

La fotovoltaica y el autoconsumo, motor de una electricidad más asequible y de la competitividad de España

El precio y el coste del mercado diario con y sin la fotovoltaica en suelo y el autoconsumo, de enero de 2025 a junio de 2026



Resumen ejecutivo

El precio medio del mercado diario español fue de 60,2 €/MWh entre enero de 2025 y junio de 2026, y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría sido de 112,0 €/MWh. La estimación sale de volver a casar el mercado diario de OMIE periodo a periodo con las ofertas de cada día, quitando las plantas en suelo, comprando en el diario lo que genera el autoconsumo fotovoltaico y dejando que Francia, los ciclos combinados y la hidráulica respondan al nuevo precio.

- **Con la fotovoltaica y el autoconsumo el precio del diario es un 46 % más bajo.** En 2025 el precio medio fue de 65,29 €/MWh y sin ellos habría sido de 113,9 €/MWh, **48,6 €/MWh más**, y en el primer semestre de 2026 fue de 49,83 €/MWh frente a 108,1 €/MWh, **58,2 €/MWh más**.
- **La demanda nacional se ahorró 17.021 M€ en el mercado diario en 18 meses, de los que 14.230 M€ corresponden a las plantas en suelo y 2.791 M€ al autoconsumo.** Son **10.863 M€ en 2025 y 6.158 M€ en el primer semestre de 2026**, unos 5.340 M€ de ellos desde el inicio del conflicto en Irán el 28 de febrero de 2026. El ahorro se reparte entre las dos en proporción a la energía que produce cada una, 90,5 TWh las plantas en suelo y 17,7 TWh el autoconsumo.
- **Los ciclos combinados habrían cubierto el 39 % de la energía que dejan la fotovoltaica y el autoconsumo.** En 18 meses habrían casado en el diario **34,8 TWh más**, 5,7 veces lo que casaron, y el resto del hueco lo habrían cubierto sobre todo las importaciones de Francia y la eólica que se quedaba sin casar.

Índice

Resumen ejecutivo	1
1. Introducción	3
1.1. Marginalismo y transmisión al mercado diario del precio del gas	3
1.2. El choque gasista del conflicto en Irán y su traslado amortiguado al precio eléctrico en 2026	4
2. Cómo se ha hecho	6
2.1. Reproducción y validación de la casación del mercado diario	6
2.2. Escenario contrafactual: retirada de la oferta fotovoltaica en suelo e incorporación a la demanda del autoconsumo	6
2.3. Aplicación del método a un periodo de casación real	7
2.4. Respuesta del sistema: interconexiones, ciclos combinados y gestión del agua	7
2.5. Del precio marginal al coste de la demanda y a la sustitución tecnológica en el mix	8
3. El precio y el coste del mercado diario	9
3.1. Magnitud y estacionalidad del efecto sobre el precio	9
3.2. Coste evitado y su reparto entre plantas en suelo y autoconsumo: el ahorro de la demanda nacional	9
4. Mix energético obtenido que ocupa el lugar de la fotovoltaica	11
5. Conclusiones	12
Referencias	13
Anexo. Metodología	14
A.1. Datos y periodos	14
A.2. La casación	14
A.3. La retirada de la fotovoltaica en suelo y del autoconsumo	15
A.4. La respuesta de Francia, de Portugal, de los ciclos combinados y del agua	16
A.5. Precio medio, coste y ahorro	16
A.6. Mix	17
A.7. La evolución del mercado diario y de la potencia fotovoltaica	17
A.8. Lo que la simulación no recoge	18

1. Introducción

1.1. Marginalismo y transmisión al mercado diario del precio del gas

Cada día el mercado diario de OMIE casa la oferta y la demanda de electricidad de España y Portugal para el día siguiente, por horas hasta el 30 de septiembre de 2025 y por cuartos de hora desde el 1 de octubre. Las ofertas de venta se ordenan de la más barata a la más cara y todas las que casan cobran el precio de la última que hace falta para cubrir la demanda, de manera que cuando esa última es un ciclo combinado el precio del gas llega a toda la energía casada en ese periodo, también a la que no quema gas.

En 2019 y 2020 el gas costó de media 15,45 €/MWh y 10,23 €/MWh en MIBGAS, el mercado organizado del gas ibérico, y el precio medio del diario fue de 47,68 €/MWh y de 33,96 €/MWh. En 2021 el gas subió a 47,31 €/MWh y el diario a 111,93 €/MWh, y en 2022, tras la invasión de Ucrania, el gas llegó a 99 €/MWh de media y el diario a 167,52 €/MWh, el máximo de la serie (Figura 1).

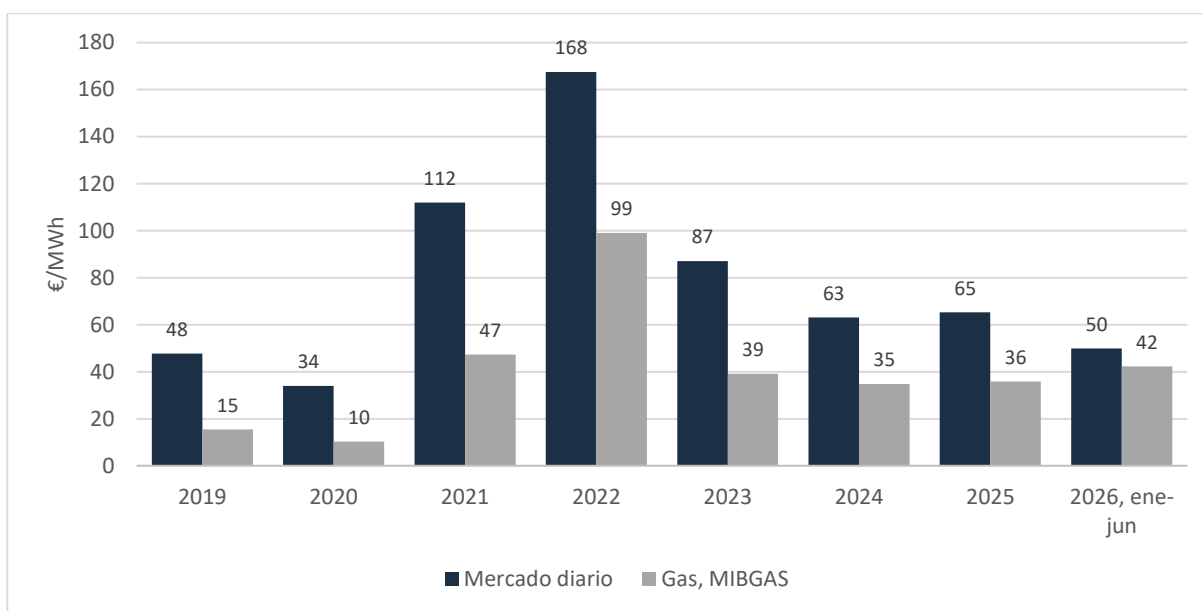


Figura 1. Precio medio anual del mercado diario español y del gas en MIBGAS, de 2019 a 2026, en €/MWh. 2026, de enero a junio. Elaboración de UNEF con datos de ESIOS (indicador 600), de los informes anuales de la CNMC sobre el mercado mayorista de gas y de MIBGAS.

