

*Raquel Martínez Farreres**
*Pedro Antonio Merino García***
*Juan Rubio Matilla****

LA OLA DE FRÍO Y LA CRISIS ENERGÉTICA EN TEXAS. QUÉ LECCIONES PODEMOS EXTRAER

En este artículo se pretende analizar las causas que llevaron a Texas, una de las zonas más ricas del planeta, a sufrir una crisis energética sin precedentes en los últimos tiempos. Se examinarán los fallos en sus sistemas de gas y electricidad bajo las condiciones de frío extremo que provocó el vórtice polar, para posteriormente realizar la comparativa con la repuesta a la ola de frío sufrida en España en el mes de enero. Finalmente, se tratarán de extraer algunas lecciones que pueden ser de aplicación para el resto de países del mundo ante unas infraestructuras fundamentales, especialmente en medio de la transición de los modelos energéticos que se están produciendo y de los episodios de clima extremo que se prevén.

Palabras clave: Texas, gas natural, electricidad, generación, apagón, ola de frío, lecciones, España, seguridad de suministro.

Clasificación JEL: E32, L16, L97, O25, Q43, Q51.

1. Introducción: efectos sobre el mercado en EE UU

Durante la semana del 8 de febrero Estados Unidos fue sacudido por la influencia de un potentísimo vórtice polar que se fue expandiendo desde el centro del país y que afectó de manera extrema a las zonas de Texas y Medio Oeste.

Consecuencia directa del desplome de las temperaturas, los precios *spot* del gas en EE UU y Canadá aumentaron significativamente. Es más,

en algunos casos los marcadores regionales *spots* de precios más allá del Henry Hub (precio marcador de EE UU utilizado como referencia global) se dispararon superando los 400 \$/MMBtu.

Dentro de las zonas más afectadas en la región Medio Oeste, Oklahoma y Texas son, en concreto, las que experimentaron serios problemas técnicos y logísticos en la cadena de producción, debidos a la congelación de pozos e infraestructuras. Con la fuerte caída de la producción, la liberación de inventarios se aceleró hasta niveles no registrados en 2017-2018, cuando se registró la última ola de frío con fuerte incidencia sobre esta zona.

La necesidad de cubrir el pico de demanda de gas ante un fortísimo consumo para ▷

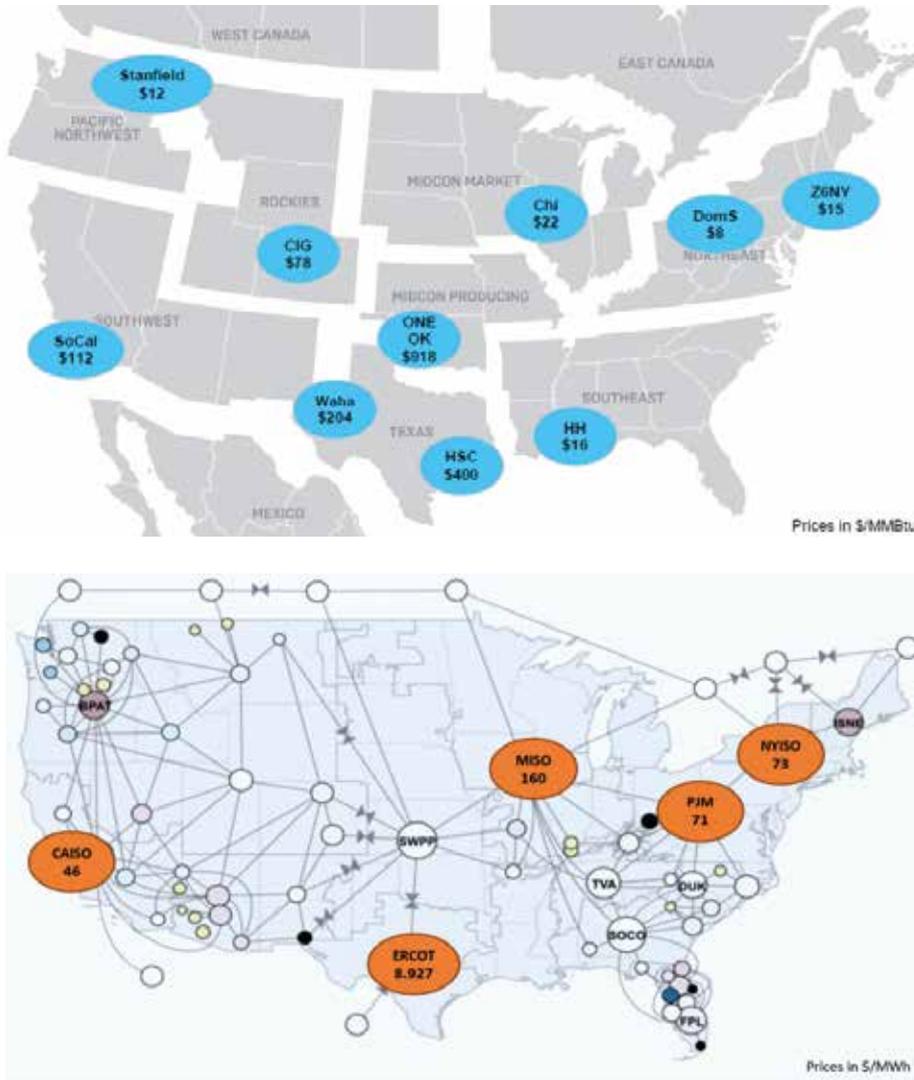
* Analista de Energía del Servicio de Estudios de Repsol.

** Director del Servicio de Estudios de Repsol.

*** Analista Senior de Energía del Servicio de Estudios de Repsol.
Versión de marzo de 2021.

DOI: <https://doi.org/10.32796/bice.2021.3134.7183>

GRÁFICO 1
PRECIOS MARCADORES REGIONALES DE GAS (ARRIBA) Y ELECTRICIDAD (ABAJO) A 16 FEB 2021



Fuente: Platts S&P Global, Refinitiv y Dirección de Estudios de Repsol.

generación eléctrica con una producción limitada llevó los precios a cotas insospechadas. Como ejemplo, los más de 900 \$/MMBtu que alcanzó puntualmente el marcador de Oklahoma, el ONG-Tulsa, el pasado 17 de febrero.

En el caso de la electricidad, los altos precios del gas, la escasez de generación renovable y el aumento de demanda provocaron un estrés sin precedentes en el sistema eléctrico y que más de cuatro millones de personas se quedasen sin luz en plena ola de frío.

