Webinar AEE 16 Abril 2020

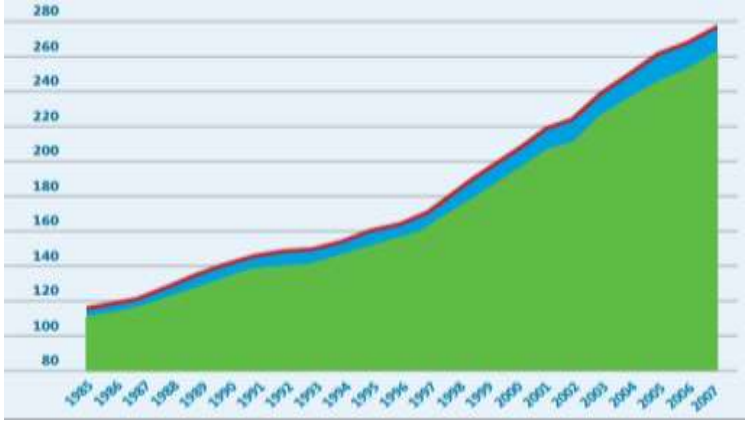
Situación del mercado eléctrico por el COVID-19, perspectivas a corto, medio y largo plazo.

#EUGreenRecovery to restart Europe

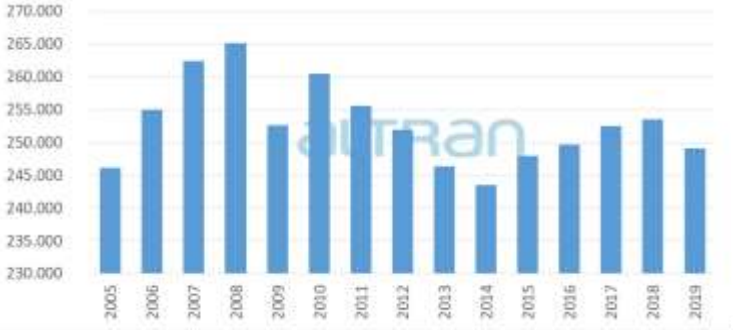
“El COVID 19 es la amenaza más urgente que enfrenta la humanidad hoy en día, pero no podemos olvidar que el cambio climático es la mayor amenaza que enfrenta la humanidad a largo plazo”
Patricia Espinosa Secretaria Ejecutiva de Cambio Climático de la ONU

David Pérez, Director de Energía
david.perez@altran.com

La demanda eléctrica creció históricamente hasta 2008



Demanda eléctrica peninsular anual 1985- 2007 (REE)



Demanda eléctrica peninsular anual 2005- 2019 (REE)

Históricamente, el incremento anual de la demanda de energía eléctrica ha tenido un crecimiento constante y ha tenido una fuerte relación ligada al crecimiento del PIB hasta 2007.

Hasta 2008, la demanda de energía eléctrica tuvo un crecimiento constante y relevante, con un CAGR del 4,7%. Desde el inicio de la crisis en económica en 2008 no se han vuelto a alcanzar los valores máximos de demanda.

La demanda en 2019 :

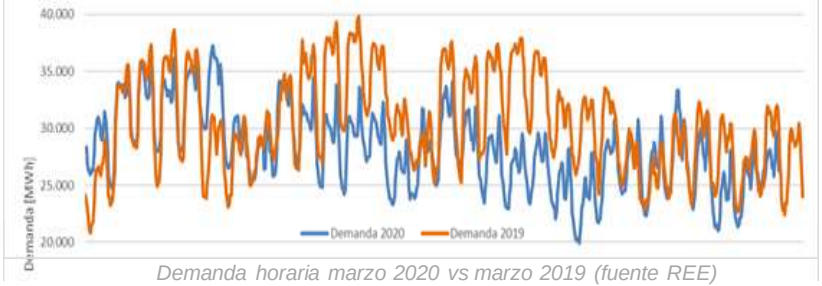
- fue un 5,4% inferior comparada con su valor máximo en 2008.
- la potencia máxima instantánea fue un 11% inferior respecto su máximo en 2007.
- la oferta de generación creció un 27% respecto el mismo periodo 2007-2008 por la generación renovable.

En 2019 respecto de 2018:

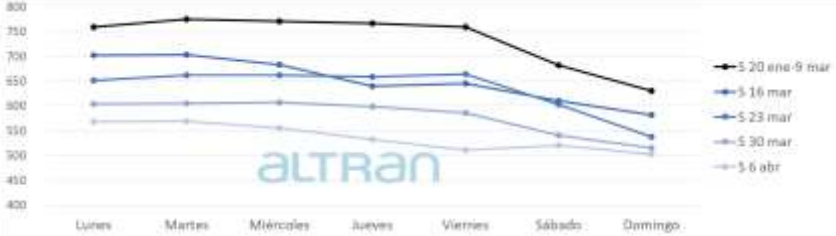
- disminuyó la demanda eléctrica un 2,7% corrigiendo el efecto temperatura y laboralidad
- la demanda de potencia máxima disminuyó un 1,2%.
- la oferta de generación creció un 4,3%.

La demanda disminuyó en marzo un 4,6% vs 2019, el marzo más bajo desde 2004

% Variación mensual demanda eléctrica interanual (fuente REE)



Demanda horaria marzo 2020 vs marzo 2019 (fuente REE)



Evolución diaria de la demanda las últimas 4 semanas (fuente REE)

La demanda eléctrica de marzo 2020 ha sido la más baja en un mes de marzo desde 2004.

