



UNIVERSIDAD
COMPLUTENSE
MADRID

**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y
EMPRESARIALES**

GRADO EN ECONOMÍA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

TÍTULO: *Análisis del pass-through del precio del gas en el mercado
eléctrico de España*

AUTOR: *Oskar Sylwester Grydz*

TUTOR/ES: *Íñigo Herguera García*

CURSO ACADÉMICO: *quinto*

CONVOCATORIA: *junio*

Índice

1. Introducción.....	4
2. Evolución de precios.....	6
3. Funcionamiento del mercado mayorista diario de electricidad.....	8
4. Revisión de literatura.....	10
5. Metodología.....	13
6. Resultados principales.....	16
7. Análisis de los resultados.....	19
8. Conclusiones.....	24
9. Bibliografía.....	26
10. Anexo.....	27

Resumen

En este trabajo, estimo la tasa del pass-through del precio del gas en el mercado diario eléctrico de España con varios modelos econométricos de regresión lineal múltiple utilizando datos desde el 1 de septiembre de 2020 hasta el 31 de marzo de 2022. Encuentro que cualquier variación en el precio del gas es internalizada por el precio de la electricidad; concretamente, el aumento de 1 € en el precio del gas ocasiona un aumento de 2 € en el precio de la electricidad. No obstante, la interpretación puede desviarse un poco según el modelo que se observe. Entiendo de manera subsiguiente que la tasa del pass-through obtenida es evidencia empírica de que el precio del gas es una de las principales causas de la escalada en el mercado spot de electricidad notada en los meses que abarca el periodo estudiado.

1. Introducción

La motivación de esta tarea la he encontrado en las repercusiones sociales que ha tenido el constante crecimiento del precio de la electricidad iniciado en torno a mediados del año 2021, que han despertado mi interés en conocer el funcionamiento del mercado de la electricidad, específicamente el mercado spot, a partir de lo que he podido comprender la manera en la que la electricidad está ligada al gas y, a su vez, los precios respectivos de estas dos materias primas. Unido esto a la atención que ha generado en mí el aumento del gas como consecuencia de las circunstancias del momento, que han sido un tópico muy discutido en la sociedad, no he podido no detectar una estrecha relación en el incremento de los precios del gas y de la electricidad, intuyendo que los del gas juegan un papel muy importante cuando se forman los de la electricidad.

Consecuentemente me ha suscitado interés estudiar la relación que mantienen los precios de ambos bienes de una manera un poco más profunda y he valorado medir el pass-through de los precios del gas a los precios de la electricidad; esto, ejecutando varios modelos de regresión lineal múltiple diversos y derivados unos de otros utilizando el método de mínimos cuadrados ordinarios.

El pass-through es un concepto que describe la respuesta de una variable output determinada ante los cambios que se producen en las variables input; es decir, en aquellas variables a través de las cuales se confecciona la variable output. En mi trabajo, su definición se encuentra en la cuantía de los precios del gas (medidos en €/MWh) que se ha traspasado a los precios de la electricidad (también medidos en €/MWh) en el mercado

español spot de electricidad, concretamente en la sesión del mercado diario.

Considero que es relevante conocerlo porque: primero, permite cuantificar la medida en que las circunstancias del momento condicionantes del precio del gas afectan al precio de la electricidad; segundo, porque este precio resultante en la sesión del mercado diario es próximo al precio de la demanda final al que se enfrentan los consumidores, pudiendo estos comprender, en cierto modo, la manera en la que se elabora el precio al que pagan el consumo; y tercero, el pass-through del coste del gas puede considerarse una herramienta útil para juzgar cuán bueno es el mecanismo del mercado de la electricidad en Europa con respecto a su capacidad de defensa y adaptación frente a la eventualidad y para explicar las posibles modificaciones a las que se tenga que someter.

El trabajo ha quedado dividido en las siguientes partes: una primera en la que discuto brevemente la evolución de los precios de la electricidad, del gas y también de los derechos de emisión de CO₂, pues el coste marginal de las plantas de ciclo combinado (aquellas que producen electricidad a base de gas; y no solo gas, pero sí principalmente) se extiende a más cosas que el gas y su comportamiento; una segunda parte en la que explico el funcionamiento del mercado diario de electricidad y la participación de las plantas de ciclo combinado en este; una tercera parte en la que menciono el trabajo de otros autores de los cuales he encontrado mi inspiración en esta tarea; una parte en la que explico la metodología empleada en el análisis del pass-through; otras dos en las que comento los resultados obtenidos, por un parte, y, por otra, trato de valorarlos en el sentido estadístico; y finalmente expongo las conclusiones del trabajo.

2. Evolución de precios

El gráfico 1 representa el desarrollo que ha seguido el precio de la electricidad establecido en el mercado diario, sesión integrante del mercado de producción de energía eléctrica. Ha sido construido con datos obtenidos de OMIE, siglas correspondientes a Operador del Mercado Ibérico de Energía, que es el sistema encargado de gestionar el mercado, pero su naturaleza es algo que se detallará más adelante. Los datos abarcan el periodo que va desde el 1 de septiembre de 2020 hasta el 31 de marzo de 2022. Se aprecia que la curva representativa de la trayectoria de estos precios de la electricidad ha sido creciente a lo largo de la etapa estudiada, no tanto en sus comienzos, pero sí desde la mitad del periodo, que sería en torno al 1 de junio, que es cuando comienza a superarse continuamente el precio medio diario. Se puede interpretar de la curva que el precio de la electricidad resultante presenta una volatilidad muy alta, pues son notables los cambios bruscos que experimenta. Como datos de interés, el precio más bajo registrado fue de 1'42 €/MWh el 31 de enero de 2021, muy inferior al dato opuesto, el más alto, que se registró el 8 de marzo de 2022 con valor de 544,98 €/MWh.

El gráfico 2 muestra la evolución de los precios del gas en Europa durante el mismo periodo analizado para los precios de la electricidad, desde septiembre de 2020 hasta marzo de 2022. He construido la curva con datos conseguidos en Mibgas, que es el responsable de la gestión del Mercado Organizado de Gas en la península ibérica. Sus precios, Mibgas los toma referenciándose en el mercado TTF, el cual se asocia al comercio virtual de gas natural más líquido de Europa, situado en los Países Bajos, con lo que Mibgas, en cierto modo, refleja el precio actual de gas en Europa. La curva representativa de la situación de los precios es muy

similar a la de los precios de la electricidad; sin los cambios bruscos de los otros, pero alterándose en el mismo sentido y momento. Uno podría pensar, teniendo en cuenta que se conoce la posibilidad de producir electricidad con gas, que el precio de la electricidad es únicamente movido por aquello que le ocurra al gas. En este caso, el precio más alto registrado fue de 224'38 €/MWh, casualmente al igual que el precio pico de la electricidad durante el periodo estudiado, el 8 de marzo de 2022; el más bajo, de 9'59 €/MWh el 13 de septiembre de 2020.

Por último, la secuencia de los precios de los derechos de emisiones de CO₂ está recogida en el gráfico 3. Considero que este precio es un factor muy importante en el estudio que estoy realizando, pues las ofertas que presentan en el mercado mayorista spot de electricidad las plantas generadoras mediante el gas están condicionadas por este; sencillamente, estas productoras de electricidad emiten carbono a la atmósfera durante el proceso, y en la Unión Europea existe un régimen de comercio de derechos de las emisiones que podría considerarse un impuesto al que están sujetas las plantas contaminantes, de manera que el coste de producción de las plantas de ciclo combinado se ve encarecido, lo que incide negativamente (para el consumidor) en las ofertas que presentan. El gráfico lo he elaborado con datos de Sendeco₂, una empresa de compraventa de derechos de emisión que está ligada a la Directiva de Comercio de la Unión Europea. Se observa que la curva sigue una tendencia creciente, alcanzándose durante el periodo (el mismo para los precios recogidos de la electricidad y el gas) un pico de 96'38 €/tCO₂e en febrero de 2022, el día 8, y un valle de 22,73 €/tCO₂e el 28 de noviembre de 2020.