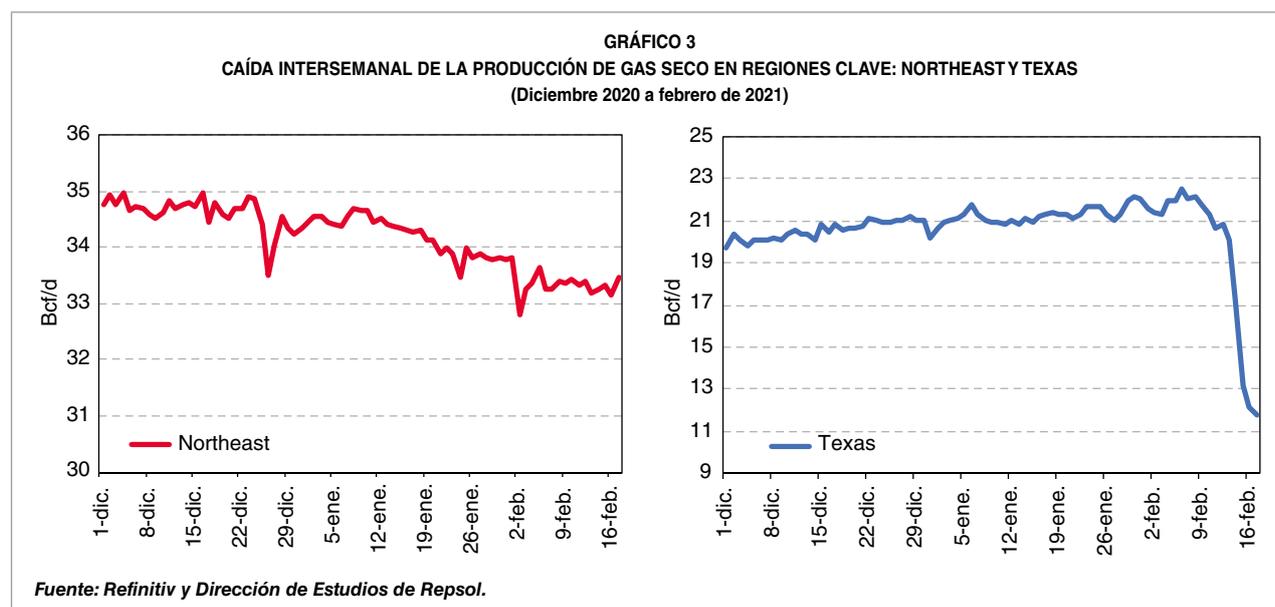
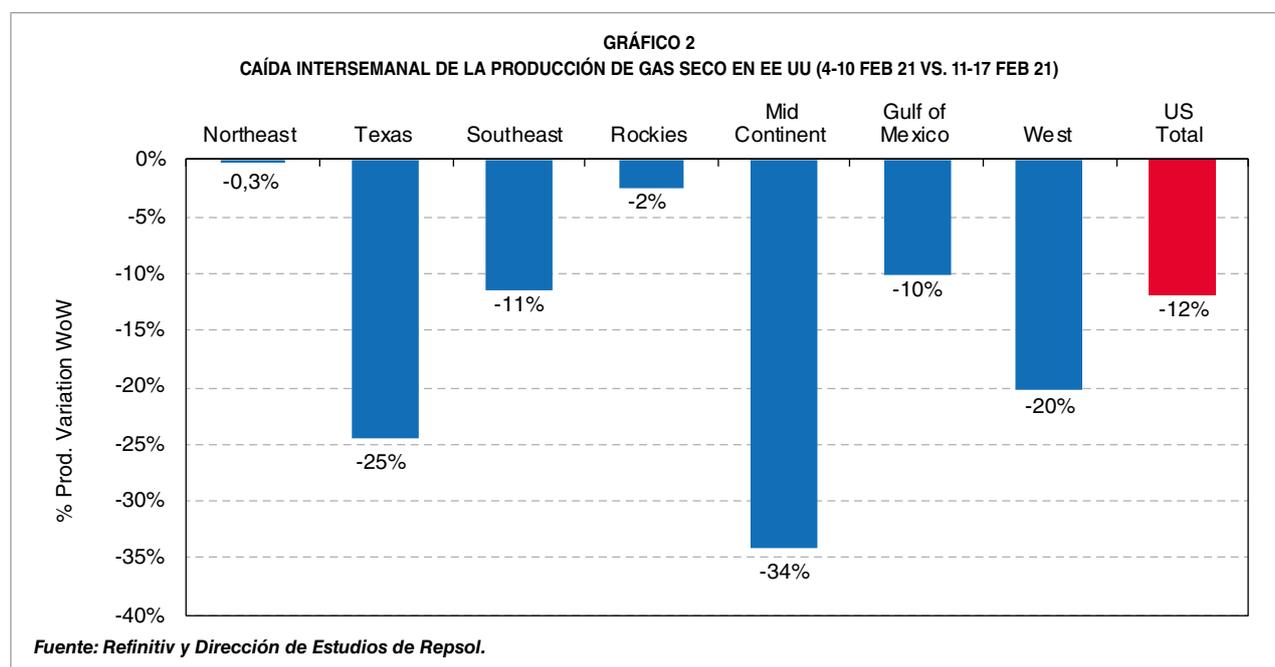
Además, también provocó un aumento de los precios residenciales desde los 0,11 \$/kWh medios del sistema tejano hasta los 9 \$/kWh. Este aumento del 7.800% provocó situaciones tan llamativas como ver el que algunas compañías ofrecían dinero (hasta 150\$) a sus clientes de tarifa plana para que se marchasen a otras compañías, que se hayan visto facturas a clientes de más de 10.000 dólares mensuales o que, en algunos momentos, recargar un coche eléctrico llegase a costar más de 900\$. ▷

2. Implicaciones en el mercado del gas natural

2.1. Producción

Las bajísimas temperaturas registradas dieron lugar a fuertes heladas que congelaron el agua y los líquidos que contiene el gas natural, imposibilitando su extracción del pozo.

Si bien otras regiones productivas como el Northeast, las Rocosas o Canadá están mejor «preparadas» para afrontar este tipo de dificultades por bajas temperaturas, la situación en el Medio Oeste es bien distinta. En Permian (Texas) las bocas de pozo no están tan bien acondicionadas para funcionar a temperaturas bajo cero. Tampoco lo está la infraestructura complementaria (suministro eléctrico, accesos...), lo que ▷



dificulta enormemente la operativa a pie de pozo.

Respecto al nivel de producción previo a la ola de frío y que estaba estabilizado en torno a 90 Bcf/d, la producción de gas estadounidense se redujo en un promedio aproximado del 11 %, cayendo a 80 Bcf/d a fecha 17 de febrero, según la EIA (Energy Information Administration), siendo —como comentábamos— las regiones productivas de la zona centro y sur del país las más afectadas.

Si analizamos con detalle lo acontecido, observamos que mientras que en el Northeast (Appalachia) apenas cayó la producción, en Texas/Medio Oeste (Permian, Haynesville) la caída fue fortísima.

A pesar del progresivo aumento de las temperaturas, se estima que la reactivación de la producción podría demorarse hasta dos semanas (tiempo que tardó en restablecerse tras la

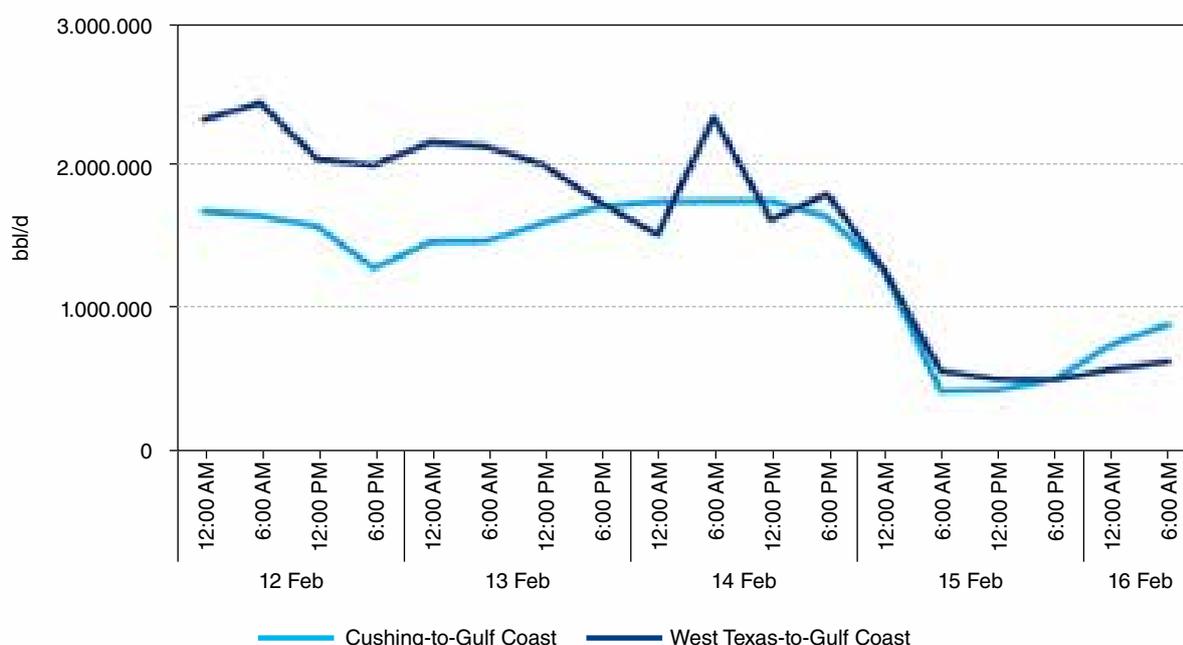
ola de frío del invierno 2017-2018). En total, podrían perderse entre 70 y 80 Bcf de producción hasta que se recupere el ritmo productivo previo a la ola de frío.