Desde el 15 de junio de 2022 hasta el final de 2023 el tope del gas del Real Decreto-ley 10/2022 compensó a las centrales de gas por la diferencia entre el precio del gas y un tope, de 40 €/MWh al principio, para que ofertaran más barato en el diario, y ese ajuste se pagaba aparte del precio del mercado, con lo que la cifra de 2022 no lo incluye. En 2023 y 2024 el gas bajó a 39,12 €/MWh y a 34,76 €/MWh y el diario a 87,10 €/MWh y a 63,04 €/MWh, y en 2025 los dos se quedaron en niveles parecidos, 35,82 €/MWh el gas y 65,29 €/MWh el diario.

La potencia fotovoltaica instalada en España, entre plantas en suelo y autoconsumo, pasó de 7,0 GW de media en 2019 a 54,4 GW en el primer semestre de 2026, casi ocho veces más, y en el mismo tiempo el precio medio del diario volvió a niveles cercanos a los de 2019, 49,83 €/MWh frente a 47,68 €/MWh (Figura 2). La volatilidad del diario, la desviación típica de los precios

horarios de cada mes, evolucionó de otra manera, y de 8,13 €/MWh de media en 2019 pasó a 46,82 €/MWh en 2022 y a 42,57 €/MWh en el primer semestre de 2026, más de cinco veces la de 2019.

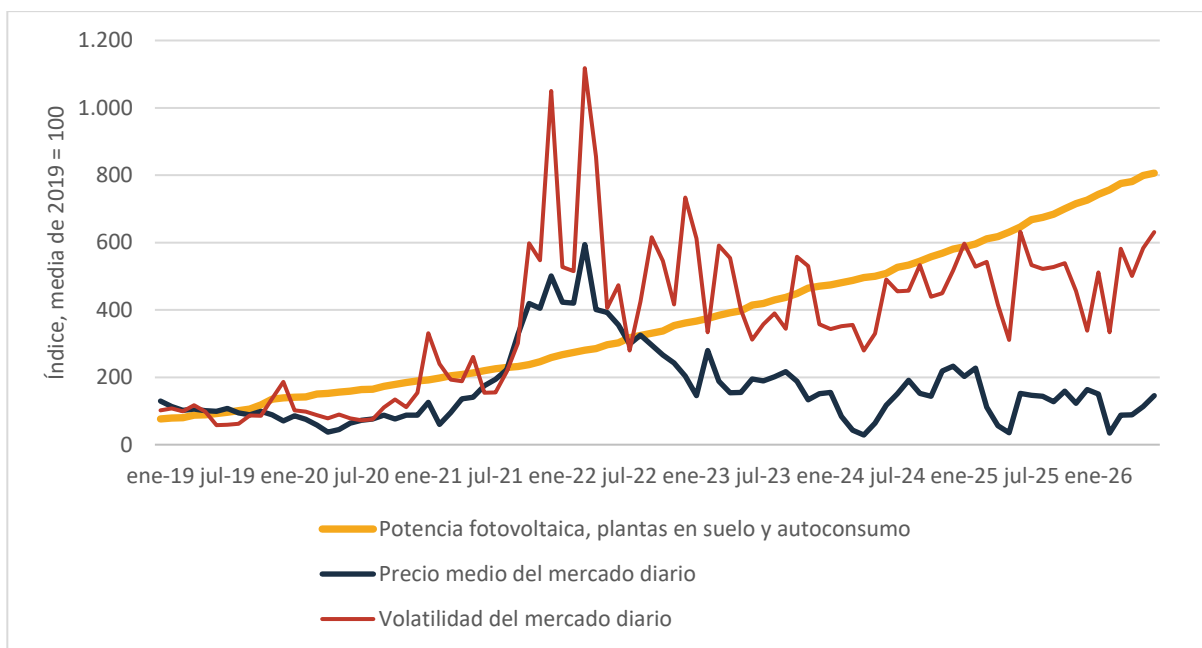


Figura 2. Potencia fotovoltaica instalada, plantas en suelo y autoconsumo, precio medio mensual del mercado diario español y su volatilidad, la desviación típica de los precios horarios de cada mes, de enero de 2019 a junio de 2026, en índice con la media de 2019 igual a 100. Elaboración de UNEF con datos de ESIOS (indicadores 600, 1486 y 1945) y de UNEF.

En 2019 y en 2022 el perfil horario medio explicaba el 26 % y el 28 % de la variación de los precios horarios de cada mes, y el resto venía de los cambios de precio de un día a otro. En 2025 explica el 49 % y en el primer semestre de 2026 el 52 %, porque el precio medio de 12.00 a 16.00 bajó de 48,26 €/MWh en 2019 a 28,95 €/MWh en 2025 y a 13,62 €/MWh en el primer semestre de 2026, mientras el de 20.00 a 23.00 pasaba de 52,34 €/MWh a 105,27 €/MWh y a 92,03 €/MWh. En 2025 hubo 797 horas a precio cero o negativo, y ninguna en 2019, con lo que la volatilidad de hoy es sobre todo la distancia entre las horas de sol, en las que casa mucha fotovoltaica, y las de la tarde y la noche, en las que sigue entrando el gas.

1.2. El choque gasista del conflicto en Irán y su traslado amortiguado al precio eléctrico en 2026

Entre el 1 de enero y el 27 de febrero de 2026 el gas costó de media 33,40 €/MWh en MIBGAS, y desde el inicio del conflicto en Irán, el 28 de febrero, hasta el 30 de junio, 46,44 €/MWh, con 51,34 €/MWh en marzo, el mes en que se cerró el estrecho de Ormuz (Figura 3).