3. Funcionamiento del mercado mayorista diario de electricidad

El mercado de producción de energía eléctrica en la península ibérica se coordina a través de varios mercados diferenciados principalmente por el plazo para el que se intercambia la producción y la demanda de electricidad: mercados a plazo, mercados spot (diario e intradiario) y el mercado de servicios de ajuste.

Se distinguen dos personajes importantes: el Operador del Sistema, que es Red Eléctrica de España, una filial del grupo corporativo Red Eléctrica encargada de asegurar la constancia y seguridad del suministro de energía eléctrica en territorio español; y el Operador del Mercado, que en España es OMIE y tiene como función poner de acuerdo a todos los agentes que participan en el mercado de manera transparente.

El mercado diario lleva a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra de electricidad por parte de los agentes. Todos los días del año, a las 12 del mediodía, tiene lugar esta sesión y se establecen los precios y los volúmenes de energía eléctrica para las 24 horas del día siguiente. El procedimiento consta de varias fases: primero, los vendedores (generadores de energía y comercializadores que han importado energía) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores que ofrecen energía en el mercado minorista o que son exportadores, y consumidores finales que intervienen directamente en el mercado mayorista) presentan sus ofertas de adquisición al Operador del Mercado para cada hora del día siguiente; segundo, OMIE comienza a construir las curvas de oferta y de demanda con las ofertas, resultando en la intersección de estas el precio y el volumen de energía en una hora

determinada; finalmente, los resultados del mercado diario se ajustan hasta que REE los considere factibles en la red de transporte.

Las curvas de oferta y demanda se moldean siguiendo el modelo marginalista implantado por la Unión Europea en todo el territorio comunitario. Las ofertas de venta son agregadas y ordenadas en función de su precio, tomándose antes las ofertas más baratas, es decir, que se ordenan de menor a mayor. Las ofertas de compra se computan de manera inversa, teniéndose antes en cuenta la oferta más cara. De este modo, se obtienen las curvas respectivas de oferta y de demanda. El cruce entre las curvas determina el precio del mercado; esto es, el precio al que todas las ofertas de compra y de venta casadas intercambian energía. Las ofertas que no acaban siendo casadas (ofertas de venta superiores al precio de casación y ofertas de compra inferiores) no se consideran y quedan fuera del mercado. Como ejemplo, la ilustración 1 refleja las curvas de demanda y oferta alcanzadas en la sesión del 10 de febrero de 2022.

Las ofertas de venta son presentadas en su mayoría por generadores de energía (los que transforman fuentes primarias en electricidad), que reciben el nombre de tecnologías de generación. Las tecnologías de generación se pueden agrupar en tres clases según su estructura de costes: aquellas con costes fijos altos y variables bajos (ej. Centrales nucleares), las que tienen costes fijos bajos y variables altos (ej. Hidráulica) y las que tienen ambos tipos de costes relativamente altos (en este grupo se encuentran las plantas de ciclo combinado). Por otro lado, la transformación de energía no es constante para algunas tecnologías. Muchas de las renovables (las que tienen costes marginales prácticamente nulos) dependen de factores externos para llevar a cabo la tarea de

producir electricidad. Por ejemplo, el volumen de electricidad que puede obtener la eólica depende de la intensidad que haya de viento. Así, si hace poco viento o nada, la oferta que presentaría la tecnología eólica en el mercado apenas sería voluminosa y se necesitaría que entrasen otras tecnologías con costes marginales probablemente más altos, lo que es igual a ofertas de venta económicamente más caras, por lo que se casaría un precio de mercado superior. Lo mismo ocurre con la solar, que requiere para una producción cuantiosa de que el cielo esté despejado. Entendido esto, se puede deducir que la estructura de tecnologías de generación efectiva no es la misma para todas las horas del día. Muchas veces, casi siempre, las ofertas de venta más económicas no son suficientes para cubrir toda la energía demandada y tiende a ser el ciclo combinado la tecnología que cierra el canje de energía. En el periodo de 577 días que abarca mi muestra, en 470 días el ciclo combinado llegó a ser al menos una vez al día la tecnología que marcó el precio de mercado, siendo la media de 4 del número de horas en las que el ciclo combinado entró en última posición en la casación. El gráfico 4 muestra la situación del ciclo combinado en el mercado a lo largo del periodo estudiado. El valor más alto registrado fue de 16 horas, el 19 de junio de 2021.

4. Revisión de literatura

Hay gran cantidad de trabajos de investigación que han tratado de estimar el impacto del precio de alguna tecnología sobre el mercado de la electricidad. Son tres los que he inspeccionado levemente: “Analysis of the historical pass-through of carbon cost to electricity prices in European power markets”, obra de los autores Yuanjing Li y Fabien Roques, en 2020; “Pass-through of emissions costs in electricity markets”, de Natalia Fabra y Mar Reguant, en 2014; y “Descriptive analysis of the evolution of retail

prices and costs (cost pass-through)”, de la autoridad de competencia en el Reino Unido, Competition and Markets Authority, en 2020.

En el trabajo de Li y Roques (2014), el objeto de investigación es el pass-through del coste de la tecnología del carbón en Europa al precio de la electricidad en el mercado de futuros de Francia en el tiempo que transcurre desde 2011 hasta 2018. Los autores dividen su tarea en tres partes: primero, tratan de identificar cambios estructurales posiblemente causados por los cambios producidos en la política de emisiones de la Unión Europea a través del periodo, que se entienden como significativos a la hora de analizar el propósito; segundo, estiman el pass-through de un modelo de regresión lineal múltiple utilizando MCO, referenciándose en el trabajo de otras personalidades donde se siguió el mismo procedimiento; y posteriormente tratan de simular el modelo trazado en otros mercados de regiones próximas a Francia. El modelo que se especifica en el trabajo toma como variable dependiente el precio de la electricidad en el mercado de futuros, que es explicado por los precios del carbón, del gas y de los derechos de emisión de CO₂, además de integrar alguna variable control de demanda para los años en los que identificaron cambios estructurales. Los autores encuentran que la tasa del pass-through para el precio del CO₂, que lo asocian al coste de carbón, varía entre 0’53 y 1’23. La variación se debe a que, al dar con cambios estructurales, decidieron dividir la muestra en subgrupos correspondientes a periodos distintos dentro de los años analizados (2011-2018).

Por su parte, Fabra y Reguant (2014) miden el pass-through del coste de las emisiones de las centrales termoeléctricas entre enero de 2004 y febrero de 2006 en el mercado diario español. Los autores entienden que el coste de las emisiones puede descomponerse en dos elementos: costes

marginales del input y costes marginales de las emisiones. Para la definición del primero, utilizan información climatológica, información sobre los tipos de combustible y sobre los gastos de mantenimiento de las plantas, sumando al grupo también datos sobre precios del gas, carbón y petróleo en los mercados internacionales. Para estimar el segundo elemento, tras conseguir datos sobre las emisiones de CO₂ por parte de las plantas, deciden dividir el cúmulo de las emisiones (en toneladas) por el total del output (la electricidad producida, en MWh). Observan que el ratio de emisiones está cerca de 0'90 ton/MWh para las plantas de carbón, mientras que es de 0'35 ton/MWh para las de gas. Teniendo ambos elementos localizados, especifican un modelo de regresión lineal múltiple en el que el precio de la electricidad casado es explicado por una variable identificada como el coste marginal de las emisiones y por otras variables control de demanda y oferta representativas del coste marginal del input. Obtienen una tasa del pass-through de 0'862; es decir, que el aumento de un euro del coste de las emisiones propiciaría, de media en el periodo, un incremento de 0'86 céntimos en el precio de la electricidad.