2.2. Infraestructuras

La ola de frío no solo se hizo notar en los puntos productivos, sino que afectó al sistema de tuberías que distribuyen no solo el gas, sino también el petróleo a otras regiones. La mayoría de las que atraviesan o conectan la zona afectada registraron cortes o disminuciones de flujos en un volumen exacto todavía difícil de determinar.

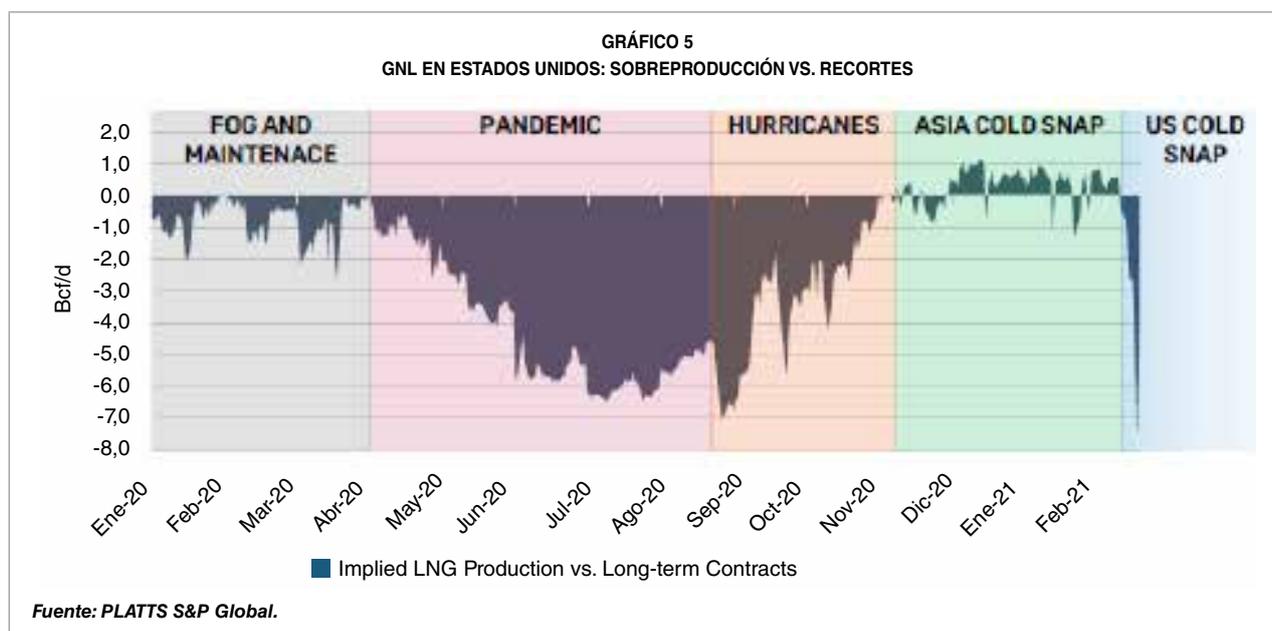
Adicionalmente, las exportaciones también sufrieron una significativa caída. Las dificultades logísticas se extendieron a las plantas de licuefacción progresivamente, que ▷

GRÁFICO 4
DISMINUCIÓN DE FLUJOS TRANSPORTADOS POR TUBERÍAS* AFECTADAS



* Para petróleo y gas natural.

Fuente: Wood Mckenzie.



se vieron obligadas a disminuir sus flujos de exportación.

Durante las semanas previas, se estaba exportando a un ritmo aproximado de 10 Bcf/d. A día 16 de febrero, se exportaron poco más de 2 Bcf/d, una caída del 80%. A finales de esa misma semana, unos doce barcos se encontraban a la espera de carga en diferentes puntos del Golfo de México, una vez las condiciones meteorológicas permitieran la operativa. Desde que comenzó 2020 hasta ahora, ni los efectos de la COVID-19 ni la temporada de huracanes habían reducido tanto el volumen exportador.

2.3. Inventarios

Según la EIA, el nivel de inventarios para la semana de referencia, que terminó el 12 de febrero, era de 2.281 Bcf; tras una liberación semanal, fue de 237 Bcf. Los inventarios se situaron un 4% por debajo de la misma semana de 2020 y un 3% por encima de la media de los últimos cinco años (Gráfico 6).

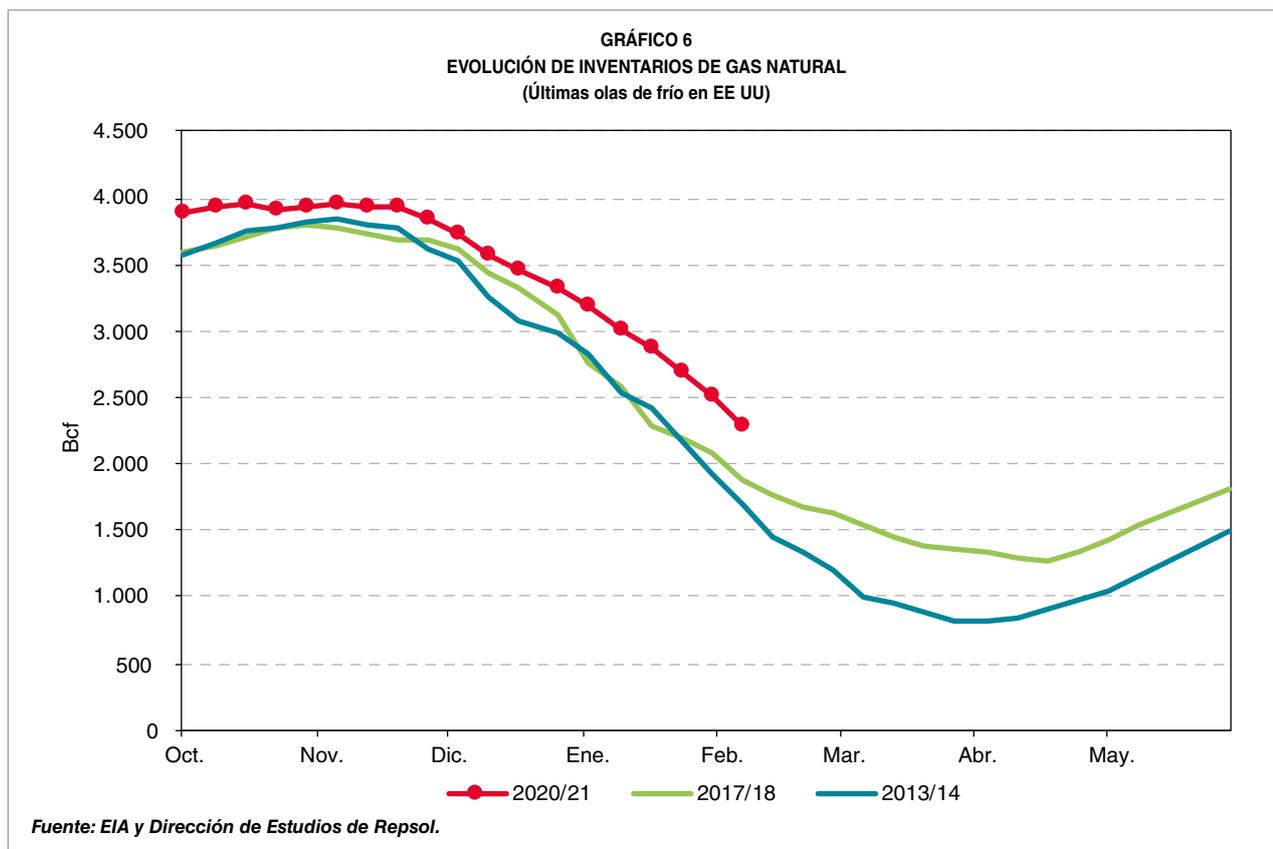
Si comparamos con inviernos previos en los que también se experimentaron vórtices polares afectando a la producción, en esta ocasión el nivel de inventarios era superior.

