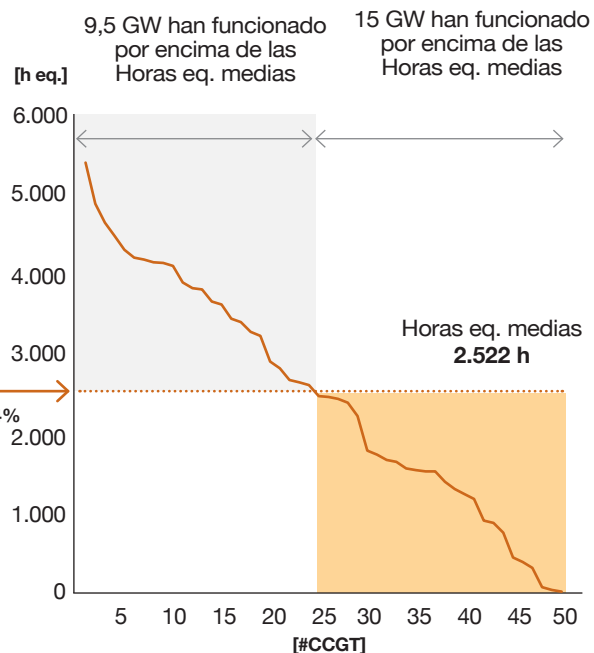
Monótona de horas equivalentes de funcionamiento de los CCGT. 2021

Fuente: REE.



Monótona de horas equivalentes de funcionamiento de los CCGT. 2022

Fuente: REE.



Por lo que respecta a las diferencias en el funcionamiento de cada ciclo se puede identificar cómo hay **gran disparidad entre el parque de CCGT español**. Prácticamente, la mitad de los ciclos están generando por encima de las horas equivalentes medias de funcionamiento del parque peninsular, mientras que la otra mitad genera anualmente por debajo de esta media. Es decir, algunos CCGT **son necesarios todo el año, mientras otros sólo entran a funcionar cuando el sistema los requiere, por ejemplo, cuando aparecen las puntas de demanda eléctrica o existe un déficit de producción de energías renovables**.

Si analizamos el parque de CCGT en base a sus horas medias de funcionamiento, podemos identificar tres grandes grupos que se pueden asociar a tres roles principales de participación o contribución al sistema eléctrico:

GRUPO

1

Se trata de los ciclos combinados que casi siempre están generando (elevado número de horas medias de funcionamiento), y son necesarios la mayoría de las horas del año. Son ciclos que aportan “**potencia firme**” de forma casi continua, todos los días.

2

Son los CCGT que aportan las rampas de generación y arranques necesarios para contrarrestar la intermitencia de las renovables, es decir, su participación viene condicionada por la amplitud del hueco térmico (demanda, generación hidráulica, exportaciones, etc.). Son los ciclos que aportan “**energía de forma flexible**” al sistema.

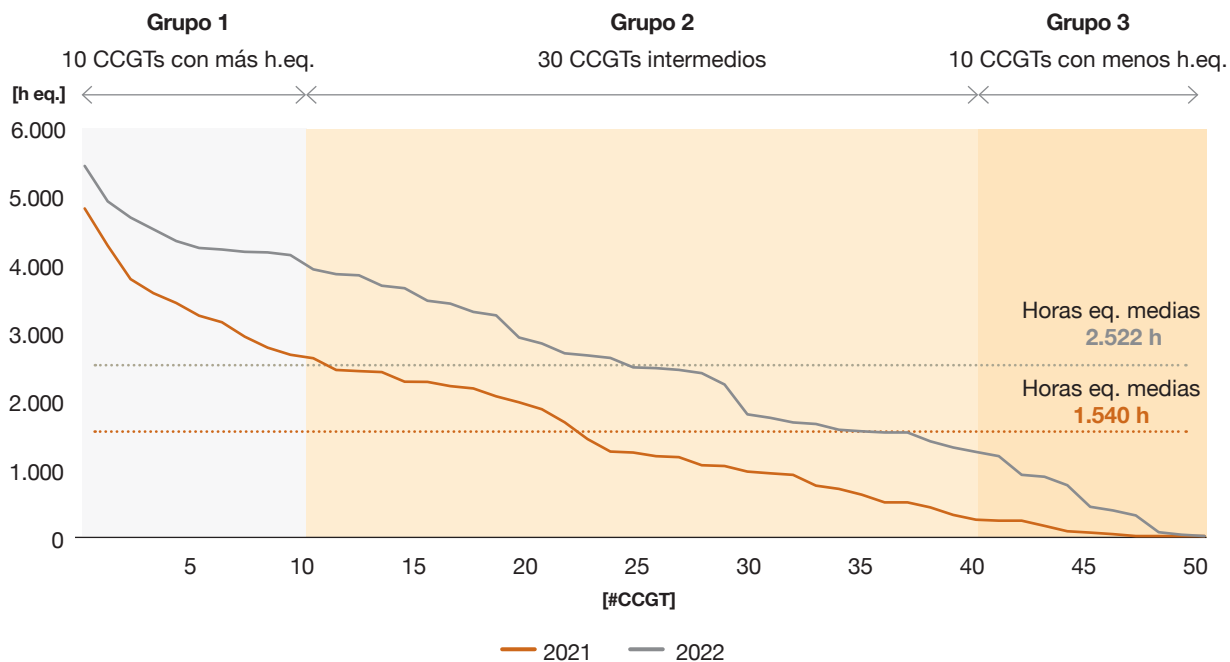
3

Este grupo de ciclos entran a generar en el sistema muy pocas horas al año pero aportan la energía necesaria para cubrir las demandas pico de electricidad, es decir, funcionan cuando el resto de las tecnologías de generación no pueden cubrir la demanda. Son ciclos que aportan “**potencia de respaldo**” en las puntas de demanda.



Monótona de horas equivalentes de funcionamiento de los CCGT dividida en los grupos identificados. 2021-2022

Fuente: REE.



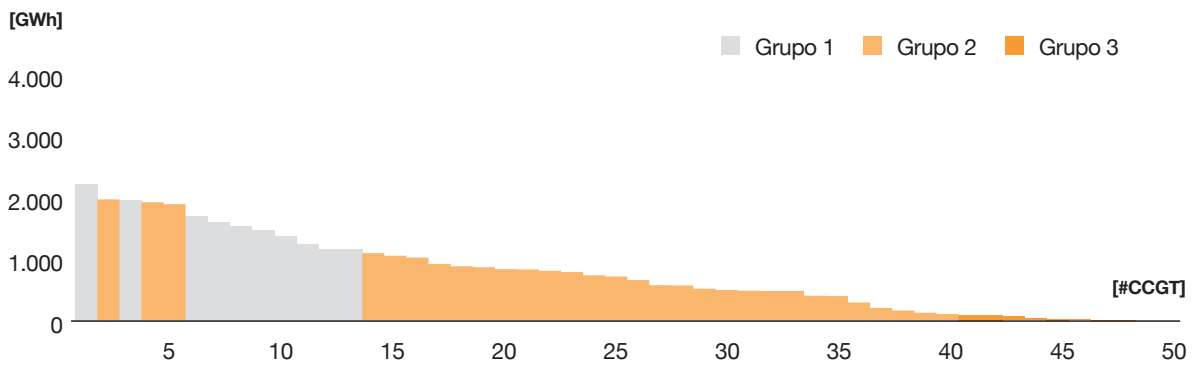
Si realizamos la comparativa entre el año 2021 y 2022, siendo el segundo un año de mayor contribución de los CCGT al sistema, observamos que los CCGT que se posicionan en cada uno de los bloques o segmentos son, esencialmente los mismos. Si bien hay un incremento generalizado de las horas medias de funcionamiento de todos los ciclos, se podría llegar a concluir que los de grandes bloques se mantienen, con una alta coincidencia en las plantas que se incluirían en uno u otro grupo en función de su rol principal, aportando flexibilidad o respaldo.





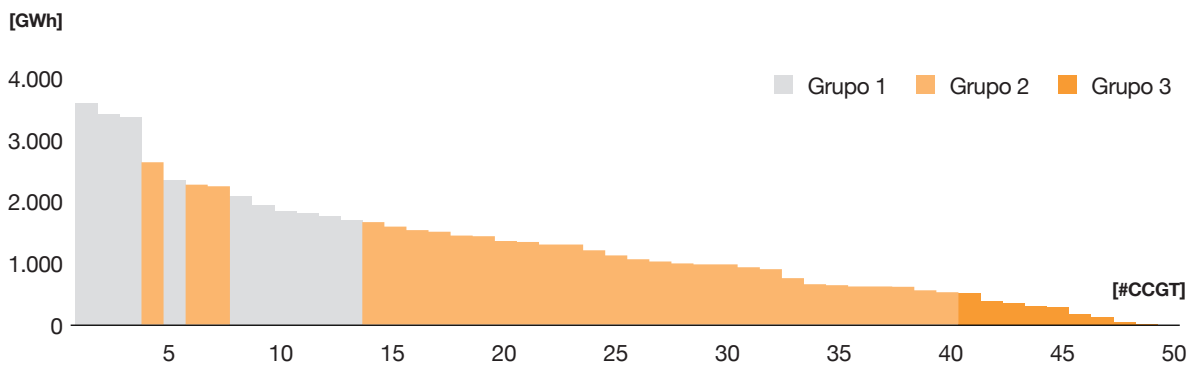
Monótona de generación anual por CCGT con los grupos identificados. 2021

Fuente: REE.



Monótona de generación anual por CCGT con los grupos identificados. 2022

Fuente: REE.



Una vez contextualizadas las diferencias entre los distintos grupos de CCGT entre 2021 y 2022, es importante entender cuáles han sido las condiciones reales de funcionamiento de los CCGT en los últimos años y cuál es el respaldo y la flexibilidad que realmente han entregado al sistema, considerando estos dos años con casuísticas de entorno muy distintas.

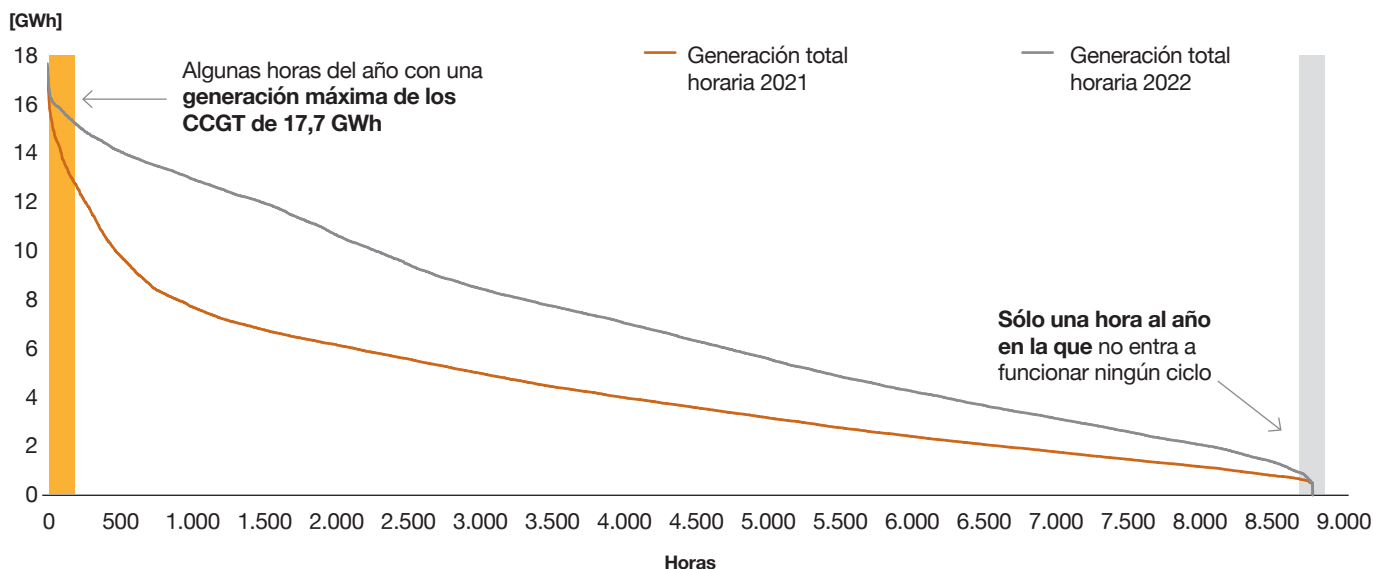
1.1. Los CCGT en clave de respaldo

Si realizamos un análisis práctico de cuáles han sido las horas de máxima generación del total de CCGT a lo largo del año, como aproximación de cuánta es la máxima capacidad de respaldo que han aportado los CCGT durante ese periodo, se puede observar que dicha generación horaria alcanza los 17,7 GWh en las horas de máxima contribución. Es decir, en ninguna hora del año los CCGT han llegado a generar los teóricos 24,5 GWh de la potencia instalada “disponible”, pese a que todos los CCGT han sido requeridos en alguna hora a lo largo del año.

¿Se puede determinar por tanto que **la potencia real disponible como respaldo de los CCGT no asciende a los 24,5 GW teóricos, sino que en la práctica se ve reducida a los 17,7 GW de máxima contribución observada en 2022**? A continuación, se muestran diversos análisis que pueden apoyar dicha hipótesis.

Monótona de generación total horaria de los CCGT. 2021 vs. 2022 GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Si hacemos foco en la **monótona horaria de máxima generación de los CCGT** (dicho de otro modo, si ordenamos las horas de mayor a menor contribución de CCGT en cada hora), se **identifica que la potencia máxima instalada total de los ciclos que generan esa hora es de alrededor de 21 GW, si bien la potencia real efectiva que se ha aportado al sistema ha sido inferior, en concreto los 17,7 GW anteriormente mencionados**. Es decir, en esa hora de máxima contribución:

- Ciertos CCGT con potencia instalada conjunta de 3,5 GW no funcionaron. Esto se puede deber a indisponibilidades de los CCGT (mantenimientos programados y no programados), así como a que los costes de arranque y funcionamiento puedan no verse compensados por el precio de mercado.
- Los 21 GW de potencia instalada que sí funcionaron sólo aportaron 17,7 GW de potencial efectiva.

Cabe destacar que la generación de los CCGT analizada corresponde a la que ha entrado a funcionar en el mercado diario. Por tanto, la generación de los ciclos correspondiente a otros mercados como lo son el intradiario o el de servicios de ajuste no se ha considerado, donde también el papel de los ciclos es importante. Un ejemplo es el mercado de servicios de ajuste, donde existe un número de ciclos (alrededor de 2 GW) que siempre entran a generar en el mercado para la resolución de restricciones técnicas.

Profundizando en este análisis, al comparar la monótona de la generación horaria de los CCGT con la potencia máxima total de los ciclos que están funcionando cada una de esas horas del año, se extrae la conclusión de que, **de media durante estos dos años analizados, los CCGT no funcionan nunca a su potencia máxima**. Este hecho se repite a lo largo de la monótona de generación horaria de los CCGT en ambos años analizados como se puede ver en los gráficos siguientes. La curva monótona de generación total horaria siempre queda por debajo de la curva de potencia máxima horaria de los CCGT que generan esa hora, lo que indica que durante todas las horas del año se repite este hecho.

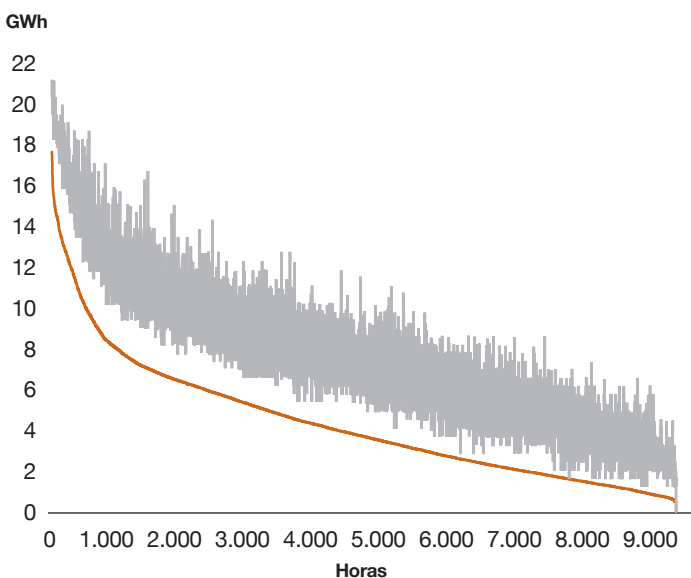
Los motivos por los que los CCGT no llegan a alcanzar su potencia máxima podrían estar relacionados con los siguientes supuestos:

- **Pérdida de eficiencia** de los ciclos con más horas de funcionamiento acumuladas.
- Aumento de las **paradas de mantenimientos programados y no programados** por antigüedad del ciclo.
- **Rampas de generación debidas a arranques/paradas** de los ciclos, ya que la puesta en funcionamiento no es instantánea a máxima capacidad, sino progresiva.



Monótona de generación total horaria de los CCGT vs. Potencia máxima horaria de los CCGT que general esa hora. 2021 GWh

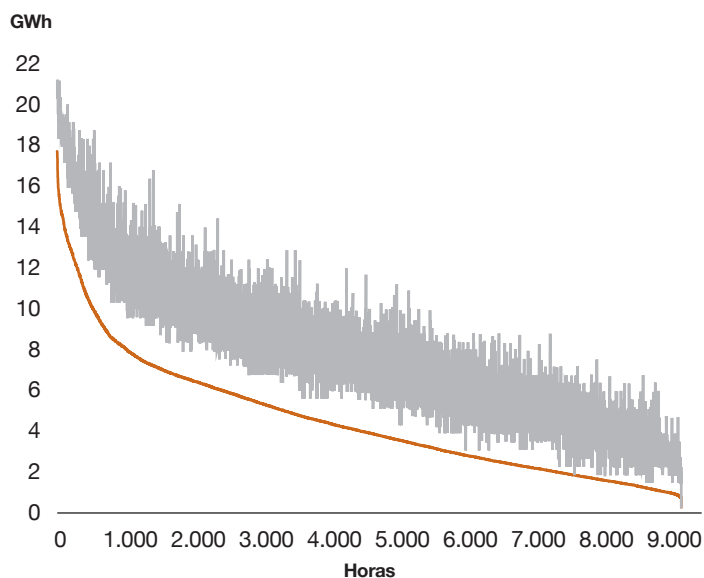
Fuente: REE y Análisis de PwC.



— Generación total horaria

Monótona de generación total horaria de los CCGT vs. Potencia máxima horaria de los CCGT que general esa hora. 2022 GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.



— Potencia nominal horaria de los CCGT que generan esa hora

Por tanto, se puede llegar a la conclusión de que existen algunos casos en los que un ciclo combinado 'tipo' no puede alcanzar su potencia máxima por diversas circunstancias.



De los 24,5 GW instalados de CCGT, son sólo 17,7 GW los máximos que se han generado en una hora en 2022 (que corresponden a 21 GW de potencia máxima total en esa hora). Este resultado es coherente con la evolución desfavorable de la disponibilidad de los CCGT que ha pasado de los valores históricos cercanos al 95% al 82,4% observado en 2022.