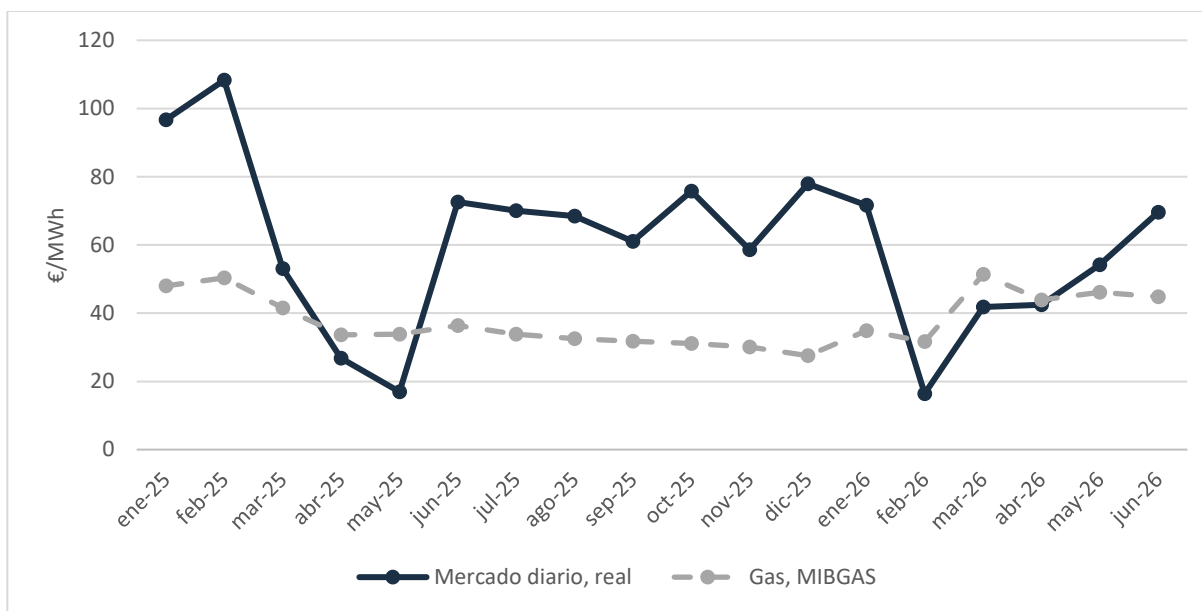


Figura 3. Precio medio mensual del mercado diario español y del gas en MIBGAS, de enero de 2025 a junio de 2026, en €/MWh. Elaboración de UNEF con datos de OMIE y de MIBGAS.

Con ese gas más caro el precio medio del diario del primer semestre de 2026 se quedó en 49,83 €/MWh, por debajo de los 65,29 €/MWh de 2025, y en marzo el diario costó 41,77 €/MWh, menos que el propio gas. En 2022 un gas a 99 €/MWh llevó el diario por encima de los 160 €/MWh, y en 2026 la subida del gas apenas llegó al precio de la electricidad porque en muchas horas del día la última oferta que casa ya es eólica, hidráulica o, sobre todo a mediodía, fotovoltaica.

Las energías renovables han amortiguado así en España el efecto de una crisis que viene de fuera, y este documento se centra en la fotovoltaica, tanto en las plantas en suelo que venden su energía en el mercado como en el autoconsumo fotovoltaico, que no pasa por él. Para medir su efecto se ha simulado el mercado diario sin ellas, y con esa simulación se calcula cuánto habría subido el precio, cuánto habría pagado la demanda nacional en el mercado diario y qué energía habría ocupado su lugar.

2. Cómo se ha hecho

2.1. Reproducción y validación de la casación del mercado diario

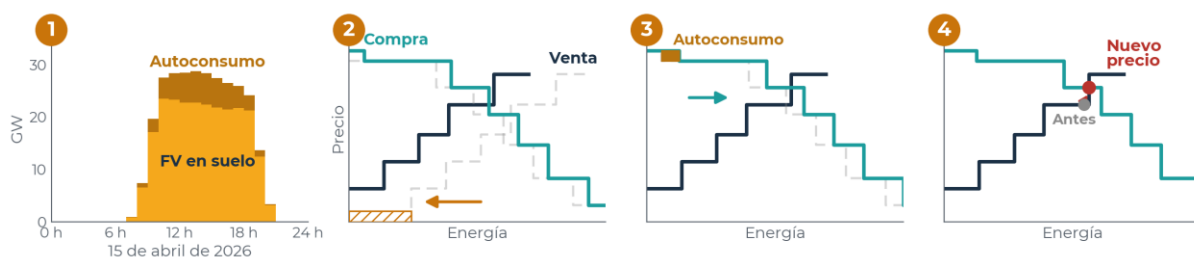
OMIE publica cada día las curvas de oferta y de demanda del mercado diario, con cada tramo de venta y de compra de cada unidad, y los ficheros con las condiciones de las ofertas complejas de los ciclos combinados y de las nucleares. Con esas ofertas se ha vuelto a casar el mercado periodo a periodo, con el mismo criterio que OMIE, en los 547 días que van del 1 de enero de 2025 al 1 de julio de 2026, 32.855 periodos en total.

Con toda la fotovoltaica el precio simulado se aparta del publicado por OMIE 0,04 €/MWh de media en 2025 y 0,02 €/MWh en el primer semestre de 2026, y el 99,7 % de los periodos queda a menos de 1 €/MWh. Esa simulación con todo el parque es la referencia sobre la que se quita después la fotovoltaica, y por eso la diferencia entre los dos precios recoge solo el efecto de quitarla.

2.2. Escenario contrafactual: retirada de la oferta fotovoltaica en suelo e incorporación a la demanda del autoconsumo

Las plantas fotovoltaicas en suelo venden su energía en el mercado diario o por contratos bilaterales. En la simulación se retiran sus ofertas de venta, con lo que la curva de oferta se desplaza hacia la izquierda, y quien les compraba por contrato tiene que comprar esa energía en el mercado, así que la energía de su contrato bilateral se suma a la demanda al precio de compra más alto que se oferta en todos los periodos del día, que en la práctica equivale a comprarla a cualquier precio.

Al autoconsumo fotovoltaico, que no pasa por el mercado diario, se le aplica la serie horaria con que Red Eléctrica estima la generación del autoconsumo fotovoltaico, ajustada mes a mes a la potencia de autoconsumo que contabiliza UNEF. Sin autoconsumo esa energía se compraría en el diario, y por eso se suma a la demanda igual que el bilateral, a cualquier precio, con lo que la curva de demanda se desplaza hacia la derecha (Figura 4).



En 2025 el autoconsumo produjo 11,5 TWh con unos 8,4 GW de potencia, unas 1.370 horas equivalentes, y el 15 de abril de 2026 llegó a unos 6 GW a mediodía. Se suma toda su producción, también la que se vierte a la red y se compensa en la factura, y lo único que podría contarse de más es el excedente que venden en el mercado las instalaciones de más de 100 kW, que ningún dato público separa.