Por último, en el trabajo de CMA (2020) se indica cómo tendrían planeado analizar la relación entre los precios de la energía domésticos y sus costes mediante la estimación del pass-through de los costes a los precios resultantes, entre 2004 y 2014, empleando datos cuatrimestrales. Para medir los costes de la energía, construyen un indicador de referencia de los costes en el sector utilizando datos de los precios a plazo de la electricidad y del gas, pues entienden que los precios a plazo son el criterio que define el coste marginal esperado. Adicionalmente obtienen datos sobre costes de la distribución de la energía, costes de algunos servicios necesitados y costes derivados del reglamento ambiental

establecido. Los autores terminan por sugerir el uso de un modelo de regresión lineal múltiple en el que la versión logarítmica del precio de la electricidad es expresada por el indicador de referencia y por otras variables relativas a los datos complementarios.

5. Metodología

Para captar el efecto que han tenido los precios del gas en los precios resultantes en el mercado diario de la electricidad en España, he utilizado datos diarios desde el 1 de septiembre de 2020 hasta el 31 de marzo de 2022.

En la especificación del pass-through, he tomado como variable dependiente el precio de la electricidad (PELECT), mientras que el precio del gas (PGAS) sería la principal variable independiente. Como la demanda de plantas de ciclo combinado en el mercado diario no es constante y las pujas que realizan estas son determinadas por más factores que el precio del gas, otras variables explicativas tomadas son el precio de los derechos de emisión de CO₂ (PCO₂), una variable que indica cuántas veces al día el gas es la tecnología que marca el precio de la electricidad (GASMARGNVECES), una variable dummy (que toma dos valores posibles, uno para indicar la ausencia de un efecto y otro que sugiere su presencia) que indica si el gas ha marcado el precio de la electricidad en algún momento del día (GASMARG), y también la temperatura media en España (TEMP).

La especificación es la siguiente:

$$\begin{aligned}
PELECT_i &= constante_i + \beta_{PGAS} \times PGAS_i + \beta_{PCO2} \times PCO2_i \\
&+ \beta_{GASMARGNVECES} \times GASMARGNVECES_i \\
&+ \beta_{GASMARG} \times GASMARG_i + \beta_{TEMP} \times TEMP_i \\
&+ \varepsilon_i
\end{aligned}$$

Los datos para las variables los he conseguido: de OMIE, el precio de la electricidad y la variable GASMARGNVECES; de MIBGAS, el precio del gas; de Sendeco2, el precio del CO2; y de Aemet, la temperatura. La variable GASMARG la he construido a raíz de la variable GASMARGNVECES.

Otra cosa: los datos para el precio del CO2 omiten los días del fin de semana (sábados y domingos) y los festivos. La razón de esto reside en que el mercado europeo de CO2, al igual que las bolsas financieras, solo opera de lunes a viernes y mientras no sea un día festivo. Como consecuencia, en mi estimación no se computarían los días omitidos para el conjunto de la muestra y el modelo no tendría la precisión suficiente para que los resultados puedan ser creíbles. He decidido tratar este problema asignando el dato del último día hábil anterior a los días en los que el precio no está disponible; es decir, por ejemplo, en el caso de los fines de semana, he optado por asignar a los dos días el dato del viernes.

He escogido estimar la relación especificada entre las variables mediante MCO y, con el objeto de conocer cuán bueno es el modelo, he tratado de realizar un diagnóstico consistente en el estudio de los supuestos que toma este mecanismo utilizado, que son: la linealidad entre las variables independientes y la variable dependiente, la no multicolinealidad exacta en los datos, que los residuos se distribuyan normalmente y que no haya correlación entre ellos, y que exista homocedasticidad.

Me he ayudado de las técnicas de los gráficos de dispersión y la matriz de correlaciones para conocer la linealidad; para la multicolinealidad, he examinado los factores de inflación de la varianza; para la normalidad, las técnicas empleadas han sido la prueba de contraste de Jarque-Bera y el gráfico qqplot; para la homocedasticidad, el contraste de White; y en cuanto a la autocorrelación, he observado el estadístico de Durbin-Watson.

Tras observar deficiencias del modelo en la revisión, con la intención de mejorar la potencia del análisis, he definido también los modelos Log-Log, Nivel-Log y Log- Nivel. La transformación respectiva la he aplicado en aquellas variables en las que tiene sentido hacerlo. He optado por obviar las variables GASMARG y GASMARGNVECES, pues toman valores nulos que, modificados, se omitirían en las regresiones y los resultados consecuentes no suscitarían la fiabilidad deseada.

Atendiendo a la posibilidad de que los problemas encontrados no hayan sido solucionados con la transformación logarítmica, he dado con un examen similar al realizado con el modelo inicial y consecuentemente he decidido utilizar otro recurso de transformación: el método de la diferenciación. Este consiste en calcular la diferencia entre dos datos consecutivos de la serie desde el primero disponible, que sería el segundo, pues el primero siempre se omite, hasta el último. De este modo, la serie respectiva perdería su tendencia y se mejoraría la correspondencia entre las variables; en principio, debería ser un buen utensilio para contrarrestar las enfermedades. La transformación la he decidido aplicar en el modelo en su formato inicial y también en el logarítmico a ambos lados de la ecuación.

6. Resultados principales

Las estimaciones del pass-through están recogidas en la tabla 1. Como viene bien indicado, la primera columna denota los diferentes modelos empleados y la primera fila, las variables. Los resultados de los coeficientes están acompañados de asteriscos, que indican el nivel de significación que tiene el coeficiente. Tres asteriscos expresan que el p-valor (la proporción de ocasiones en la que se esperaría dar con un resultado igual de extremo que el que se observaría si la hipótesis nula fuera cierta) es inferior al 1%. Una probabilidad de 0'01 supone que, si se rechazara la hipótesis de que una variable independiente tiene efecto sobre la dependiente, se esperaría encontrar un resultado significativo una vez de cada cien veces. Dos asteriscos implican que el p-valor se sitúa entre el 1% y el 5%, y uno, que el p-valor está entre el 5% y el 10%. En general, cuanto menor es el p-valor, más seguros podemos estar de toparnos con un resultado "real".

Encuentro que el precio del gas es un factor totalmente capaz de explicar el precio de la electricidad. La tasa del pass-through estimada toma valores distintos debido al efecto que han tenido las transformaciones aplicadas en diversos modos. En el modelo Nivel-Nivel, es de 2'038. La implicación es que, si el precio del gas aumenta en 1 €/MWh, el de la electricidad aumentaría en 2'04 €/MWh. En el Log-Log, un aumento de 1% en el precio del gas supondría un incremento de 0'87% en el de la electricidad. Si en el día 2 de marzo de 2022 el precio del gas era de 123'51 €/MWh, y este aumentara un 1%, es decir, 1'23 €, entonces el precio de la electricidad, que era de 254'03 €/MWh ese mismo día, aumentaría 2'21 € ($254'03 \times 0'0087$). No obstante, el pass-through recoge un valor global para todo el periodo estudiado. No sería correcto aplicar