Hasta esta fecha, la tasa media de liberación fue un 9% superior a la media de cinco años. Si el ritmo de liberación coincidiera con el promedio de los cinco años (8,9 Bcf/d) hasta el comienzo de la temporada de inyección, a finales de marzo el nivel de inventarios sería de 1.863 Bcf, quedando 57 Bcf por encima de dicho promedio (1.806 Bcf) para la misma fecha.

En resumen, durante las olas de frío experimentadas en años anteriores, los inventarios partieron y se mantuvieron en niveles inferiores a los vistos este año.

2.4. Demanda

Desde el pasado 8 de febrero y durante aproximadamente diez días, la demanda de gas en EE UU sufrió un ascenso meteórico. Los sectores que registraron un mayor consumo fueron el residencial, por el consumo de ▷



calefacción, y el sector para generación eléctrica (Gráfico 7). Concretamente en Texas, el sector para generación no crecía tanto desde el pasado verano cuando la zona experimentó una fortísima ola de calor que disparó el consumo de aire acondicionado.

Pero, esta vez, los problemas con la producción y disponibilidad de gas natural provocaron que las plantas de generación de la zona declararan sus recursos como «no disponibles».

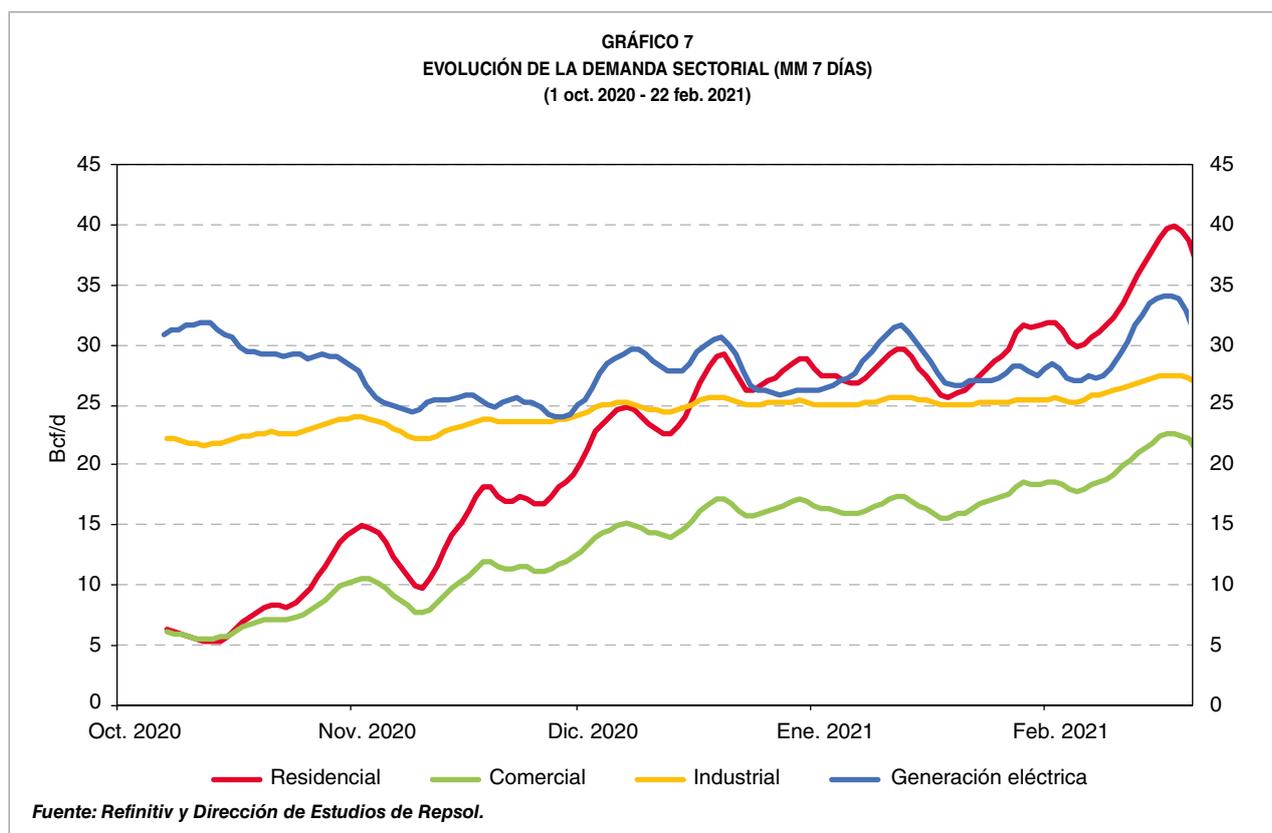
3. Implicaciones en el mercado eléctrico

3.1. Sistema eléctrico

En el conjunto del país hay tres grandes redes (que a su vez contienen otras subredes más pequeñas) conectadas entre ellas por

líneas de corriente continua. El sistema eléctrico de Texas es una singularidad dentro de EE UU, dado que por voluntad propia no ha querido unirse a ninguna de las otras redes, y sus escasas interconexiones (apenas cinco líneas que suponen un máximo de interconexión ligeramente superior a 1GW). El sistema, gestionado por el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), suministra electricidad a unos 25 millones de consumidores, casi el 90% del territorio tejano.

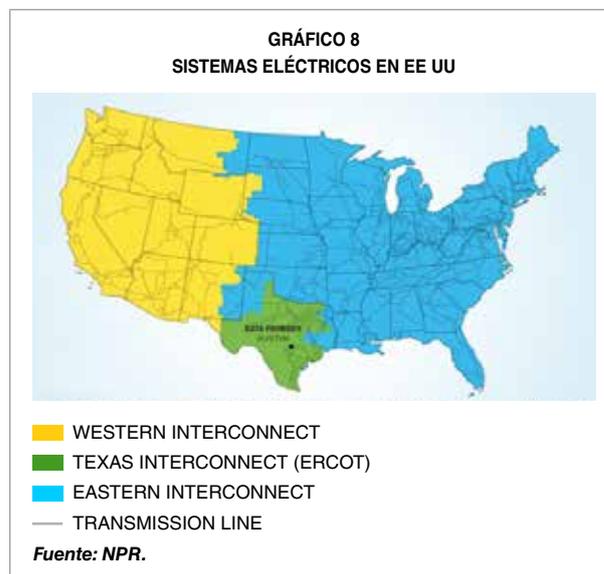
Este mercado no tiene un precio único, ya que se modificó en 2010 para ser más eficiente, y adoptó un sistema nodal, en el que cada nudo (de los más de 12.000 existentes) tiene su propio precio para tratar de reflejar la realidad de los costes de congestión y producción, y a la vez dar una mayor transparencia a los precios. El precio que normalmente se muestra es la media de todos los precios nodales. ▷



Tras la reforma del sistema, el precio de la electricidad en Texas descendió con fuerza hasta situarse entre un 15% y un 20% por debajo de la media nacional.