Para poder profundizar más en esta hipótesis, se ha realizado un análisis detallado poniendo el foco en los días y horas en los que se han detectado máximos de generación de los ciclos durante el año 2022, con el objetivo de entender cuál ha sido la casuística de balance energético de oferta y demanda que ha llevado a esa contribución máxima.

En primer lugar, se ha analizado el día 4 de octubre de 2022, al tratarse de uno de los días donde la aportación al sistema eléctrico por parte de los CCGT se convirtió en un elemento crucial para la cobertura de la demanda eléctrica en el país, protagonizándose uno de los momentos más tensos en el sistema eléctrico español de los últimos años. Varias circunstancias anómalas se combinaron para generar tensión en el sistema de cara a poder llegar a cubrir la demanda eléctrica ese día:



La producción eólica fue notablemente baja debido a la falta de viento.



Además, tanto Francia como Portugal experimentaban problemas en sus fuentes de energía, con escasez de suministro nuclear e hidráulico, respectivamente.



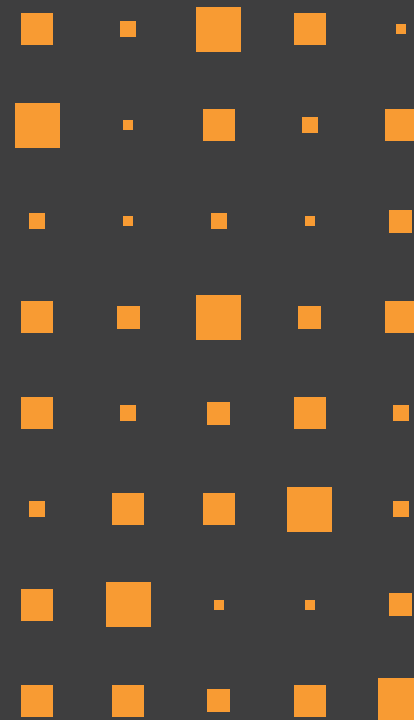
La sequía en la península ibérica también limitó la producción hidráulica.



Sumado a esto, la generación de energía nuclear y cogeneración estaba por debajo de lo esperado.



Un gran número de centrales de ciclo combinado de gas estaban en paradas por mantenimiento.

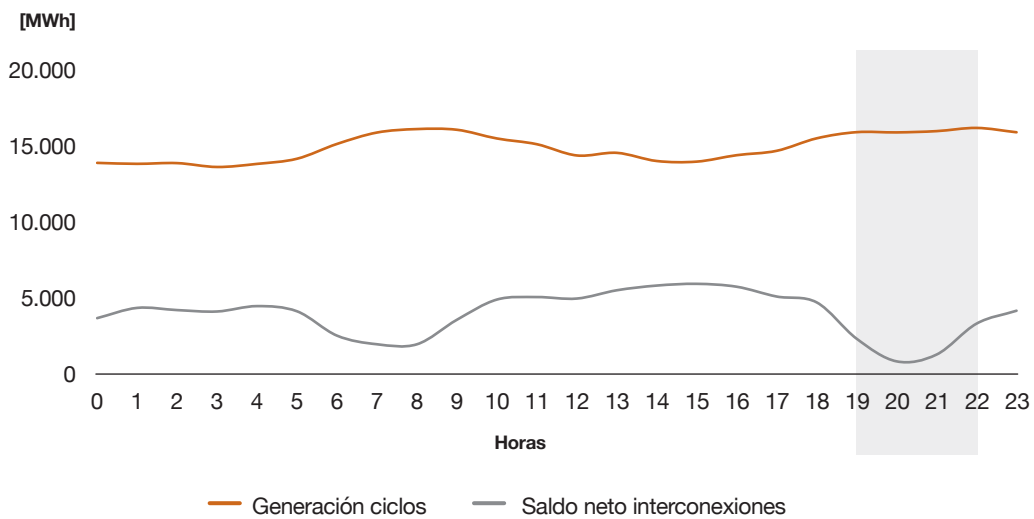
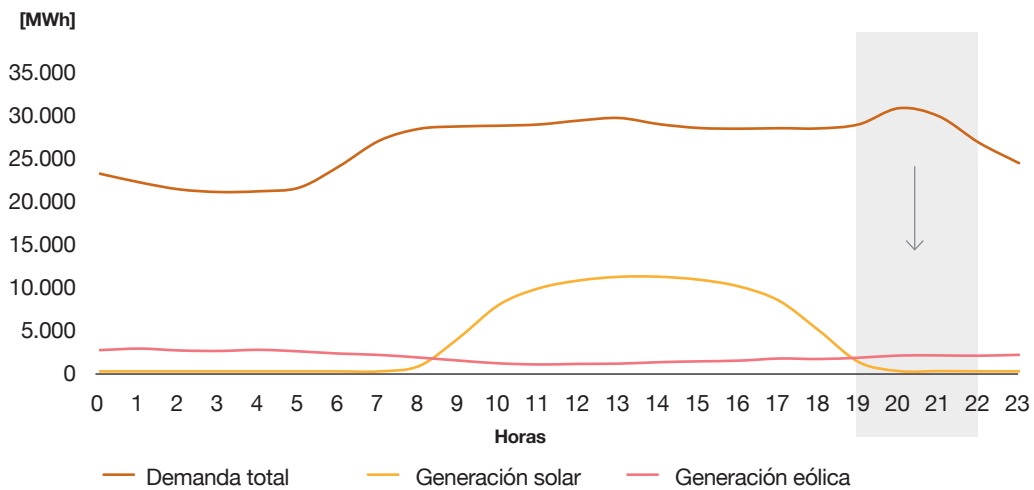


La conjunción de estos factores provocó que los CCGT disponibles tuvieran que generar en máximos para intentar cubrir la demanda, si bien no fueron suficientes al tener una parte importante de las unidades de producción en parada por mantenimiento.

Específicamente, entre las 20:00 y las 21:00 del 4 de octubre, se registró un pico de demanda eléctrica de alrededor de 30 gigavatios, mientras que la generación de los CCGT se mantuvo constante en torno a un máximo de 15 GW, lo que obligó al sistema a reducir las exportaciones de electricidad drásticamente para poder cubrir la demanda. Este hecho no se produjo por un mero arbitraje de precios, ya que el precio Spot de la energía en España fue más barato que el de Francia todas las horas de ese día. Este patrón se repitió en los días siguientes, con una correlación clara entre la caída de las exportaciones y la incapacidad de las centrales para generar más allá de un máximo de potencia.

Evolución de la demanda, generación solar, eólica, de ciclos e interconexiones. 04/10/2022

Fuente: REE y Análisis de PwC.

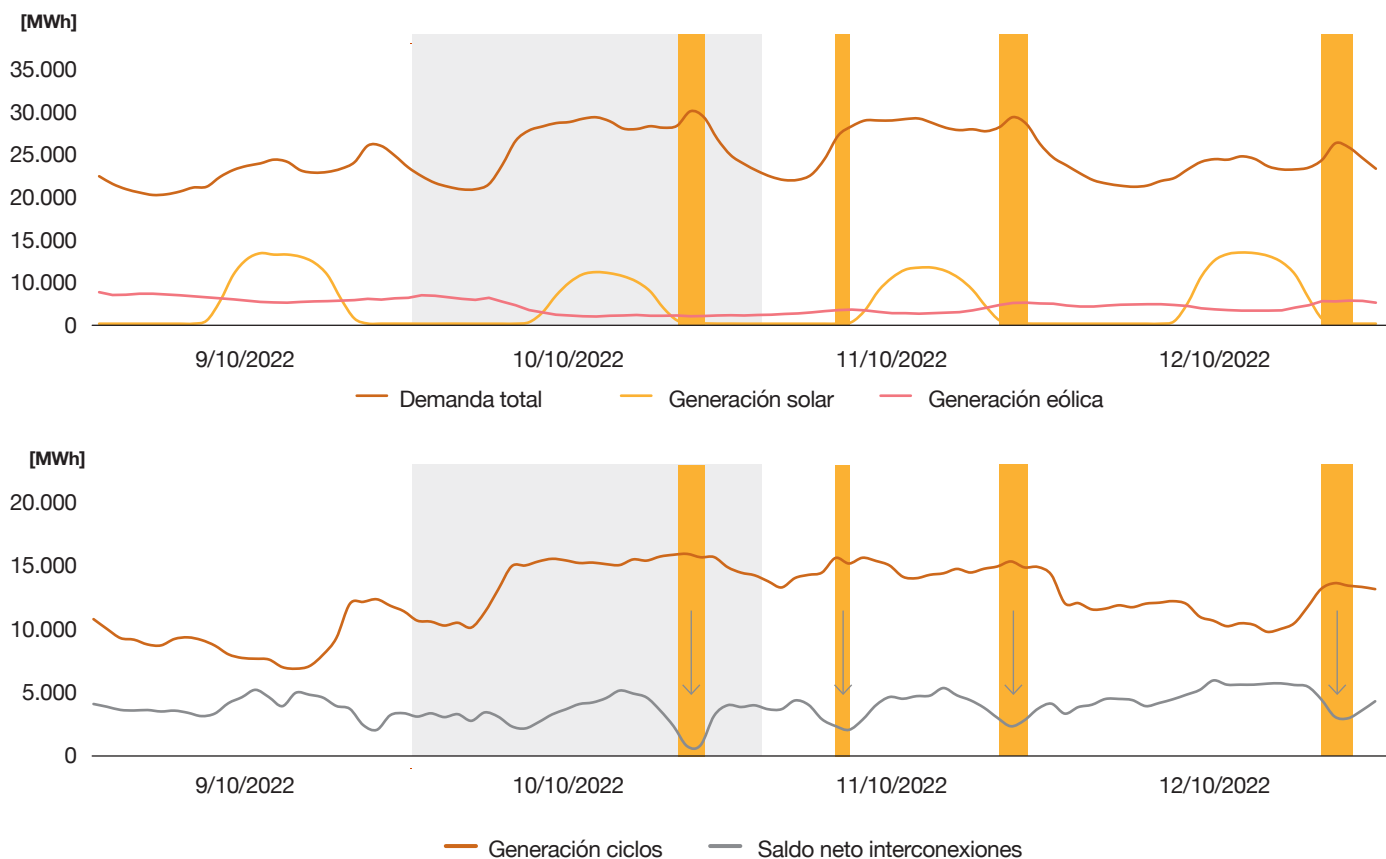


En segundo lugar, se ha analizado la semana siguiente a la del 4 de octubre (**9, 10, 11 y 12 de octubre de 2022**), donde se volvió a observar el comportamiento del sistema eléctrico comentado en el punto anterior, hecho que demuestra que el sistema ha experimentado más de una vez momentos de estrés al tener que cerrar las interconexiones para cubrir la demanda:

- Durante esta semana, también se observa que la baja contribución de generación renovable se contrarresta con un mayor despacho de CCGT cuya contribución se mantiene elevada de forma constante incluso en horas de mayor generación solar, cubriendo el hueco térmico que deja la escasez de generación renovable (en este caso, principalmente eólica).
- Se puede observar durante esos días cómo durante las **“puntas” de demanda (en el entorno de las 20:00 – 21:00 de la noche)** el sistema **no es capaz de incrementar la potencia de CCGT a despachar por encima de los aproximadamente 15 GW que existían funcionando en las horas previas a dicha punta de demanda.**
- **Con el objetivo de hacer frente a dichas puntas de demanda, el sistema considera necesario reducir potencia de las interconexiones, dejando de exportar electricidad y aumentando las importaciones.**

Evolución de la demanda, generación solar, eólica, de ciclos e interconexiones. 09/10/2022-12/10/2022

Fuente: REE y Análisis de PwC.

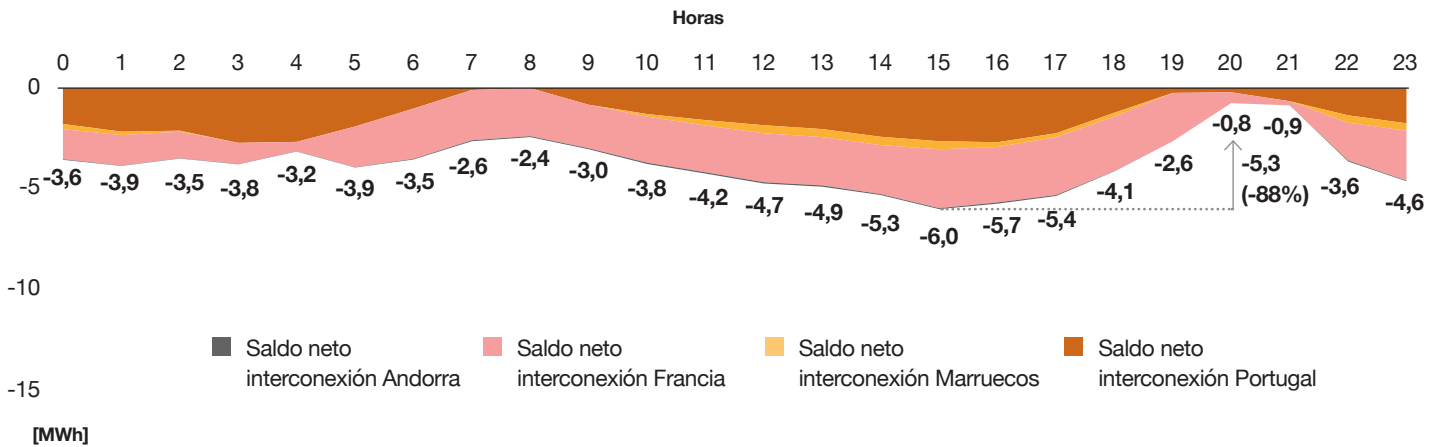


Más concretamente, si nos fijamos en el día 10 de octubre de 2022, se produjo una fuerte **reducción en la exportación** de electricidad causada por la alta demanda eléctrica española. Esta limitación se produjo debido otra vez al conjunto de factores que causaron la situación de estrés en el sistema el día 4 de octubre de 2022. En particular, durante ese día la mayor parte de la exportación de España era con destino Francia, y se observa cómo entre las 20 y las 21 dicha exportación se reduce considerablemente (en torno a 3-4 GW).

Analizando los precios de la energía en ambos mercados Spot de España y Francia se puede inferir que dicha reducción de la exportación no fue consecuencia de un precio de energía más bajo en el lado francés, sino que, a priori, se puede concluir que está **directamente relacionada con la necesidad de cubrir la demanda esa hora del día a través de una minoración de la capacidad de exportación, ante la indisponibilidad de mayor capacidad de CCGT a incorporar al sistema.**

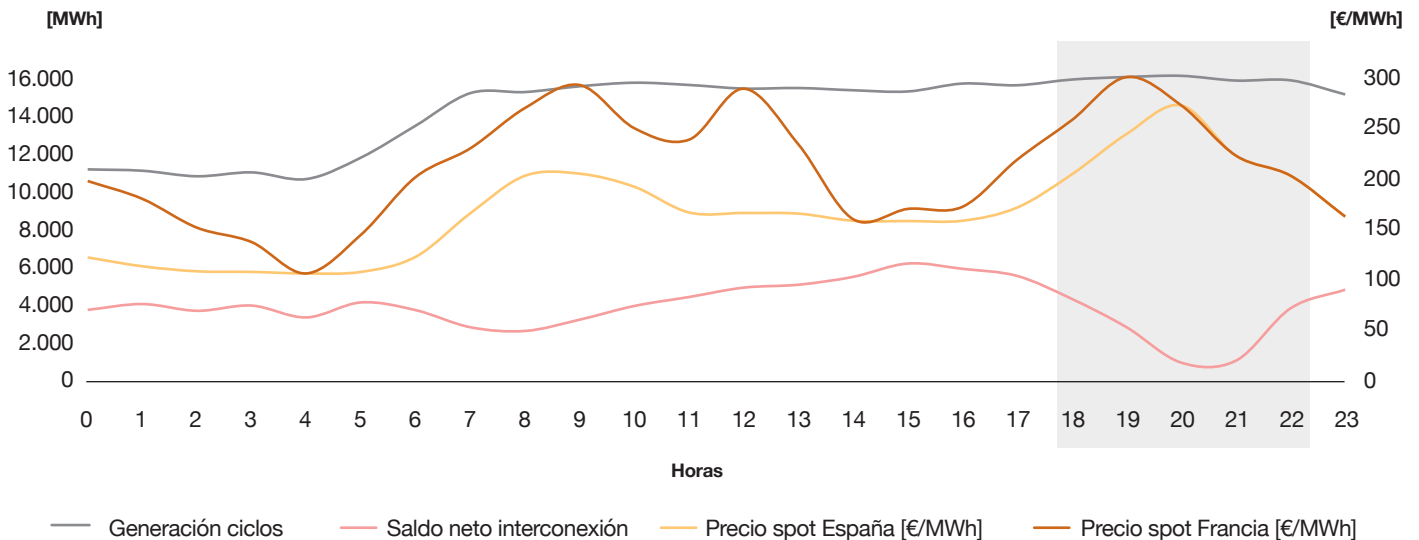
Perfil horario del saldo neto de las interconexiones. 10/10/2022

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Perfil horario de la generación de ciclos, interconexiones y precios del mercado spot de España y Francia. 10/10/2022

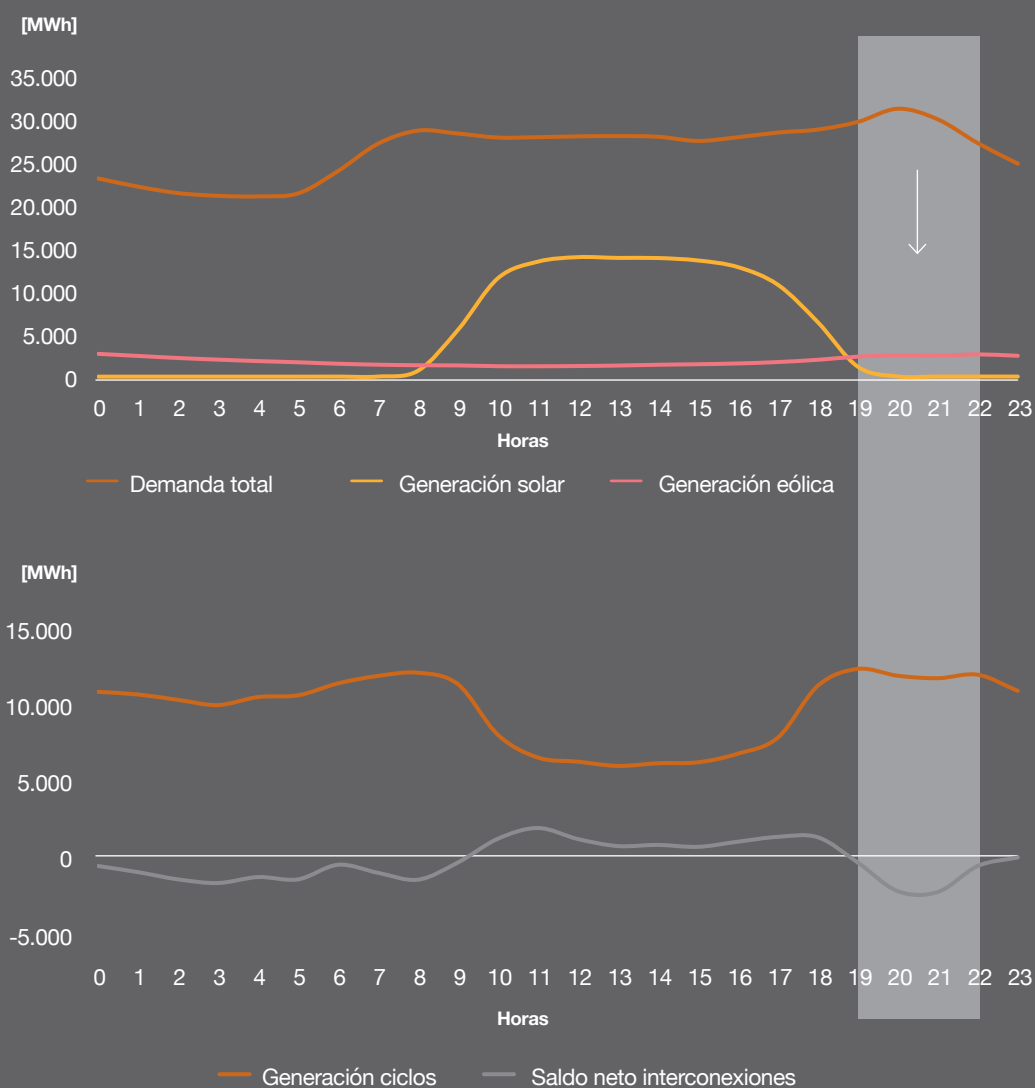
Fuente: REE y Análisis de PwC.



