

ANÁLISIS DEL EFECTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, DEMANDA Y DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES EN EL PRECIO DEL MERCADO DIARIO DEL MIBEL MEDIANTE MODELOS DE REGRESIÓN MULTIVARIABLE

Miguel Ángel Nadal Grau, Ingeniero de la Energía, Vestel Ingenieros

David Ribó Pérez, Investigador predoctoral, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València

Manuel Alcázar Ortega, Profesor Titular, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València

Resumen: El precio de la electricidad es el principal incentivo para la toma de decisiones económicas a la hora de invertir en infraestructuras relacionadas con las energías renovables. Por ello, es necesario el estudio del precio final del mercado diario dentro del Mercado Ibérico de Electricidad para determinar qué impacto tienen en él las diferentes tecnologías de generación eléctrica del mix energético español, así como la influencia de las interconexiones con Francia, Portugal, Marruecos, Andorra y el enlace Balear. En esta comunicación se presenta un modelo de regresión multivariante que permite analizar la influencia de cada tipo de generación e interconexiones en la producción de precios, observando qué indicadores energéticos incrementan o reducen el precio. Asimismo, se realiza un estudio comparativo con las estimaciones realizadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, obteniendo un precio estimado para el año 2030 en base a los objetivos marcados en el plan.

Palabras clave: Predicción de precios, PNIEC, MIBEL, tecnologías renovables

INTRODUCCIÓN

La descarbonización del sector eléctrico es una de las prioridades a nivel internacional para conseguir los objetivos del acuerdo de París. La Unión Europea ha trazado una estrategia climática ambiciosa que interpela a todos los países miembros a cumplir un nuevo objetivo de que en 2030 el 32% de la energía utilizada provenga de fuentes renovables. Como en todos los estados miembros, el gobierno español ha presentado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 en el cual planea descarbonizar el sector eléctrico y conseguir un 74% de penetración renovable para 2030 [1].

Partiendo del sistema marginalista actual de mercado, es importante resaltar que la penetración de renovables en el sistema afectará a los precios de la electricidad y, por tanto, a la estructura de incentivos económicos del sistema. Por ello, resulta imprescindible conocer las posibles afecciones de la generación renovable al precio de la electricidad para planificar posibles cambios retributivos o de sistema de mercado. La estructuración de la siguiente comunicación se basa en un resumen de los objetivos de generación eléctrica según el PNIEC y su proyección de precios, pasando por la metodología de cálculo utilizada, presentación de los resultados de precios con las estructuras de generación previstas por el PNIEC para los años 2025 y 2030 y las conclusiones obtenidas.

EVOLUCIÓN DEL MIBEL Y PNIEC

Evolución del precio en el mercado diario

El precio de la electricidad del MIBEL se obtiene mediante el algoritmo Euphemia, el cual se basa en una agregación de ofertas de compra y venta de energía marginalista, casando ambas curvas agregadas para la obtención del precio de la electricidad y la cantidad de energía negociada. El precio obtenido de la casación del mercado diario supone (en promedio) una cuota del 90% del precio final medio [2], por lo que su análisis y obtención resulta de gran importancia. El precio promedio anual histórico del MIBEL ha sufrido grandes oscilaciones desde el año 2007, pasando de 36 €/MWh hasta los 64 €/MWh desde el año 2007. Tras un periodo de estabilidad durante los años 2011 – 2014 en el precio, ha habido una gran oscilación durante el periodo de 2017, 2018 y 2019 y con una tendencia a la baja. Ante esta última gran oscilación de precios y coincidiendo con el segundo boom renovable de la historia reciente, se analizará el periodo de 2017 a 2019 para obtener cómo afectan las diferentes tecnologías de generación eléctrica, intercambios internacionales, la demanda peninsular y el enlace balear en el precio de la electricidad de OMIE.

Estructura de generación con el PNIEC

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 define los objetivos propuestos para la reducción de los gases de efecto invernadero, mayor presencia de la energía renovable en el mix energético español y el incremento de la eficiencia energética.