En marzo 2020 la demanda eléctrica en España disminuyó un 4,6% respecto marzo 2019, un 6,3% corrigiendo los efectos de temperatura y laboralidad. En Baleares disminuyó un 7,3% y en Canarias un 8,9%.

La demanda horaria los primeros días del mes de marzo ha seguido un patrón similar al año anterior, y **desde el inicio del estado de alarma ha estado en niveles similares a fines de semanas y festivos**.

La demanda semanal desde que se decretó el estado de alarma respecto al promedio de las 3 semanas previas ha ido disminuyendo progresivamente: -9,6%, -12,2%, -19,7% y -25,6%.

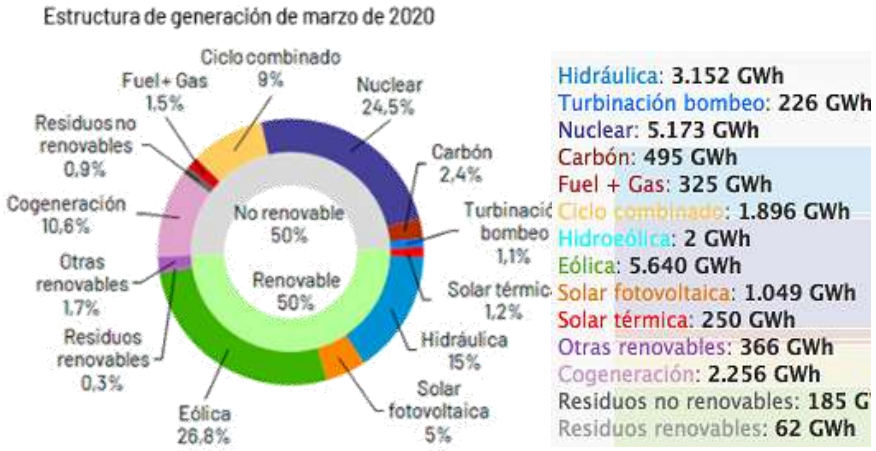
El lunes 6 de abril a las 10.00am el consumo peninsular de electricidad descendía un 28,7% respecto la misma hora del pasado 9 de marzo, último lunes antes del estado de alarma. Así mismo el pasado lunes 16 de abril, lunes de Pascua y festivo en varias CCAA, descendía casi el 17% con respecto al año pasado.

La demanda disminuyó en marzo un 4,6% vs 2019, el marzo más bajo desde 2004

	2019	2018
Hidráulica	9,0%	13,1%
Eólica	20,6%	19,0%
Solar fotovoltaica	3,5%	3,0%
Solar térmica	2,0%	1,7%
Otras renovables	1,7%	1,7%

	2019	2018
Nuclear	21,2%	20,4%
Carbón	5,0%	14,3%
Fuel+Gas	2,2%	2,6%
Ciclo combinado	21,9%	11,5%
Cogeneración	11,4%	11,0%

Estructura de generación 2019 y variación 2018 (%) (REE)



Estructura de generación marzo 2020 (REE)

En 2019, casi dos tercios de la generación fue aportada por ciclos, nuclear y eólica. La generación renovable alcanzó un 36,8% del total de generación, representando la eólica un 20,6%.

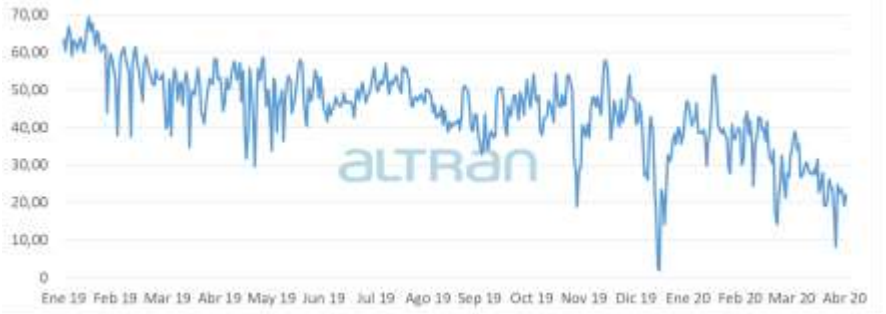
En marzo 2020 la mitad de la generación fue de origen renovable, destacando la producción eólica con una cuota del 26,8% de la producción, y un incremento del 24% respecto al mes anterior y un 14,6% respecto a marzo de 2019.

Las reservas hidroeléctricas subieron un 21% interanual y durante estos primeros tres meses de 2020 se mantuvieron por encima del nivel acumulado en los mismos meses de 2019.

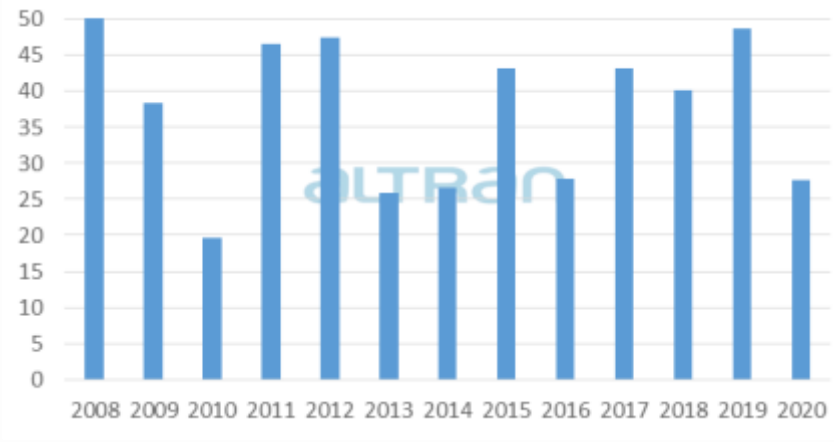
La tecnología hidráulica ha casado el 45% de las horas.