La capacidad de generación en invierno, según el último informe¹ de ERCOT indicaba una capacidad máxima disponible para este invierno de aproximadamente 83 GW. De ellos, unos 75 GW corresponderían a recursos gestionables, siendo la mayor parte (55 GW) de centrales de gas, lo que sitúa al gas como la tecnología de *back-up* imprescindible, al menos, en invierno. Es preciso matizar que estas capacidades ya presumen la menor disponibilidad invernal de algunas tecnologías, a las que se le asigna unos porcentajes de utilización (como un 7% del uso de la solar, o un 31% de la eólica).

¹ Final Winter 2020 Seasonal Assessment of Resource Adequacy report, publicado el 5 de noviembre de 2020.



Es necesario señalar también que el sistema de ERCOT destaca entre todas las grandes regiones estadounidenses como el que de menor capacidad ociosa dispone ante posibles interrupciones (únicamente un 8,5%), sin embargo, ▷

esa situación únicamente se da en verano. Los (normalmente) suaves inviernos permiten tener una capacidad ociosa cercana al 50%.

3.2. Demanda

La demanda horaria normal en el invierno de Texas es de aproximadamente 50 GW. Los

informes de ERCOT señalaban una punta de demanda máxima esperada para este invierno de aproximadamente 60 GW, y en el más extremo de los escenarios se calculaba que el pico de demanda máximo fuese de 67,2 GW (cifra bastante superior a los 65,9 GW registrados hasta el momento como máximo de invierno).

Es necesario señalar que la demanda máxima del sistema no se encuentra en invierno, ▷

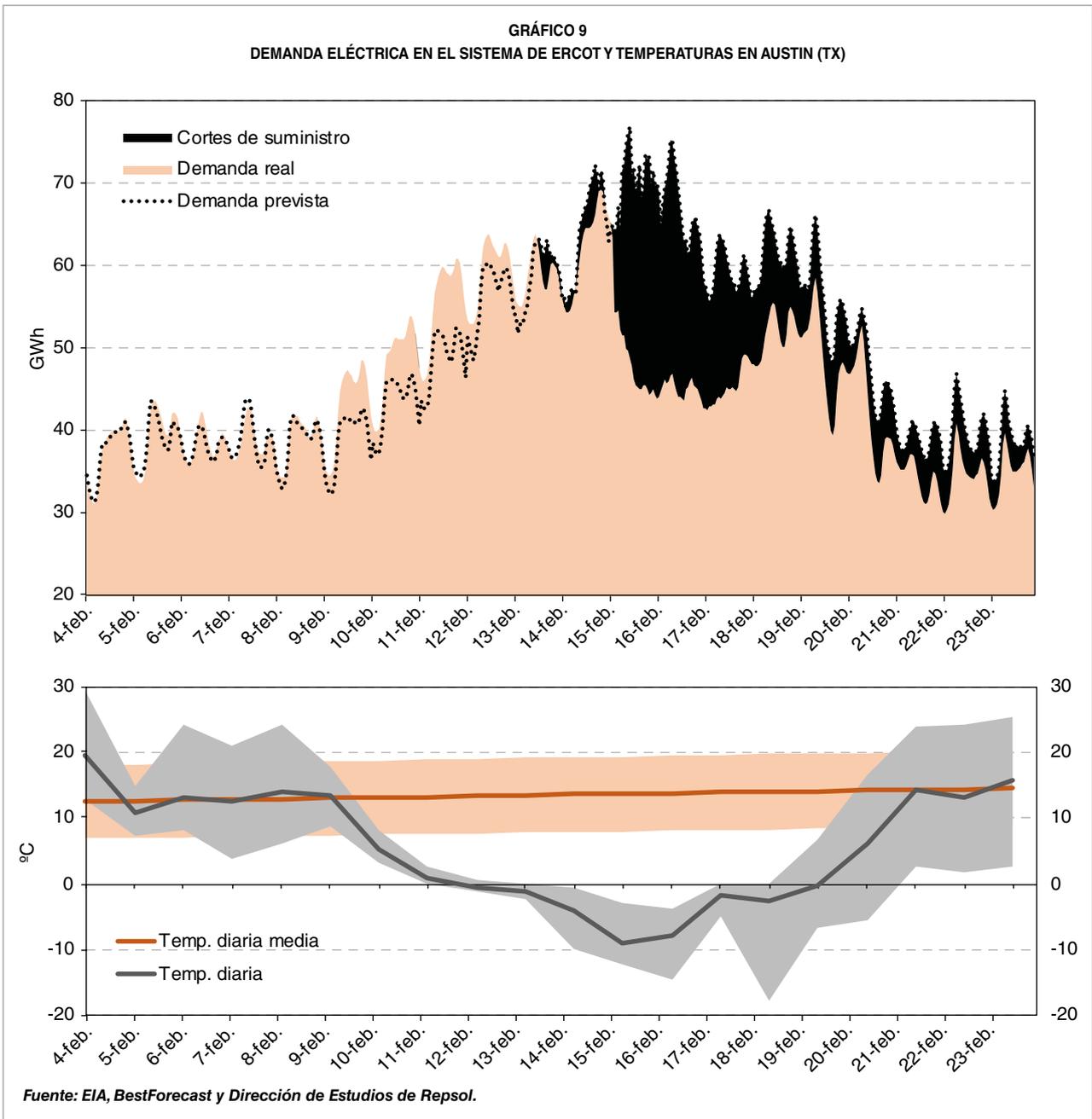
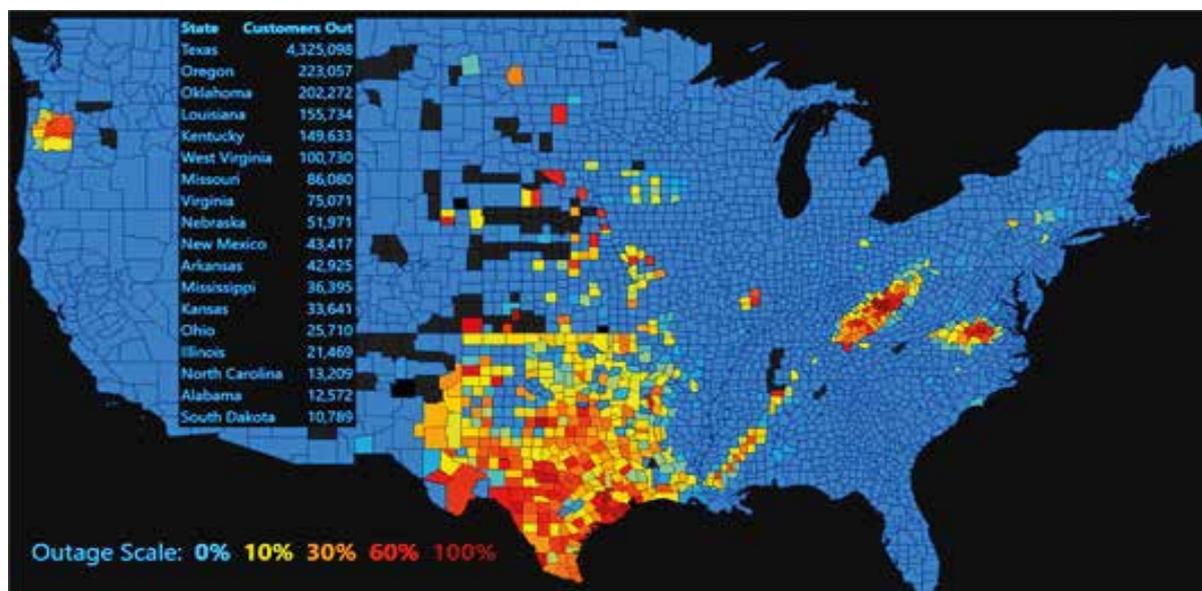


GRÁFICO 10
USUARIOS SIN SUMINISTRO ELÉCTRICO
(A 16 feb. 2021)



Fuente: PowerOutage.us

sino que, al ser una región tan meridional, los calurosos veranos provocan que la demanda estival sea muy superior a la invernal (en torno a un 30%).

