

The background of the slide features a photograph of a renewable energy facility. On the left, several wind turbines stand tall against a sky transitioning from blue to orange and yellow at sunset. On the right, a large array of solar panels is visible, their surfaces reflecting the warm light of the setting sun. The overall composition is a diagonal split, with the white AEE logo area on the top left and the blue AleaSoft area on the bottom left, against a dark blue background for the main title area.

Previsión de precios del mercado eléctrico MIBEL España

(Q1-2024 a Q4-2024)

22 de enero de 2024 para AEE

El presente informe para la **AEE** contiene los escenarios y previsiones mensuales de **AleaSoft**, con fecha 19 de enero de 2024, para el mercado eléctrico español **MIBEL** con un horizonte de doce meses.



Escenarios:

- Demanda de electricidad
- Producción de energía eólica
- Producción de energía solar
- Producción de energía hidroeléctrica
- Producción de energía nuclear
- Futuros de gas y de derechos de emisión de CO₂



Resultados:

- Previsión de precios del mercado de electricidad
- Previsión de precios capturados por la producción eólica



Metodología Alea

para previsiones para el sector de la energía



Método científico

Metodología de base científica y plantilla profesional de formación científica y experta en el sector de la energía

Previsiones coherentes

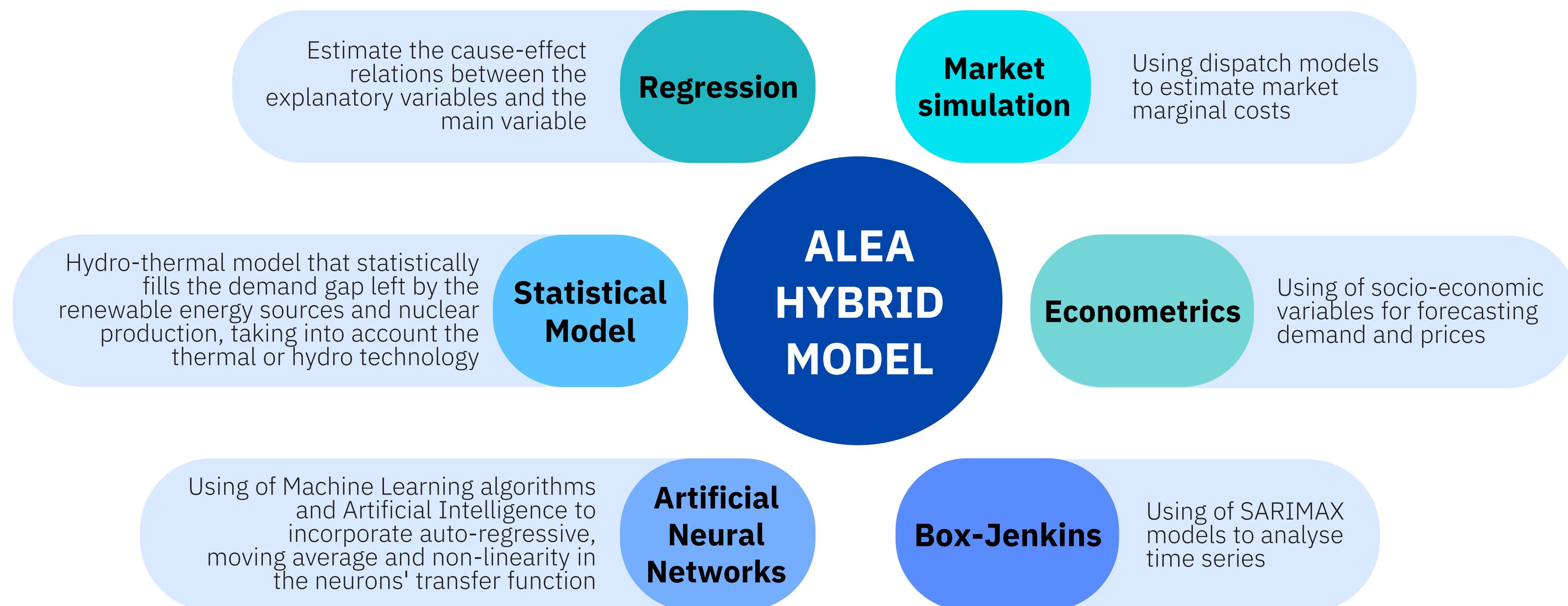
Previsiones estables que mantienen su coherencia a lo largo del tiempo