Durante el primer mes desde el inicio del estado de alarma el hueco térmico ha sido del ~16%. El 75,6% de la producción eléctrica procedió de tecnologías que no emiten CO_2 alcanzando un mínimo histórico.

El precio del mercado en marzo disminuyó un 43% vs mar-2019 y 23% vs feb-2020



Precio medio aritmético diario 2019-2020 (fuente OMIE)



Precios medios anuales meses de marzo 2008-2020 (fuente OMIE)

En 2019 el precio del mercado eléctrico disminuyó un 16,7%, casi 10€/MWh de promedio, respecto 2018. El precio medio fue de 47,7€/MWh, el máximo 69,43 €/MWh (16 enero) y el mínimo 1,94 €/MWh (22 diciembre).

Principalmente debido a:

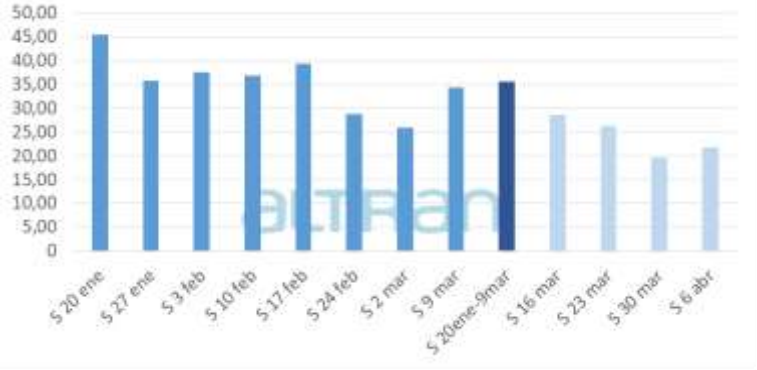
- la caída de la demanda;
- un año récord de producción renovable (la solar incrementó su producción un 19% y la eólica un 7,9%);
- a pesar de ser un año hidráulico sensiblemente bajo;
- el precio del gas en mínimos históricos;
- y derechos de emisión “contenidos”;
- permitió a los ciclos casi doblar producción a costa de las centrales de carbón.

Comparativamente 2019 tuvo unos precios más de un 20% superiores a mercados como el francés o el alemán.

El precio promedio del mercado (MIBEL) en el mes de marzo ha sido 27,74 €/MWh. Un 43% inferior respecto marzo 2019, y un 23% inferior respecto febrero 2020. Así mismo un 25% inferior al promedio de los últimos 10 años, y hay que remontarse a 2014 para ver precios inferiores.

Durante el estado de alarma cayó un 32% (11,5€/MWh) vs semanas precedentes

Precio medio aritmético ultimas 4S vs 8S previas (fuente: OMIE)



Precio medio aritmético ultimas 12S (fuente: OMIE)

Razones principales:

- Fuerte caída de la demanda (estacionalidad + Covid-19), considerando además un ligero descenso de temperatura en marzo 2020 (respecto febrero y marzo 2019).
- Incremento de producción renovable (+21%) principalmente eólica (+17%), y mayor hidráulica (+47,8%), con una aportación renovable del 51,7% de cuota al mix (vs 42,4% marzo 2019), siendo 27,6% la aportación eólica, y un hueco térmico muy inferior al promedio de marzo (40-50% inferior).
- Caída de los precios de gas (mínimo histórico), carbón y derechos CO_2, con valores interanuales inferiores al 45%, 29% y 10% respectivamente vs marzo 2019.

Desde que comenzó el estado de alarma los precios han caído un 32% respecto el promedio de las 10 semanas anteriores, casi 11,5€/MWh. Considerando **las semanas de actividades esenciales la caída fue del 42%**, con una disminución de casi 15 €/MWh.

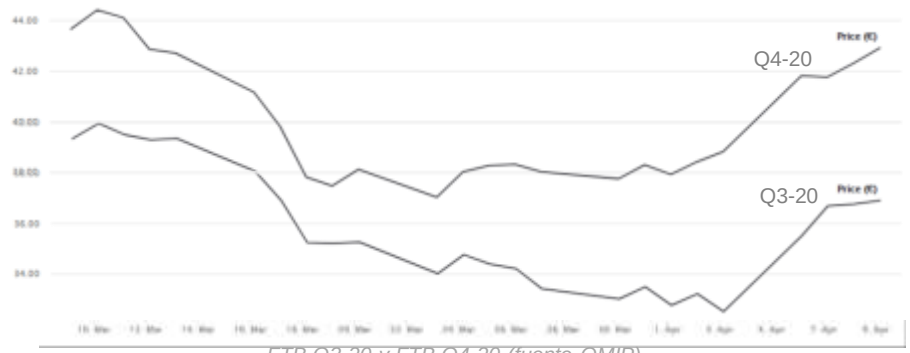
Se ha producido un “aplanamiento” de la curva de precios horarios con un spread menor entre precios máximos y mínimos, los picos de las 8-9am se han movido a las 1-2pm.

España ha sido el segundo mercado europeo con mayor caída. El mayor descenso fue el Nord Pool con un 78% respecto marzo 2019, alcanzando un precio de 9,01 €/MWh.