Actualmente es un borrador, el cual, junto con el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, la Estrategia de Transición Justa, la Estrategia de Pobreza Energética y la Estrategia a Largo Plazo para la Modernización, Innovación y Neutralidad Climática de la Economía Española en 2050, garantizarán que España cuente con un marco estratégico certero y estable para la descarbonización de su economía. En el Anexo A del borrador actualizado del PNIEC 2021-2030, se encuentra un desglose de cómo será el mix de producción energética por tecnologías, las importaciones y exportaciones y los consumos en bombeo según dos escenarios: tendencial y objetivo. El escenario tendencial ofrece los datos de generación eléctrica de los indicadores mencionados anteriormente para el año 2025 y 2030 según el marco tendencial de referencia utilizado por la UE, mientras que el escenario objetivo indica los mismos datos de generación bajo los objetivos del MITECO (más ambiciosos y exigentes que el escenario tendencial).

Las siguientes tablas muestran datos de generación de los indicadores para 2025 y 2030 según el escenario.

| Indicador | 2015 | Escenario Tendencial (GWh) | | | Escenario Objetivo (GWh) | | |
|---|----------------|----------------------------|----------------|----------------|--------------------------|----------------|----------------|
| | | 2020 | 2025 | 2030 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Eólica (terrestre y marina) | 49.325 | 60.022 | 71.522 | 83.022 | 60.670 | 92.926 | 119.520 |
| Solar fotovoltaica | 8.302 | 16.034 | 25.032 | 34.030 | 16.304 | 39.055 | 70.491 |
| Solar termoeléctrica | 5.557 | 5.608 | 5.608 | 5.608 | 5.608 | 14.322 | 23.170 |
| Hidráulica | 28.140 | 28.288 | 27.935 | 27.581 | 28.288 | 28.323 | 28.351 |
| Bombeo | 3.228 | 4.640 | 4.640 | 4.640 | 4.594 | 5.888 | 11.960 |
| Biogás | 743 | 813 | 829 | 1024 | 813 | 1009 | 1204 |
| Geotermia | | 0 | 0 | 0 | 0 | 94 | 188 |
| Energías del mar | | 0 | 0 | 0 | 0 | 57 | 113 |
| Carbón | 52.281 | 32.826 | 12.549 | 10.189 | 33.160 | 7.777 | 0 |
| Ciclo combinado | 28.187 | 31.000 | 44.133 | 51.289 | 29.291 | 23.284 | 32.725 |
| Cogeneración carbón | 395 | 78 | 0 | 0 | 78 | 0 | 0 |
| Cogeneración gas | 24.311 | 22.382 | 19.148 | 9.905 | 22.382 | 17.408 | 14.197 |
| Cogeneración productos petrolíferos | 3.458 | 2.463 | 1.767 | 982 | 2.463 | 1.767 | 982 |
| Otros | 216 | 2.563 | 2.024 | 1.838 | 2.563 | 1.872 | 1.769 |
| Fuel y Fuel/Gas (TNP) | 13.783 | 10.141 | 10.141 | 10.141 | 10.141 | 7.606 | 5.071 |
| Cogeneración renovable | 1.127 | 988 | 1.060 | 1.151 | 988 | 1.058 | 1.126 |
| Biomasa | 3.126 | 4.757 | 4.750 | 4.713 | 4.757 | 6.165 | 10.031 |
| Cogeneración con residuos | 192 | 160 | 122 | 84 | 160 | 122 | 84 |
| Residuos sólidos urbanos | 1.344 | 918 | 799 | 355 | 918 | 799 | 355 |
| Nuclear | 57.196 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 58.039 | 24.952 |
| Total Generación eléctrica Bruta | 280.911 | 281.720 | 290.097 | 304.593 | 281.219 | 307.570 | 346.290 |
| Total Generación eléctrica Neta | 269.751 | -10.398 | 280.543 | 295.105 | 270.690 | 297.398 | 336.056 |

Tabla XVI. Indicadores energéticos PNIEC escenario tendencial y objetivo (generación bruta anual).