Cabe destacar, que esta situación anteriormente descrita de estrés en el sistema eléctrico no es un hecho habitual, ya que la conjunción de todas estas circunstancias (baja producción renovable, mantenimientos, alta demanda, etc.) no suele ocurrir en el mismo momento. Sin embargo, tampoco se trata de eventos extremadamente puntuales que no se vayan a repetir. De hecho, **estas mismas condiciones las hemos vuelto a vivir la misma semana de octubre, pero un año más tarde. El día 10 de octubre de este año 2023 el sistema ha experimentado una situación similar:**

Evolución de la demanda, generación solar, eólica, de ciclos e interconexiones. 10/10/2023

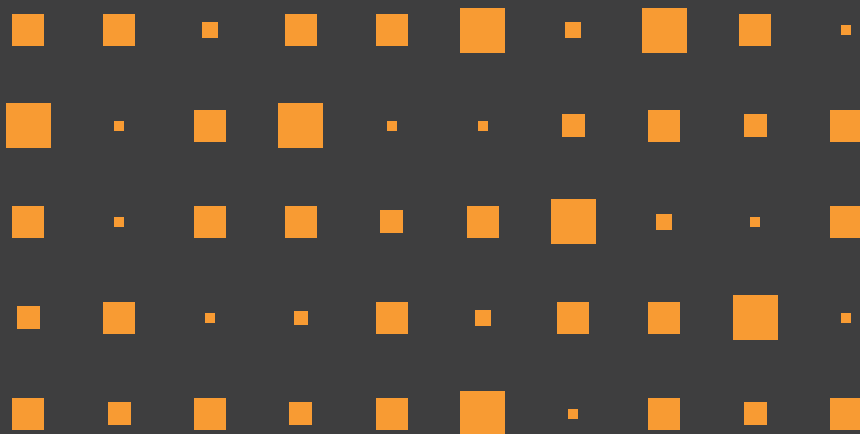
Fuente: REE y Análisis de PwC.



No cabe duda de que REE cuenta con diversos mecanismos para hacer frente a este tipo de situaciones y asegurar la cobertura de la demanda. No obstante, el hecho de que se hayan cerrado interconexiones con países vecinos en varios momentos del año muestra que la potencia instalada en el sistema eléctrico puede no ser suficiente para cubrir la demanda eléctrica si no existen incentivos que fomenten el respaldo que pueden aportar las distintas tecnologías dando lugar a una dependencia de terceros. Por consiguiente, queda clara la necesidad de establecer un sistema retributivo consciente de la posibilidad de que ocurran estas situaciones, para garantizar que haya tecnología de generación disponible capaz de producir en esos picos de demanda.

En resumen, se puede determinar que, por lo que respecta al respaldo de los CCGT en 2021 y 2022, se han observado algunos casos en los que un ciclo combinado 'tipo' no puede alcanzar su potencia máxima por diversas circunstancias. Es decir, que de los 24,5 GW instalados, son sólo 17,7 GW los máximos que se generan en una hora (que corresponden a 21 GW de potencia instalada). **Además, en algunos días extremos, cuando los picos de demanda coinciden con las horas del día con menor generación renovable, la potencia de CCGT disponible no es capaz de superar el máximo de 17,7 GWh a lo largo del año 2022.**

En algunos momentos de máxima demanda, el operador del sistema se ha visto obligado a reducir la capacidad de exportación (e incluso importar) dada la imposibilidad (aparentemente técnica) de incorporar potencia adicional de CCGT.





1.2. Los CCGT en clave de flexibilidad

Como ya se ha explicado con anterioridad, la reducción paulatina de la contribución de los CCGT al *mix* de producción por la penetración creciente de potencia renovable ha conllevado, por otro lado, un incremento sustancial de las necesidades de flexibilidad. Especialmente la integración de nueva generación solar, con un perfil horario de producción muy acusado, ha llevado a cambiar de forma sustancial el perfil de funcionamiento de los CCGT, que deben acompañar el incremento y reducción de producción de dichas fuentes para garantizar la cobertura de la demanda en todo momento.

Una forma de medir dicho incremento de requerimientos de flexibilidad es analizar las necesidades de arranques y paradas que se han requerido a los CCGT para acompañar los perfiles acusados de producción renovable, especialmente la tecnología solar. A mayor penetración de renovable, más acusado es el perfil de generación de los CCGT y, por tanto, mayor el número de arranques y paradas que de media deben realizar los CCGT.

Las rampas de generación para acompañar los perfiles de generación renovable y los arranques de los ciclos combinados son los parámetros que mejor caracterizan la flexibilidad que aportan los CCGT al *mix* de generación eléctrica español:

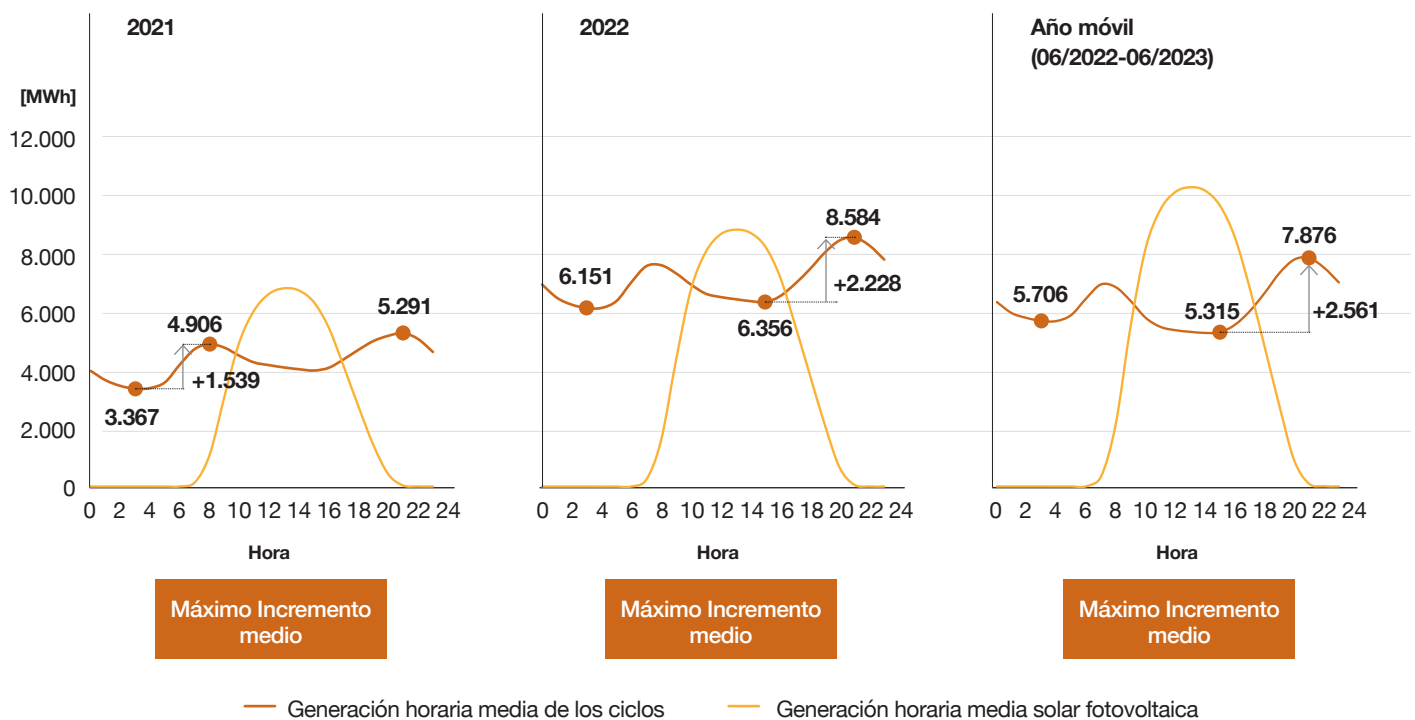
- Las rampas de generación de los ciclos se producen al sustituir de forma ágil la caída de la generación solar fotovoltaica en las horas en las que la demanda eléctrica aumenta (últimas horas de la tarde). De la misma forma, estas rampas también aparecen en las horas del día en las que entra de forma masiva la fotovoltaica (primeras horas de la mañana).
- Los arranques/paradas de los CCGT miden la capacidad que esta tecnología tiene de empezar a generar electricidad o dejar de hacerlo cuando el sistema lo necesita, permitiendo así al sistema amoldarse a cada situación.



En concreto, si se analizan las curvas de generación medias de los CCGT de los años 2021, 2022 y el año móvil 2022-2023 (desde junio del 2022 hasta junio de 2023), se identifica cómo las rampas medias de generación de los ciclos han aumentado considerablemente debido a la creciente incorporación de generación solar fotovoltaica principalmente, especialmente desde la segunda mitad de 2022. **Esta tendencia de aumento de las rampas medias de generación de los CCGT está directamente relacionada con una creciente necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico, ya que significa que requiere que más generación entre a funcionar en periodos de tiempo más cortos.**

Perfil horario de generación medio. MWh 2021 vs. 2022 vs. Año móvil

Fuente: REE y Análisis de PwC.

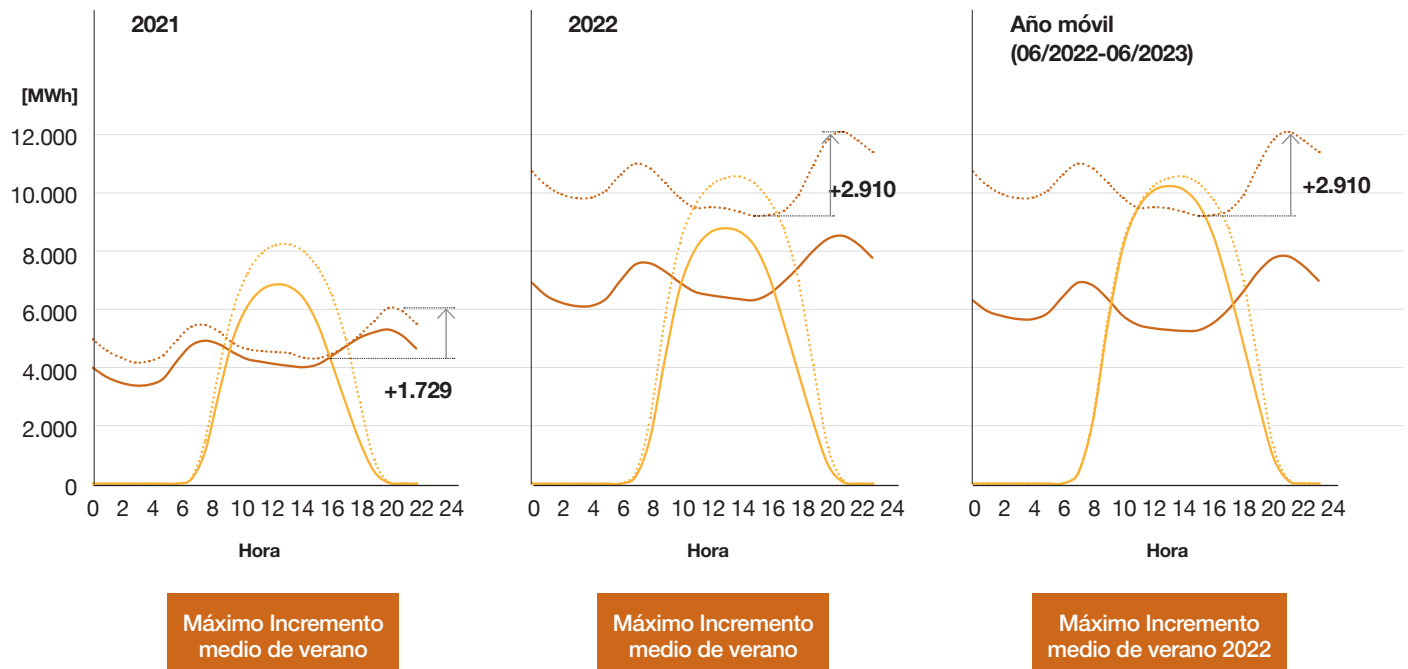




Además, el perfil de generación medio de los CCGT varía en función de la hora y la estación del año analizada. En concreto, aparecen mayores rampas en verano que la media anual debido a una mayor presencia de generación solar fotovoltaica y por tanto el gradiente necesario a cubrir por la generación de CCGT es mayor.

Perfil horario de generación medio vs Perfil de generación medio en verano. MWh 2021 vs. 2022 vs. Año móvil

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Nota: Verano (julio, agosto y septiembre)

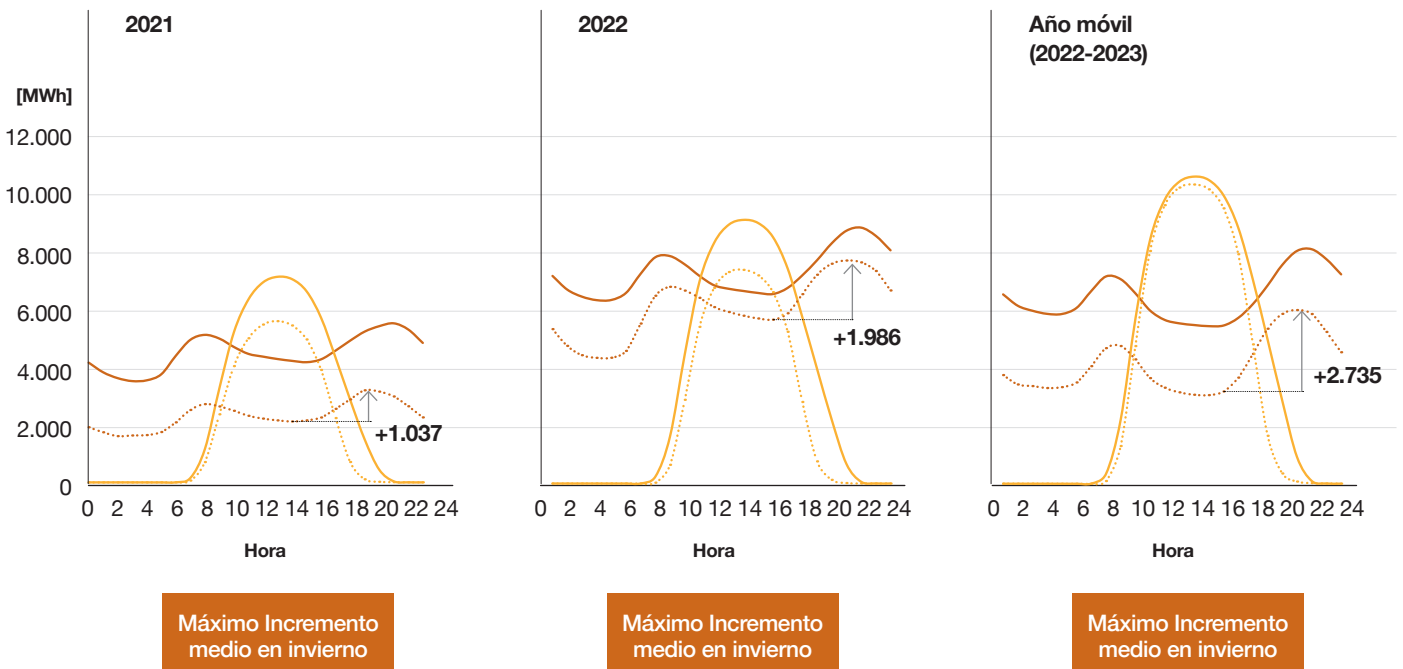
*El año 2023 tiene en cuenta los datos de REE sólo hasta el 10 de julio de 2023.



Las rampas de generación de CCGT son menores en invierno que en la generación media debido también a que la presencia de generación solar fotovoltaica disminuye, con lo que las necesidades de acompañamiento de los CCGT al perfil solar de producción también se ven reducidas.

Perfil horario de generación medio vs Perfil de generación medio en invierno. MWh 2021

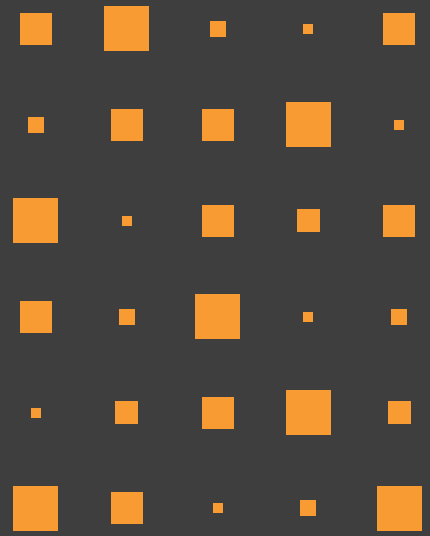
Fuente: REE y Análisis de PwC.