este razonamiento sobre un día de la serie, como estoy haciendo, y después contrastarlo con los datos públicos (se conocen los precios para el 3 de marzo), pues obviamente no se observaría la misma proporción en el incremento. Para ser más específico, el precio del gas aumenta hasta los 162'17 € el 3 de marzo; según mi razonamiento, entonces el 3 de marzo el precio de la electricidad debería ser de 322'54 €, pero el precio que se observa para ese día es de 341'52 €. El pass-through no tiene esta utilidad. En el modelo Log-Nivel se observa un ratio de 0'0124; interpretado como que el aumento de 1 € en el precio del gas en los mercados europeos tendría como consecuencia un incremento de 0,01% en el precio de la electricidad. Siguiendo el ejemplo de antes, esto es, tomando ese mismo día, el aumento de 1 € en el precio input apenas haría incrementar en 2 céntimos el precio de la electricidad. Esto dista mucho de la interpretación en los dos modelos anteriores; aquí el precio del gas tiene una influencia mínima sobre el de la electricidad. Podría caber esta posibilidad perfectamente, según la valoración que le dé cada uno. En mi opinión, parece fraudulento, ya que no hay indicios de que el precio de la electricidad aumente menos que proporcionalmente que el precio del gas, teniendo en cuenta la notable presencia del ciclo combinado en el mercado. En el Nivel-Log, aumentaría 115'20 € si el precio del gas variara 1% positivamente. Igualmente, esto no lo encuentro lógico, y menos observando la implicación que tiene el precio del CO2 en esta estimación, que, si aumentara un 1%, el precio de la electricidad disminuiría en 39'72 €. No parece creíble que un mayor coste para las plantas de ciclo combinado abarate sus ofertas en el mercado. Finalmente, los modelos diferenciales señalan que: en el de las diferencias sin logaritmos, una diferencia de 1 € en el precio del gas entre dos días consecutivos

conllevaría una diferencia de 2'04 € en el precio de la electricidad entre dos días consecutivos; en el otro, en el que también se han aplicado logaritmos, una diferencia de 1% en el precio del gas entre dos días seguidos reflejaría una diferencia de 1,27% en el precio de la electricidad.

Por otro lado, la variable que indica si el ciclo combinado ha marcado el precio del mercado (GASMARG) presenta mucha solidez; si así ocurriera, que este generador fuera el responsable de la última oferta casada en el mercado, el precio de la electricidad aumentaría en 17'50 € o un 0'39%, más o menos. Las demás variables no muestran resultados consistentes en las estimaciones; en algunas estimaciones, para estas variables, se rechaza la hipótesis de que tengan efecto sobre el precio de la electricidad. Aun así, intuyo que el efecto que tendrían sobre la variable output en este análisis es: que el aumento de 1 € en el precio de los derechos de emisiones de CO₂ sería absorbido por la electricidad de manera que el precio de esta se incrementaría en unos 25 céntimos; por cada vez que el gas marca el precio de mercado, el precio de electricidad aumentaría cerca de 1'11 €; y la temperatura estaría positivamente correlacionada con el precio de la electricidad de media, generando un incremento en este de 0'1% cada vez que aumente en 1%.

Tabla 1

modelos \ variables	PGAS	PCO2	GASMARG	GASMARGNVECES	TEMP	constante
Nivel-Nivel	2,038***	0,247***	17,674***	1,116***	0,063	-15,92***
Log-Nivel	0,0124***	0,0137***	0,392***	0,003	0,0164***	2,566***
Nivel-Log	115,2***	- 39,717***	17,448***	1,811***	-8,549***	- 142,376***
Log-Log	0,868***	0,09	0,395***	0,008*	0,102***	0,38**
dif Nivel-Nivel	2,038***	0,17	7,406***	-0,086	0,322	-5,672***
dif Log-Log	1,277***	0,199	0,155***	-0,004	0,037	-0,11***

7. Análisis de los resultados

Evaluando la linealidad del modelo Nivel-Nivel (el primer modelo especificado), he localizado que la relación lineal entre el precio de la electricidad y la temperatura es muy pobre. Como se aprecia en la ilustración 2, tanto el precio del gas como el precio del CO2 presentan una relación lineal y positiva con la variable a explicar (no tanto el precio del CO2, pero se puede entrever); sin embargo, el gráfico de dispersión para la temperatura muestra una relación diversa. La matriz de correlaciones (ilustración 3) nos permite ver de otra forma la linealidad entre las variables. Las casillas muestran los valores de correlación entre estas, que se ubican entre -1 y +1. Cuanto más se aproxima el valor a estos dos extremos, más lineal es la relación entre las variables correspondientes a

la casilla, siendo positiva la relación (que las variables tiendan a aumentar o disminuir al mismo tiempo) cuando el valor toma un signo positivo. Se ve que el coeficiente de correlación entre el precio de la electricidad y la temperatura es muy próximo a 0. La relación entre ambas variables, por tanto, no es lineal. Es de esperar que, al estimar por MCO, la temperatura no pueda explicar el precio de la electricidad, pues la linealidad en los parámetros es uno de los supuestos en las regresiones de MCO.

Por otro lado, una vez efectuada la estimación, he hallado falta de normalidad de los residuos mediante la prueba de contraste de Jarque-Bera (ilustración 4). Para una hipótesis nula en la que se acepta que los residuos siguen una distribución normal, el p-valor resultante, muy inferior a los niveles de significación, no me ha permitido no rechazarla. He tratado de corroborar la información resultante de la prueba de contraste con algún gráfico respectivo al análisis de la normalidad. He empleado el gráfico qqplot (ilustración 5). El gráfico qqplot, o gráfico de comparación de cuantiles, representa los cuantiles de la distribución frente a los cuantiles que tendría si se siguiese una distribución normal. Si los datos se distribuyen alrededor de la línea teórica, se puede afirmar que siguen una distribución normal. En mi caso, parece que muchos puntos se desvían ligeramente de la línea, con lo que no puedo afirmar que los residuos están normalmente distribuidos. La implicación de esto es que el estimador MCO utilizado deja de ser eficiente y, por tanto, el modelo especificado no consigue explicar totalmente el comportamiento del sistema, aunque, como indica el Teorema de Gauss-Márkov, el estimador continúa siendo razonablemente bueno mientras no exista correlación entre los residuos y tengan una varianza constante (homocedasticidad). Por otra parte, es un tema discutido que comprobar la normalidad en

muestras largas no sea del todo necesario, y también es discutido el uso de ciertos contrastes con relación a la finalidad; no quiero decir que me opongo al análisis respectivo que estoy haciendo, pero tampoco considero que sea estrictamente indicativo de que es inservible la manera en la que estoy tratando mi estudio.

Respecto a la multicolinealidad, lo que es una relación fuerte de dependencia lineal entre más de dos variables explicativas, no la he detectado visualizando los factores de inflación de la varianza respectivos (ilustración 6). El factor de inflación de la varianza es una herramienta útil para medir la fuerza de correlación entre las variables independientes.

Toma un valor mínimo de 1 y no tiene un límite superior, pero su interpretación es tal que: si el valor es 1, no hay correlación entre la variable y cualquier otra del modelo; si toma un valor entre 1 y 5, existe cierto grado de correlación, pero no es lo suficientemente intenso para que pueda generar problemas; y, si el valor es superior a 5, entonces sí se considera severa la correlación y debe ser atendida, pues repercute negativamente en la fiabilidad de la estimación.

Estudiando finalmente la autocorrelación y la homocedasticidad, he dado con ambos problemas; es decir, que en los residuos hay autocorrelación y que hay heterocedasticidad. El primero, pues el estadístico de Durbin-Watson tiene un valor de 1'26, y funciona de manera que devuelve un valor entre 0 y 4; si sale entre 0 y 2, hay autocorrelación positiva; y, si sale entre 2 y 4, la autocorrelación es negativa. No hay autocorrelación cuando devuelve un valor en torno a 2. La heterocedasticidad la he descubierto mediante el contraste de White, cuya hipótesis nula es que no hay heterocedasticidad, y precisamente el p-valor resultante, inferior a 0'05, no me ha permitido rechazar la hipótesis alternativa (que hay

heterocedasticidad). Encontrar esto no convierte al estimador en algo inútil, pero son limitaciones que no permiten considerarlo óptimo.