Experiencia en el sector de la energía

25 años de experiencia en el mercado ibérico y resto de mercados europeos

Metodología Alea

para previsiones para el sector de la energía

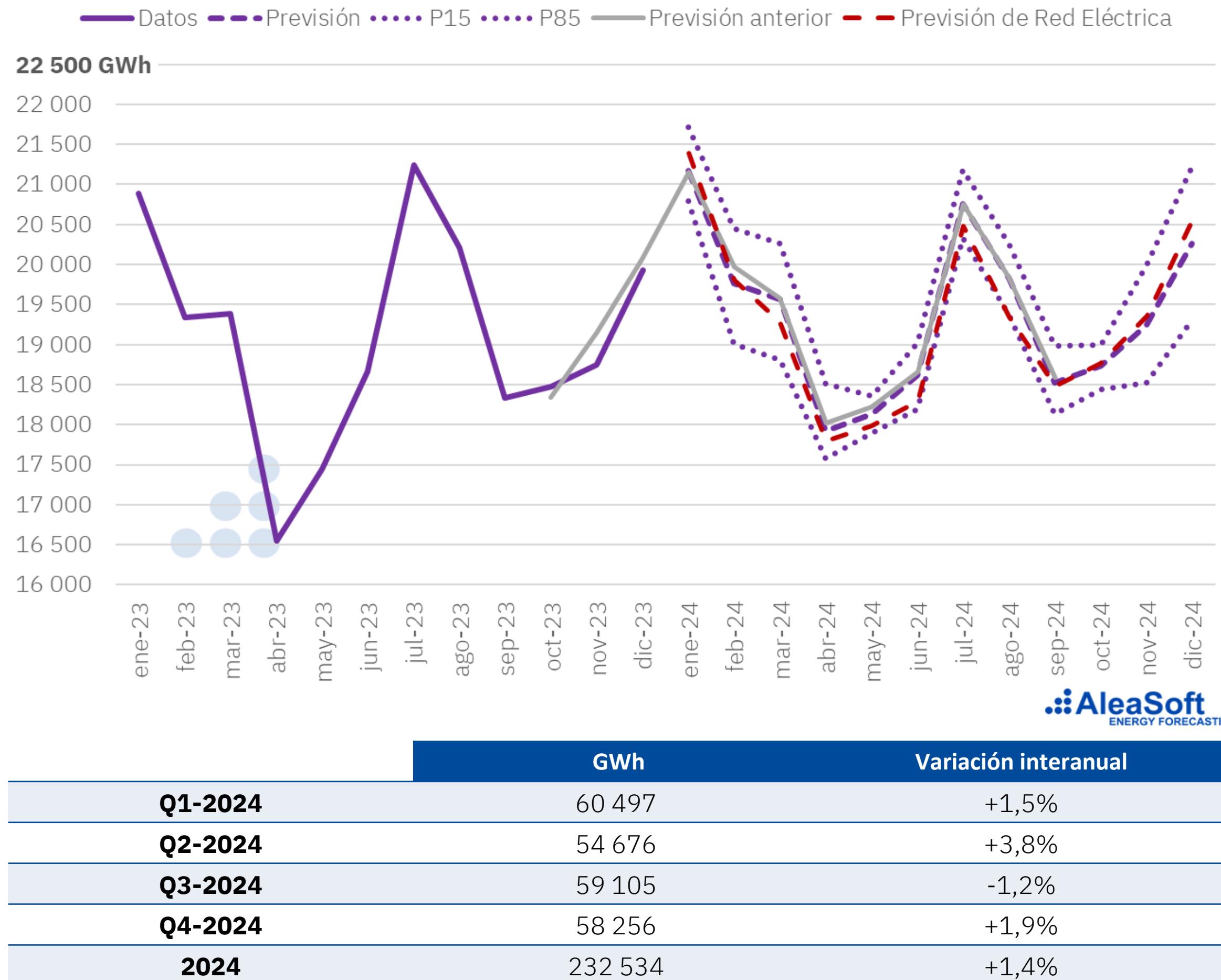


Modelos estadísticos

Los modelos estadísticos son útiles para las previsiones de precio a largo plazo porque permiten el uso de valores agregados mensual o anualmente, y facilitan la evaluación del impacto de cada una de las variables.

Demanda de electricidad

Previsión de demanda de electricidad



La previsión mostrada en el informe anterior sobreestimó la demanda del último trimestre de 2023 en un 0,3%, con una diferencia máxima en noviembre del 2,2%.