- Generación horaria media de los ciclos
- Generación horaria media solar fotovoltaica
- ⋯ Generación ciclos invierno
- ⋯ Generación solar fotovoltaica invierno

Nota: Invierno (Enero, Febrero y Marzo)

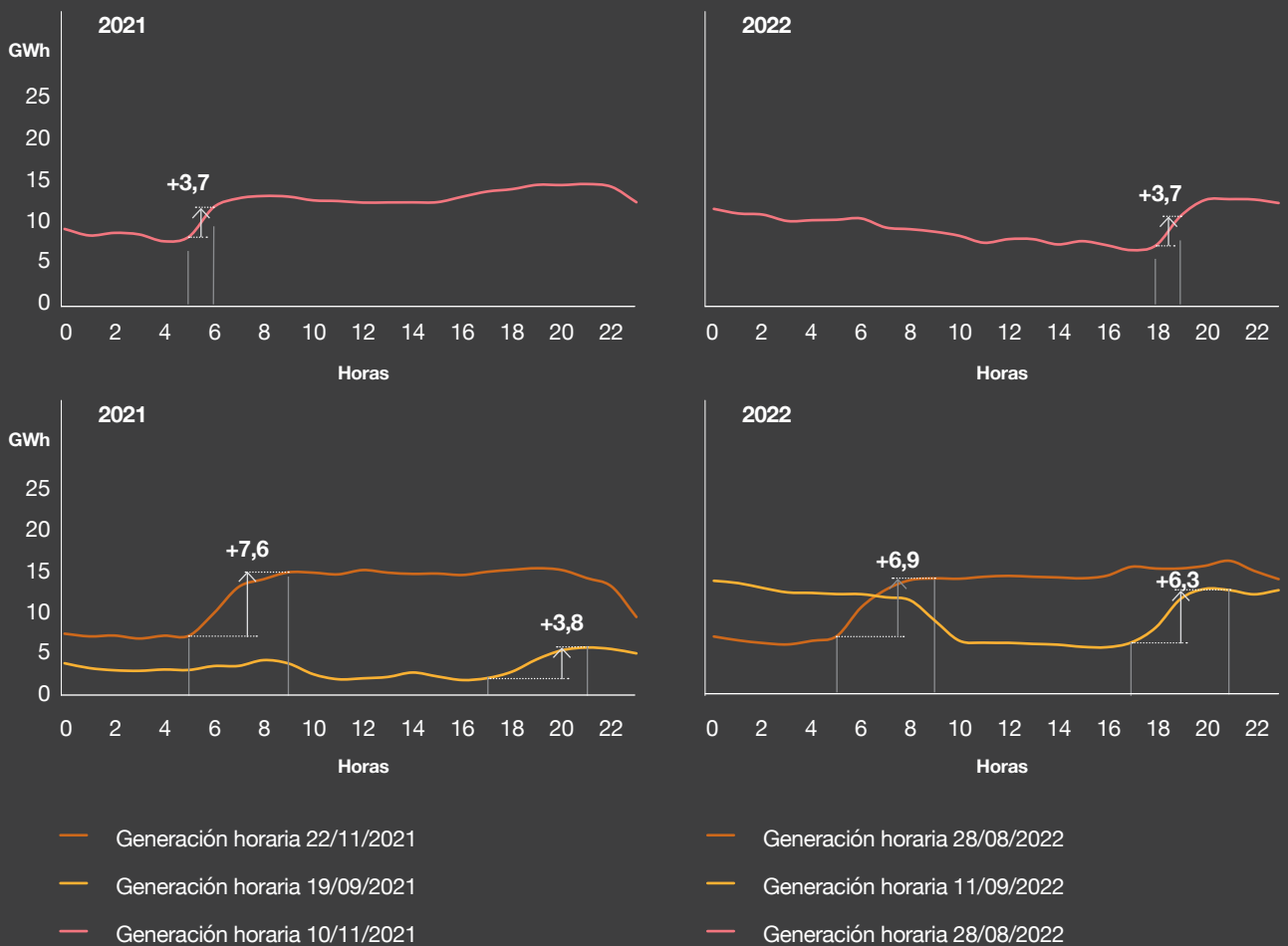
*El año 2023 tiene en cuenta los datos de REE sólo hasta el 10 de julio de 2023.



Siguiendo con el análisis de las **rampas máximas** observadas a lo largo de estos dos años, se han identificado rampas horarias máximas de 3,7 GWh mientras que las rampas máximas de 4 horas han registrado saltos máximos de 7,6 GWh en 2022. Dicho de otra forma, el sistema ha requerido que entren en funcionamiento 3,7 GW de potencia de CCGT en tan sólo una hora, o 7,6 GW de potencia de CCGT en un periodo corto de tiempo de 4 horas.

Rampas máximas de generación de CCGT en 1 y 4 horas en 2021 y 2022. GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.



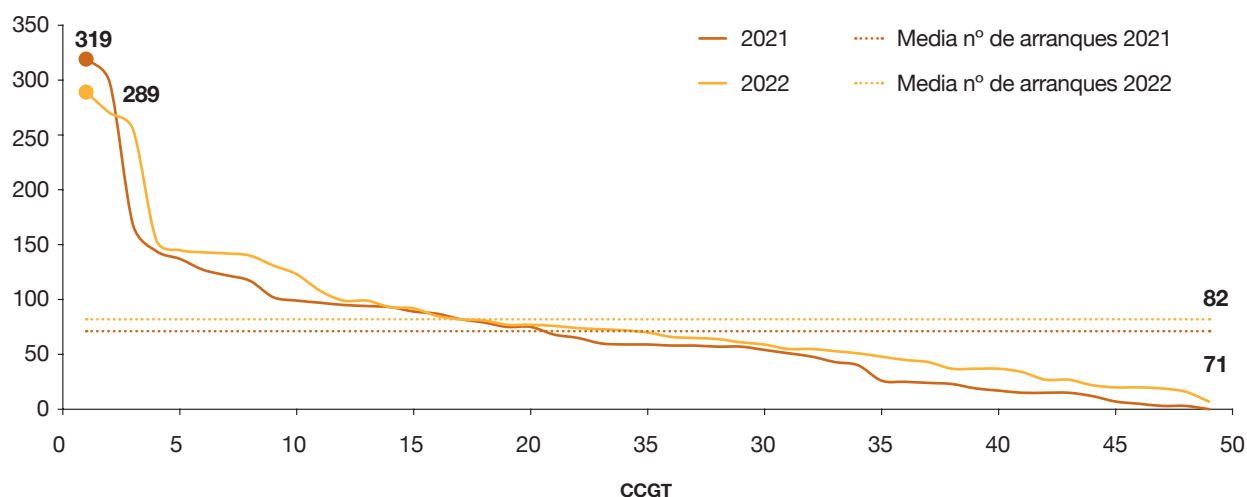
Para analizar el impacto de la flexibilidad requerida a los CCGT en términos de número de arranques y paradas al año, se ha representado la curva monótona de los CCGT por número de arranques (o lo que es lo mismo, la curva que representa el parque de CCGT ordenados por número de arranques al año, de mayor a menor). Del análisis de dichas curvas, se puede observar cómo existen CCGT que arrancan la mayoría de los días del año (en torno a 3 ciclos acumulan un número de arranques superior a los 200 por año), pero también hay un grupo muy superior de CCGT cuyo funcionamiento se limita a un número muy reducido de arranques al año (aproximadamente 20 ciclos tienen menos de 50 arranques al año). En medio de ambos extremos, se encuentra la gran mayoría del parque con un número de arranques, en media, en torno a 80, mostrando un funcionamiento muy errático, y alejado del funcionamiento en carga base previsto en su puesta en marcha.

También se puede identificar cómo de 2021 a 2022, pese a que en general se ha producido un incremento de la contribución en términos de generación de energía de los CCGT, la media de arranques se ha mantenido prácticamente igual.

Monótonas del número de arranques por ciclo al año. 2021 vs. 2022

Fuente: REE y Análisis de PwC.

Nº de arranques



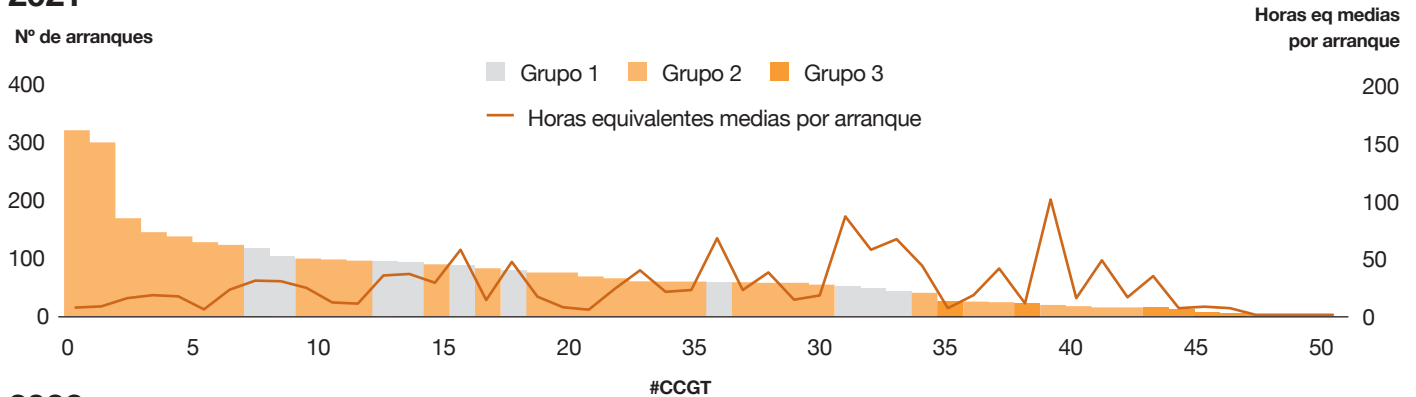
El aumento del número de arranques y de las rampas de generación de los CCGT demuestra la importancia de esta tecnología en el suministro eléctrico, especialmente para aportar respaldo a la generación renovable. Sin embargo, este modo de funcionamiento de los CCGT puede tener efectos negativos sobre esta tecnología a futuro, puesto que su diseño no contemplaba este modo de operar.

Si comparamos el número de arranques por CCGT, de acuerdo con los tres grandes grupos de funcionamiento que se han considerado en previos análisis, se obtiene una baja correlación entre el número de arranques y las horas medias de funcionamiento. Los CCGT con altas horas de funcionamiento se esperaría que correspondieran con aquellos CCGT que arrancan con mayor probabilidad todos los días, pero no es exactamente así y requiere un análisis en mayor profundidad. Si representamos el 'ratio' de horas equivalentes de funcionamiento de los ciclos por el número de arranques de ese ciclo para tener una visión más acertada de este parámetro analizado, se puede observar cómo los ciclos del Grupo 2 son los que mayor número de arranques realiza a lo largo de ambos años. En segundo lugar, se identifica que la tendencia de funcionamiento es que los ciclos con menor número de arranques, cuando funcionan es para generar durante más horas de media, es decir, tienen un mayor número de horas equivalentes medias por arranque. Por ejemplo, se identifica que los CCGT del grupo 1, tienen un menor número de arranques, pero para funcionar durante más horas equivalentes, ya que son los que funcionan casi todo el año aportando potencia firme; mientras el grupo 2 tiene más arranques para menos horas, ya que son los CCGT que entran a dar flexibilidad y a generar para cubrir el hueco térmico tras la salida de las renovables, aportando energía.

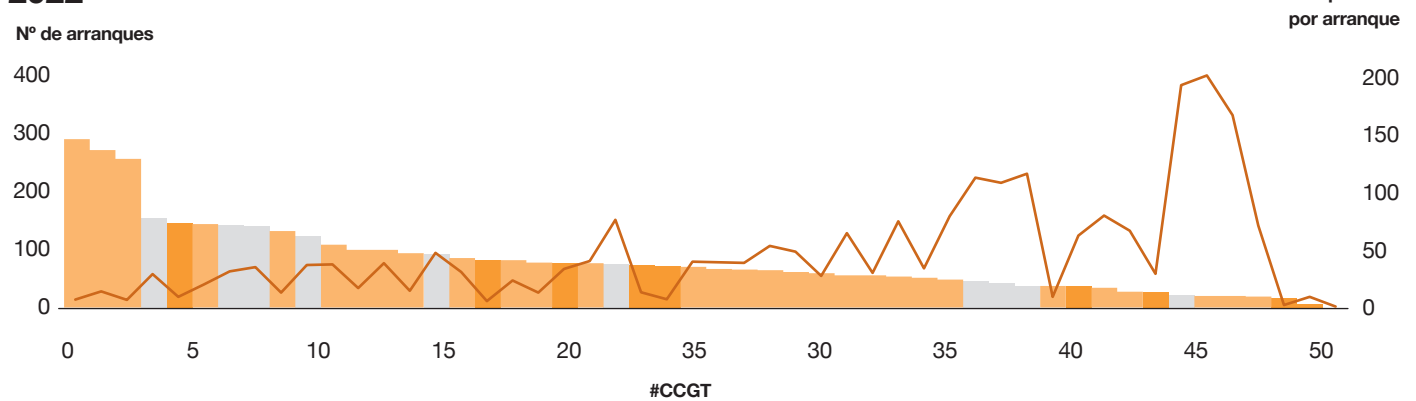
Monótona del número de arranques por grupo vs. Horas equivalentes medias por arranque.

Fuente: REE y Análisis de PwC.

2021

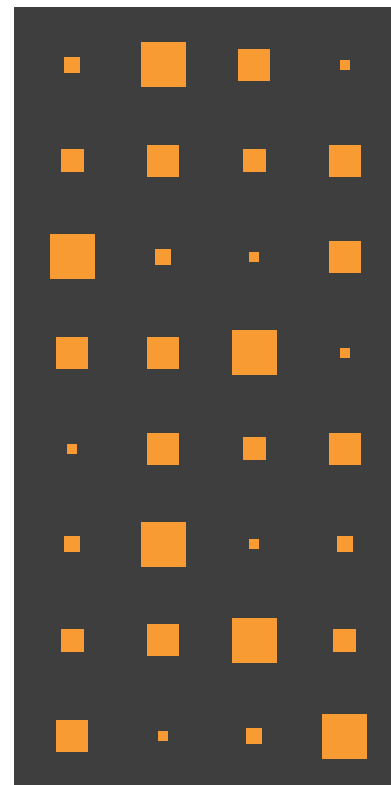


2022



La contribución de los CCGT en términos de flexibilidad en los últimos años muestra un patrón de funcionamiento con un número creciente de arranques, siendo éste un uso no previsto para los CCGT cuando se diseñaron y se tomaron las decisiones de inversión.

Este aumento del número de arranques y de las rampas de generación de los CCGT de un año a otro, muestra cómo esta tecnología juega un papel fundamental en el *mix* de generación eléctrica durante las horas de entrada y salida de renovables de cara a cubrir la demanda. Además, cabe destacar que este funcionamiento exigido a los CCGT puede llegar a afectar a la fiabilidad de estas centrales y a sus características técnicas en un futuro (pérdida de eficiencia, disminución de su potencia real, averías relevantes no esperadas, etc.), lo que pone en riesgo la futura flexibilidad y respaldo que pueden aportar estas tecnologías.



2

El papel de los CCGT para garantizar el suministro en un futuro de generación renovable





Una vez analizada la contribución de los CCGT en los años 2021 y 2022, se ha podido identificar cómo cada vez cobra más importancia el papel de respaldo de los ciclos en el sistema con la entrada masiva de tecnologías renovables, si bien también ha aumentado la contribución de los CCGT en términos de energía. Se prevé que estas exigencias sean mucho más relevantes en el futuro, con unos objetivos nacionales de penetración de renovables al alza.

El presente bloque de análisis a futuro se basa en los objetivos de la política energética regulatoria europea y nacional para poner el foco en el papel de los ciclos combinados en el año 2030. Para ello el estudio recoge y compara los principales objetivos y escenarios previstos en dos documentos:

- Por un lado, el PNIEC 2021-2030 cuya versión final fue aprobada por el Consejo de ministros el 16 de marzo de 2021 y es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima todavía vigente.
- Por otro lado, la propuesta de actualización del PNIEC 2023-2030, llevado a consulta pública en septiembre de 2023 y pendiente de aprobación.

En ambos escenarios, pese a que se produce un incremento muy significativo en la penetración de renovables y de otras tecnologías de flexibilidad (almacenamiento), **el PNIEC reconoce la necesidad de mantener disponible el parque actual de CCGT** en su totalidad para asegurar la cobertura de la demanda en todo momento.

El aumento de ambición renovable en la propuesta de actualización del PNIEC no es casual. Desde la adopción del PNIEC 2021-2030, se han aprobado diversas propuestas legislativas a nivel europeo, lo que ha elevado el nivel de ambición en la lucha contra el cambio climático en todo el continente. Esto ha quedado reflejado en la Ley Europea sobre el Clima y en los paquetes “Fit For 55” y “REPowerEU”.

A continuación, analizamos las estimaciones de ambos PNIEC, teniendo en cuenta la potencia instalada peninsular (MW) de las distintas tecnologías de generación eléctrica junto con la demanda eléctrica peninsular esperada en el año 2030. Por lo que respecta a los CCGT, ambos PNIEC han mantenido constante la potencia peninsular instalada en 2021 y 2022 de 24,5 GW.

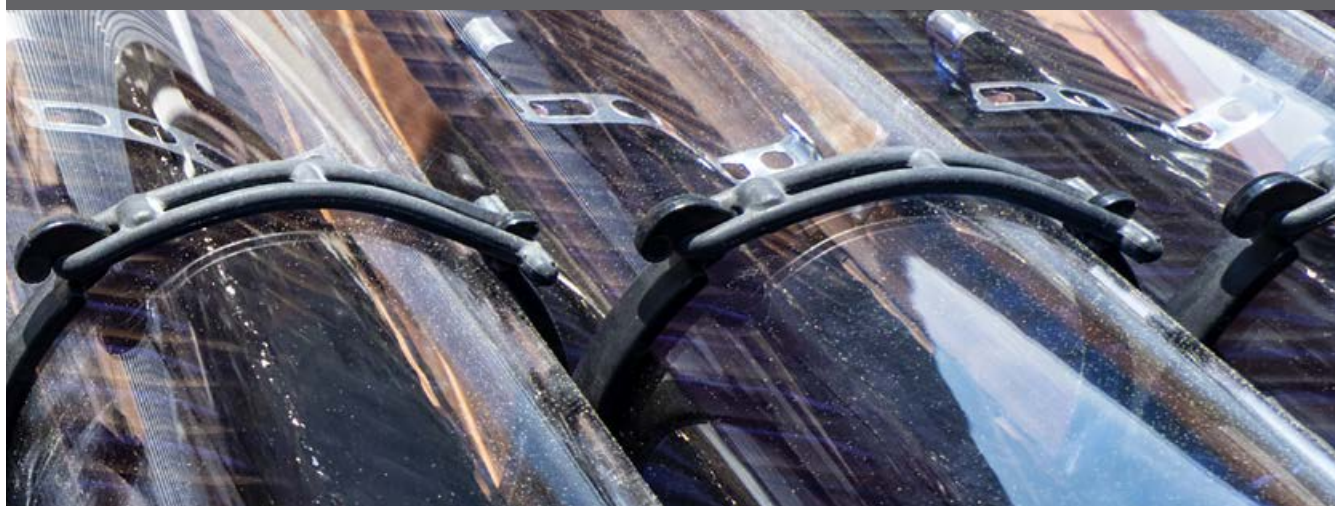
Para estimar la curva de generación de los CCGT en 2030:

- En primer lugar, se ha partido de la curva de demanda eléctrica peninsular de 2030 estimada en ambos PNIEC.
- En segundo lugar, a esta curva se le ha ido aplicando distintos efectos (variaciones de potencia y de perfil de las tecnologías del *mix* de generación desde 2021 a 2030 estimadas por ambos PNIEC), de manera que se obtiene una demanda 'residual' después de la aplicación de los efectos.
- Por último, se asume que la curva de generación de los CCGT resultante corresponde a dicha demanda residual no cubierta por el resto de las tecnologías.