Presentados estos contrastes, no he podido resistirme a dar con una especificación un tanto distinta que pueda ser más compatible con el estimador. He decidido transformar las variables, que es una manera posible de mitigar cualquier enfermedad descubierta. La forma logarítmica ha sido la primera transformación aplicada, y he podido conseguir visualizar el impacto que tienen las variables empleadas en mi estudio sobre los precios de la electricidad mediante otros tres modelos: Log-Log, Nivel-Log y Log-Nivel; como se puede sobrentender, en el primero mencionado la transformación se ha usado en ambos lados de la ecuación, mientras que en el Nivel-Log, solo en las variables explicativas, y en el último, únicamente en la variable dependiente.

Pero no he conseguido mejoras con esta transformación, en cuanto a las limitaciones observadas durante el análisis del otro modelo inicial. Han seguido persistiendo los mismos problemas. Los contrastes respectivos me han indicado falta de normalidad y heterocedasticidad, y el estadístico de Durbin-Watson ha devuelto valores más pequeños que en el modelo inicial; sin embargo, la evaluación del modelo Nivel-Log ha presentado mejoras respecto al inicial (Nivel-Nivel). Uno podría suponer que no hay falta de normalidad observando el gráfico qqplot correspondiente (ilustración 7); incluso el p-valor resultante en los contrastes ha sido mayor; no obstante, recalco que parece espuria la interpretación que tienen los coeficientes de las variables resultantes. Respecto a la multicolinealidad, parece que la forma logarítmica de los precios del gas y del CO₂ aumenta el grado de correlación de estas variables con las demás,

pero no aumenta lo suficiente como para que pueda considerarse un problema.

Por otra parte, tengo estudiado que los datos de series temporales suelen presentar tendencias y estacionalidad, que son características que implican un comportamiento impredecible en estos; por consiguiente, modelar con este tipo de datos en su versión original puede convertirse en una tarea complicada. Cuando se opera con datos brutos de series temporales, las técnicas estadísticas tienden a volverse absurdas (podemos encontrar correlación entre variables cuando realmente no es así) y los resultados observados posteriormente pueden parecer impropios; como ejemplo extremo de esto, si encontrásemos una correlación alta entre alguna variable indicativa de la producción en un país y una variable climatológica de otro, no tendría mucho sentido que el calor en Japón implicara un mayor esfuerzo productivo en Francia. Para evitar esto y conseguir unos resultados más consistentes y verídicos, una buena manera de hacerlo es transformando los datos en estacionarios, y esto es posible utilizando la diferenciación. He decidido entonces utilizar también el método de la primera diferencia como herramienta de transformación, usándolo en los modelos Nivel-Nivel y Log-Log únicamente, pues ni quiero complicar excesivamente la interpretación posterior ni quiero saturar la investigación que estoy realizando con tantas estimaciones diversas.

Valorando estos dos modelos de la misma manera, encuentro falta de normalidad y heterocedasticidad en ambos; los contrastes respectivos no me permiten rechazar la existencia de estas dos limitaciones y el gráfico qqplot (para estudiar la normalidad) no muestra lo contrario. El estadístico Durbin-Watson para observar la autocorrelación cambia en estos

modelos. En el de la diferencia aplicada sobre el modelo Nivel-Nivel tiene un valor de 2'42; persiste entonces la autocorrelación, pero es negativa, al ser superior a 2. En el otro, el de las diferencias de los logaritmos, resulta que no hay autocorrelación teóricamente, ya que el estadístico muestra un valor casi exacto de 2, concretamente 2'05. Tampoco encuentro signos de multicolinealidad; esto, en los dos modelos. Las implicaciones son las mismas, más o menos. No puedo considerar que el estimador empleado sea el mejor, pero continúa siendo aceptable; la única maldad es que empeora su eficiencia para mostrar unos resultados fiables.

8. Conclusiones

Este trabajo contribuye a comprender el pass-through del precio del gas en el mercado spot de electricidad en España en un periodo interesante, en el que la población ha experimentado cambios en la vida cotidiana por el aumento de los precios del gas y de la electricidad. Asimismo, queda explicada la relación que guardan los precios de estos dos bienes.

Encuentro que el precio de la electricidad ha respondido plenamente a las variaciones en el precio del gas, siendo desviado en unos 2 € siempre que el gas varíe 1 €; es decir, que cualquier subida en el precio del gas supondría un incremento de importe doble en el de la electricidad.

Por otro lado, las estimaciones del pass-through presentan limitaciones. No se llegan a cumplir todos los supuestos de MCO. Esto no invalida el análisis realizado, pero afecta a la fiabilidad de los resultados. La medida en que son afectados no se puede precisar; por tanto, la credibilidad de estos es un tema subjetivo. A mi parecer, tienen mayormente sentido, por lo que definiendo la consecuencia observada de las distintas variables (principalmente el precio del gas) sobre el precio de la electricidad.

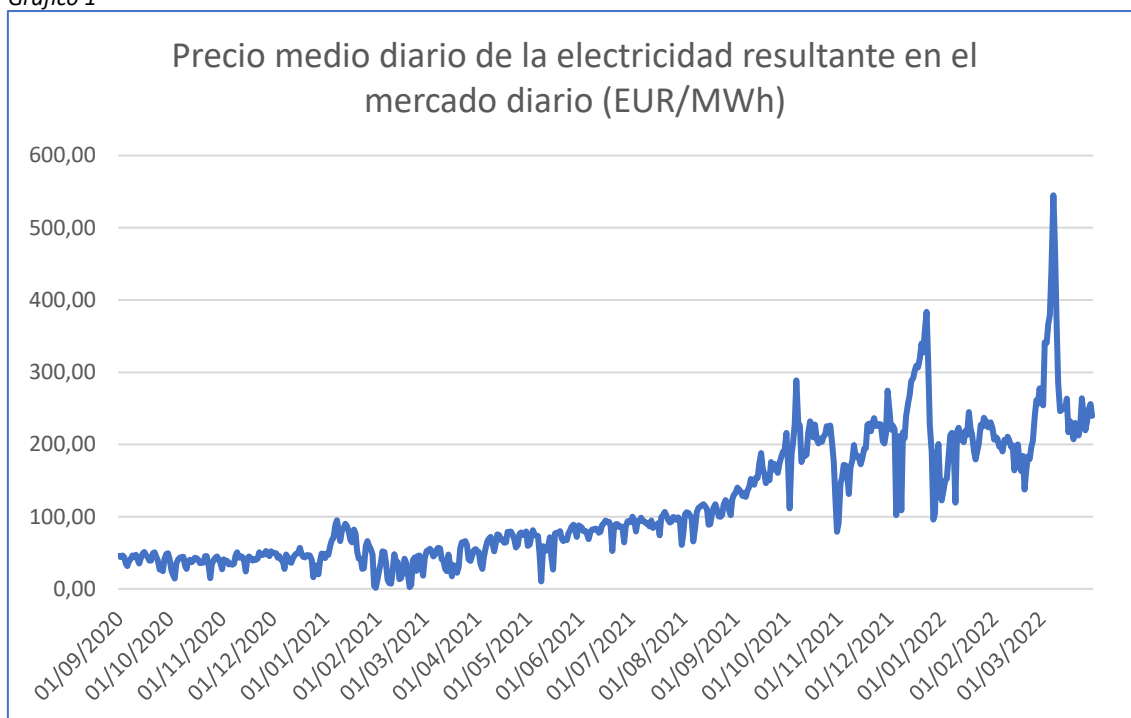
Finalmente, desde una perspectiva económica, la extensión del pass-through obtenida demuestra que los productores de electricidad se benefician de la presencia del ciclo combinado en el mercado, especialmente las tecnologías renovables, ya que, siempre que el ciclo combinado entra en el esquema del mercado, que suele ser en última posición, el precio de mercado aumenta sustancialmente, lo que implica una diferencia enorme y positiva entre los ingresos y gastos para las renovables. Por otro lado, los consumidores finales de electricidad no nos vemos favorecidos por esto. Los costes de la energía son incorporados en todos los productos y servicios. Así, las familias no consiguen mantener los mismos niveles de ahorro y las empresas se encuentran con facturas más caras; es más, aquellas empresas intensivas en el uso de la electricidad, que son muchas, podrían verse en una situación comprometida. Además, si entendemos que un menor gasto equivale a una recaudación de impuestos inferior, las cuentas públicas también son afectadas. Si añadimos que en España las pensiones y las nóminas han aumentado como consecuencia a la inflación que estamos experimentando tan intensivamente por la subida en el precio de la electricidad, el margen de acción que tenemos conjuntamente queda bastante reducido, con lo que el esfuerzo y el estrés van a ser cualidades muy destacadas en cada uno.