Durante el cuarto trimestre, las temperaturas registradas fueron 0,7 °C superiores a las del escenario medio, mientras que la estimación del PIB ha aumentado 0,3 puntos porcentuales respecto a las estimaciones a principios del trimestre.

La caída de la producción industrial en el último trimestre de 2023 ha sido menos pronunciada que lo esperado. El índice de Red Eléctrica para la demanda de la industria ha registrado en diciembre el primer crecimiento interanual desde 2021, lo que podría ser un primer indicio de cambio de tendencia.

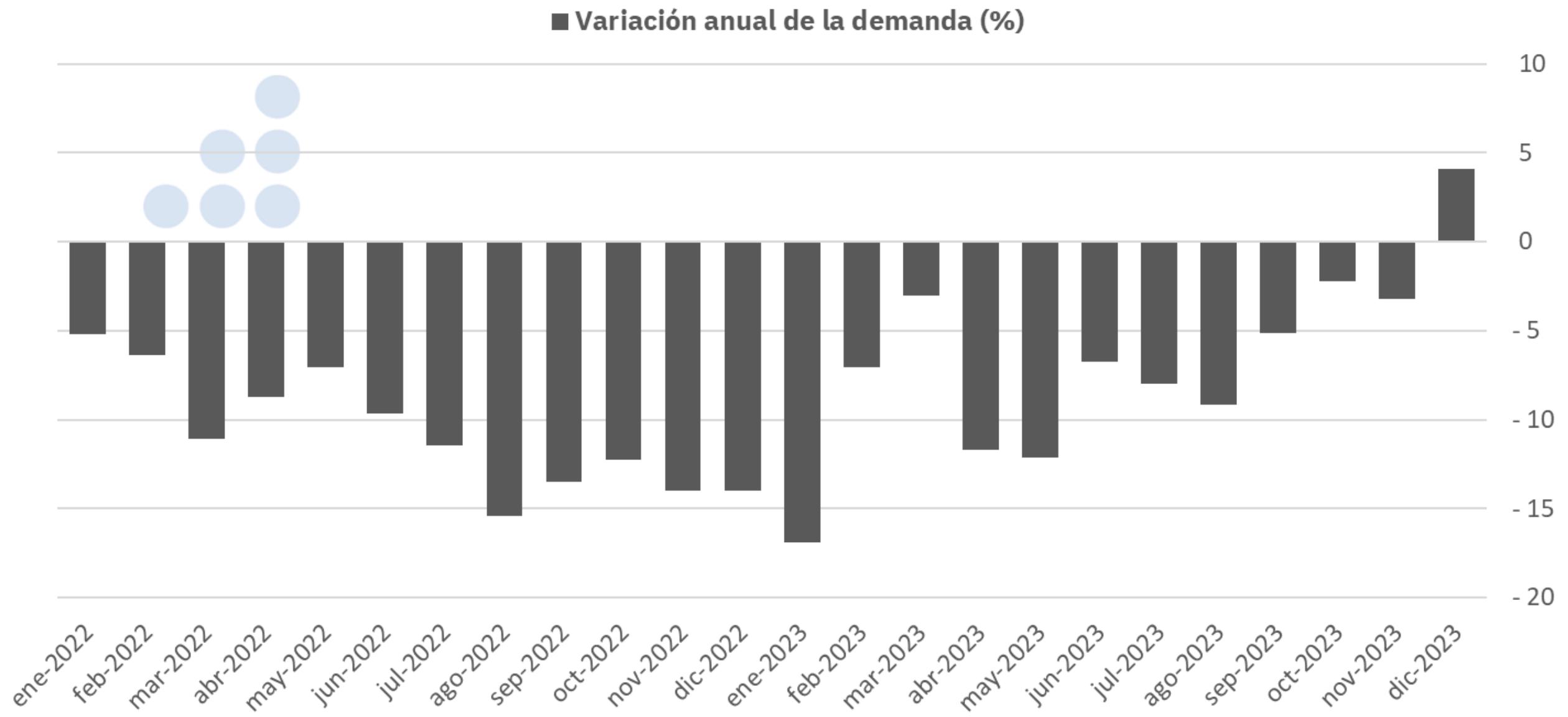
Con un escenario de crecimiento del PIB del +1,7% y un incremento de la producción industrial del 0,7%, la previsión de la **demanda de electricidad** para 2024 se sitúa en el 1,4%.

Simulaciones de la variabilidad de las condiciones meteorológicas sitúan el rango de variación de la demanda en 2024 entre el -1,2% y +4,2%.