2.3. Aplicación del método a un periodo de casación real

El 15 de julio de 2025, de 13.00 a 14.00, el precio del diario fue de 45,00 €/MWh con toda la fotovoltaica y el autoconsumo. Sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo, 30.030 MW en esa hora entre las ofertas de venta que se retiran y lo que pasa a comprarse en el diario, la curva de oferta se desplaza hacia la izquierda, la de demanda hacia la derecha y el cruce llega a 280,00 €/MWh (Figura 5). Ese cruce es el de la hora sin ninguna respuesta del resto del sistema, y con la respuesta de Francia, de los ciclos combinados y del agua la misma hora se queda en 220,62 €/MWh, que es el cálculo en el que se basan todas las cifras del documento.

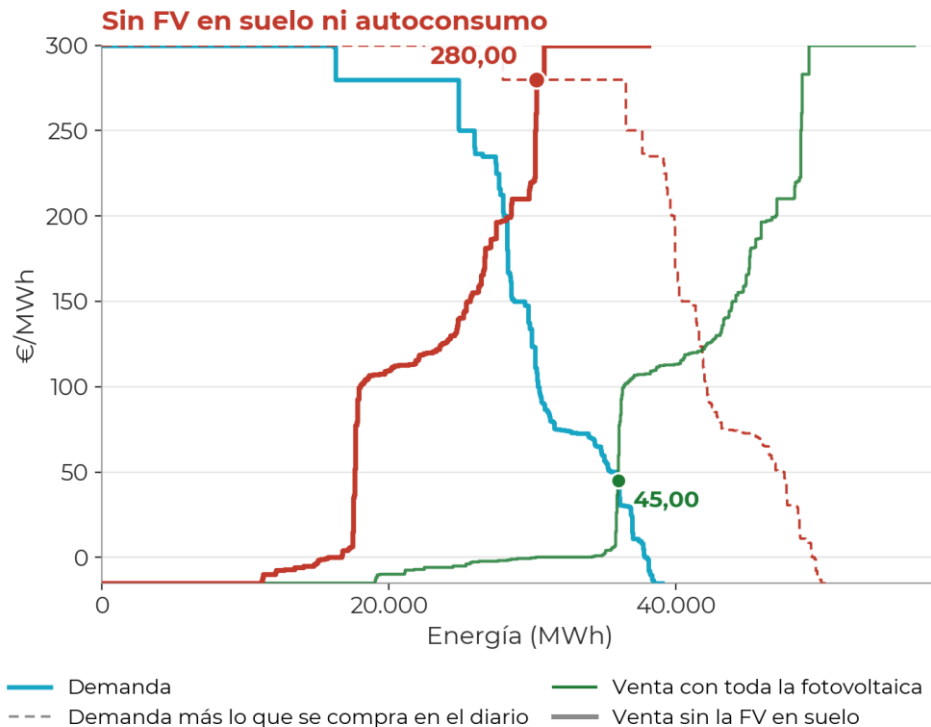


Figura 5. El mercado diario del 15 de julio de 2025, de 13.00 a 14.00, con toda la fotovoltaica y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo, antes de la respuesta del resto del sistema. Elaboración de UNEF con datos de OMIE, Red Eléctrica y UNEF.

2.4. Respuesta del sistema: interconexiones, ciclos combinados y gestión del agua

Quitar la fotovoltaica sin que cambie nada más exagera la subida del precio, porque con precios más altos el resto del sistema responde. Francia vende más a España cuando el precio español supera al francés y queda capacidad libre en la interconexión, y Portugal hace lo mismo en las horas en que su precio se separa del español.

Los ciclos combinados cuyas ofertas rechazó el mercado vuelven a entrar si con los precios nuevos cubren la condición de ingresos de su oferta, y la hidráulica puede mover su producción de unas horas a otras pero no producir en el día más energía de la que produjo, porque el agua de los embalses es la misma.

Ningún agente cambia sus ofertas y el precio de Francia se queda como fue, de manera que el resultado es un efecto a corto plazo con las ofertas que se presentaron. Si el precio francés subiera al vender más a España, o si los ciclos combinados ofertaran más caro al saberse imprescindibles, el precio sin fotovoltaica sería todavía más alto.

2.5. Del precio marginal al coste de la demanda y a la sustitución tecnológica en el mix

La demanda nacional es la energía que compran en cada periodo las unidades de la zona española, comercializadoras, consumidores directos, bombeo y almacenamiento, más el autoconsumo cuando pasa a comprarse en el diario. Su peso en la compra de cada periodo se estima con la simulación sin la respuesta del resto del sistema y su coste es esa energía por el precio del periodo. El ahorro de la demanda nacional en el mercado diario es la diferencia entre su coste sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo y su coste real, y no incluye las restricciones técnicas ni los servicios de ajuste, que se pagan aparte.

De la misma simulación sale la energía que usa cada tecnología, la real y la que usaría sin la fotovoltaica, y el anexo recoge el método completo con sus ecuaciones.

3. El precio y el coste del mercado diario

3.1. Magnitud y estacionalidad del efecto sobre el precio

Entre enero de 2025 y junio de 2026 el precio medio del diario fue de 60,2 €/MWh, y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría sido de 112,0 €/MWh, un 86 % más alto, así que con ellas el precio es un 46 % más bajo. En 2025 la subida habría sido de 48,6 €/MWh, de 65,29 €/MWh a 113,9 €/MWh, y en el primer semestre de 2026 de 58,2 €/MWh, de 49,83 €/MWh a 108,1 €/MWh (Figura 6).