Es decir, para estimar el perfil de generación que podrían tener los CCGT en 2030 de manera simplificada, se ha supuesto que todas las variaciones de potencia y de perfil de ciertas tecnologías del *mix* de generación eléctrica desde 2021 a 2030 (efectos) estimadas por ambos PNIEC son adoptadas por los ciclos. En concreto, las variaciones entre 2021 y 2030 de potencia instalada que van a influir sobre el perfil de generación de los ciclos y que, por tanto, van a constituir efectos sobre nuestra curva de generación de los ciclos son las siguientes:

- 1 Efecto del incremento de la demanda eléctrica.
- 2 Efecto del programa de reducción de la potencia nuclear, a partir de 2027.
- 3 Efecto de la desaparición de la producción con carbón.
- 4 Efecto del cambio de perfil de generación hidráulica.
- 5 Efecto del incremento de la producción eólica.
- 6 Efecto del incremento de la producción solar fotovoltaica.
- 7 Efecto del incremento de la potencia de almacenamiento.





Los distintos **efectos** mencionados van transformando la curva esperada de los CCGT de manera acumulada, tal y como se muestra de manera **desglosada** en los siguientes gráficos:

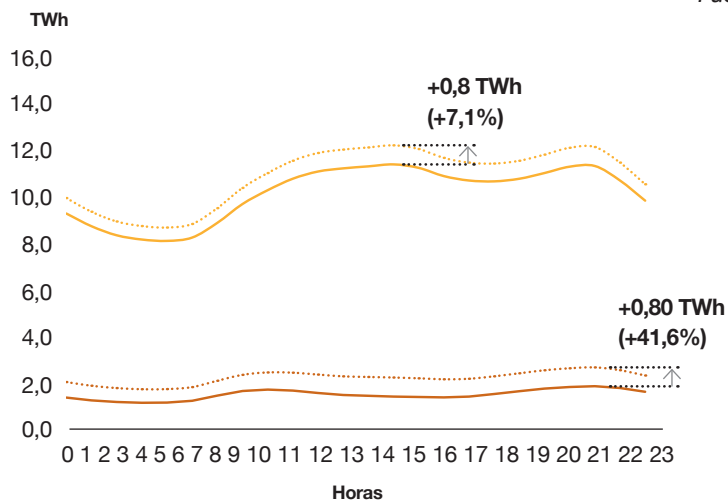
1

Efecto del incremento de la demanda eléctrica.

El aumento de la demanda eléctrica peninsular supondría una mayor generación de los CCGT para cubrir ese extra de demanda.

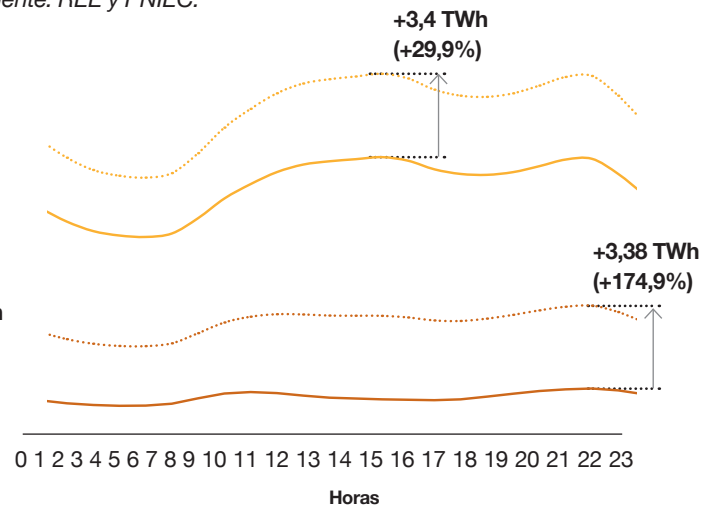
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



— Generación CCGT 2021
 — Demanda eléctrica peninsular 2021

..... Generación CCGT 2030 con efecto 1
 Demanda eléctrica 2030

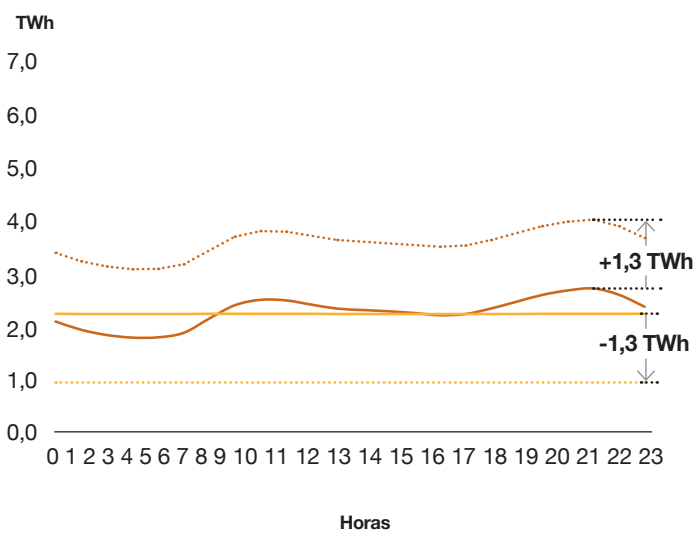
2

Efecto de la bajada de potencia instalada nuclear

La reducción progresiva de la generación nuclear aumentaría la participación de los CCGT precisamente por el hueco generado para suplir la demanda eléctrica.

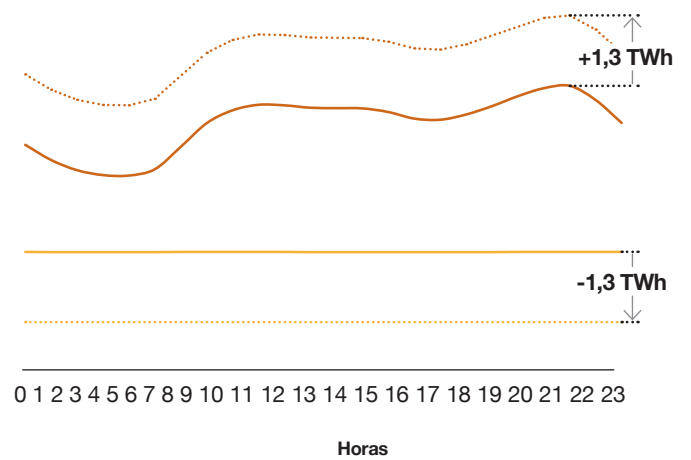
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



— Generación CCGT 2030 con efecto 1 Generación CCGT 2030 con efecto 1+2
— Generación nuclear 2021 Generación nuclear 2030

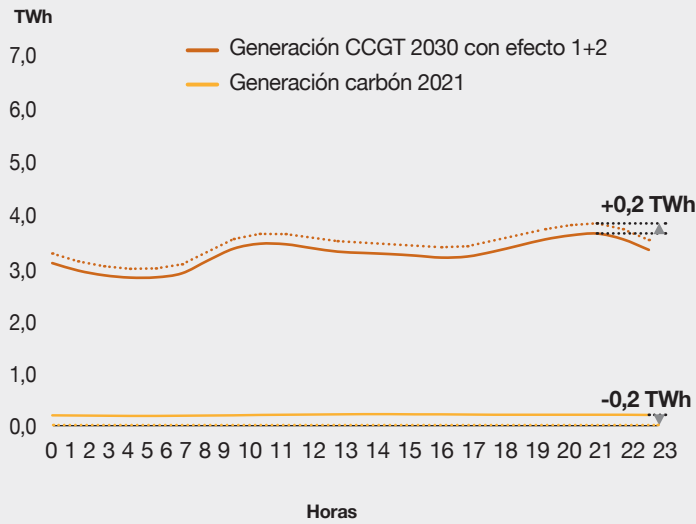
3

Efecto de la desaparición de las centrales de carbón

La desaparición de las centrales de carbón aumentaría la generación de los CCGT al sustituir su participación.

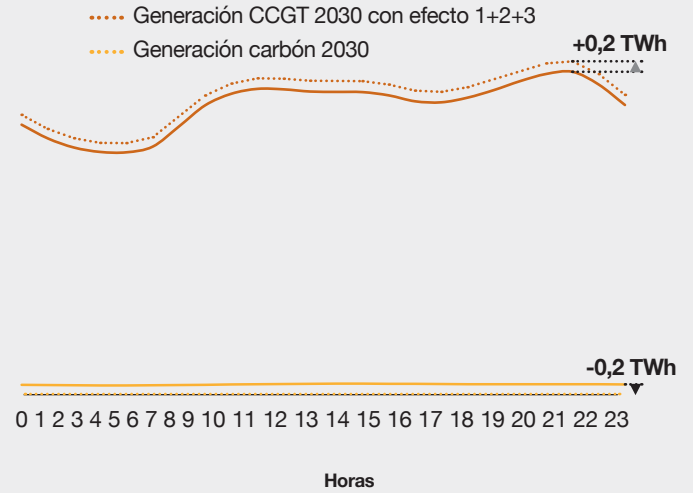
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



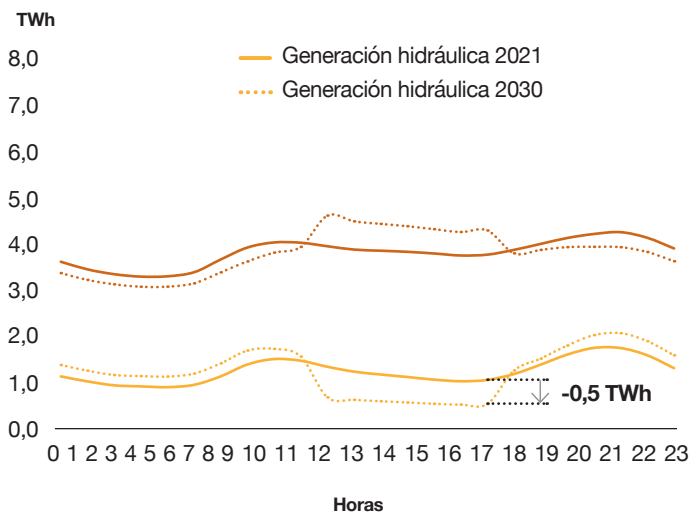
4

Efecto de la bajada de potencia instalada y del cambio de perfil de generación de las centrales hidroeléctricas

El cambio de perfil de la generación hidráulica a una mayor producción en las horas no solares aumentaría la generación de los CCGT durante las horas solares.

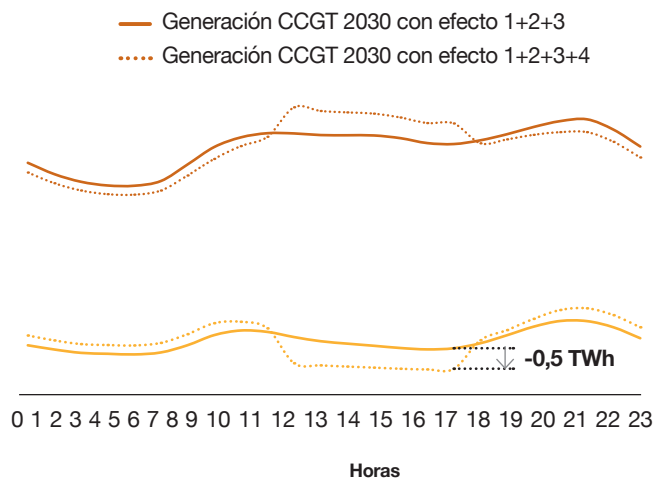
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



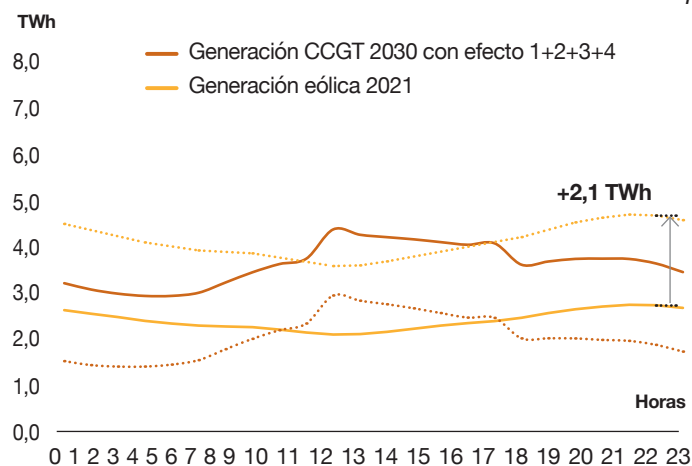
5

Efecto del aumento de la potencia instalada eólica

El efecto del aumento de generación eólica generaría una disminución de la participación de los CCGT en las horas que la eólica genera electricidad y cambiaría el perfil de generación de los CCGT aumentando su generación en las horas que la eólica no genera.

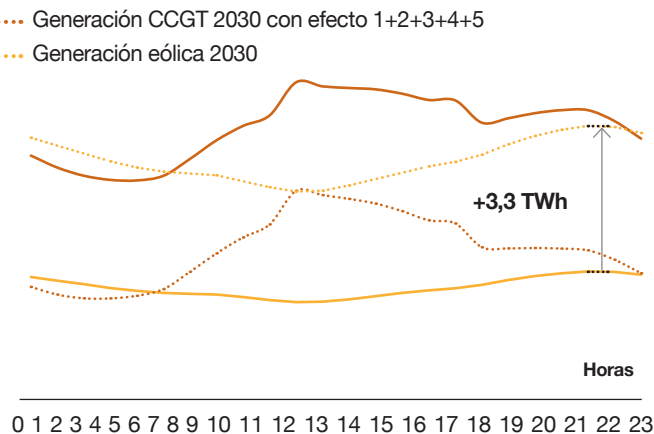
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



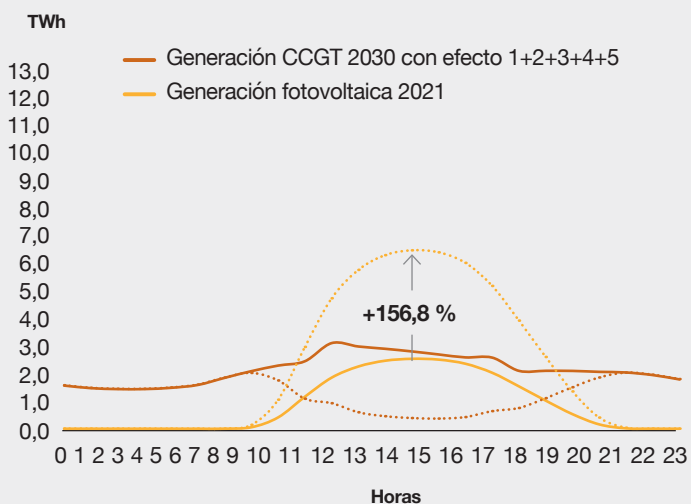
6

Efecto del aumento de la potencia instalada solar fotovoltaica

El efecto del aumento de generación fotovoltaica generaría una disminución de la participación de los CCGT en las horas solares y cambiaría el perfil de generación de los CCGT aumentando su generación en las horas no solares.

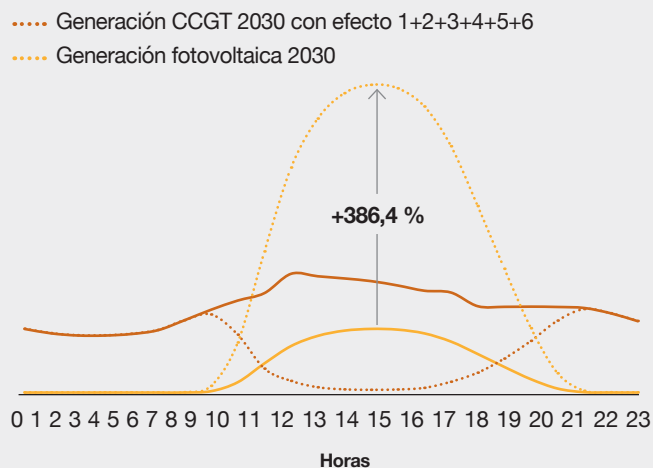
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



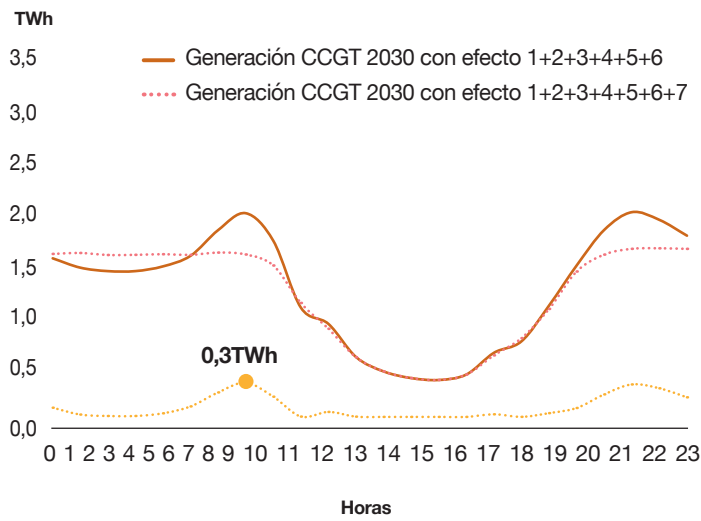
7

Efecto del aumento de la potencia instalada de baterías

El incremento de la potencia instalada de baterías junto con su perfil de generación eliminaría en la curva de generación de los CCGT los picos de generación de las horas de mayor demanda eléctrica.

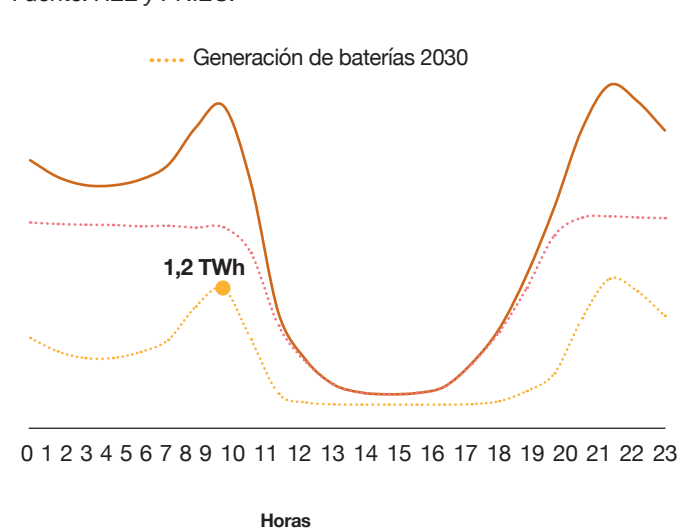
Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC actual.

Fuente: REE y PNIEC.



Perfil horario de generación. 2021 vs. 2030 PNIEC propuesta de actualización.

Fuente: REE y PNIEC.