La previsión de Red Eléctrica para 2024 de la demanda es de +1,0%.

Demandada de electricidad

Índice de Red Eléctrica (IRE) para la industria



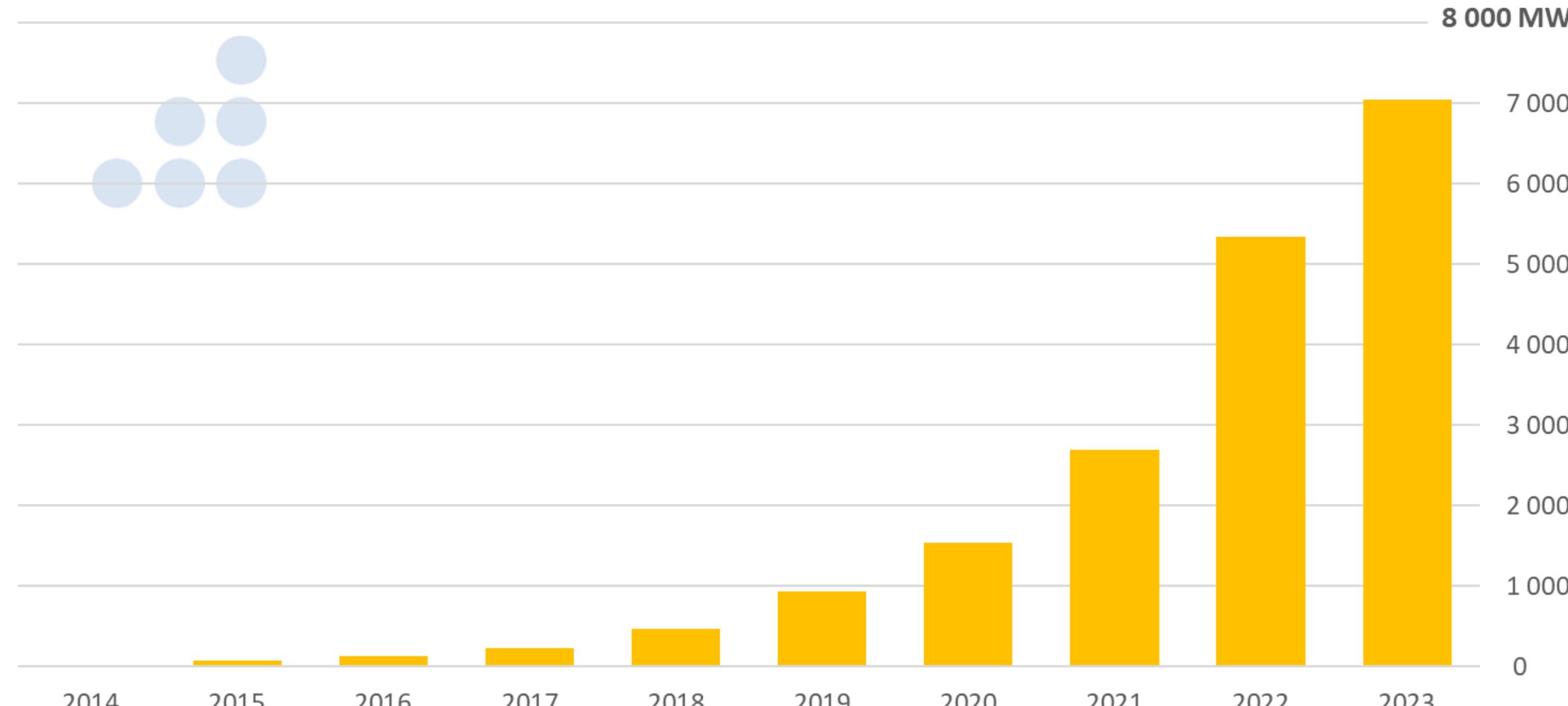
Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de REE.

La caída de la **demandada en la industria** ha sido una constante desde 2022. Después de la recuperación en la salida de la crisis de la COVID en 2021, la variación interanual de la demanda ha sido negativa en todos los meses hasta diciembre de 2023.

Si bien en el global del trimestre la evolución de la demanda para la industria ha sido negativa (-0,4%), el valor para diciembre marca el primer indicio de una recuperación después de 26 meses de retroceso.

En el conjunto de 2023, la demanda de la industria ha caído un 6,8%.

Autoconsumo fotovoltaico en España



Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de APPA y UNEF.