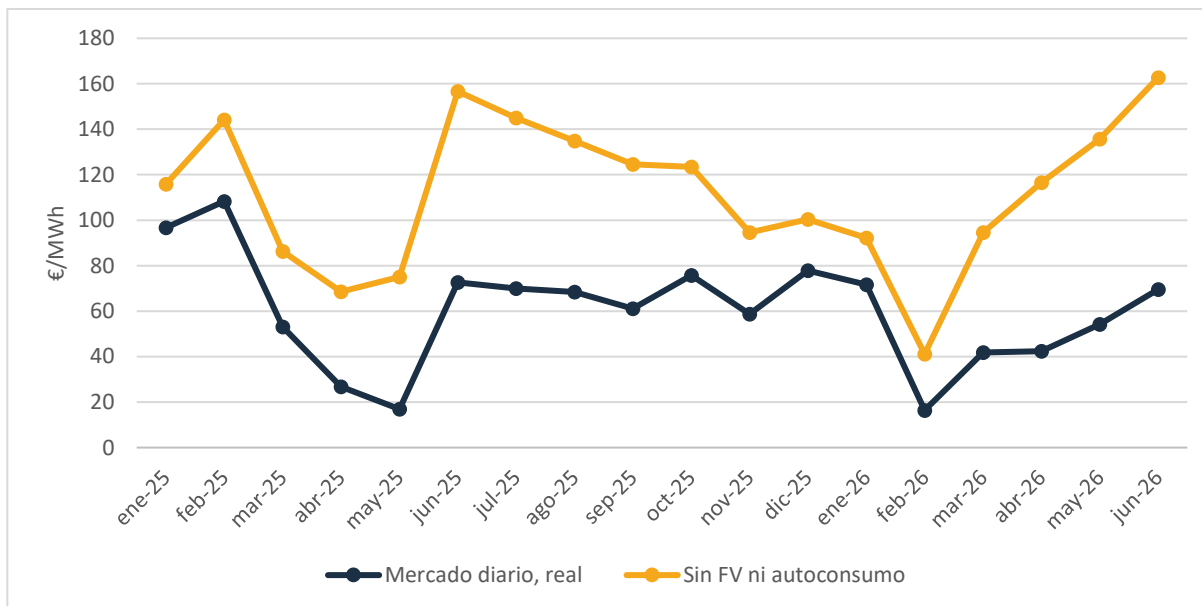


Figura 6. Precio medio mensual del mercado diario, real y simulado sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo, con la respuesta de Francia, de los ciclos combinados y del agua, de enero de 2025 a junio de 2026, en €/MWh. Elaboración de UNEF con datos de OMIE, Red Eléctrica y UNEF.

El precio sin fotovoltaica queda por encima del real los dieciocho meses, desde 19,2 €/MWh más en enero de 2025 hasta 93,2 €/MWh más en junio de 2026. Mayo de 2025, el mes más barato de ese año con 16,9 €/MWh, habría llegado a 75,0 €/MWh, y junio de 2026 habría sido el mes más caro de la serie, con 162,7 €/MWh frente a 69,6 €/MWh de precio real.

La distancia crece en primavera y en verano, cuando más produce la fotovoltaica, y es mayor en 2026, con un gas más caro desde el inicio del conflicto. En el primer semestre de 2025 la subida habría sido de 45,3 €/MWh, de 61,8 €/MWh a 107,1 €/MWh, frente a los 58,2 €/MWh del mismo semestre de 2026, y del 28 de febrero al 1 de julio de 2026 el precio habría pasado de 51,7 €/MWh a 126,6 €/MWh. Cada MWh fotovoltaico que se quita lo sustituye en buena parte un ciclo combinado o una importación más cara, y cuanto más cuesta el gas más vale la energía que la fotovoltaica pone en el mercado.

3.2. Coste evitado y su reparto entre plantas en suelo y autoconsumo: el ahorro de la demanda nacional

La demanda nacional compró 167,2 TWh en el mercado diario en 2025 y pagó 10.442 M€. Sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría pagado 21.305 M€ por 178,3 TWh, 2,0 veces

su coste real, con lo que la demanda nacional se ahorró 10.863 M€ en el mercado diario (Figura 7).

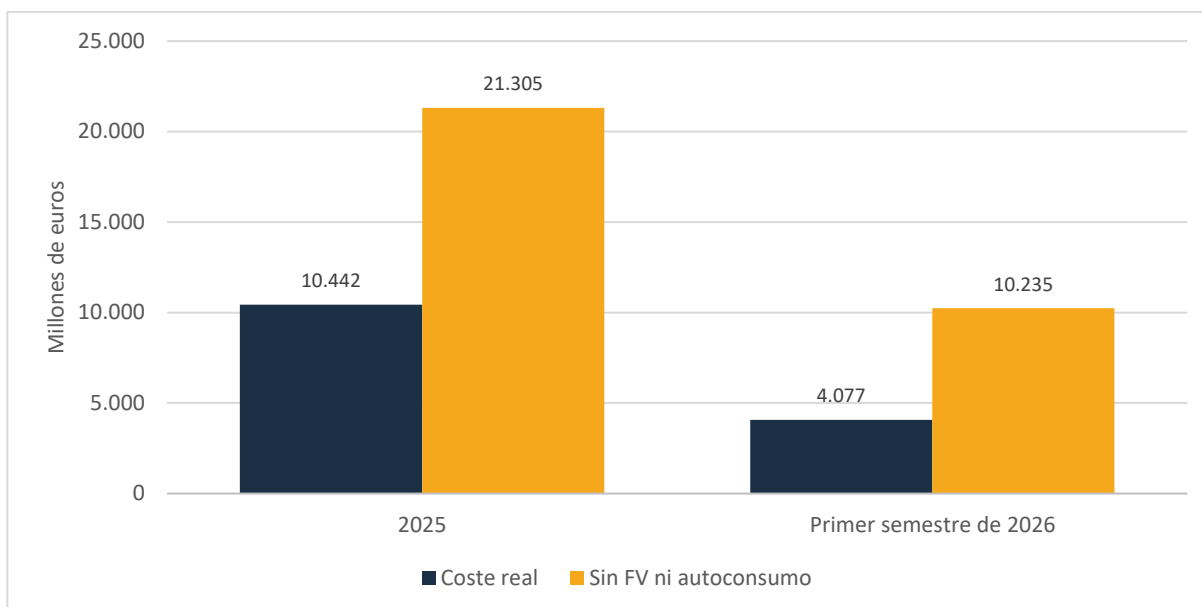


Figura 7. Coste de la energía que compró la demanda nacional en el mercado diario, real y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo, en millones de euros. La diferencia entre las dos barras es el ahorro de la demanda nacional en el mercado diario. El primer semestre de 2026 va del 1 de enero al 1 de julio. Elaboración de UNEF con datos de OMIE, Red Eléctrica y UNEF.

En el primer semestre de 2026 compró 89,4 TWh y pagó 4.077 M€, y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría pagado 10.235 M€ por 92,7 TWh, 2,5 veces su coste real, con un ahorro de la demanda nacional en el mercado diario de 6.158 M€.

En los 18 meses el coste real fue de 14.519 M€ y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría sido de 31.540 M€, y el ahorro de la demanda nacional en el mercado diario, de 17.021 M€, unos 5.340 M€ de ellos desde el inicio del conflicto en Irán. La simulación quita a la vez las plantas en suelo y el autoconsumo, y el ahorro es el de las dos juntas.

Repartido en proporción a la energía que produce cada una, 90,5 TWh las plantas en suelo y 17,7 TWh el autoconsumo, de los 17.021 M€ corresponden 14.230 M€ a las plantas en suelo y 2.791 M€ al autoconsumo, con un reparto que no depende del orden en que se quite cada una.