Según los datos del PNIEC, destacar el gran crecimiento de generación renovable para el año 2030, incrementándose en un 99% la generación eólica o un 440% la generación fotovoltaica respecto 2020 y según el escenario objetivo. Destacar también la reducción de generación con carbón para 2030 del 31% (escenario tendencial) y del 100% según el escenario objetivo, eliminando así del mix energético español la tecnología más contaminante.

METODOLOGÍA

La regresión lineal permite trabajar con una variable a nivel de intervalo o razón. De la misma manera, es posible analizar la relación entre dos o más variables a través de ecuaciones mediante regresión lineal multivariable. Constantemente en la práctica de la investigación estadística, se encuentran variables que de alguna manera están relacionadas entre sí, por lo que es posible que una de las variables pueda relacionarse matemáticamente en función de otra u otras variables.

En la actualidad, existen diversos estudios de modelos regresivos para la generación de precios de electricidad con fines académicos, destacando así el método ARIMA [3] o el tratamiento previo de datos mediante Método Holt Winters o Análisis Clúster acompañados de regresiones [4]. Destaca también en este sentido el uso del método regresivo para el cálculo de demandas y/o pronósticos energéticos [5,6], por lo que el uso de la regresión se encuentra ampliamente utilizado en la investigación del sector energético y eléctrico.

En el presente caso de estudio, el método regresivo lineal multivariable se destina al cálculo de la variable dependiente a partir de n variables independientes mediante la siguiente fórmula:

$$Y_i = \beta_0 + \sum \beta_n X_{ni} + \varepsilon_i \quad (1)$$

donde ε_i es el error asociado a la medición i del valor X_{ni} y siguen los supuestos de modo que $\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$ con media 0 y varianza constante de valor σ .

Para el cálculo de la regresión lineal multivariable (en función de los datos de generación por tecnologías, demanda, interconexiones y enlace balear), se emplea el software SPSS Statistics de la empresa tecnológica IBM, utilizado para análisis estadísticos avanzados, algoritmos de machine learning y big data. Utilizando los valores a nivel horario de los diferentes indicadores durante el periodo de 2017 a 2019, se obtiene una matriz de 28 columnas x 26.280 filas donde se establece el precio eléctrico como variable objetivo y el resto de indicadores (demanda, generación con cada una de las tecnologías, interconexiones y enlace) como variables predictoras.

Por último, para el cálculo del precio eléctrico de 2025 y 2030 y el tratamiento de los datos del PNIEC, se ha aplicado un coeficiente corrector a la generación eléctrica bruta de cada indicador energético para obtener valores de generación neta. También, dado que el modelo regresivo se encuentra confeccionado para un cálculo horario del precio de la electricidad en función de la contribución de los diferentes indicadores, se ha realizado un promedio de generación horaria del PNIEC, dado que los datos ofrecidos en las tablas anteriores muestran la generación eléctrica bruta anual. Esto es, aplicando un coeficiente corrector del 3% y dividiendo la energía de cada indicador entre 8760 horas de un año.

CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio, se utilizan como indicadores energéticos para la generación de precios de electricidad las principales tecnologías de generación del mix energético español: eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, centrales térmicas, ciclo combinado, etc... además de las interconexiones (importaciones y exportaciones de electricidad) con los países colindantes a España y el enlace marítimo Balear. Todos estos indicadores junto con la energía demandada (datos a nivel de muestreo horario), se han utilizado para analizar cómo influyen en el precio y elaborar una herramienta (ecuación) de predicción de precios. Todos estos datos se obtienen de fuentes oficiales del Operador del Sistema y de OMIE, a través de sus plataformas web donde se encuentran los resultados del mercado y la estructura del mix energético en todo momento.