Según datos de la UNEF, en 2023 se instalaron 1706 MW de nueva potencia instalada de energía solar en instalaciones de **autoconsumo**.

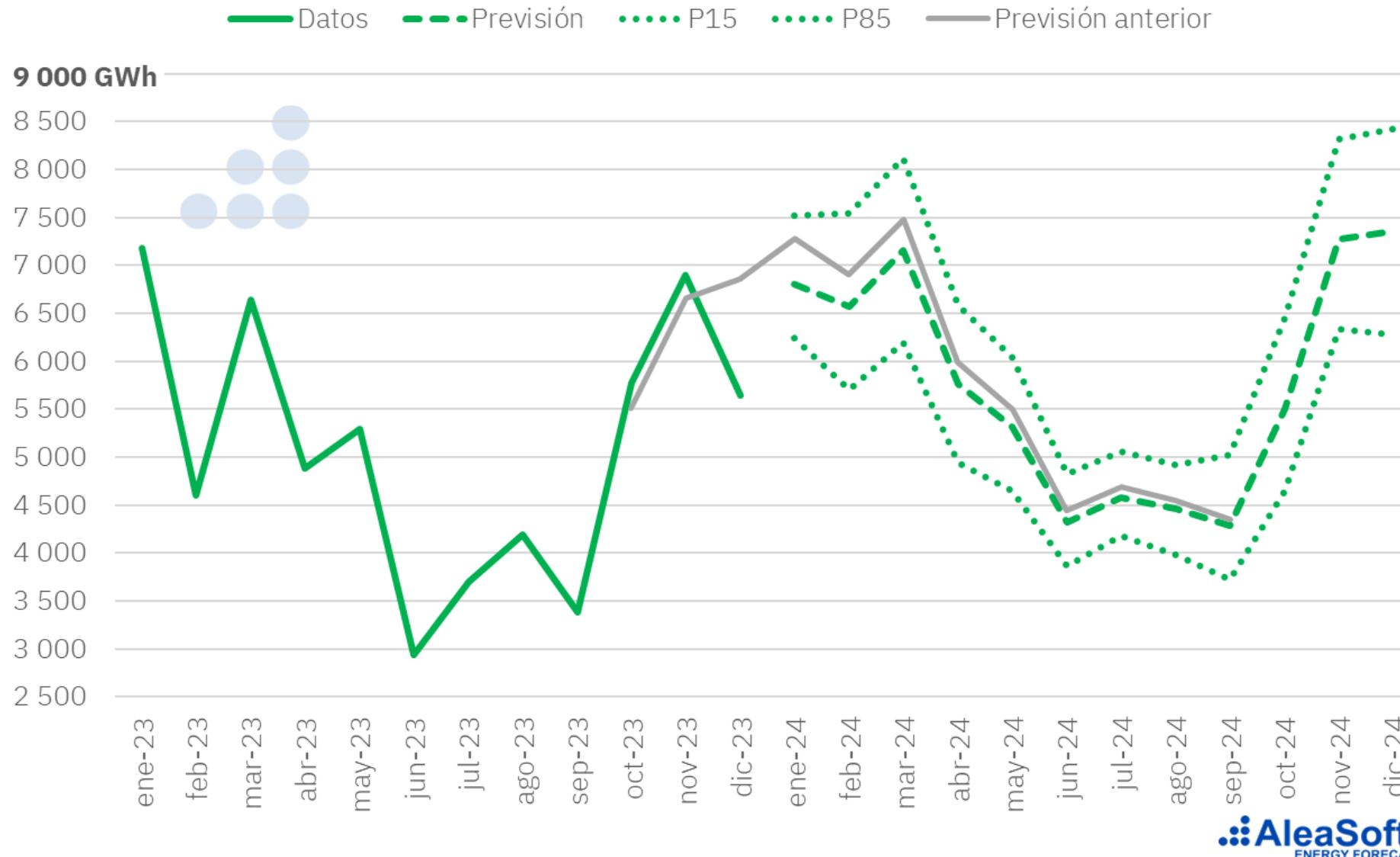
Este dato representa una desaceleración del crecimiento del autoconsumo, con un incremento del 32% de la capacidad instalada en 2023 frente al incremento del 98% en 2022.

UNEF: “esta tendencia corresponde a un año pico en el autoconsumo que en los dos ejercicios anteriores vio impulsado su crecimiento por una situación coyuntural motivada por los altos precios de la energía generados a consecuencia de la crisis geopolítica de Ucrania y por las ayudas contempladas al autoconsumo dentro de los Fondos de Recuperación de la COVID-19.”