4. Mix energética obtenido que ocupa el lugar de la fotovoltaica

Sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo faltan en 2025 55,4 TWh, 43,9 TWh de plantas en suelo y 11,5 TWh de autoconsumo, y 88,2 TWh en los 18 meses. En 2025 los ciclos combinados de España y de Portugal cubrirían 24,6 TWh de ese hueco, el 44 %, y pasarían de casar 6,4 TWh a 31,0 TWh, casi cinco veces más.

El resto del hueco de 2025 lo cubrirían sobre todo las importaciones de Francia, con 14,9 TWh, el 27 %, la respuesta de Portugal en las horas en que su precio se separa del español, con 4,2 TWh, la eólica que antes se quedaba sin casar, con 4,0 TWh, y la renovable portuguesa, con 2,3 TWh. Con precios más altos la demanda que puja en el mercado casaría además 3,6 TWh menos, porque parte del bombeo y del consumo deja de comprar a esos precios.

En los 18 meses los ciclos combinados cubrirían 34,8 TWh, el 39 % del hueco, Francia 22,8 TWh, el 26 %, y la eólica 8,5 TWh, el 10 % (Figura 8). Son los ciclos combinados de los dos países que casan en el mercado diario ibérico, porque los que entran por restricciones técnicas para sostener la red no pasan por la casación y la simulación no los cambia.

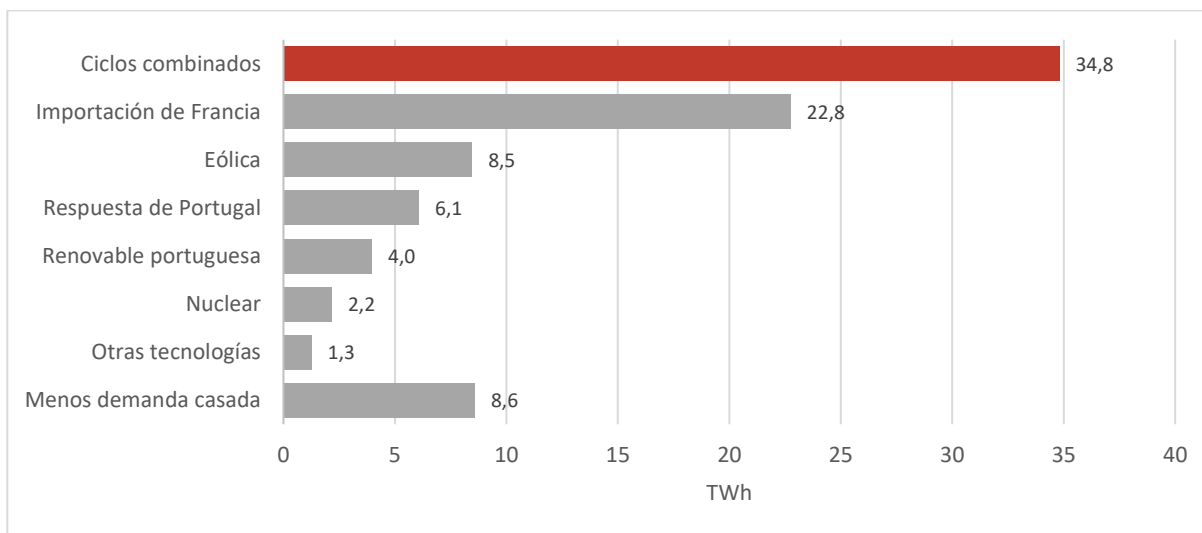


Figura 8. Energía que cubre en el mercado diario la que dejan la fotovoltaica en suelo y el autoconsumo, de enero de 2025 a junio de 2026, en TWh. Elaboración de UNEF con datos de OMIE, Red Eléctrica y UNEF.

5. Conclusiones

- **La fotovoltaica ha amortiguado en España la crisis del gas.** Con el gas en MIBGAS a 46,44 €/MWh desde el inicio del conflicto en Irán, el precio medio del diario del primer semestre de 2026 fue de **49,83 €/MWh**, y sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo habría sido de **108,1 €/MWh**.
- **La fotovoltaica y el autoconsumo bajan un 46 % el precio del diario.** En 18 meses el precio medio fue de 60,2 €/MWh frente a los 112,0 €/MWh que habría tenido sin ellos, y la demanda nacional se ahorró **17.021 M€** en el mercado diario, **10.863 M€ en 2025** y **6.158 M€ en el primer semestre de 2026**. De ellos, **14.230 M€** corresponden a las plantas en suelo y **2.791 M€** al autoconsumo.
- **Por cada euro que ingresó la fotovoltaica en el mercado diario, la demanda nacional se ahorró 8.** Entre enero de 2025 y junio de 2026 la fotovoltaica tuvo unos ingresos de 2.127 M€ en el mercado diario, y la demanda nacional se ahorró 17.021 M€ gracias a la fotovoltaica en suelo y el autoconsumo. Esos ingresos son los de sus ventas en el diario según el fichero I3 de Red Eléctrica, sin los contratos bilaterales ni la retribución regulada.
- **Sin la fotovoltaica casarían en el diario casi cinco veces más ciclos combinados.** Los de España y Portugal cubrirían el 39 % del hueco en 18 meses, **34,8 TWh**.

Referencias

- CNMC (2021). Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2020 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado. INF/DE/041/21, 16 de junio de 2021.
- CNMC (2022). Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2021 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado. INF/DE/071/22, 7 de julio de 2022.
- CNMC (2023). Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2022. INF/DE/388/23. Nota de prensa de 24 de octubre de 2023.
- CNMC (2025). Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2024 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado. INF/DE/220/25, 2 de diciembre de 2025.
- Jefatura del Estado (2022). Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. BOE núm. 115, de 14 de mayo de 2022.
- MIBGAS. Índice de precio del producto con entrega el día siguiente, ficheros anuales de 2025 y 2026. www.mibgas.es
- OMIE. Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario, ficheros de ofertas (cabecera y detalle) y capacidad de intercambio, del 1 de enero de 2025 al 1 de julio de 2026. www.omie.es
- Red Eléctrica (2025). Metodología de estimación de la generación de las instalaciones de autoconsumo. Dirección General de Operación, diciembre de 2025.
- Red Eléctrica. ESIOS, indicadores 600 (precio del mercado diario por país), 1486 (potencia instalada solar fotovoltaica), 1945 (potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico) y 1981 (generación del autoconsumo fotovoltaico, península). api.esios.ree.es
- Red Eléctrica. Fichero I3 de energía y precio por tecnología y mercado, del 1 de enero de 2025 al 1 de julio de 2026. api.esios.ree.es
- UNEF. Informes anuales y potencia de autoconsumo fotovoltaico instalada en España.