9. Bibliografía

- Casado, Unai, y Macarena Larrea. 2017. “Determinantes del precio de la electricidad en España.” *Estadística Española*, 194(59): 119-149.
- CES. 2017. “El sector eléctrico en España.” *Colección Informes*, 04/2017.
- Federico, Giulio, Xavier Vives y Natalia Fabra. 2008. “Competition and Regulation in the Spanish Electricity and Gas Markets.”
- Agosti, Luis, A. Jorge Padilla y Alejandro Requejo. 2007. “El mercado de generación eléctrica en España.” *Economía Industrial*, 364: 21-37.
- OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Electricidad. 2020-2022. “Resultados del mercado.”
- MIBGAS, Mercado Ibérico del Gas. 2020-2022. “Resultados del mercado.”
- Sendeco2. 2020-2022. “Precios CO2.”
- AEMET, Agencia Estatal de Meteorología. 2020-2022. “Aemet Opendata.”
- Lumley, Thomas, Paula Diehr, Scott Emerson y Lu Chen. 2022. “The Importance of the Normality Assumption in Large Public Health Data Sets.” *Annual Review of Public Health*, 23(1): 151-169
- University of Virginia Library. 2015. “Understanding Q-Q Plots.” *Research Data Services + Sciences*.
- Fang, Chenguang y Chen Wang. 2020. “Time Series Data Imputation: A Survey on Deep Learning Approaches.” *arXiv preprint arXiv:2011.11347*.