Comparando diferentes métodos de regresión lineal multivariable (“Introducir”, “Por pasos”, “Hacia delante”, “Hacia atrás” y “Eliminar”), se emplea el método introducir, el cual posee la característica de incluir todos los indicadores en un único paso de cálculo y dotando de un tratamiento homogéneo e igual a todos los indicadores utilizados.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la regresión lineal multivariable son:

| Método | R | R ² | R ² ajustado | Error estándar de la estimación |
|------------|-------|----------------|-------------------------|---------------------------------|
| INTRODUCIR | 0,873 | 0,762 | 0,761 | 6,0319 |

Tabla XVII. Resultados método "introducir".

El modelo proporciona una R cuadrado ajustado (coeficiente de determinación ajustado) de 0,761 que, en definitiva, dice qué porcentaje de variación de la variable objetivo se explica mediante el conjunto de las variables independientes de entrada. Además, el modelo proporciona para cada indicador energético los coeficientes estandarizados y no estandarizados de la regresión, los cuales se definen como:

- **Coefficiente estandarizado:** proporciona la información (coeficiente β) sobre la contribución de cada variable al modelo. Representa el aumento de la variable criterio a partir de la predictora en puntuaciones típicas, es decir, tras estandarizar las variables originales. Oscila entre -1 y 1 e indica su influencia sobre el precio (incremento o reducción).
- **Coefficiente no estandarizado:** proporciona la información para construir la ecuación de regresión del modelo (ecuación para el cálculo del precio de la electricidad). Dicho valor corresponde al coeficiente multiplicador de cada indicador en la ecuación.

Los resultados obtenidos más relevantes de los coeficientes estandarizados son:

| Incrementan el precio | | Reducen el precio | |
|--------------------------|---------|------------------------|---------|
| Indicador | β | Indicador | β |
| Energía (MWh) | 0,69 | Eólica Terrestre | -0,5 |
| Gas Natural Cogeneración | 0,21 | Ciclo combinado | -0,38 |
| Hulla Antracita | 0,14 | Solar Fotovoltaica | -0,211 |
| Hulla Sub-Bituminosa | 0,12 | Hidráulica no UGH | -0,188 |
| Consumo Bombeo | 0,114 | Océano y Geotermia | -0,162 |
| Exportación Marruecos | 0,114 | Residuos No Renovables | -0,102 |

Tabla XVIII. Resultados coeficientes estandarizados

Se observa como el indicador que más incrementa el precio eléctrico es la demanda (o energía negociada), seguido de las tecnologías de generación con combustibles fósiles. Por contrapartida, destacan como indicadores que más reducen el precio las energías renovables (eólica y solar) y el ciclo combinado (tecnología de combustibles fósiles, pero con elevada eficiencia). Los valores de coeficientes no estandarizados (B) para la construcción de la ecuación polinomial son:

| Indicador | B | Indicador | B |
|-----------------------|-----------|----------------------|-----------|
| Constante | -5,6E+0 | Enlace Balear | -9,8E-3 |
| Energía | 919,6E-6 | Eólica Terrestre | -1,9E-3 |
| Exportación Andorra | -12,6E-3 | Gas Natural Cogen | 13,7E-3 |
| Importación Francia | -559,4E-6 | Hidráulica no UGH | -8,7E-3 |
| Exportación Francia | 696,0E-6 | Hidráulica UGH | -140,9E-6 |
| Importación Marruecos | 1,7E-3 | Hulla Antracita | 1,6E-3 |
| Exportación Marruecos | 4,2E-3 | Hulla Sub-Bituminosa | 1,1E-3 |
| Importación Portugal | -84,4E-6 | Nuclear | -111,2E-6 |

| Indicador | B | Indicador | B |
|---------------------------------|------------|---------------------------------|-----------|
| Exportación Portugal | 1,7E-3 | Océano y Geotermia | -1,3E+0 |
| Biogas | 116,7E-3 | Residuos Domésticos y Similares | -14,9E-3 |
| Biomasa | 5,7E-3 | Residuos No Renovables | -33,7E-3 |
| Ciclo Combinado | -1,7E-3 | Solar Fotovoltaica | -2,1E-3 |
| Consumo Bombeo | 2,1E-3 | Solar Térmica | -975,3E-6 |
| Derivados del petróleo o carbón | -10,5E-3 | Subproductos Minería | 57,6E-3 |
| Energía Residual | -1,656E-01 | Turbinación bombeo | 1,2E-3 |