Durante 2019 y previo al Covid-19 muchos futuros descendieron significativamente

FTB YR-21 (fuente OMIP)

FTB YR-25 (fuente OMIP)



FTB Q3-20 y FTB Q4-20 (fuente OMIP)

Aunque desde el inicio de la crisis del Covid-19 ha habido una caída significativa de muchos futuros, desde comienzo del año 2019 hasta días previos al inicio de la crisis del Covd-19 se había producido una reducción en general en el mercado de futuros, p.ej. los futuros a 1 y 5 años se redujeron entorno los 5 y los 10€/MWh, esto es entorno 10-20% alcanzando valores aproximados al promedio del histórico del pool.

Muchos futuros se han comportado con un cierto “efecto bañera” con una caída significativa desde el inicio de la crisis del Covid-19, en muchos casos entorno los 10€/MWh y con una recuperación desde final de marzo.

Los futuros diarios se encuentran en valores entorno 20€/MWh, los mensuales en el rango de los 25 y los 39€/MWh, y en el caso de los Q restantes de 2020 y para 2021 entre los 36 y 45€/MWh.

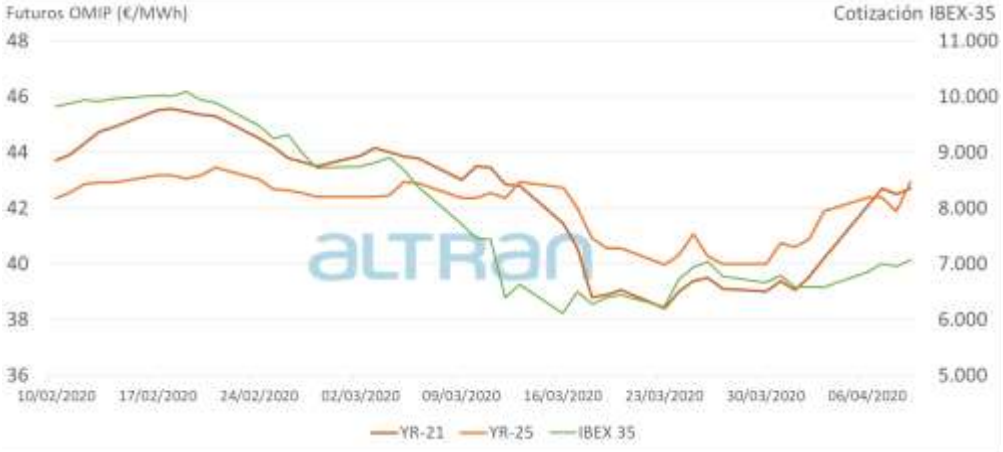
El precio medio de Q1 2020 ha sido de 35€/MWh, 10€ inferior a los 45,1€/MWh de última cotización en OMIP. La última cotización del futuro Q2 en cerró en 25,7 €/MWh.

El precio promedio en 2020 estimado en base a futuros se situaría entorno 35€/MWh

Estimación 2020: datos reales + futuros (Fuente: OMIE, OMIP)

El precio promedio estimado para el 2020 considerando los valores reales hasta la fecha y valores de futuros se situaría entorno los 35€/MWh, este mismo valor 3 semanas antes se situaba entorno los 33€/MWh, que de ser así se convertiría en el precio anual más bajo desde que existe el actual sistema.

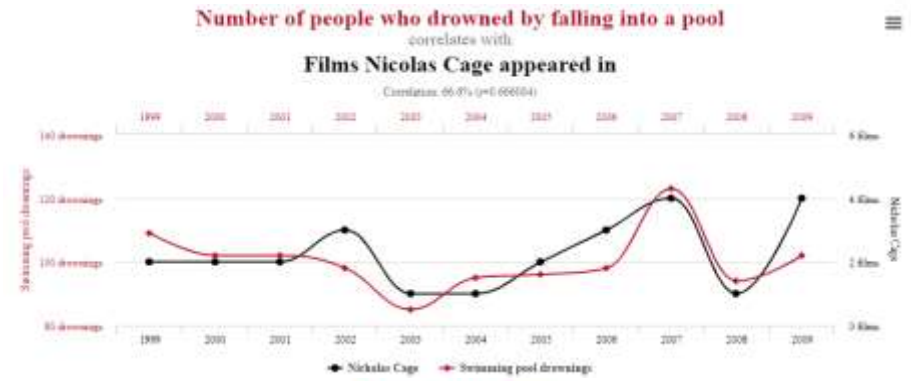
A corto plazo no se prevén factores significativos que puedan cambiar estas previsiones o tendencias.