Una vez expuesto cómo afectarían a la curva final de generación de los CCGT en 2030 los distintos efectos mencionados, se ha desglosado en la siguiente tabla cuánto varían los efectos en función del PNIEC analizado y cómo afectarían a la curva de generación de los CCGT:

Tabla de efectos sobre la curva de CCGT de las variaciones de las principales tecnologías de generación del mix eléctrico. GWh

	2021	2030 PNIEC actual	2030 PNIEC propuesta de actualización	Diferencia 2021-2030	Efecto sobre la curva de generación de los CCGT	
Demanda Eléctrica [TWh]	243,7	261,0	316,5	Incremento	Incremento	↑
Nuclear [MW]	7.117,3	3.050,0	3.041,0	Disminución	Incremento	↑
Carbón [MW]	3.523,0	0,0	0,0	Desaparición	Incremento	↑
Hidráulica [MW]	17.092,6	16.250,0	14.561,0	Disminución	Cambio de perfil	↗
Eólica [MW]	28.030,0	48.550,0	60.312,0	Incremento drástico	Disminución y Cambio de perfil	↓ ↗
Fotovoltaica [MW]	14.956,0	38.404,0	72.751,0	Incremento drástico	Disminución y Cambio de perfil	↓ ↗
Almacenamiento [MW]	3.331,0	10.390,0	17.637,0	Incremento	Cambio de perfil	↗
CCGT [MW]	24.562,0	24.560,0	24.498,0	Ligera disminución de potencia en la propuesta de actualización del PNIEC	Se mantiene el mismo perfil de generación	=





Cabe destacar que para cuantificar esos efectos de las distintas tecnologías se ha partido de las curvas de producción de cada tecnología y demanda P48 peninsulares de ESIOS del año 2021.

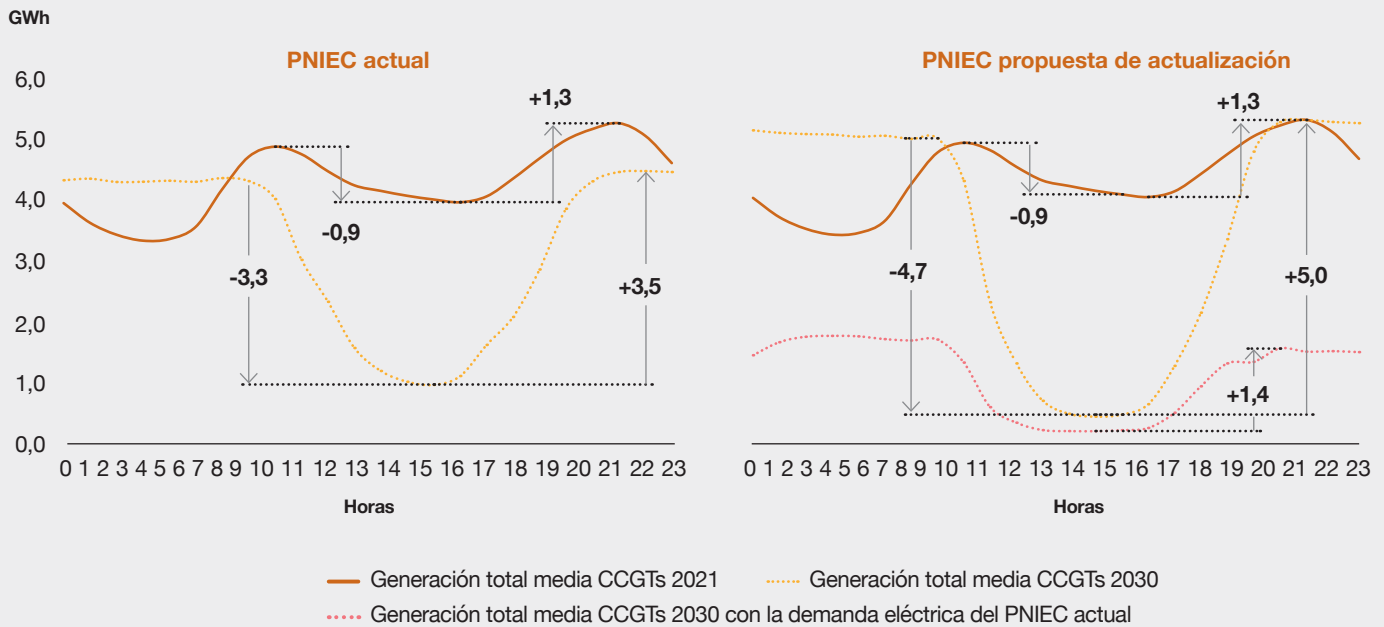
Las principales suposiciones de cara a estimar el nuevo perfil de la curva de generación de los ciclos combinados en 2030 son:

- Se ha asumido que los perfiles de generación de 2021 de las tecnologías de generación (solar, eólica, nuclear y resto) se mantienen a futuro, junto con el perfil de demanda eléctrica. En general, se trata de tecnologías no gestionables, de manera que se considera que su producción no se puede adaptar a la demanda real existente.
- Para escalar las generaciones totales a 2030 de las distintas tecnologías, se han utilizado las potencias instaladas objetivo de ambos PNIEC para cada tecnología y su incremento respecto a la potencia real instalada en 2021.
- Se considera que tanto la generación hidráulica como el almacenamiento, son tecnologías flexibles y ‘gestionables’, por lo que pueden adaptar su producción al perfil de demanda a satisfacer. Para estimar estos perfiles, se ha supuesto que:
 - El perfil de la generación hidráulica y del almacenamiento a 2030 van a tener en cuenta los vertidos de las renovables (el almacenamiento y parte de la hidráulica se alimentan/cargan con los vertidos renovables).
 - La caracterización de ser perfiles flexibles y ‘gestionables’, permite a estas tecnologías entrar a generar en las horas de mayor coste eléctrico del mercado mayorista (normalmente las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde) antes que los CCGT. Es decir, estas tecnologías dejan de operar cuando los precios del mercado son más bajos y generan electricidad en las horas de mayor precio en el mercado mayorista, actuando como sustitutos de los ciclos en las horas en las que no hay luz solar disponible.

Como resultado de simular dichos efectos, se obtiene una curva estimada de generación de los CCGT a 2030. Si bien se trata de una estimación teórica, resulta muy útil para comprender la tendencia esperada a la que se enfrentan los ciclos combinados en el futuro:

Evolución de la generación horaria media peninsular de los CCGT 2021 vs. 2030 tras efectos del PNIEC actual / propuesta de actualización. GWh

Fuente: REE y actualización del PNIEC 2023.



La curva de generación media de los CCGT en 2030 con el efecto de ambos PNIEC muestra cómo cambian de forma sustancial la contribución media y el perfil de funcionamiento diario / horario de los CCGT. Los principales aspectos que destacar de esta posible futura curva de generación de ciclos son los siguientes:

- Se puede observar una gran caída de la generación de los ciclos en las horas solares como consecuencia de la alta penetración de renovables (principalmente solar fotovoltaica) prevista en ambos PNIEC a 2030. Este efecto se agrava en la propuesta de actualización del PNIEC, por su incremento sustancial de los objetivos de renovables asociados.
- El PNIEC actual implicaría que en 2030 la generación de CCGT debería cubrir, en media anual, las rampas generadas durante las horas del día en las que aparece y desaparece la generación solar fotovoltaica equivalente a 3,5 GW de potencia (respecto a los 1,3 GW de media observados durante 2021).
- Por lo que respecta a los resultados obtenidos con la propuesta de actualización del PNIEC, dicho gradiente de generación de CCGT a aportar entre las horas solares y antisolares sería, de media, 5 GW.
- **La generación de los ciclos podría llegar a ser prácticamente constante (en forma de 'meseta') durante las horas no solares,** dado que la entrada de almacenamiento iría capturando y aplanando las puntas de contribución de los CCGT que hoy observamos durante las primeras horas de la mañana y de la noche.

La generación de los ciclos en 2030 pasaría a ser prácticamente constante (en forma de ‘meseta’) durante las horas no solares, mientras que su producción sería mínima durante las horas solares.



- Como se puede observar en el gráfico del caso del PNIEC actual, la tendencia a futuro es que los ciclos en las horas no solares aplanen la curva de generación actual, reduciendo la 'meseta' y los picos de generación de las horas de máxima demanda. No obstante, este efecto difiere en el caso de la propuesta de actualización del PNIEC, principalmente debido al aumento de la demanda eléctrica estimada en dicho PNIEC. En el gráfico de la propuesta de actualización se puede observar cómo influye el efecto del aumento de la demanda eléctrica en el gradiente o rampa de generación de la curva:
 - En color gris se ha representado cómo quedaría la curva de generación de los CCGT con los efectos de la propuesta de actualización del PNIEC, pero manteniendo la demanda eléctrica del PNIEC actual (261 GWh) en vez de la propuesta de actualización (316 GWh).
 - Esta representación muestra la influencia de la demanda eléctrica sobre la generación de los ciclos y las rampas o los gradientes de generación ya que: cuanto menor es la demanda, menor es la generación media de los ciclos a lo largo del año (la 'meseta' cae de 5 GW a alrededor de 1,5 GW) al igual que el gradiente o la rampa de generación.
- Dicho de otro modo, si las hipótesis de incremento de la demanda del PNIEC 2023 no se cumplieran, de media tendríamos menos de 2 GW de CCGT funcionando de forma permanente en las horas antisolares (si bien las puntas de demanda podrían requerir la totalidad de la potencia disponible como se ha explicado previamente en el documento). Por el contrario, si la demanda eléctrica de la propuesta de actualización de 2023 se cumplen, las necesidades de CCGT en media serían superiores a las actuales y el gradiente de potencia a aportar en las horas antisolares estaría incluso por encima de la necesidad actual de 2021 (por encima de los 5 GW).

Por tanto, en el escenario 2030 según los objetivos de ambos PNIEC, los CCGT, aun reduciéndose su aportación en cuando a energía o generación total al sistema, tendrían un papel aún más relevante para poder cubrir las rampas de generación, provocadas principalmente por la mayor penetración de fotovoltaica y la mayor demanda eléctrica cuando las otras tecnologías no generan, incrementando la contribución media de los CCGT en las horas antisolares y la flexibilidad asociada en la transición desde las horas solares a las antisolares.





2.1. Requerimiento de respaldo en 2030

En función de las curvas de generación de ciclos estimadas a futuro con los efectos del PNIEC actual y de la propuesta de actualización, se puede identificar su contribución al sistema en lo que respecta a respaldo. Para analizar esta característica de los ciclos, se ha representado las curvas monótonas de generación esperadas bajo los dos PNIEC analizados:

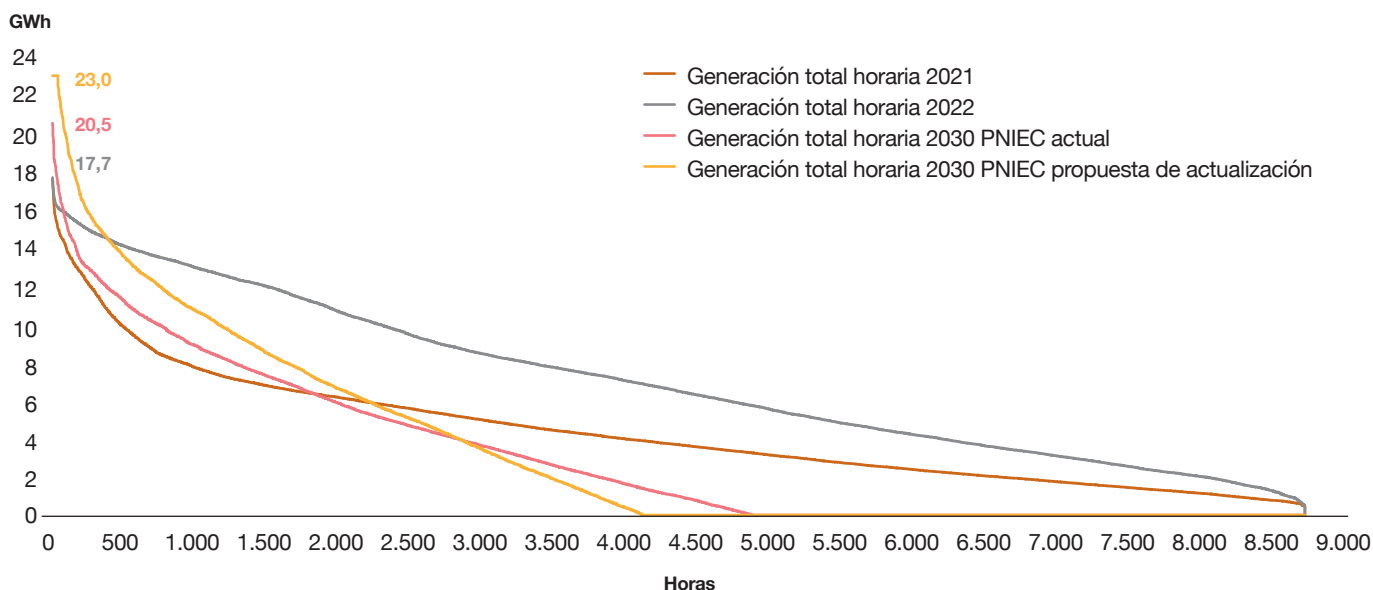
La distribución monótona de la generación de CCGT cada hora del año muestra que en 2030 la hora de máxima generación necesaria de ciclos aumentaría hasta los 20,5 GW con el PNIEC actual, mientras que en la propuesta de actualización del PNIEC alcanzaría los 23 GW, en comparación con los 17,7 GW que se han generado como máximo en 2022. **Esto implicaría que tanto en el caso del PNIEC actual como el de la propuesta de 2023, la potencia máxima horaria que se espera de los CCGT para cubrir la punta de demanda sería superior a la potencia máxima neta que de forma efectiva hemos visto que los CCGT han aportado al sistema en los últimos años.**

Si en 2030 se mantiene la potencia instalada de CCGT actual (24,5 GW), tal como prevé el PNIEC, es posible que en ciertas horas se requiera una potencia máxima de CCGT de hasta 23 GW superior a la que se alcanza en la actualidad en una misma hora (17,7 GW), lo que podría derivar en riesgo de cobertura de la demanda.

En 2021 y 2022 la generación máxima obtenida en una misma hora ha sido de 17,6 GW y 17,7 GW respectivamente, de manera que hoy en día el parque de ciclos combinados peninsular podría no llegar a alcanzar esos niveles. Es decir, a 2030, con la misma potencia instalada de CCGT, el PNIEC prevé que estos deberían estar preparados para cubrir puntas de demanda que actualmente no son capaces de aportar por diversas razones, lo que podría suponer un riesgo de cobertura de la demanda a futuro.

Monótona de generación horaria de CCGT. 2021 vs. 2022 vs. 2030 PNIEC actual y propuesta de actualización. GWh




Fuente: REE y Análisis de PwC.



En función de la disponibilidad o potencia real disponible de los CCGT en 2030, podría haber mayor o menor riesgo de cobertura de la demanda. De esta forma, si simulamos distintos escenarios en función de la disponibilidad de los ciclos esperada a 2030, es posible estimar la probabilidad de que haya momentos con riesgo de cobertura de la demanda en los que el sistema eléctrico requerirá mayor respaldo según las estimaciones a 2030. Planteamos 3 escenarios:

1. **Teórico:** la disponibilidad de los ciclos en 2030 alcanza el 95%. No existe riesgo de no cubrir la demanda eléctrica.
2. **Actual:** los ciclos mantienen una disponibilidad del 82,4% (dato de 2022) en 2030. Aparecen unas pocas horas en las que no se llegaría a cubrir la demanda eléctrica.
3. **Realista:** en 2030, la disponibilidad de los CCGT sería de 71,9%, la misma que la observada en el análisis de 2022 realizado en este informe, donde la máxima generación horaria de los ciclos alcanza solo los 17,7 GWh (potencia real en activo de 71,9% en las horas de máxima demanda). Existe un riesgo real de que la demanda eléctrica no se llegue a cubrir durante un número elevado de horas.

Resulta interesante comparar estos tres escenarios puesto que, por un lado, los escenarios ‘Teórico’ y ‘Actual’ simulan el comportamiento de los ciclos en 2030 en el caso de que su disponibilidad en la hora de máxima demanda coincida con la disponibilidad media anual publicada por REE. Así, la potencia máxima que podrían aportar todos los CCGT esa hora sería un porcentaje de la potencia instalada de CCGT. Por otro lado, el escenario ‘Realista’ simula la operativa a 2030 utilizando como potencia máxima la real de los CCGT vista en 2022.

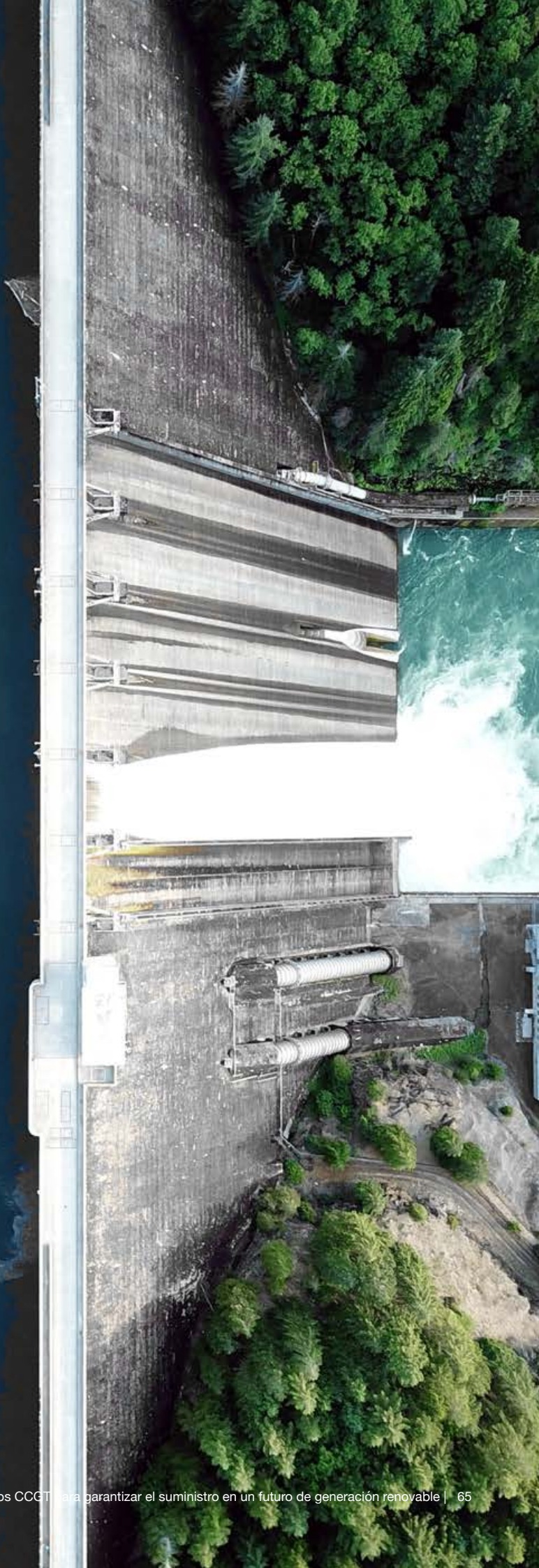
Escenarios	Disponibilidad CCGT	Racional	Potencia máxima de Ciclos disponible	Riesgo de no cobertura de la demanda
Teórico	95,0%	Máxima disponibilidad de CCGT histórica publicada por REE	22,9 GW	 Bajo
Actual	82,4%	Disponibilidad de CCGT en 2022 según REE	19,9 GW	 Medio
Realista	71,9%	Máxima potencia real activa observada en 2022 en la hora de máxima generación (17,7 GW de 24,5 GW)	17,7 GW	 Alto

En cada uno de los escenarios propuestos se alcanzaría una generación máxima horaria que podrían llegar a cubrir los CCGT en momentos de máxima demanda, es decir, cuánto podrían generar todos los CCGT durante una misma hora si fueran necesarios.