Tabla XIX. Resultados coeficientes no estandarizados

Realizando un análisis de la sensibilidad del modelo, se elabora el siguiente gráfico de dispersión obtenido de SPSS, donde se muestra una nube de puntos muy compacta comparando el precio real de mercado y el obtenido (calculado) con el modelo.

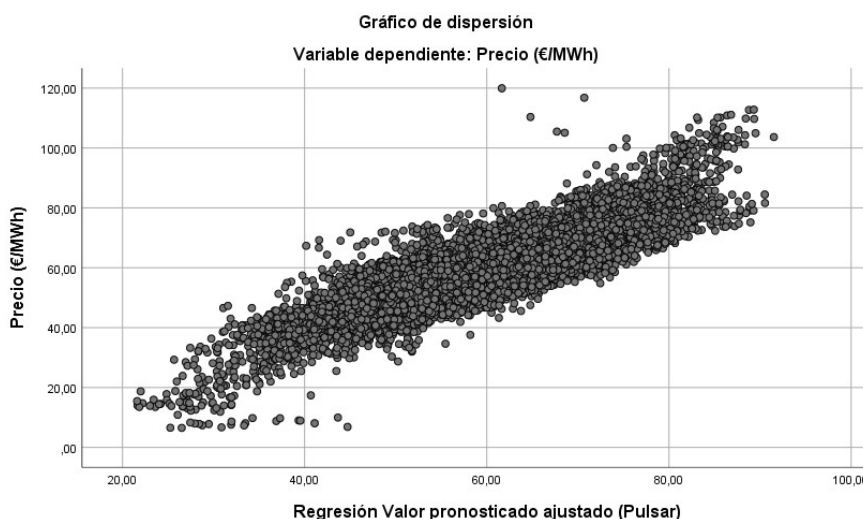


Figura LVII Análisis de sensibilidad.

Se realiza también una simulación con fechas aleatorias de las 24 horas de un día completo, comparando el precio real de mercado y el obtenido con el modelo, obteniendo así una desviación de únicamente un 1,1% (57,4 €/MWh real frente a 56,75 €/MWh estimado).

| Precio promedio real diario (€/MWh) | Precio promedio estimado diario (€/MWh) | Desviación (%) |
|-------------------------------------|---|----------------|
| 57,4 | 56,75 | 1,1% |

Tabla XX. Desviación precio real vs precio estimado

Utilizando los valores de generación, demanda e intercambios propuestos en el PNIEC para la generación del precio diario promedio de 2025 y 2030, se observa la siguiente evolución según escenario:

| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2025 | 2030 |
|--|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Precio horario promedio estimado (€/MWh) | Escenario Tendencial | 59,33 | 63,44 | 52,41 | 45,31 | 29,68 |
| | Escenario Objetivo | | | | 15,01 | 9,76 |

Tabla XXI. Resultados simulación del precio PNIEC por escenarios

Se estima que, según el escenario tendencial, el precio de la electricidad caerá un 16% para el 2025 (45,31 €/MWh) y un 45% para el 2030 (29,68 €/MWh) respecto del precio promedio del 2019 (52,41 €/MWh). Sin embargo, aplicando el mismo modelo y según el escenario objetivo, para el 2025, se obtiene una caída del 72% (15,01 €/MWh) y para el 2030 una caída del 82% (9,76 €/MWh) respecto del precio promedio del 2019 (52,41 €/MWh).