Anexo. Metodología

A.1. Datos y periodos

La simulación cubre los 547 días del 1 de enero de 2025 al 1 de julio de 2026. Cada día tiene 24 periodos horarios hasta el 30 de septiembre de 2025 y 96 cuartos de hora desde el 1 de octubre, con 23 o 25 horas, o sus cuartos, en los días de cambio de hora, 32.855 periodos en total. De OMIE se toman las curvas de oferta y de demanda de cada periodo, los ficheros de cabecera y detalle de las ofertas, con las condiciones de las ofertas complejas, y la capacidad de intercambio libre en cada frontera. El precio de Francia y de Portugal es el indicador 600 de ESIOs, el gas es el índice diario de MIBGAS y el autoconsumo, el indicador 1981 de ESIOs.

$$\Delta_t = 1 \text{ h hasta el 30 de septiembre de 2025, } \Delta_t = 0,25 \text{ h desde el 1 de octubre} \quad (1)$$

- t , periodo de casación del día d .
- Δ_t , duración del periodo t , en h.

A.2. La casación

Cada periodo tiene un conjunto de tramos de venta y otro de compra, cada uno con su potencia y su precio. La curva de oferta suma la potencia de los tramos de venta con precio igual o inferior a un precio dado, y la de demanda, la de los tramos de compra con precio igual o superior.

$$S_t(p) = \sum_{i \in V_t, p_i \leq p} q_i \quad (2)$$

$$D_t(p) = \sum_{j \in C_t, b_j \geq p} d_j \quad (3)$$

- p , precio, en €/MWh.
- $S_t(p)$ y $D_t(p)$, curvas de oferta y de demanda del periodo t , en MW.
- V_t y C_t , conjuntos de tramos de venta y de compra del periodo t .
- q_i y p_i , potencia, en MW, y precio, en €/MWh, del tramo de venta i .
- d_j y b_j , potencia, en MW, y precio, en €/MWh, del tramo de compra j .

El precio de casación es el que iguala las dos curvas. Se ordena la venta de menor a mayor precio y la compra de mayor a menor, y se busca el mayor volumen en el que la venta sigue siendo más barata que la compra. Si los dos tramos marginales casan enteros a la vez, en un cruce vertical, el precio queda indeterminado entre dos valores y se toma el punto medio.

$$p_t^* = \frac{p_t^{\min} + p_t^{\max}}{2} \quad (4)$$

- p_t^* , precio de casación del periodo t , en €/MWh.
- $p_t^{\min}$ y $p_t^{\max}$, extremos del intervalo de precios en que se cruzan las dos curvas cuando el cruce es vertical, en €/MWh.

Las ofertas complejas con condición de ingresos se aceptan o se rechazan para el día entero. Las que el mercado aceptó se mantienen, con la potencia mínima que declaran en el fichero de detalle casada a precio aceptante y el resto de sus tramos como ofertas simples, y las rechazadas se excluyen. En los periodos en que España y Portugal casaron juntas se cruza la curva de las dos zonas, y en los que se separaron, la del área española con el flujo con Portugal fijo, como casó.

La simulación con todo el parque reproduce el precio de OMIE, y la distancia se mide con el error absoluto medio, de 0,04 €/MWh en 2025 y de 0,02 €/MWh en el primer semestre de 2026.

$$EAM = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |p_t^{\text{sim}} - p_t^{\text{OMIE}}| \quad (5)$$

- EAM, error absoluto medio de la simulación, en €/MWh.
- N , número de periodos.
- p_t^{sim} y p_t^{OMIE} , precio simulado con todo el parque y precio publicado por OMIE en el periodo t , en €/MWh.

A.3. La retirada de la fotovoltaica en suelo y del autoconsumo

Se retira la potencia de venta de todas las unidades fotovoltaicas españolas, identificadas con el listado de unidades de OMIE, y la energía de su contrato bilateral, junto con la producción del autoconsumo, se suma a la demanda al precio de compra más alto ofertado en todos los periodos del día.

$$q'_i = 0 \text{ para } i \in \text{FV} \quad (6)$$

$$D'_t(p) = D_t(p) + B_t + A_t \text{ para } p \leq \bar{b}_d \quad (7)$$

- FV, conjunto de tramos de venta de las unidades fotovoltaicas españolas en suelo.
- q'_i , potencia del tramo de venta i tras la retirada, en MW.
- $D'_t(p)$, curva de demanda con el bilateral y el autoconsumo añadidos, en MW.
- B_t , bilateral de la fotovoltaica en suelo del periodo según el fichero I3 de Red Eléctrica, en MW.
- A_t , producción del autoconsumo fotovoltaico en el periodo, en MW.
- $\bar{b}_d$, precio de compra más alto ofertado en todos los periodos del día d , en €/MWh.

La producción del autoconsumo es la serie horaria de Red Eléctrica, que va por detrás del parque instalado, reescalada cada mes a la potencia que contabiliza UNEF.

$$A_t = g_t^{\text{REE}} \frac{p_m^{\text{UNEF}}}{p_m^{\text{REE}}} \quad (8)$$

- g_t^{REE} , generación del autoconsumo fotovoltaico estimada por Red Eléctrica en el periodo t , indicador 1981 de ESIOS, en MW.
- p_m^{UNEF} y p_m^{REE} , potencia de autoconsumo del mes m según UNEF y según Red Eléctrica, en MW.

A.4. La respuesta de Francia, de Portugal, de los ciclos combinados y del agua

Francia se modela como una oferta de venta adicional al precio francés, por la capacidad de importación que quedaba libre en ese periodo, contando la exportación que ya casaba. La oferta va al mayor de dos precios, el francés y el techo del intervalo del precio de la referencia más un céntimo, para que no case nada en la referencia. Portugal recibe el mismo tratamiento en los periodos en que se separa, con su frontera y su precio.

$$q_t^{\text{FR}} = K_t^{\text{libre}} \text{ a } p_t^{\text{FR}} = \max(p_t^{\text{Francia}}, p_t^{\text{ref,máx}} + 0,01) \quad (9)$$

- K_t^{libre} , capacidad de importación libre desde Francia en el periodo t , en MW.
- p_t^{Francia} , precio del mercado diario francés, indicador 600 de ESIOs, en €/MWh.
- $p_t^{\text{ref,máx}}$, techo del intervalo del precio de la referencia, en €/MWh.

Una oferta compleja de ciclo combinado que el mercado rechazó vuelve a entrar si con los precios del escenario cubre su término fijo y gana más de lo que ganaba con los precios de la referencia. Se añaden de una en una, de la que más gana a la que menos, volviendo a casar el día después de cada una.

$$\sum_{t \in d} (p'_t - \pi_k) q_{k,t} \Delta_t \geq \max(F_k, U_k) \quad (10)$$

- p'_t , precio del escenario en el periodo t , en €/MWh.
- π_k y $q_{k,t}$, precio, en €/MWh, y potencia que casaría, en MW, de los tramos de la oferta k .
- F_k , término fijo de la condición de ingresos de la oferta k , en €.
- U_k , excedente de la oferta k con los precios de la referencia, en €.