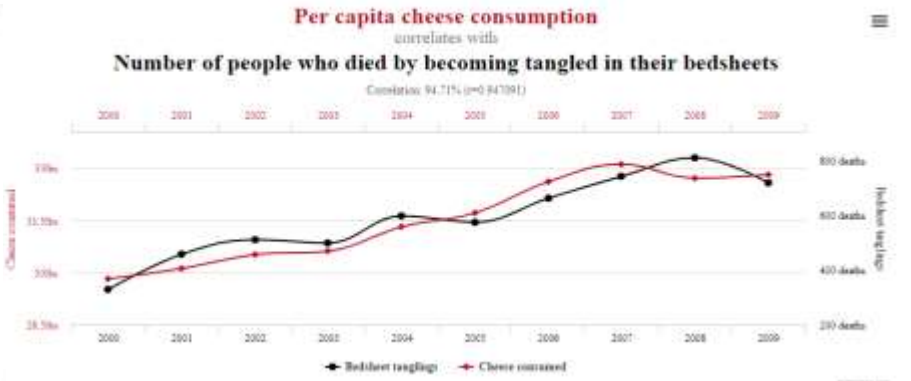


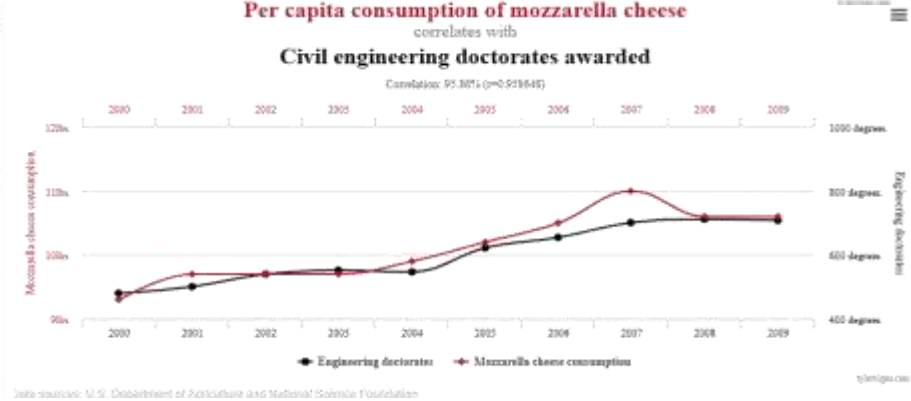
Precios mercado futuros YR-21 y YR-25 vs cotización IBEX (fuente: OMIP, Bloomberg)

A principio de febrero así como durante las semanas previas al inicio de la crisis Covid-19 la cotización del IBEX-35 superaba los 10.000 puntos y el futuro p.ej. en el caso de YR21 estaba entorno 44-46€/MWh el pasado febrero. Durante la primera semana de confinamiento el IBEX-35 llegó a caer casi un 40% mientras que dicho futuro caía entorno ~16% a 38 €/MWh. ¿Casualidad o causalidad?

Covid or not Covid! Correlation does not imply relation



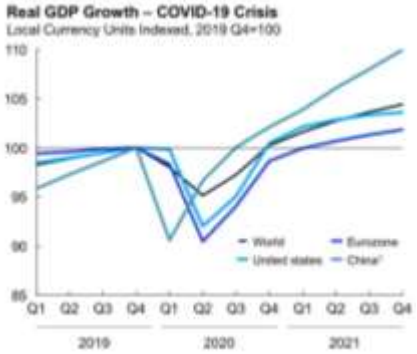




Fuente https://www.tylervigen.com/spurious-correlations

¿Y ahora qué? ¿Salida en V, U, L, ... W?

Ilustrativo



	Real GDP Drop 2019Q4-2020Q2 % Change	2020 GDP Growth % Change	Time to Return to Pre-Crisis Quarter
China	-3.3%	-0.4%	2020 Q3
USA	-8.0%	-2.4%	2020 Q4
World	-4.9%	-1.5%	2020 Q4
Eurozone	-9.5%	-4.4%	2021 Q1

Ilustrativo

No hay consenso, alta volatilidad e incertidumbre en las previsiones.

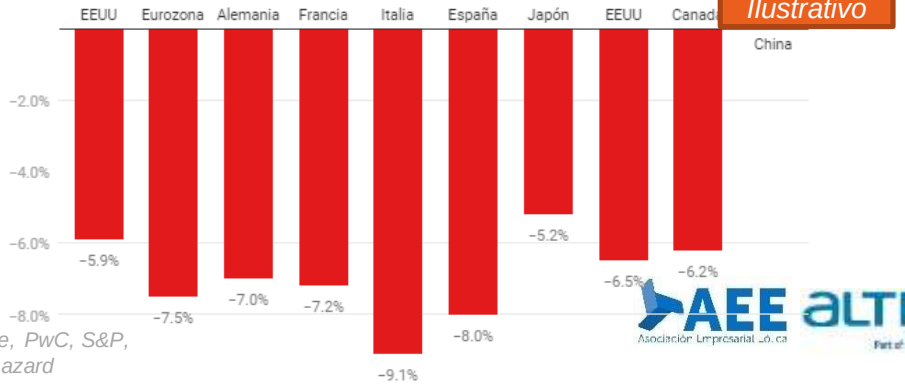
La "profundidad" de la crisis dependerá de la duración del estado de alarma y confinamiento, y la salida de cada sector y las medidas que se adopten desde el Gobierno y UE. Alta dispersión en función del sector de actividad y la solidez de la compañía "*cash is King*".

La capitalización de principales compañías globales ha disminuido en todos los sectores fuertemente (eléctricas ~-25%) con alta dispersión.

En la zona UE se estima un impacto relevante en el PIB con una amplia dispersión en función del país. En España se espera que el impacto sea algo mayor en "profundidad" y "duración".

Una encuesta a directivos de +200 empresas en España considera que la recuperación de indicadores clave ocurrirá en H12021 y del consumo de energía eléctrica en H2 2020 con amplia mayoría.