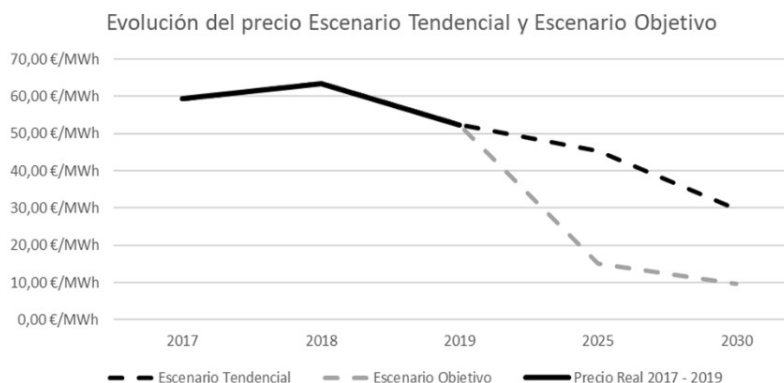


Figura LVIII. Evolución del precio según escenarios

CONCLUSIONES

El sector eléctrico español destaca por su elevado grado de dinamismo, dado que la determinación del precio de la electricidad y de cómo se genera dicha energía dependen de muchos factores tanto internos como externos al mercado: directivas políticas y medioambientales, mercados del petróleo y del CO₂, estacionalidad de generación renovable... Con el actual sistema marginalista de casación del precio diario y siguiendo las tendencias y objetivos marcados por el PNIEC, el modelo regresivo objeto de estudio determina una gran reducción del precio de la electricidad para los años 2025 y 2030. Así, ante la disminución de generación mediante combustibles fósiles, con un impacto positivo en los precios del mercado mayorista, y el aumento de generación renovable, con un impacto negativo en el precio, se espera que con los escenarios tendencial y objetivo planteados en el PNIEC los precios se reduzcan entre el 16 y 72 % en 2025 y entre el 45 y 82 % en 2030 hasta unos posibles 9,76 €/MWh. Esto conllevaría una distorsión en la estructura de incentivos económicos actuales y la necesidad de nuevas estructuras de mercado.

Desde el punto de vista del consumidor, la descarbonización del mix energético español supone una bajada en el precio de compra de la electricidad a priori muy beneficiosa, pero la realidad es que se puede propiciar una retroalimentación negativa que evite el cumplimiento de los objetivos marcados en el PNIEC. La elevada reducción de precios puede provocar mayores periodos de retorno en proyectos energéticos, desincentivando así las inversiones en generación renovable y por lo tanto evitando que se alcancen los objetivos de generación marcados en el PNIEC, consiguiendo el efecto contrario al deseado. Por ese mismo motivo, resultan necesarios una revisión de los mecanismos de mercado y estructuras de subastas que garanticen una estructura de incentivos que permita transitar hacia la descarbonización del MIBEL de una forma sostenible y beneficiosa para todos los agentes del mercado eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2020.
- [2] REE. Informe del Sistema Eléctrico Español 2019. 2020.
- [3] Contreras J, Espínola R, Nogales FJ, Conejo AJ. ARIMA models to predict next-day electricity prices. *IEEE Trans Power Syst* 2003;18:1014–20. doi:10.1109/TPWRS.2002.804943.
- [4] Jónsson T, Pinson P, Nielsen HA, Madsen H, Nielsen TS. Forecasting electricity spot prices accounting for wind power predictions. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013;4:210–8. doi:10.1109/TSTE.2012.2212731.
- [5] Bianco V, Manca O, Nardini S. Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. *Energy* 2009;34:1413–21. doi:10.1016/j.energy.2009.06.034.
- [6] Raviv E, Bouwman KE, van Dijk D. Forecasting day-ahead electricity prices: Utilizing hourly prices. *Energy Econ* 2015;50:227–39. doi:10.1016/j.eneco.2015.05.014.