La hidráulica y la turbinación de bombeo de cada zona no pueden vender en el día más energía que en la referencia, pero sí pueden desplazar esa energía de unas horas a otras. Se modela con un valor del agua por día y por zona, un precio mínimo por debajo del cual no venden, que se sube hasta que la energía del día cabe en la de la referencia.

$$\sum_{t \in d} h_{z,t}(\lambda_{d,z}) \Delta_t \leq \sum_{t \in d} h_{z,t}^{\text{ref}} \Delta_t \quad (11)$$

- z , zona, España o Portugal.
- $\lambda_{d,z}$, valor del agua del día d en la zona z , en €/MWh.
- $h_{z,t}$ y $h_{z,t}^{\text{ref}}$, potencia hidráulica casada en el escenario y en la referencia, en MW.

A.5. Precio medio, coste y ahorro

El precio medio de un periodo largo es la media de los precios de casación ponderada por la duración de cada periodo, que equivale a la media aritmética de los precios horarios.

$$\bar{p} = \frac{\sum_t p_t^* \Delta_t}{\sum_t \Delta_t} \quad (12)$$

El coste para la demanda nacional es la energía que compra en cada periodo por el precio de ese periodo. La simulación es ibérica y su parte española se estima con el peso de los compradores de la zona española en cada periodo de la simulación sin la respuesta del resto del sistema, y el autoconsumo añadido cuenta entero como español.

$$C = \sum_t p_t^*(w_t(Q_t - A_t) + A_t)\Delta_t \quad (13)$$

$$\text{Ahorro} = C^{\sin FV} - C^{\text{real}} \quad (14)$$

- C , coste de la demanda nacional en el mercado diario, en €.
- Ahorro, ahorro de la demanda nacional en el mercado diario, en €.
- Q_t , energía casada en el área en el periodo t , en MW.
- w_t , peso de los compradores de la zona española en la energía casada del periodo, entre 0 y 1.
- $C^{\sin FV}$ y C^{real} , coste sin la fotovoltaica en suelo ni el autoconsumo y coste real, en €.

El ahorro se reparte entre las plantas en suelo y el autoconsumo en proporción a la energía que produce cada una, año a año, con la energía que retira la simulación, la que las plantas en suelo vendían en el diario y por contrato bilateral y la que genera el autoconsumo. Las dos partes se redondean a millones de euros de modo que sumen el ahorro de cada año, y son 9.038 M€ y 1.825 M€ en 2025 y 5.192 M€ y 966 M€ en el primer semestre de 2026, con 56,9 TWh y 11,5 TWh en 2025 y 33,5 TWh y 6,2 TWh en el semestre.

$$\text{Ahorro}_k = \text{Ahorro} \frac{G_k}{G_{FV} + G_{AC}} \quad (15)$$

- Ahorro_k , ahorro que corresponde a las plantas en suelo, $k = FV$, o al autoconsumo, $k = AC$, en €.
- G_k , energía de las plantas en suelo o del autoconsumo en el año, en MWh.

A.6. Mix

La energía de cada tecnología es la suma de lo que casan sus tramos en cada periodo, con el autoconsumo como fila propia fuera del mercado en el caso real, para que los dos casos cubran la misma demanda.

$$E_k = \sum_t x_{k,t}\Delta_t \quad (16)$$

- E_k , energía casada por la tecnología k , en MWh.
- $x_{k,t}$, potencia casada por la tecnología k en el periodo t , en MW.

A.7. La evolución del mercado diario y de la potencia fotovoltaica

La potencia fotovoltaica de cada mes es la de las plantas en suelo más la del autoconsumo. La de las plantas sale de restar al indicador 1486 de ESIOs, la potencia fotovoltaica instalada por comunidad autónoma, el autoconsumo que estima Red Eléctrica, el indicador 1945, que está incluido en él, y la del autoconsumo es la de UNEF a fin de año, interpolada linealmente entre

meses. El precio de cada hora es el del indicador 600 de ESIOS para España, con la media de los cuatro cuartos de hora desde el 1 de octubre de 2025, para que la medida sea la misma en toda la serie.

$$P_m = P_m^{1486} - P_m^{1945} + P_m^{\text{UNEF}} \quad (17)$$

$$\sigma_m^2 = \frac{1}{H_m - 1} \sum_{h \in m} (p_h - \bar{p}_m)^2 \quad (18)$$

$$I_m^x = 100 \frac{x_m}{\bar{x}_{2019}} \quad (19)$$

- P_m , potencia fotovoltaica instalada en el mes m , plantas en suelo y autoconsumo, en MW.
- P_m^{1486} y P_m^{1945} , indicadores 1486 y 1945 de ESIOS en el mes m , en MW.
- P_m^{UNEF} , potencia de autoconsumo fotovoltaico según UNEF en el mes m , en MW.
- p_h , precio medio del mercado diario español en la hora h , en €/MWh.
- $\bar{p}_m$ y σ_m , precio medio y desviación típica de los precios horarios del mes m , en €/MWh.
- H_m , número de horas del mes m .
- I_m^x , índice de la variable x en el mes m , potencia, precio medio o volatilidad, con la media de 2019 igual a 100.

La parte de la volatilidad que se debe al perfil horario es la parte de la varianza de los precios horarios de cada mes que explica el perfil medio por hora del día de ese mes, y se da como media de los meses de cada año.

$$R_m = \frac{\sum_{h \in m} (\bar{p}_{m,k(h)} - \bar{p}_m)^2}{\sum_{h \in m} (p_h - \bar{p}_m)^2} \quad (20)$$

- $k(h)$, hora del día de la hora h , de 0 a 23.
- $\bar{p}_{m,k}$, precio medio de la hora del día k en el mes m , en €/MWh.
- R_m , parte de la varianza de los precios horarios del mes m que explica el perfil por hora del día, entre 0 y 1.

A.8. Lo que la simulación no recoge

Es un efecto a corto plazo con las ofertas presentadas. Ningún agente modifica sus ofertas, el precio francés no se mueve al vender más a España y el precio de MIBGAS no sube con la mayor demanda de gas, y las tres cosas llevarían el precio sin fotovoltaica más arriba. Tampoco se modelan las restricciones técnicas, que en la realidad cambiarían con más ciclos combinados acoplados por el mercado, ni las inversiones que se habrían hecho en otro parque de generación.