Ilustrativo



Fuentes: FMI, McKinsey, BCG, Deloitte, PwC, S&P, Goldman Sachs, Oxford Economics, Lazard

PNIEC y #EUGreenRecovery como pilar central para la recuperación de la economía en España y UE

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303

Datos nacionales	GW acumulados a 29/02/2020 (% Variación respecto a 31/01/2020)			
		Nueva generación - NO en servicio		
	Generación en servicio	Generación solicitada con permiso de acceso	Generación solicitada sin permiso de acceso con gestión en curso	Generación solicitada y denegada
Eólica	25,6 (0,0 %)	26,2 (3,8 %)	7,2 (24,1 %)	13,3 (8,1 %)
Solar fotovoltaica	8,7 (0,0 %)	85,3 (6,4 %)	21,3 (-4,9 %)	79,9 (9,3 %)
Total	34,3 (0,0 %)	111,5 (5,7 %)	28,5 (1,1 %)	93,2 (9,1 %)

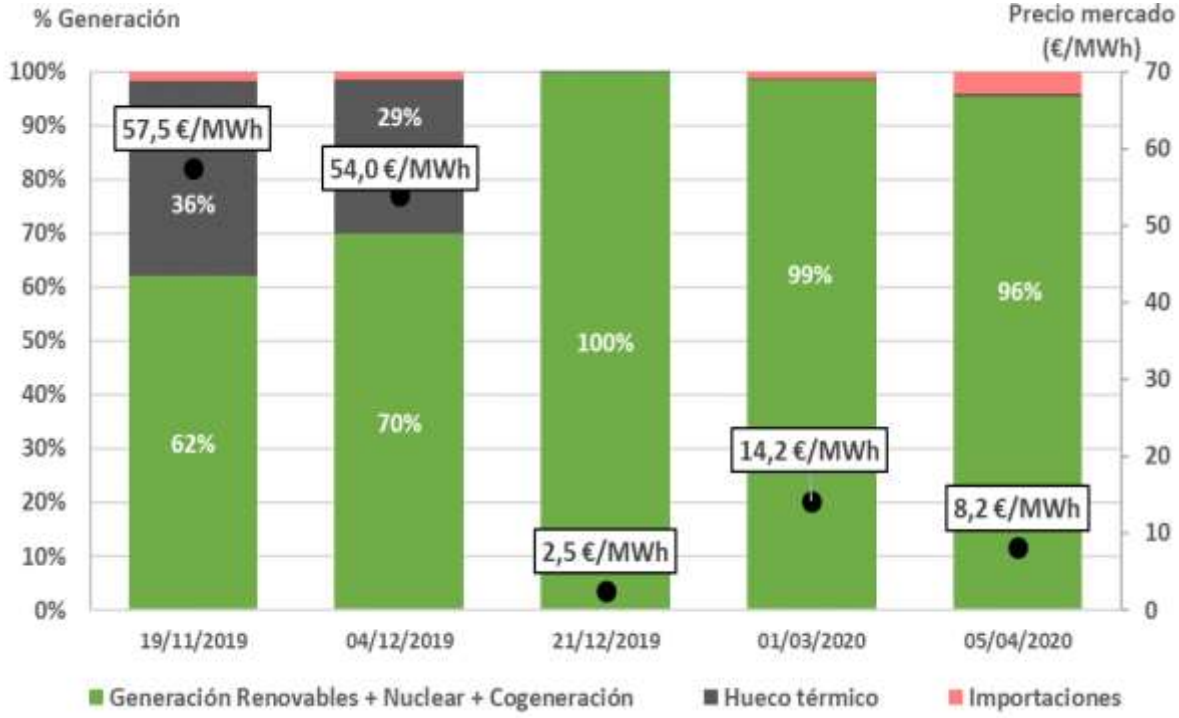
El PNIEC (2020-2030) estima una inversión de 241.000 M€ en EERR y eficiencia energética. Estas inversiones prevén llegar a 50 GW instalados de eólica y casi 40 GW de fotovoltaica en 2030, lo cual permitiría crear en torno a 300.000 empleos netos.

Los datos que publica REE mensualmente muestran que el interés del mercado por invertir en EERR es todavía mayor. El mes de febrero ya había 111,5GW con permiso de acceso, 26 GW de eólica y 85 GW de fotovoltaica, con un incremento de +6GW respecto el mes anterior.

#EUGreenRecovery to restart Europe**:** 13 países de Europa, incluyendo Alemania, Francia, España, Italia, han solicitado a la Comisión asegurar las inversiones en curso y acelerar nuevas inversiones que conforman el “European Green New Deal” con el objetivo de recuperar la economía post-Covid y acelerar su descarbonización.

La presidenta de la Comisión Europea ha afirmado que EU el “Green New Deal” invertirá un billón de euros hasta 2030.

Mix eléctrico con alta generación renovable (bajo hueco térmico), implica precios de mercado bajos



Hueco térmico y precio de mercado (Fuente: REE y OMIE)

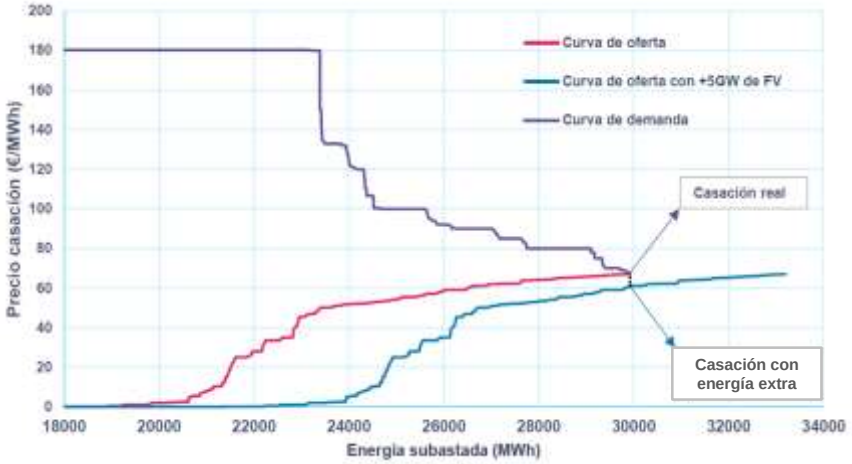
Históricamente, los días en que la generación eléctrica mediante centrales de carbón y ciclos combinados (hueco térmico) desciende, los precios del mercado eléctrico son más bajos.