La ola de frío provocó una fortísima caída de las temperaturas en la región. En la capital del estado (Austin) las temperaturas mínimas bajaron hasta los -18°C , situándose casi 25 grados por debajo de sus niveles normales y en los niveles más bajos de la historia (si bien en varias ocasiones han bajado de los 10 grados bajo cero).

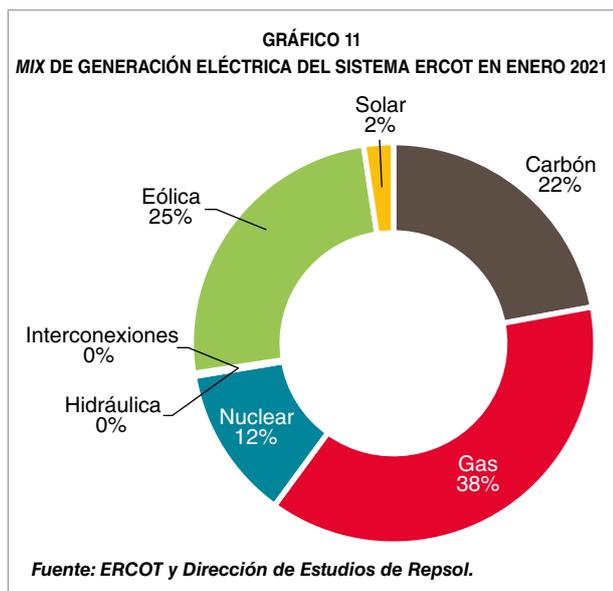
Esta situación llevó a la demanda a dispararse desde el nivel de 50 GW hasta sobrepasar el nivel máximo de los peores escenarios, hasta alcanzar un pico de generación de 69,8 GW el día 14 de febrero, momento en que el estresado sistema no soportó más esos niveles, provocando la caída de parte de las líneas y el corte de suministro de casi cuatro millones de consumidores. Los cálculos indican que de no haberse producido estos apagones

la demanda habría llegado a superar los 76 GW (Gráfico 9).

En el conjunto del temporal, unos 5,5 millones de usuarios en Texas se vieron afectados por los cortes de suministro. Aunque es necesario señalar que los cortes de suministro tejanos no fueron los únicos del país: en el peor momento del temporal, mientras en Texas había 4,4 millones de usuarios sin suministro eléctrico, en el resto del país se registraban otros 1,2 millones de usuarios sin él.

3.3. Generación

El *mix* de generación del sistema tejanos durante el mes de enero se basaba principalmente en tecnologías gestionables, especialmente en el gas, que supuso prácticamente un 40% de la generación del mes. Aun así, el sistema contó con un 27% de generación renovable —eólica en su gran mayoría— (Gráfico 11). ▷