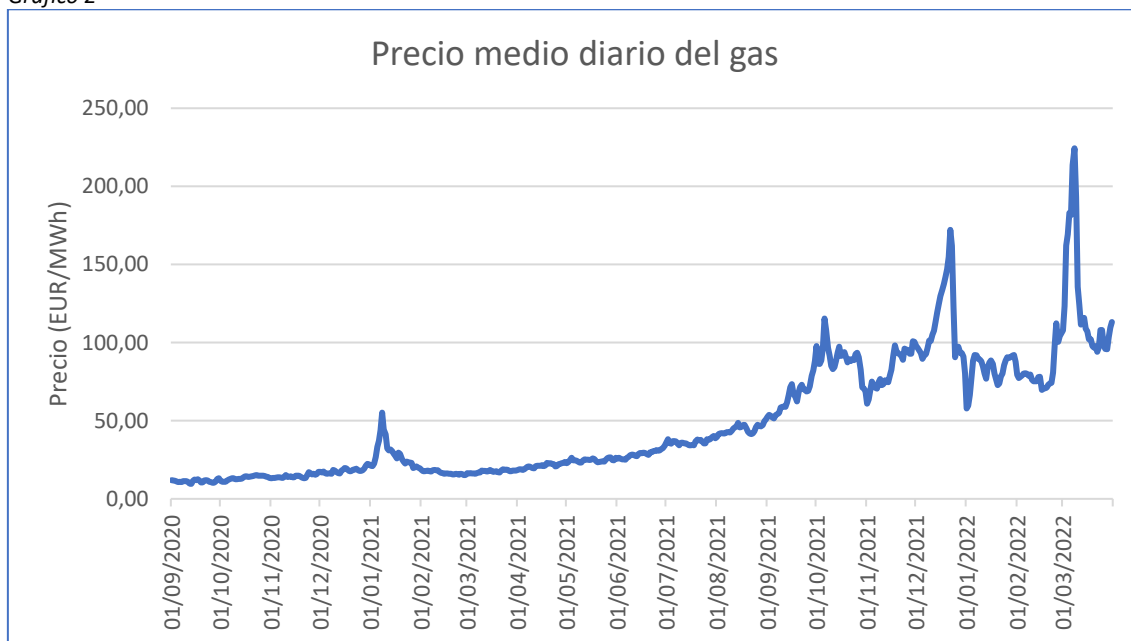
9. Anexo

Gráfico 1



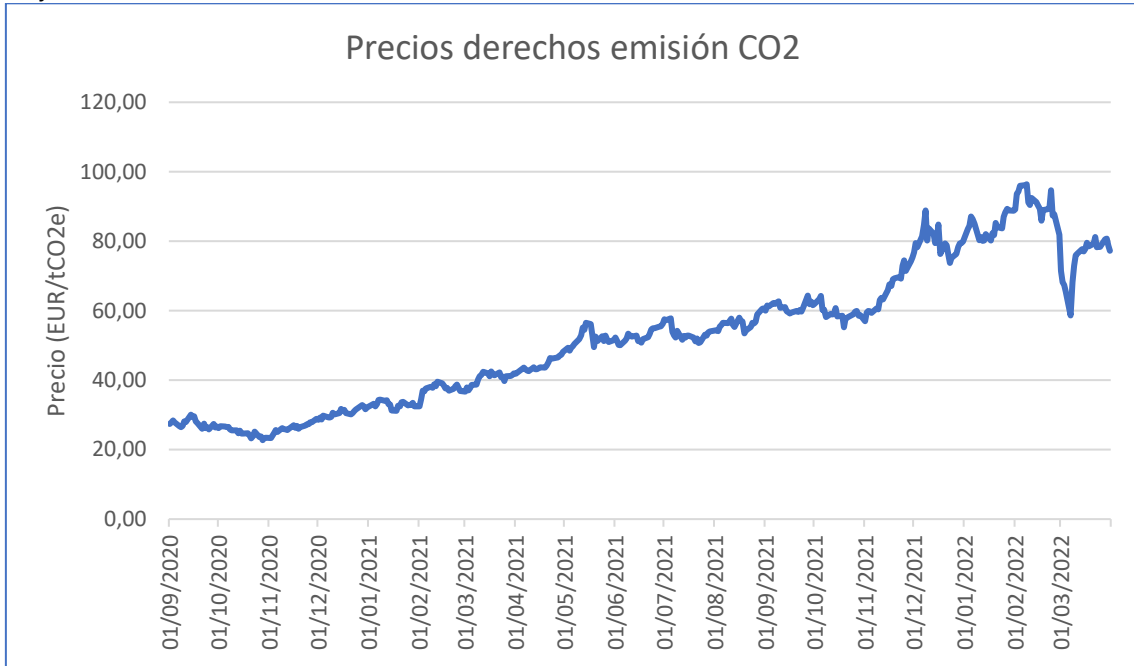
Fuente: OMIE

Gráfico 2



Fuente: Mibgas

Gráfico 3



Fuente: Sendeco2

Ilustración 1

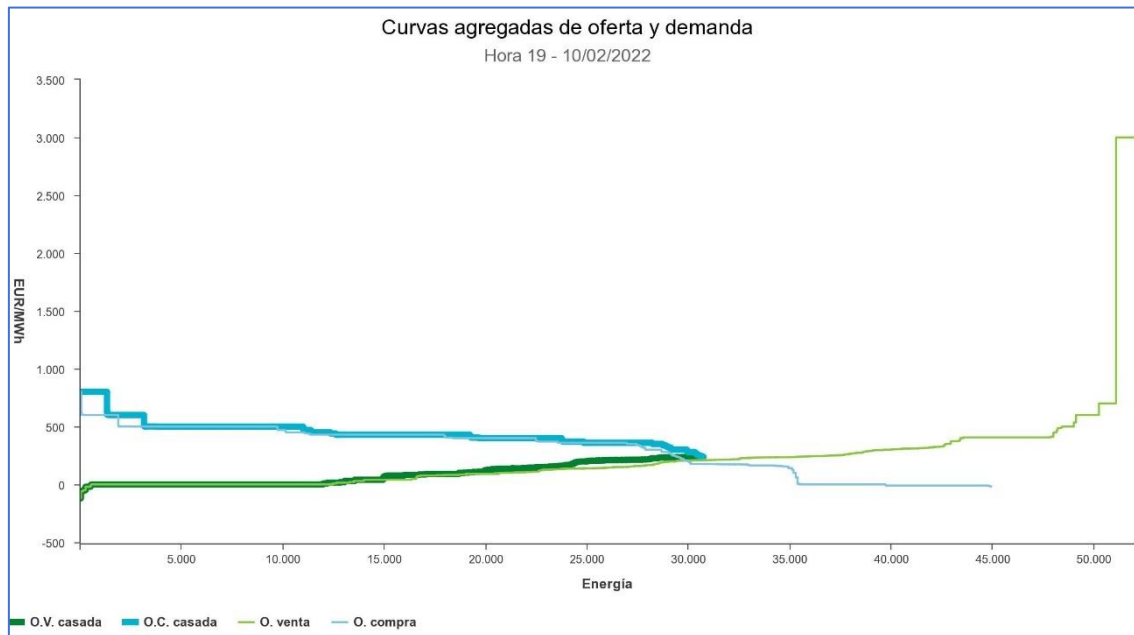
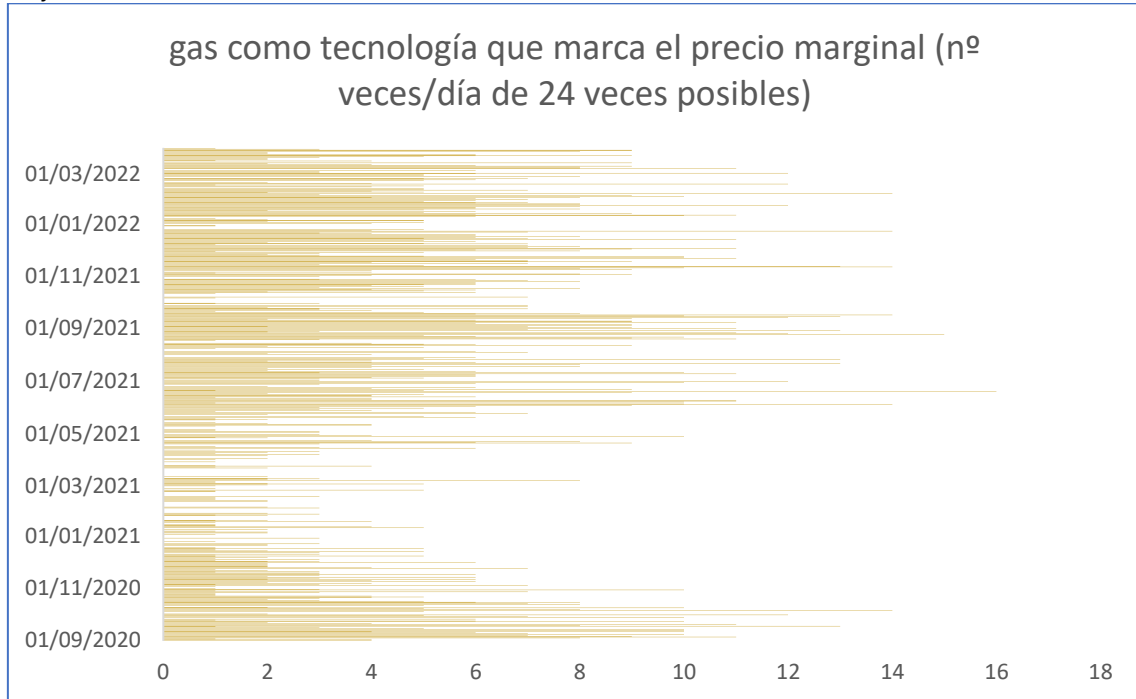