Días como p.ej. el pasado 21 de diciembre, o recientemente el 5 de abril, el hueco térmico fue prácticamente nulo, registrándose los precios mínimos del año.

Durante el primer mes desde el inicio del estado de alarma el hueco térmico ha sido del ~16%.

Visión a medio y largo plazo: Analizamos un caso práctico ¿Qué habría pasado si la potencia prevista en PNIEC hubiera existido en el periodo 2014-2019?

Factores *inter alia* que determinarán el escenario futuro de precios: Evolución de la demanda eléctrica, evolución de la oferta con la mayor instalación de EERR y cierre de centrales, mercado de derechos de emisiones de CO_2, precio del petróleo, carbón y gas, climatología, restricciones técnicas del sistema, contratación PPAs fuera del sistema, autoconsumo, almacenamiento, interconexión con Francia, posibilidad de cambio en el sistema marginalista, estrategia de ofertación de players, concentración de portfolios, …



Ejemplo de la variación del precio de casación de las curvas de Oferta y Demanda de una hora al introducir energía adicional proveniente de energía renovable (Ejemplo con +5 GW extra de FV). Fuente: ALTRAN

Simulamos qué habría ocurrido en los precios de casación utilizando todas las curvas horarias de casación de 2014-2019 con la introducción *ceteris paribus* de la potencia prevista por PNIEC a 2025 y 2030. Tres hipótesis asumidas:

- la nueva energía renovable introducida al sistema se oferta a 0 €/MWh.
- la nueva potencia tiene la misma productividad que la ya en funcionamiento.
- no varía la demanda final casada.

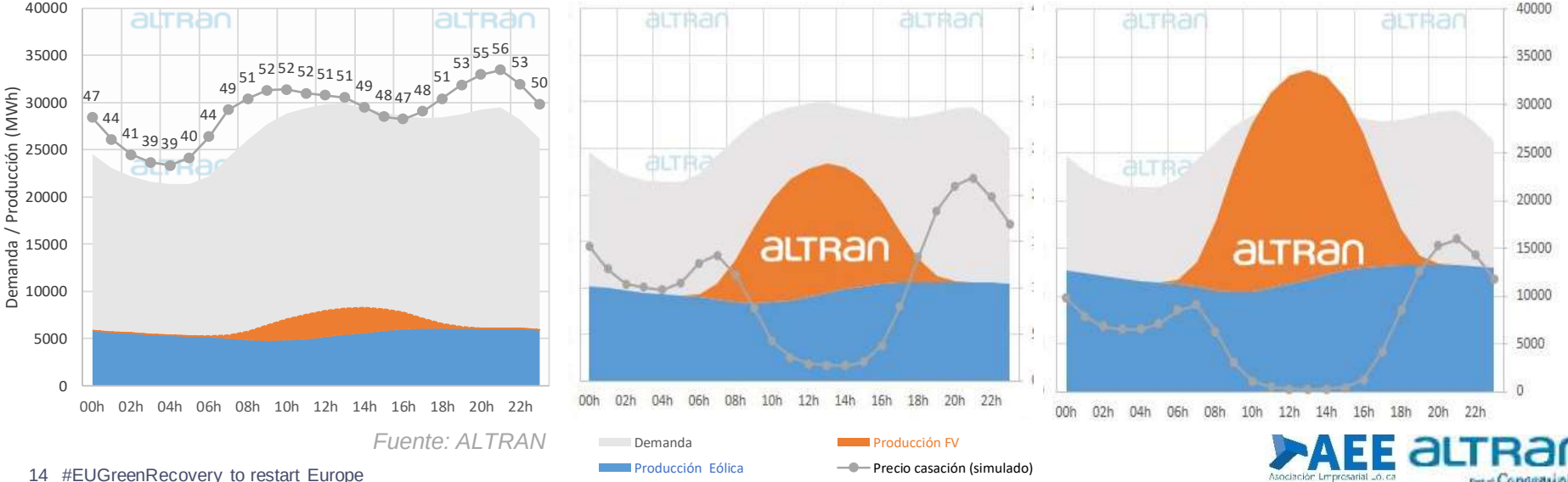
Visión a medio y largo plazo: el efecto canibalización de las EERR

La nueva potencia a 2025 y 2030 que prevé el PNIEC, ante el mantenimiento del resto de factores que determinan el precio del mercado eléctrico, implica una caída generalizada de los precios, especialmente acusada en horas solares.

Una tendencia a la baja del factor de apuntamiento, especialmente solar, y del precio del pool es altamente probable. En la simulación, un nº significativo de horas de casación se producen a 0 €/MWh, lo que implicará un cambio de comportamiento de los distintos actores.