Tanto el PNIEC actual como la propuesta de actualización consideran necesario mantener los 24,5 GW de CCGT actuales para responder ante un evento de gran demanda, pero **¿qué pasa si la disponibilidad real de los CCGT no es un 95% sino tan sólo un 72% como muestran los análisis de este informe? Las estimaciones indican que podrían darse casos de no cobertura de la demanda, ya que incluso poniendo toda la potencia de CCGT a funcionar (los 24,5 GW instalados), estos sólo podrían cubrir 17,7 GW.**

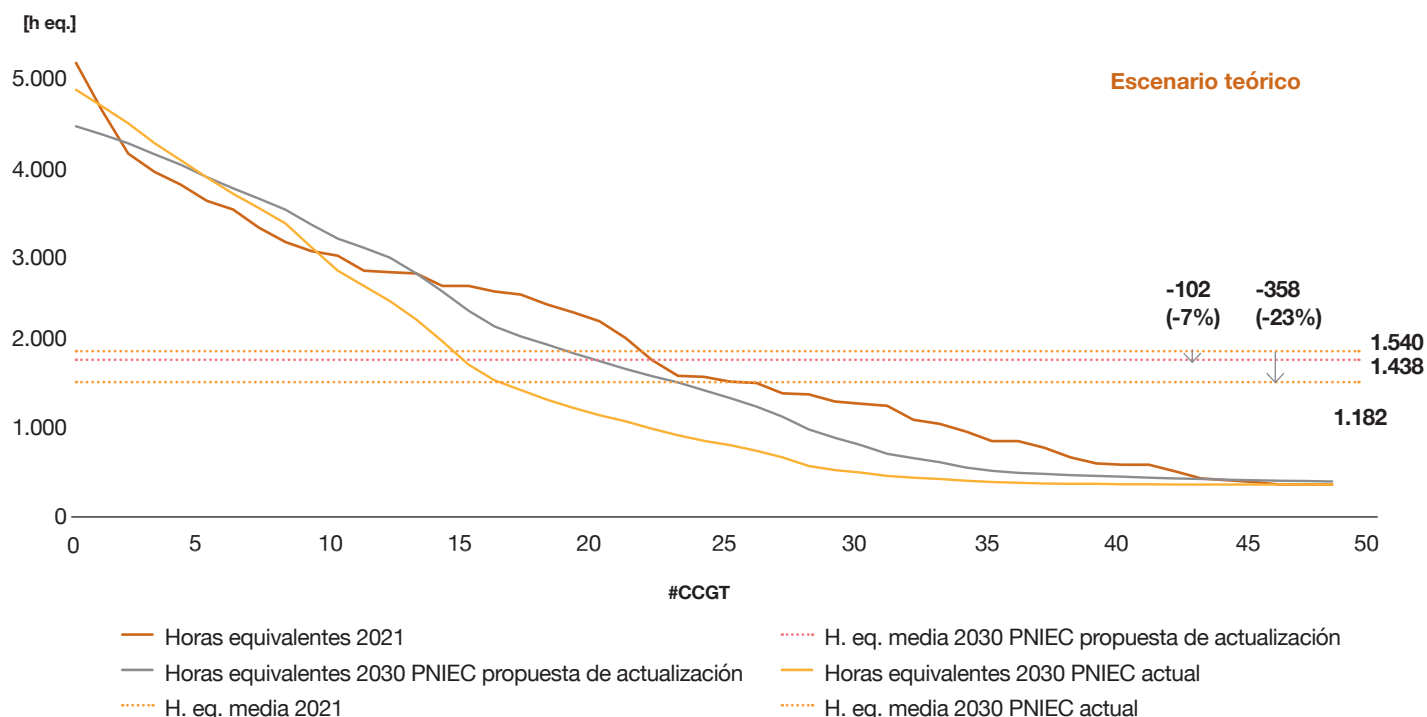
Cabe destacar que este es un ejercicio ilustrativo y simplificado, que ayuda a visualizar la necesidad de respaldo existente en el sistema eléctrico y el papel imprescindible que juegan los CCGT. **El sistema eléctrico español necesita del respaldo que esta tecnología aporta**, y además puede necesitar regular otros mecanismos que ayuden a solventar los “picos de demanda” para evitar ese posible riesgo de no cobertura de la demanda. **Así, está sobre la mesa la introducción de mecanismos de respaldo/capacidad o la regulación de sistemas de gestión de la demanda**, que permitirían reducir el consumo o tener tecnologías listas para generar en los momentos de mayor necesidad.

Por otro lado, con base en los escenarios definidos, hemos puesto foco en el escenario teórico de disponibilidad de CCGT (por ser el más conservador en cuanto a riesgo de cobertura de la demanda), para analizar en detalle cómo se espera que funcionen los CCGT y sus horas equivalentes de funcionamiento estimadas para 2030 en función de los objetivos de ambos PNIEC.



Monótonas de horas equivalentes de funcionamiento de los CCGT. 2021 vs 2030

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Hemos analizado las curvas monótonas estimadas de horas equivalentes de funcionamiento de los ciclos a 2030, es decir, hemos ordenado los 50 CCGT de mayor a menor utilización (entendida ésta como el ratio entre su producción y su potencia), y las hemos comparado con la de 2021. Podemos observar cómo en general cabe esperar que los ciclos generen menos en 2030 que en 2021, lo que pone de manifiesto que los ciclos disminuirían la generación aun aportando más respaldo al sistema como anteriormente se ha explicado. Las horas equivalentes medias pasarían de las 1.540 horas observadas en 2021 a las 1.182 horas del PNIEC actual (con una reducción del 23%) y a las 1.438 horas del PNIEC propuesta de actualización (reducción del 7% respecto a 2021).

Por lo que respecta a la generación total de los CCGT a lo largo de 2030, al igual que las horas equivalentes de funcionamiento, tendería a reducirse. Mientras que los ciclos han generado en 2021 alrededor de unos 38 TWh, las estimaciones de generación total a 2030 para el caso del PNIEC actual y del PNIEC propuesta de actualización han sido de unos 27 TWh y unos 30 TWh, respectivamente.

Por tanto, en el futuro los ciclos podrían llegar a cobrar aún menos retribución que la actual por la menor venta de energía en el mercado, mientras que su aportación en capacidad de respaldo al sistema de generación eléctrica se vería fuertemente incrementada.



2.2.

Requerimiento de flexibilidad en 2030

Los CCGT van a ser indispensables en 2030 en cuanto a su aportación de mayor respaldo, pero también se espera que aporten mayor flexibilidad con la entrada de mayor potencia renovable.

En 2021 las curvas de generación de los CCGT eran prácticamente planas, con saltos de generación medios de en torno a 1,3 GW para acompañar la entrada y salida de fotovoltaica. En 2030 se estima que se producirán grandes pendientes en las horas de entrada y salida de la solar fotovoltaica, resultando en saltos de generación térmica medios de 3,5 GW (PNIEC actual) o 5,0 GW (PNIEC propuesta de actualización).

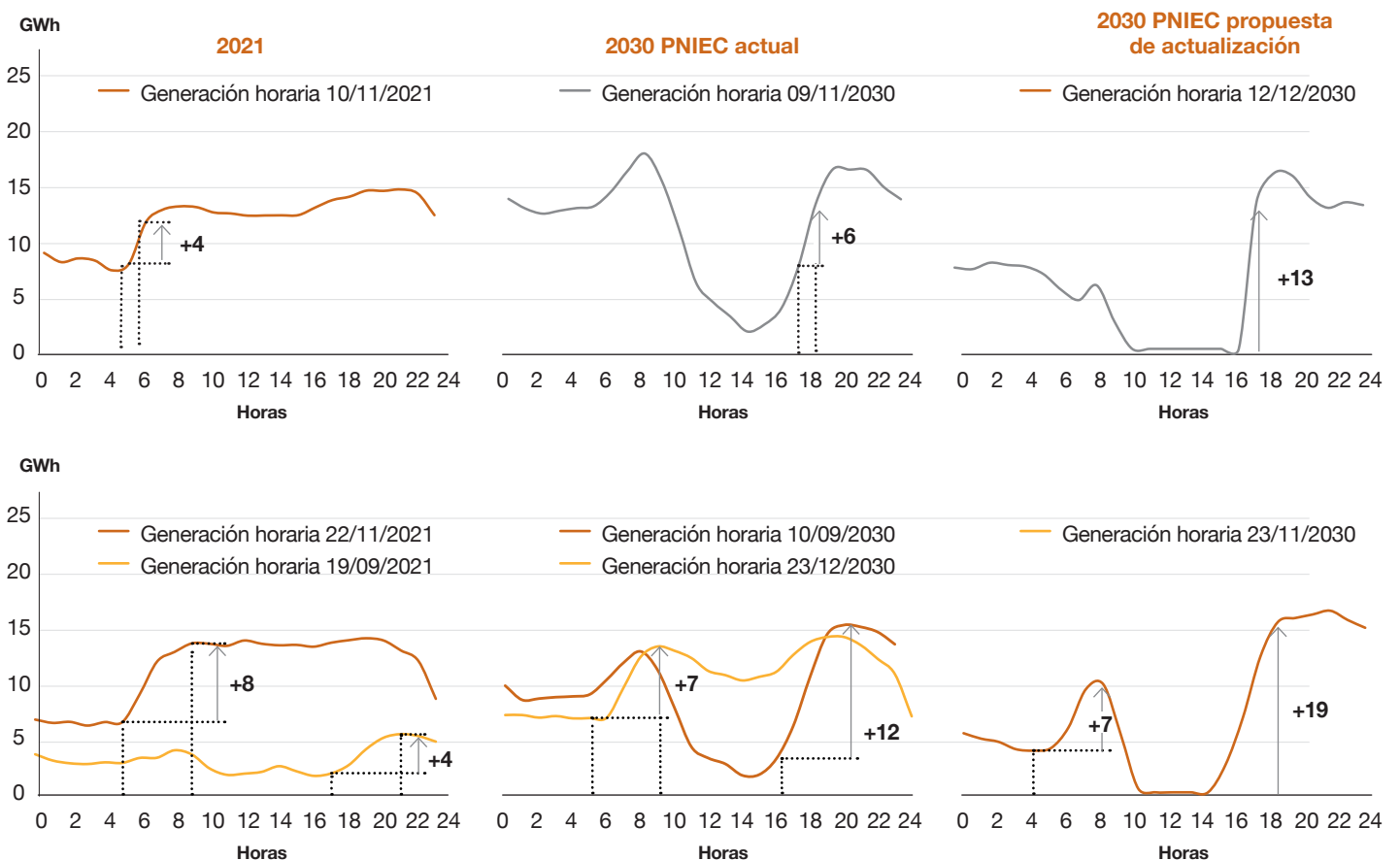
Para aportar más detalle sobre el requerimiento de flexibilidad que soportarán los CCGT, proponemos dos comparativas:

1. Comparación entre las rampas de generación que sufrirían los CCGT en 2030 con las de 2021, así como el número de arranques que se exigirá al parque de CCGT en 2030 en función de los objetivos de cada PNIEC.
2. Comparación del posible hueco térmico gestionable que habrá con las estimaciones de 2030 (demanda eléctrica a cubrir por la tecnología gestionable) con el de 2021. Como tecnología gestionable para este análisis consideramos las tecnologías de generación eléctrica que se pueden considerar más flexibles: CCGT y almacenamiento.

En primer lugar, las rampas máximas horarias de generación, tanto las rampas horarias como las rampas cada 4 horas aumentarían significativamente en 2030, alcanzando saltos de generación cada 4 horas de hasta 19 GWh y rampas horarias de hasta 13 GWh para el caso del PNIEC propuesta de actualización. Dicho de otra forma, el sistema puede requerir en 2030 que entren en funcionamiento 13 GW de potencia de CCGT en tan sólo una hora, o 19 GW de potencia de CCGT en un periodo corto de tiempo de 4 horas, frente a los 3,7 GW y 7,6 GW respectivamente que fueron necesarios en 2021. Estos resultados muestran cómo la tendencia de exigir a los CCGT cada vez más flexibilidad aumenta de forma exponencial hasta 2030 a la vez que se produce una profunda penetración de la generación renovable, especialmente solar.

Rampas máximas de generación de CCGT en 1 y 4 horas en 2021 vs. 2030 según el PNIEC actual / propuesta de actualización. GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.



Otro de los aspectos importantes a la hora de estudiar la flexibilidad exigida a los ciclos combinados en 2030 es el número de arranques anual de cada unidad de generación del parque de CCGT, ya que muestra las veces que cada CCGT tiene que parar de producir y volver a arrancar para acomodarse a las necesidades del sistema eléctrico.

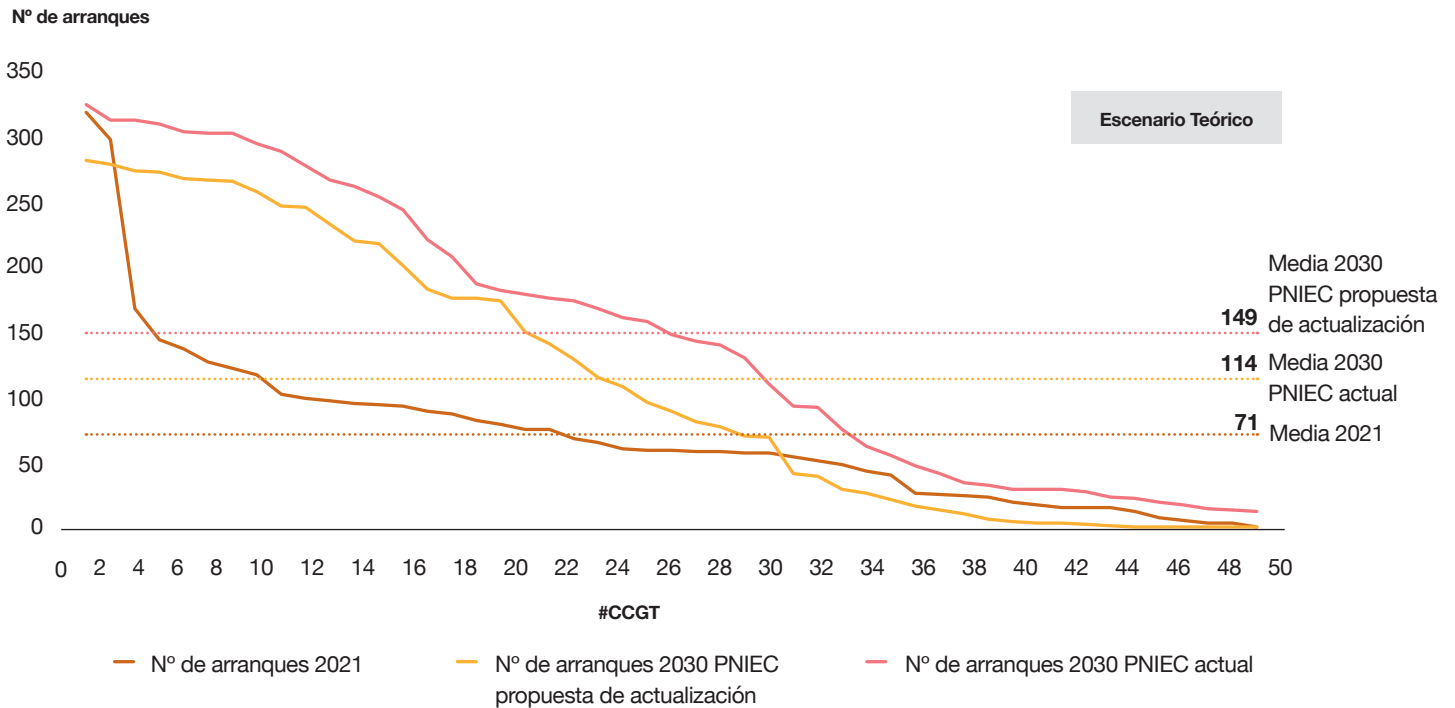
Comparando las monótonas del número de arranques por ciclo esperadas en 2030 en función del PNIEC considerado, junto con la propia monótona de 2021, queda constancia de que prácticamente todos los CCGT tendrán que arrancar más en el futuro, pasando de una media de 71 arranques anuales hasta los 114 o 149 en función del escenario del PNIEC considerado. Como se puede observar en el gráfico de la página siguiente, mientras que en 2021 sólo 10 CCGT arrancaban más de 100 veces al año, en 2030 serían más del doble según el PNIEC actual, y se triplicarían los CCGT que superen dicho número de arranques anualmente si se cumple la propuesta de actualización del PNIEC.

España podría tener en 2030 un parque de CCGT que prácticamente arrancaría todos los días del año para acompañar la entrada y salida de tecnología fotovoltaica, lo que obligaría a llevar al límite las características técnicas de funcionamiento para la que fueron diseñados.

Estos resultados son una muestra de la transformación a la que se van a ver sometidos los ciclos combinados, pasando a ser un mecanismo de apoyo a un sistema de generación eléctrica en su mayoría renovable caracterizada por la intermitencia. Un cambio en su operativa que lleva al límite sus características técnicas de diseño.

Monótonas de número de arranques de los CCGT. 2021 vs 2030

Fuente: REE y Análisis de PwC.



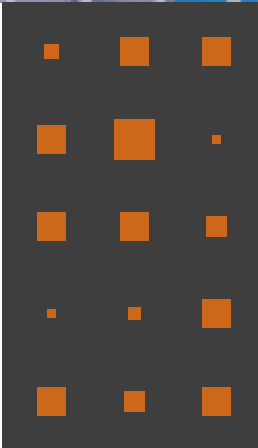
En segundo lugar, en un sistema de generación eléctrica con alta penetración renovable, **¿cómo será en 2030 el hueco térmico gestionable** y qué papel tendrán los CCGT para cubrirlo? Entendemos el hueco térmico gestionable como la parte de la demanda eléctrica que queda sin cubrir por parte de las energías renovables y las centrales nucleares (tecnologías que difícilmente pueden acomodar su producción a la demanda, y, por tanto, no gestionables), y que se completa con la generación de las plantas térmicas convencionales, en este caso los ciclos combinados, y con el almacenamiento.

Son los CCGT y el almacenamiento las principales tecnologías capaces de dar soporte al sistema de generación ya que su modo de funcionamiento les permite adaptarse a la demanda real existente del sistema. El hueco térmico gestionable, por tanto, está directamente relacionado con la flexibilidad que aportan los ciclos al sistema. La capacidad de gestionar el hueco térmico es un aspecto clave para el funcionamiento de un sistema eléctrico con alta generación renovable y por ello los CCGT son indispensables en todos los escenarios a 2030.