Gráfico 4



Fuente: OMIE

Ilustración 2

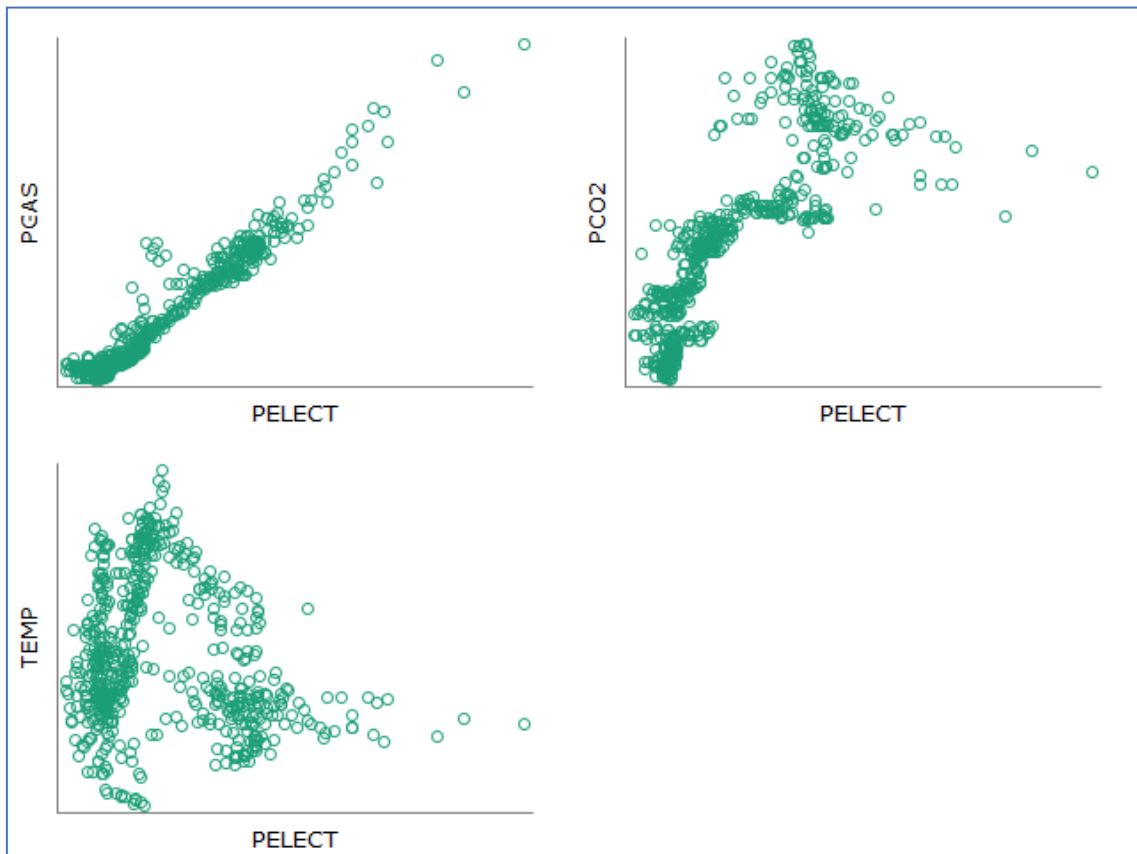


Ilustración 3

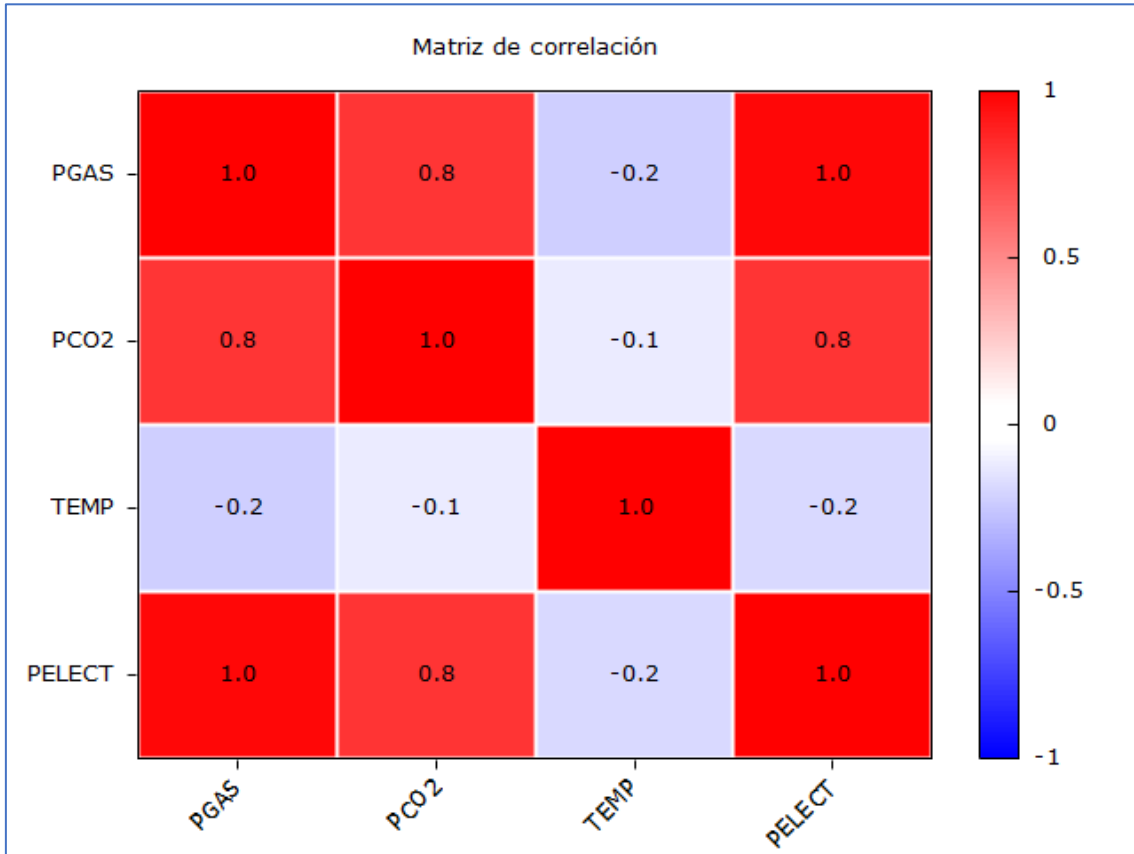


Ilustración 4

```
Contraste de Normalidad de uhat1:  
Contraste de Doornik-Hansen = 192.107, con valor p 1.92537e-042  
W de Shapiro-Wilk = 0.840716, con valor p 1.33647e-023  
Contraste de Lilliefors = 0.128807, con valor p ~= 0  
Contraste de Jarque-Bera = 4212.4, con valor p 0
```

Ilustración 5

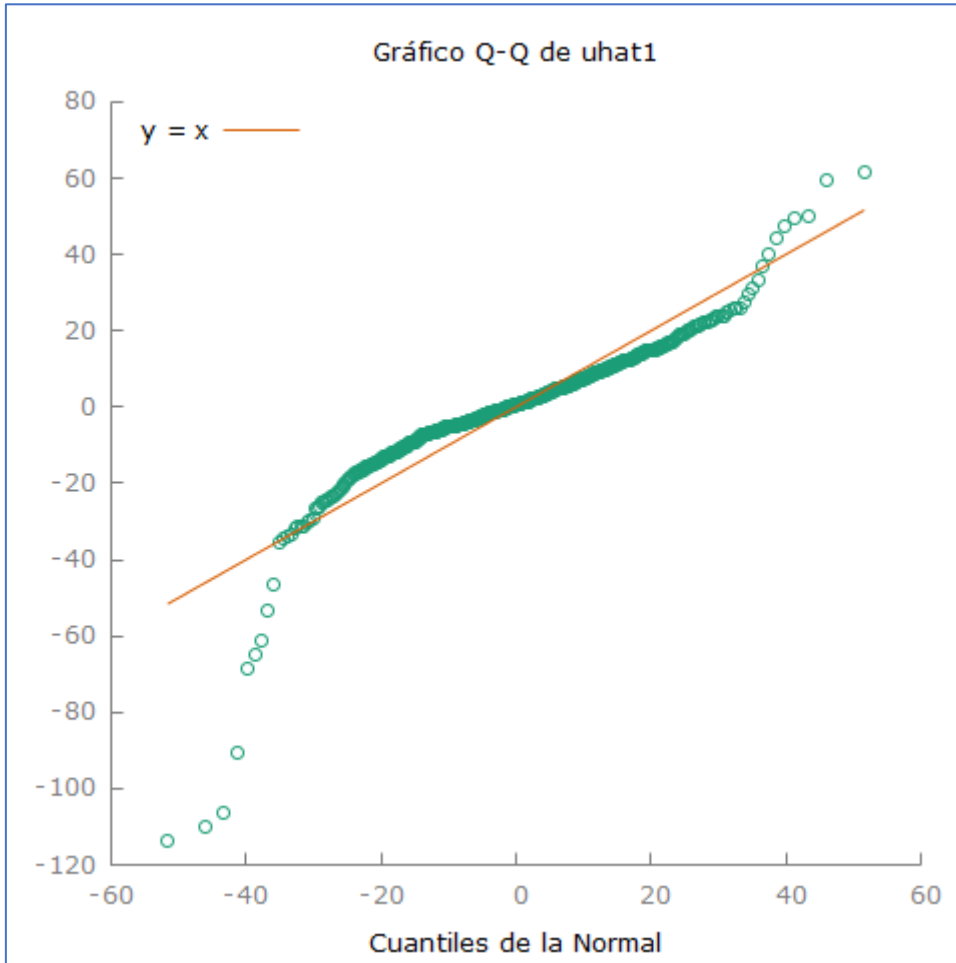


Ilustración 6

Factores de inflación de varianza (VIF)
Mínimo valor posible = 1.0
Valores mayores que 10.0 pueden indicar un problema de colinealidad

PGAS	3.057
PCO2	2.883
GASMARGNVECES	1.634
GASMARG	1.442
TEMP	1.171

$VIF(j) = 1/(1 - R(j)^2)$, donde $R(j)$ es el coeficiente de correlación múltiple entre la variable j y las demás variables independientes

Ilustración 7