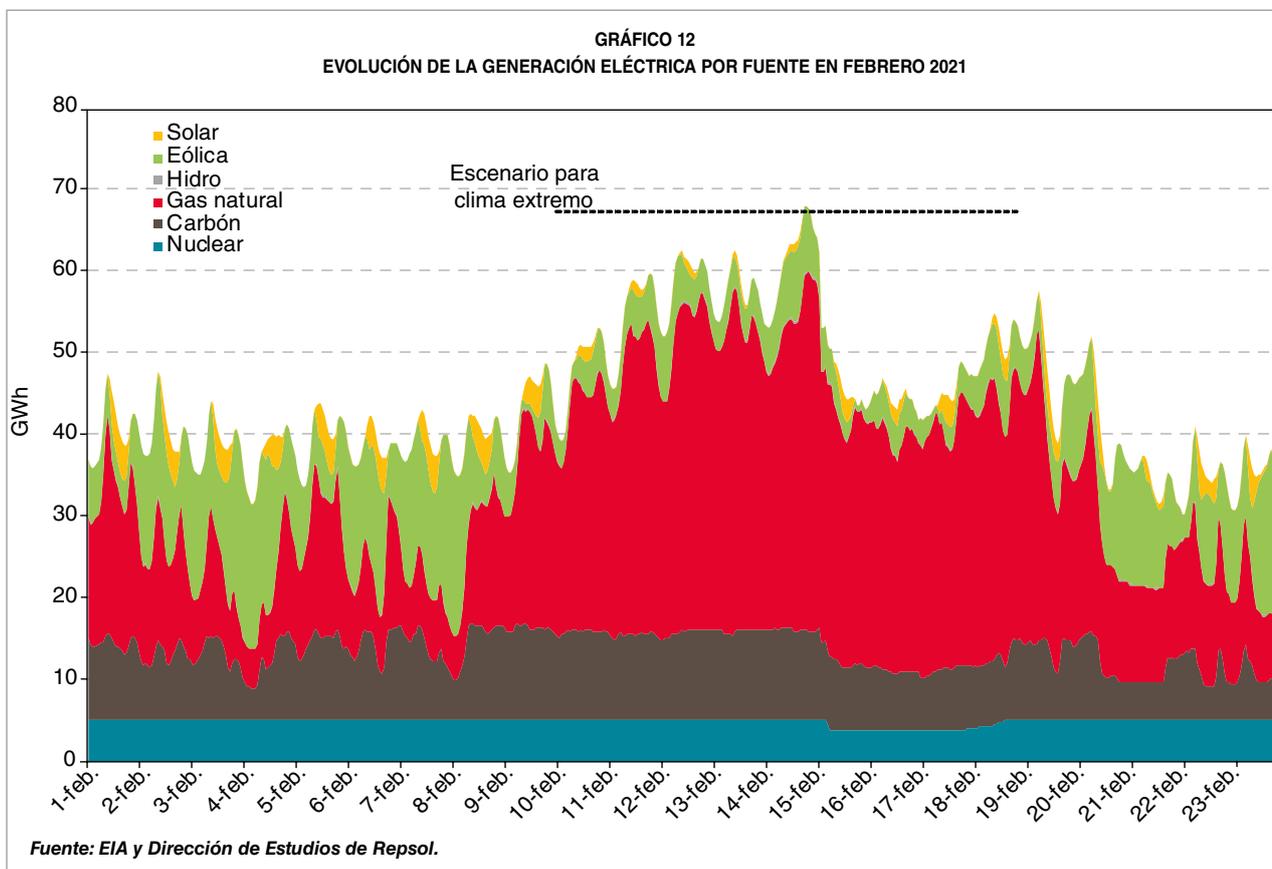


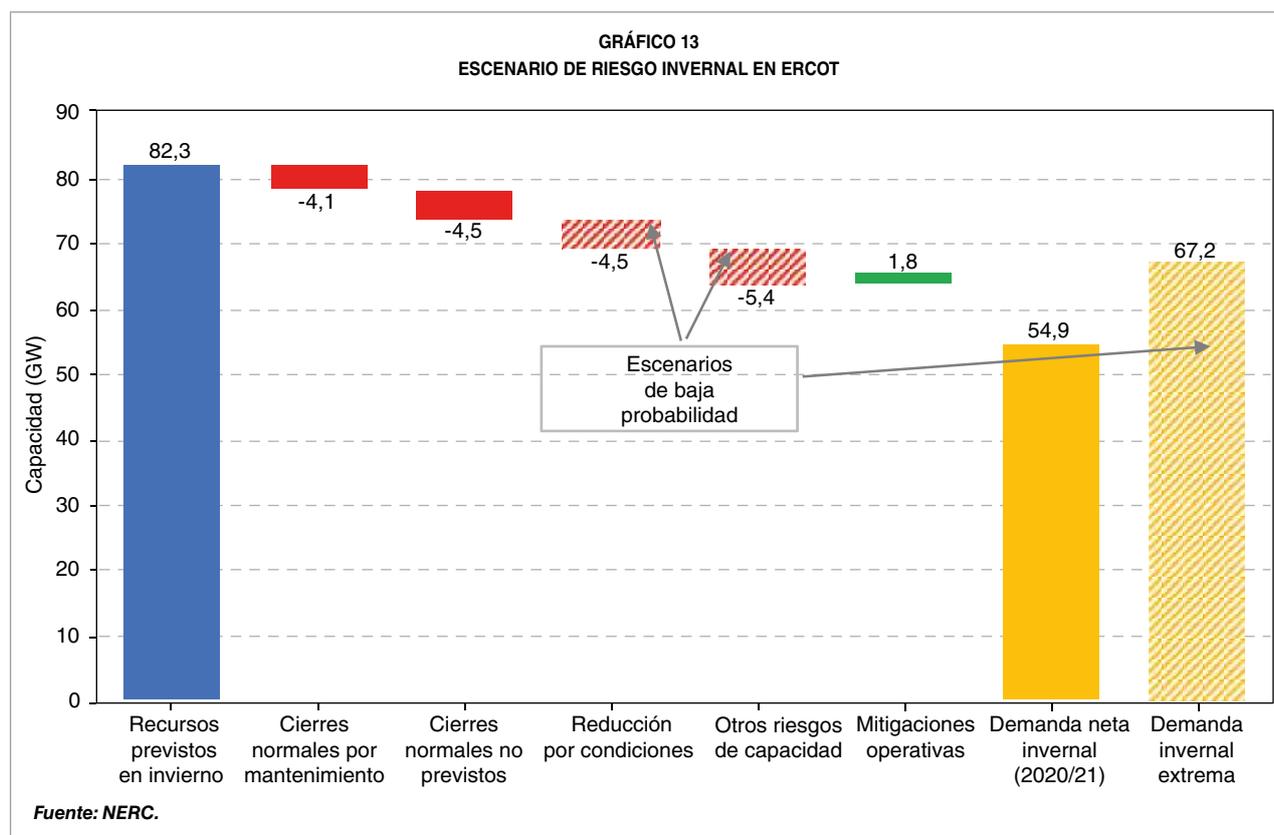
Con la llegada del frío, lo primero que se vio mermada fue la generación renovable, que pasó de abastecer un 37% (entre eólica y solar) la semana anterior a solo un 10%. Las

lluvias y las fuertes nevadas taparon las placas solares, que algunos días apenas llegaron a producir el 0,4% de la energía diaria. También la ausencia de viento y la congelación de los molinos provocó la fuerte caída de la generación eólica.

Con toda la presión sobre las plantas de generación con gas (que pasaron de suponer menos del 30% del *mix* a más del 60%), estas también sufrieron los efectos de las gélidas temperaturas. No solo se vieron afectadas por la fuerte reducción de gas local, tal como se ha comentado anteriormente, sino que también se congelaron algunos gaseoductos, limitando la cantidad de combustible necesario para la generación.

Pero el resto de las tecnologías mayoritarias (carbón y nuclear) también sufrieron con las extremas temperaturas. Por ejemplo, uno de ▷





los reactores nucleares (de los cuatro de la región) se paró automáticamente tras la congelación de una de sus tuberías.

Ante la avalancha de fallos, el gestor del sistema dio orden a las empresas eléctricas de suspender el suministro a los clientes de determinados nodos, tratando de evitar con ello apagones descontrolados que pudiesen generar daños en las infraestructuras.

Como puede observarse en el Gráfico 12, el sistema resistió hasta la generación prevista en los informes del sistema, es decir, hasta la generación de 67,2 GW, e incluso un poco más, llegando a una producción máxima de 68 GW.

Comparando con el informe del pasado noviembre² del North American Electric Reliability Corporation (NERC), que desglosa los riesgos

en cada una de las regiones de Norteamérica (con base en los datos proporcionados por los distintos gestores de los sistemas), concluía que en todos los sistemas las reservas de capacidad superaban las necesidades para gestionar deficiencias de capacidad, aunque añadía claramente que con «previsiones de demanda normales».

Este informe avisaba del peligro de un desabastecimiento de gas en condiciones más desfavorables de lo normal, tanto por la falta de preparación de las infraestructuras gasísticas como por la escasez de almacenamiento. Sin embargo, únicamente hacía esta mención para las regiones de Nueva Inglaterra y California.

El informe también señalaba explícitamente algunas regiones, entre las que se encontraba Texas, donde un clima invernal extremo podría suponer un desafío para la gestión del sistema por cuestiones como la formación de hielo en ▷

² 2020-2021 Winter Reliability Assessment, NERC, noviembre de 2020.

las palas de los generadores eólicos, la congelación de las pilas de carbón o la reducción de la capacidad de las tuberías de gas natural, precisamente lo que ha sucedido en el caso tejano.

3.4. Analogías y diferencias con el caso español

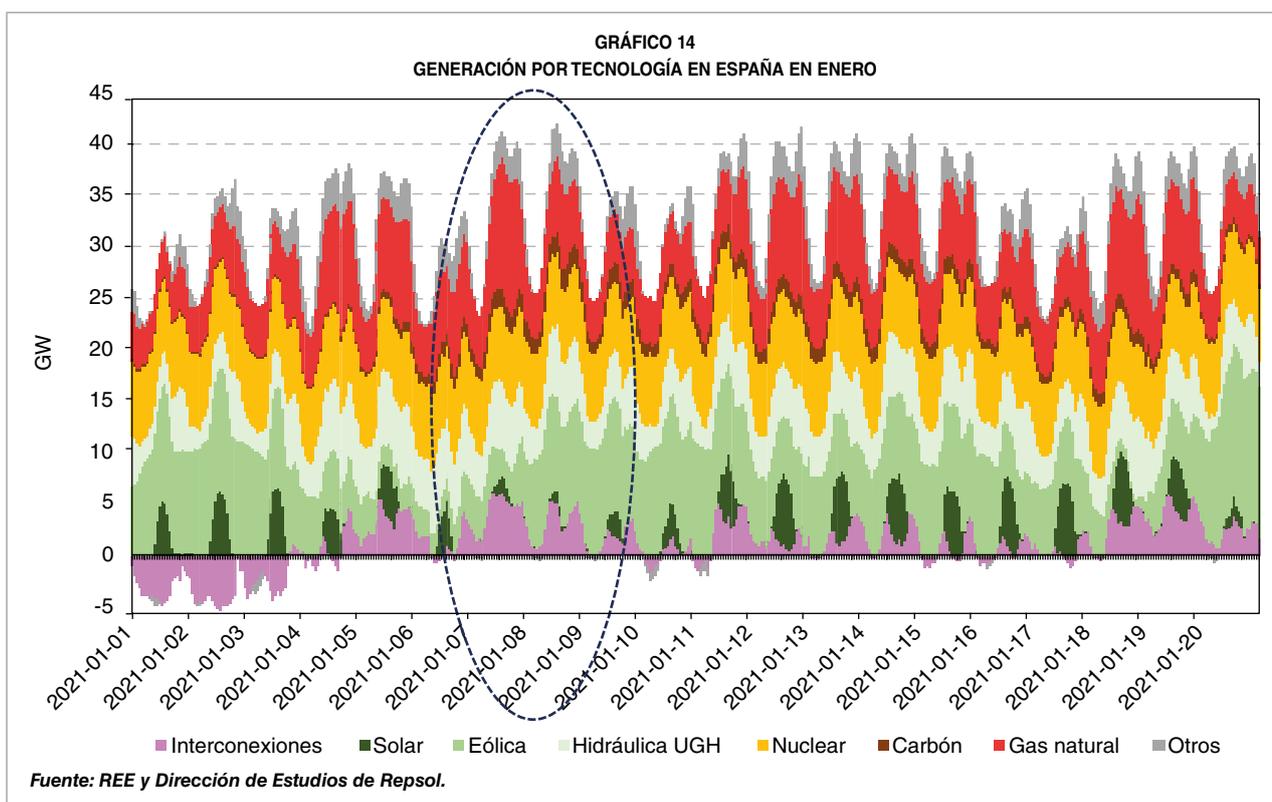
No cabe duda de que el sistema tejano presenta algunas similitudes con el español, como su relativo asilamiento respecto al resto de sistemas eléctricos del continente o el porcentaje de renovables no gestionables. Además, aquí también se sufrió un evento de clima extremo apenas unas semanas antes de que sucediera en EE UU, y, al igual que allí, se alcanzaron niveles máximos de demanda muy superiores a lo habitual.