Curvas promedio diario en los 3 escenarios

Escenario histórico 2014-2019 | **Escenario PNIEC 2025** | **Escenario PNIEC 2030**

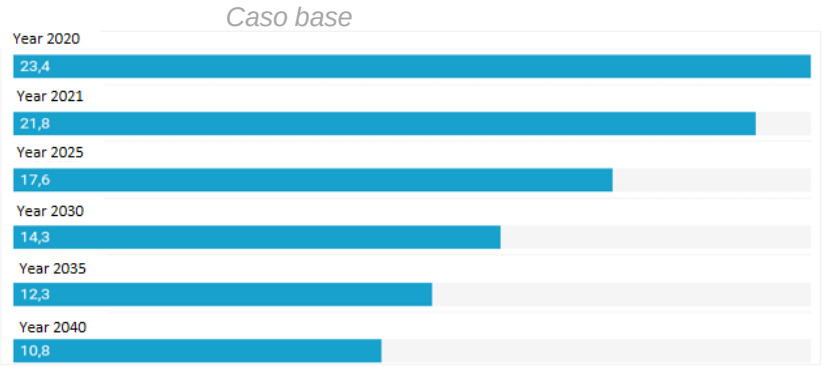


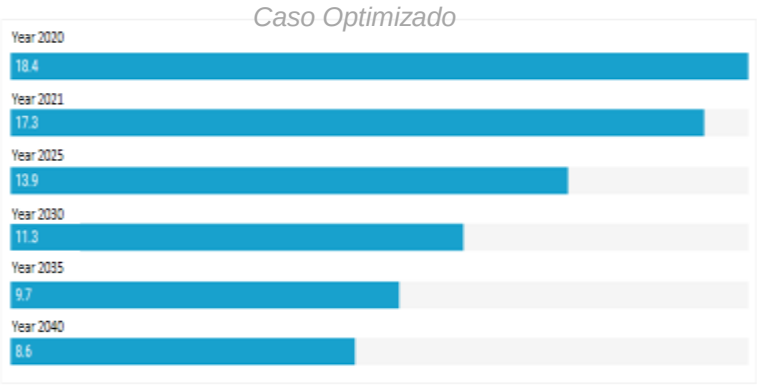
Fuente: ALTRAN

Visión a medio y largo plazo: niveles de LCoE

Ante una escenario de posible bajada de precios del mercado, los nuevos proyectos a construir (a mercado) deberán poder producir a ese nivel de precios, es decir, su LCoE que deberá ser menor o igual al precio esperado de mercado.

Los objetivos del PNIEC solo serán alcanzables, desde una perspectiva lógica y racional de economía de mercado, si se cumple esta norma para la potencia prevista a instalar a lo largo del periodo o se ponen en marcha mecanismos adicionales (subastas con algún mecanismo de garantía de ingresos mediante un *pay-as-bid*, un retorno razonable o precios suelo).





Evolución del LCoE de plantas FV: Caso base y Caso optimizado. Fuente: ALTRAN

Conclusiones

- El parón de la economía derivado del Covid-19 ha disminuido la **demanda eléctrica a niveles de fin de semana** desde el comienzo del estado de alarma.
- La baja demanda, junto con el aumento de producción renovable y precios bajos del gas, ha provocado **precios de mercado promedios de entre 20 y 30 €/MWh**.
- La tendencia previa al impacto del Covid-19 sobre los **futuros del pool** estaba registrando el efecto de la coyuntura de bajos precios de combustibles fósiles, demanda estancada y mayor penetración de EERR.
- El precio de los futuros ha seguido cierta **tendencia similar al IBEX 35** en las últimas semanas.
- **Alta incertidumbre** en la salida de la crisis, siendo evidente que **disminuirá el PIB y aumentará el paro** significativamente.
- **PNIEC** debe ser una herramienta **fundamental para acelerar la recuperación** de una nueva economía baja en emisiones para lo cual es fundamental acelerar su puesta en marcha y objetivos. El apoyo y objetivos de la UE será fundamental.
- La **financiación** se presume como un hándicap importante por **condiciones más conservadoras** y selectivas.
- Existe "*un elefante en el centro de la habitación de las EERR*" derivado de que en un escenario *ceteris paribus* con alta penetración renovable disminuirá el hueco térmico y a su vez disminuirán los precios del pool. Esta situación podría provocar un ***shock* en el mercado eléctrico y renovable**.
- El actual sistema marginalista podría conllevar una bajada excepcional de precios, provocando en un escenario *business as usual* el "**efecto de canibalización**". Elementos como la electrificación de la economía o almacenamiento tendrán un rol clave.
- El equilibrio de los precios del mercado, u otros sistemas basados en subastas, deberán acompañar y reflejar la previsible **evolución del LCoE de las tecnologías renovables**. Una bajada más rápida del pool que del LCoE implicará que sea imprescindible implementar mecanismos de apoyo tipo subastas para la consecución de los objetivos.
- **La pregunta no es si bajará el precio del mercado en el medio y largo plazo, la pregunta correcta es ¿cuánto bajará?**

Disclaimer: La finalidad de este documento es únicamente promover la reflexión y discusión, pero en ningún caso debe servir como base para la toma de decisiones. El documento ha sido redactado a partir de información de acceso público, accesible en el momento de emisión del documento, con las limitaciones y restricciones que se indican en el mismo. Por este motivo, ALTRAN INNOVACIÓN, S.L. no garantiza que la información contenida sea veraz, completa ni exacta, y en consecuencia no responderá por ninguna pérdida, daño o perjuicio sufrido como consecuencia directa o indirecta de lo indicado en el documento. ALTRAN INNOVACIÓN, S.L. se reserva el derecho a modificar las valoraciones contenidas en el documento cuando lo estime preciso. Ninguna parte de este documento puede copiarse o duplicarse por ningún medio, ni difundirse o hacerse accesible a terceros, salvo en caso de consentimiento escrito de ALTRAN. © 2019 Altran