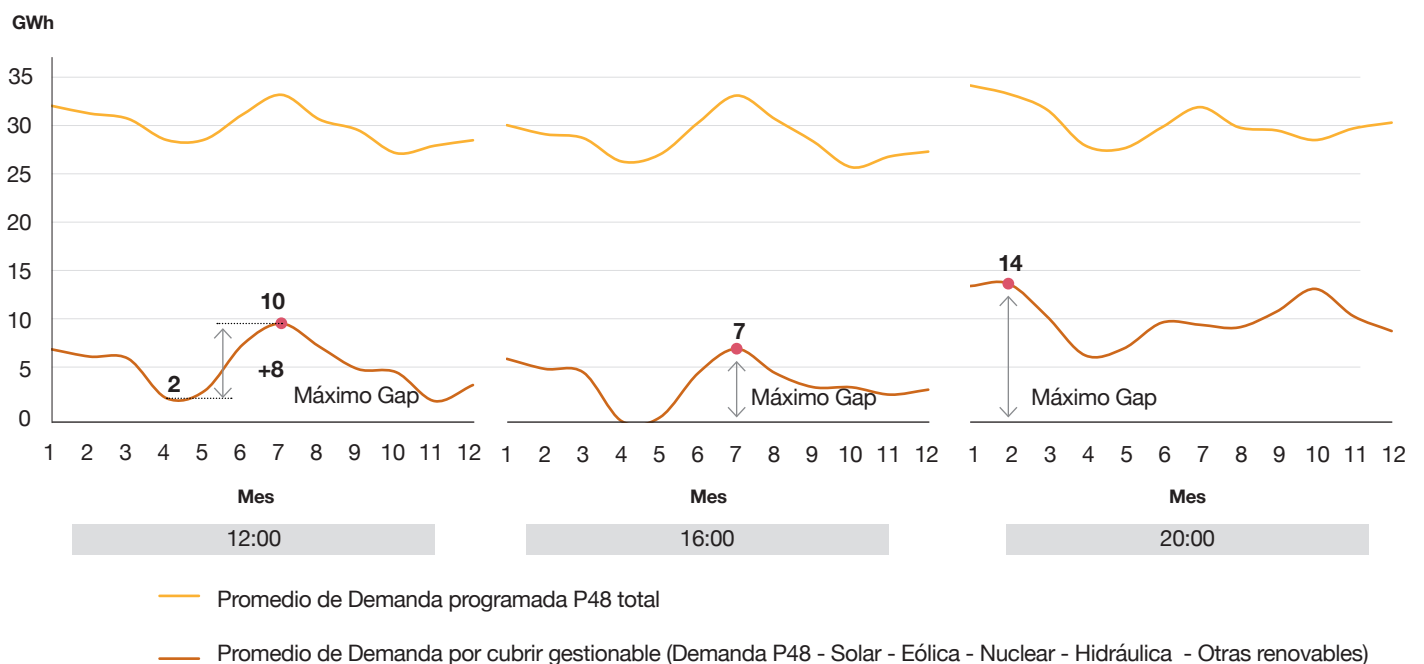
A continuación, hemos analizado la variación del hueco térmico gestionable para tres horas del día (12:00-16:00-20:00) representativas y para todos los meses de 2022 y 2030, con el objetivo de determinar cuándo es necesario que los CCGT aporten mayor flexibilidad:

- En el año 2022, se puede observar cómo en las horas centrales del día, todavía queda hueco térmico de hasta 10 GWh por cubrir por tecnología gestionable, mientras al anochecer en horas antisolares el hueco térmico aumenta. Además, se puede observar cómo afecta la estacionalidad al hueco térmico, aumentando en hasta 8 GWh el hueco térmico desde el mes de abril al mes de julio a las 12:00 a.m.



Evolución mensual del 'gap' de demanda a cubrir por tecnología gestionable en 2022. (T12:00-16:00-20:00) GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.

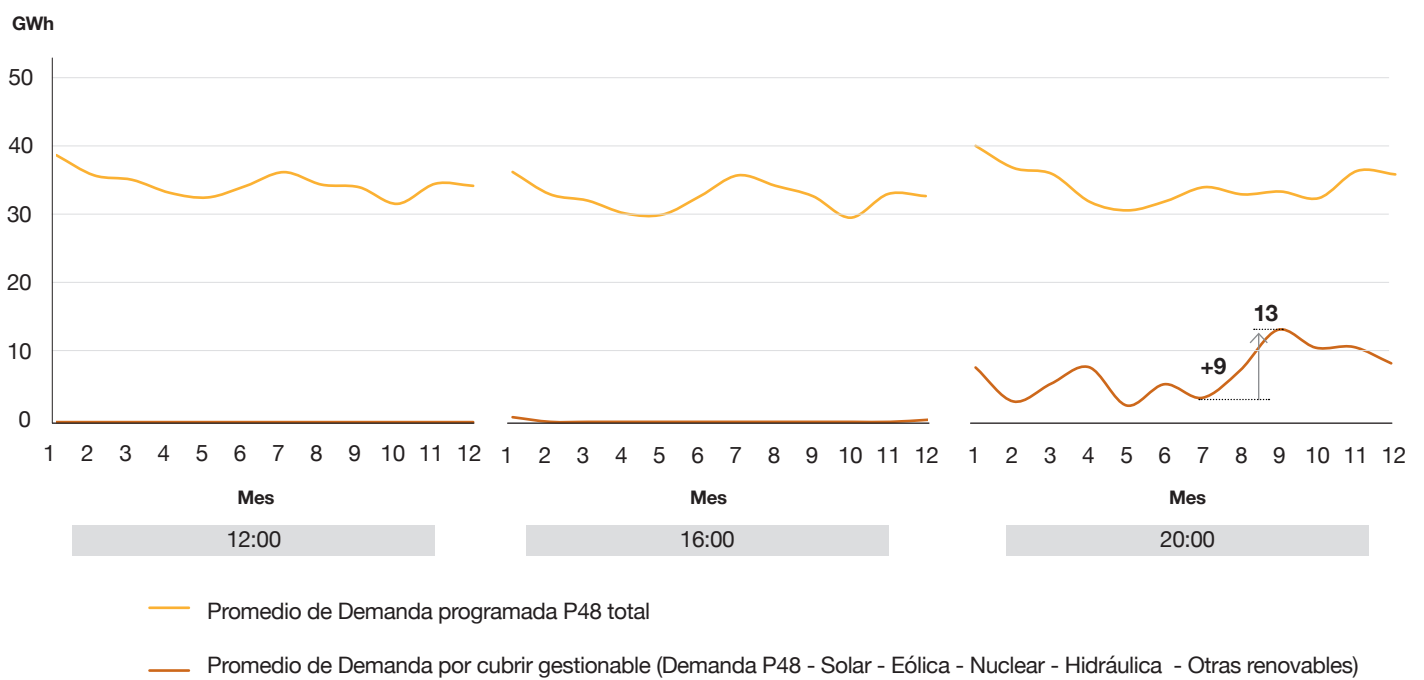




- Con el PNIEC actual, el hueco térmico desaparece prácticamente durante las horas centrales del día debido al efecto de la entrada masiva de renovables. Sin embargo, a las 20:00 de la tarde sigue siendo necesaria la generación de los ciclos para cubrir la demanda eléctrica, llegando incluso a los 13 GWh en el mes de septiembre.

Evolución mensual del 'gap' de demanda a cubrir por tecnología gestionable en 2030 PNIEC actual. (T12:00-16:00-20:00) GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.

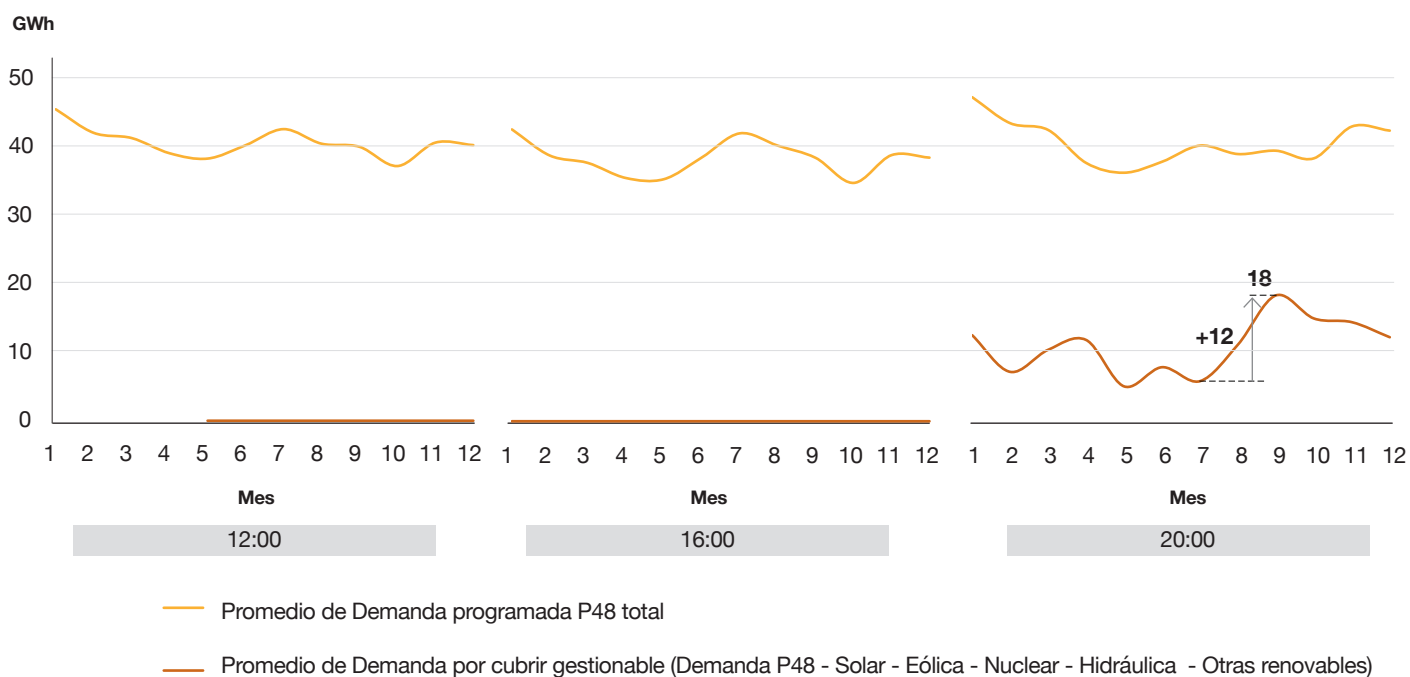




- Por lo que respecta a las estimaciones con la propuesta de actualización del PNIEC, se puede observar cómo al aumentar las ambiciones de renovables aún más, pero también la demanda eléctrica total, el hueco térmico en las últimas horas del día se vería incrementado hasta alcanzar los 18 GWh en el mes de septiembre.

Evolución mensual del 'gap' de demanda a cubrir por tecnología gestionable en 2030 PNIEC propuesta de actualización. (T12:00-16:00-20:00) GWh

Fuente: REE y Análisis de PwC.





La flexibilidad que tendrían que aportar los CCGT en 2030 estaría afectada por la estacionalidad y, además, se centraría en las horas no solares, si bien su generación será cada vez más necesaria para cubrir esos “gaps” de demanda que aparezcan cuando las tecnologías renovables no estén disponibles a lo largo de todo el año.

Después de haber analizado los posibles impactos de los objetivos de los PNIEC en la generación de los ciclos en 2030, podemos concluir que los CCGT tendrán un papel aún más relevante para poder cubrir las rampas solares y la demanda cuando no hay recurso renovable y otras tecnologías no puedan generar. Sin embargo, la generación total de los CCGT y sus horas equivalentes de funcionamiento se reducirían, repercutiendo en una menor remuneración por venta de energía en el mercado eléctrico.

Por lo que respecta a la capacidad de respaldo de los CCGT en el escenario a 2030, no sólo será aún más necesaria que en la actualidad, sino que en función de la disponibilidad real que tengan en 2030 podría haber ciertas horas con riesgo de cobertura de la demanda incluso con toda la potencia de ciclos funcionando. La generación máxima horaria necesaria de los CCGT a 2030 de cara a cubrir la demanda eléctrica podría ascender hasta los 20,5 GWh (en el caso del PNIEC actual), valor que hoy en día no se podría cubrir al ser 17,7 GWh la máxima generación observada en 2022.

Por otro lado, la flexibilidad de los CCGT en el escenario a 2030 seguiría siendo indispensable para poder cubrir la demanda eléctrica ya que el hueco térmico gestionable se vería incrementado sobre todo en las últimas horas del día. En los escenarios de 2030, las rampas máximas necesarias para cubrir la demanda aumentarían con respecto a las de 2021 y 2022, llegando incluso a triplicarse los gradientes de generación de los CCGT. De igual manera el número de arranques anual de muchos de los grupos de ciclos llegarían a duplicarse, llevando aún más al límite el funcionamiento de los CCGT.

En definitiva, a 2030 aumentarían los requerimientos de respaldo y flexibilidad de los CCGT y se reduciría su contribución en términos de energía, si bien en la actualidad el sistema eléctrico español sólo retribuye su contribución en energía. Las proyecciones a 2030, ponen de manifiesto la necesidad de retribuir el respaldo y flexibilidad también necesarias en el sistema de generación eléctrica.

En el futuro, se anticipa un incremento de los requerimientos de respaldo y flexibilidad de los CCGT lo que contrasta con la actual retribución de esta tecnología por el sistema, que sólo reconoce económicamente su contribución en términos de energía.



3

Conclusiones





El peso de los ciclos combinados en el *mix* de generación eléctrica español ha crecido y lo seguirá haciendo de cara a 2030, no tanto en términos de generación de energía, pero sí en su capacidad de aportar respaldo y flexibilidad al sistema. Así, **tanto el PNIEC actual como la propuesta de actualización mantienen a 2030 los 24,5 GW de potencia peninsular de CCGT instalada en la actualidad, como tecnología indispensable para acompañar la transición energética que España va a acometer.**

No obstante, el escenario previsto por el PNIEC parece optimista a tenor de los resultados históricos en cuanto a la potencia disponible de respaldo realmente observada. En 2021 y 2022, se dan casos en los que un ciclo combinado 'tipo' no puede alcanzar su potencia máxima teórica. De los 24,5 GW instalados, son sólo 17,7 GW los máximos que se generan en una hora (que corresponden a 21 GW de potencia instalada total en esa hora). Así, en días extremos, cuando los picos de demanda coinciden con menor generación renovable, **la potencia de CCGT disponible no es capaz de superar por diversas circunstancias el máximo de 17,7 GW** y el operador del sistema se ha visto obligado a reducir la capacidad de exportación (incluso importar).

En 2030 la hora de máxima generación necesaria de ciclos aumentaría hasta los 20,5 GW con el PNIEC actual, y hasta los 23 GW con la propuesta de actualización del PNIEC, lo que implica que **hay un posible riesgo de cobertura de la demanda**, ya que para cubrir los picos de demanda sería necesaria una potencia de CCGT superior a la máxima que han aportado al sistema en los últimos años.

Por otro lado, el patrón de funcionamiento de los CCGT en 2021 y 2022 muestra un **número creciente de arranques y paradas para acompañar la entrada y salida de renovables**, siendo éste un uso no previsto para los CCGT cuando se diseñaron y se tomaron las decisiones de inversión, lo que puede llegar a afectar al funcionamiento de estas centrales y a sus características técnicas en un futuro (pérdida de eficiencia, disminución de su potencia real, etc.), poniendo en riesgo la futura flexibilidad y respaldo que pueden aportar.

En el escenario 2030 según los objetivos de ambos PNIEC, los CCGT, aun reduciéndose su aportación en cuando a energía, tendrían un papel aún más relevante para poder cubrir las rampas de generación, provocadas principalmente por la mayor penetración de fotovoltaica y la mayor demanda eléctrica cuando las otras tecnologías no generan. **Se incrementa la contribución media de los CCGT en las horas antisolares y la flexibilidad asociada en la transición desde las horas solares a las antisolares**, lo que implica un aumento en las rampas máximas y en el número de arranques, llevando aún más al límite el funcionamiento de los CCGT.

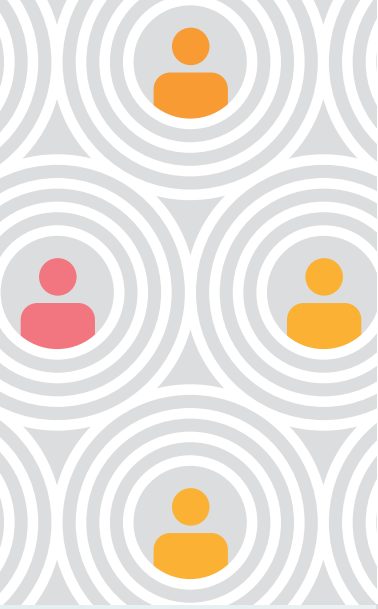


A 2030, el sistema eléctrico demanda mayor capacidad de respaldo y flexibilidad de los CCGT, a pesar de que su aportación en términos de energía se reduce. Actualmente, el sistema eléctrico español solo retribuye económicamente a los CCGT por su contribución en términos de energía, pero las estimaciones a 2030 subrayan la importancia de remunerar también la capacidad de garantizar respaldo y flexibilidad, completamente indispensables para el correcto funcionamiento del sistema en un contexto de transición energética.

En esta línea, el MITECO ya ha lanzado una **consulta pública para el establecimiento de un mercado de capacidad, donde se define el pago fijo a percibir** por las nuevas centrales de generación y las ya existentes por su capacidad de respaldo y flexibilidad. Dicho pago, toma como referencia el coste fijo de mantener los ciclos combinados actuales, si bien **es imperativo que contemple también las inversiones necesarias para adaptar estos ciclos a un entorno de funcionamiento mucho más exigente.**







Contactos

PwC

Óscar Barrero Gil

Socio. Líder del Sector Energía en el área de Consultoría de PwC
oscar.barrero.gil@pwc.com
+34 915 684 993

Roxana Fernández Rabuñal

Manager. Área de Consultoría Sector Energía de PwC
roxana.fernandez.rabunal@pwc.com
+34 682 897 784

Pablo Luengo Pérez-Hickman

Associate. Área de Consultoría Sector Energía de PwC
pablo.luengo.perez-hickman@pwc.com
+34 650 284 672





El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 151 países con más de 364.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2023 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. PwC se refiere a la firma miembro española y, en ocasiones, puede referirse a la red de PwC. Cada firma miembro es una entidad legal separada e independiente. Consulta www.pwc.com/structure para obtener más detalles.

Depósito legal: M-34252-2023

El contenido de este documento (o sitio web) es para ofrecer información general, única y exclusivamente, y no debe sustituir a la consulta con asesores profesionales.

Informe coeditado por la Fundación Naturgy. Imagen de la central de ciclo combinado de Málaga en las páginas 24 y 25. Fotografía cedida por Naturgy.