Sin embargo, las diferencias entre las redes son tan notables que las consecuencias no han guardado el más mínimo parecido. Mientras

que en Texas casi una de cada cinco personas se encontraba sin suministro eléctrico, en España, a pesar de la dificultad de encontrar datos exactos, la cifra se acercaba a una de cada quinientas. Además, la mayor parte de los cortes no llegaron a los treinta minutos.

Entre las diferencias en la generación, en España no se sufrió la congelación de los aerogeneradores y, además, el viento sopló más que en días anteriores, lo que permitió a la generación eólica satisfacer más del 30% de la demanda. Incluso en los momentos de máxima demanda, la generación solar + eólica satisfizo el 25%. También las interconexiones jugaron su papel, y aumentaron en los momentos clave hasta superar los 5 GW, lo que aportó estabilidad al sistema.

Pero también existen grandes diferencias en la capacidad del sistema. La potencia máxima que se exigió durante el temporal fueron 42,2 GW, mientras que, en el mes de enero, la suma de capacidad de generación con gas ▷



natural (incluyendo cogeneraciones), nuclear y carbón sumaban ya 44,4 GW.

Haciendo el mismo ejercicio que realizaban desde ERCOT asignando un porcentaje de utilización en cada tecnología para ver la capacidad disponible en invierno, incluso con las mismas cifras de utilización de Texas (aunque evidentemente no son las mismas que aquí), daría una capacidad disponible máxima en invierno superior a los 74 GW, recordemos que para un pico de demanda de 42 GW (un 68 % de capacidad ociosa), mientras que en Texas eran 82 GW para un pico de 76 GW (apenas un 8% de capacidad ociosa).

4. Conclusiones

La experiencia en Texas y en el Medio Oeste de EE UU es un ejemplo más de los desafíos a los que se enfrentan los sistemas energéticos actuales. Hace pocas semanas vimos cómo los sistemas energéticos se estresaban en Japón, también por una ola de frío, y el pasado verano observamos cómo en California sufrieron apagones eléctricos durante varios días ante un sistema incapaz de encarar un pico de demanda estacional.

Curiosamente, hace pocos meses el sistema eléctrico tejano era visto por los *lobbies* renovables como un ejemplo a seguir por su fiabilidad y creciente implantación de tecnologías renovables, a la vez que habían conseguido reducir los precios frente a otros sistemas estadounidenses que pagaban en exceso por la generación de recursos no esenciales debido a que sus operadores del sistema pronosticaban demasiada demanda³.

³ <https://fundacionrenovables.org/documento/limpio-asequible-y-fiabile-acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-espana/rap-policybrief-limpio-asequible-y-fiabile-acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-espana/>

Visto lo ocurrido en Texas, hay cuatro lecciones claras relacionadas con la seguridad de suministro que se deberían de aprender:

- A medida que más sistemas de energía dependen exclusivamente del gas natural para proporcionar un suministro incremental ante temperaturas extremas, la fiabilidad del sistema de gas se vuelve crítica para la seguridad de la electricidad.
- La resiliencia de esos sistemas energéticos dependerá en gran medida de la robustez de la capacidad de entrega física de la red de gas, que debería convertirse en un parámetro clave para las evaluaciones de la seguridad eléctrica en los próximos años. Los planificadores de sistemas deben asegurarse de que los sistemas de energía sean resistentes a los crecientes extremos climáticos.
- El pasado es cada vez menos predictivo del futuro. Los sistemas de energía se enfrentan a nuevos extremos climáticos que están desafiando el rendimiento de todo tipo de recursos y redes generadoras. Cada vez más, los planificadores deben examinar los mejores datos y modelos para anticipar el potencial de condiciones estresadas que pueden ocurrir fuera de los periodos de pico históricos.
- Diseñar los sistemas únicamente tratando de optimizar la operativa puede ser muy eficiente, y rebajar los costes siempre y cuando se mantengan las condiciones normales. Pero no invertir en mantener sistemas redundantes, tanto de gas como de electricidad, puede hacer colapsar sistemas y provocar indisponibilidades de bienes tan necesarios como la electricidad o la calefacción ▷

en los momentos de estrés, que es cuando más se necesitan.

Está claro que las temperaturas extremas están poniendo muchos sistemas de energía actuales en entredicho y parece, más que oportuno, prestar mucha atención a esta nueva realidad. Los responsables políticos de la planificación energética deberían revisar sus planificaciones, incluyendo este tipo de fenómenos meteorológicos extremos que obstaculizan el suministro, incrementando el volumen de demanda que queda sin satisfacer además de dar pie a unos precios astronómicos, en este caso, del gas natural y la electricidad.

En España, aunque existe mucha capacidad ociosa, las últimas medidas van en la dirección contraria, reduciendo los pagos por interrumpibilidad o eliminando el pago por disponibilidad de las térmicas. Estas medidas ayudan a reducir la factura del sistema, pero sin duda debilitan la flexibilidad que pudiera ser necesaria en momentos puntuales. Sin embargo, en España aún estamos lejos de tener un problema de falta de capacidad excedente.

Y es que disponer de un sistema robusto y fiable será particularmente importante a medida que aumente la electrificación como parte de la transición energética.

Bibliografía

- González, L. (19 de febrero de 2021). Natural gas prices slashed as lights mostly back on in Texas. *Natural gas intelligence news*. <https://www.naturalgasintel.com/natural-gas-prices-slashed-as-lights-mostly-back-on-in-texas-though-long-term-impacts-still-unclear/>
- IEA (2021). *Gas Market Report, Q12021*. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2021>
- Kolokathis, C. (2020). *Limpio, asequible y fiable: acertar con la transformación del sistema eléctrico en España*. Regulatory Assistance Project (RAP). Fundación Renovables. <https://fundacion-renovables.org/documento/limpio-asequible-y-fiable-acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-espana/rap-policybrief-limpio-asequible-y-fiable-acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-espana/>
- NERC (2020). *2020-2021 Winter Reliability Assessment*. https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_WRA_2020_2021.pdf
- Refinitiv (noviembre de 2020). *Final Winter 2020 Seasonal Assessment of Resource Adequacy report*.
- Wood Mackenzie (2021). *Global LNG regas project tracker H1 2021: LNG-to-power projects create new demand*.