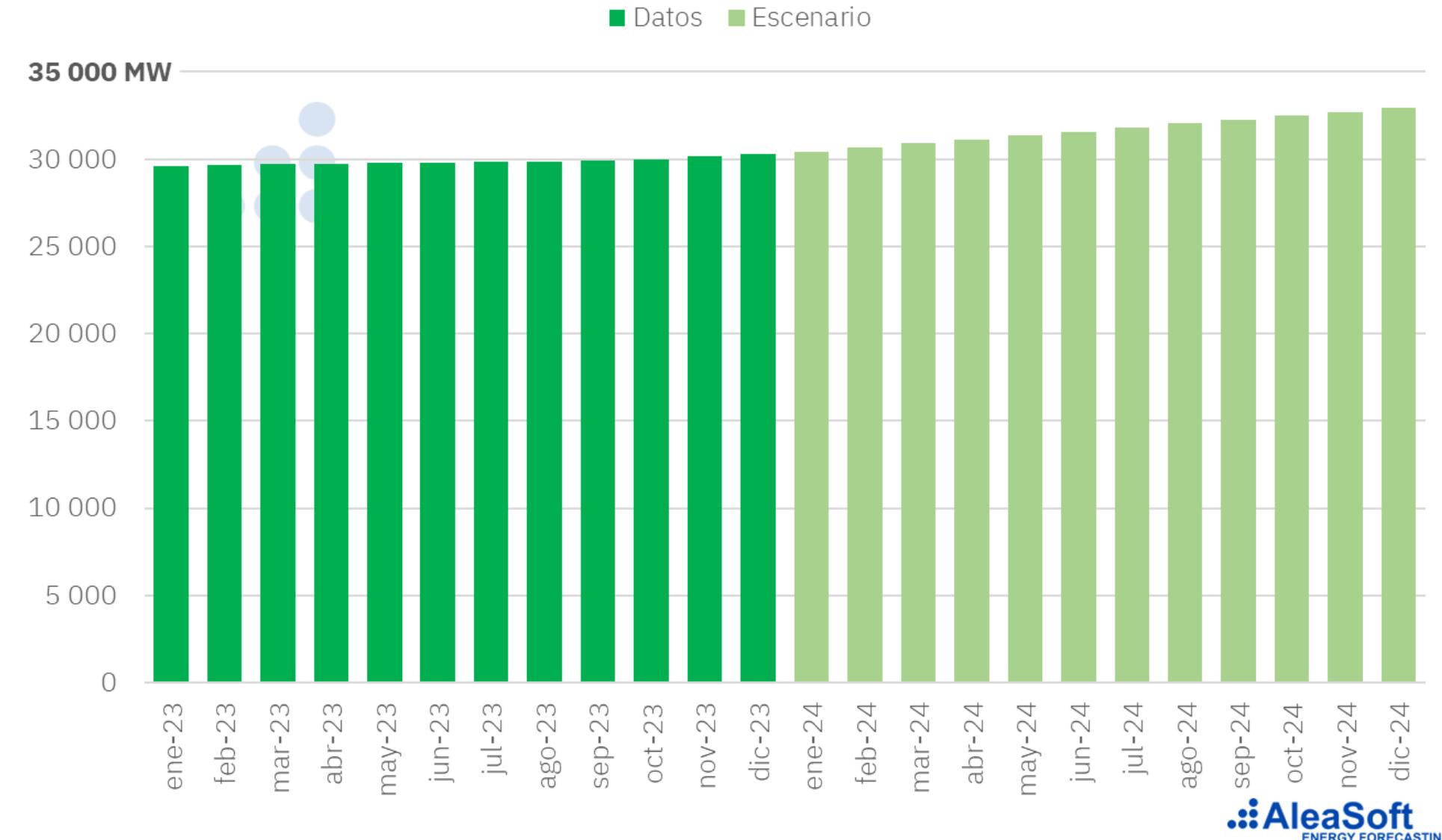
Con estos datos, la capacidad de autoconsumo se situaría alrededor de los 7 GW.

Producción eólica

Previsión de producción eólica



Previsión de capacidad eólica peninsular instalada



	GWh	Variación interanual
Q1-2024	20 524	+11,4%
Q2-2024	15 397	+17,4%
Q3-2024	13 330	+18,2%
Q4-2024	20 124	+9,9%
2024	69 374	+13,5%

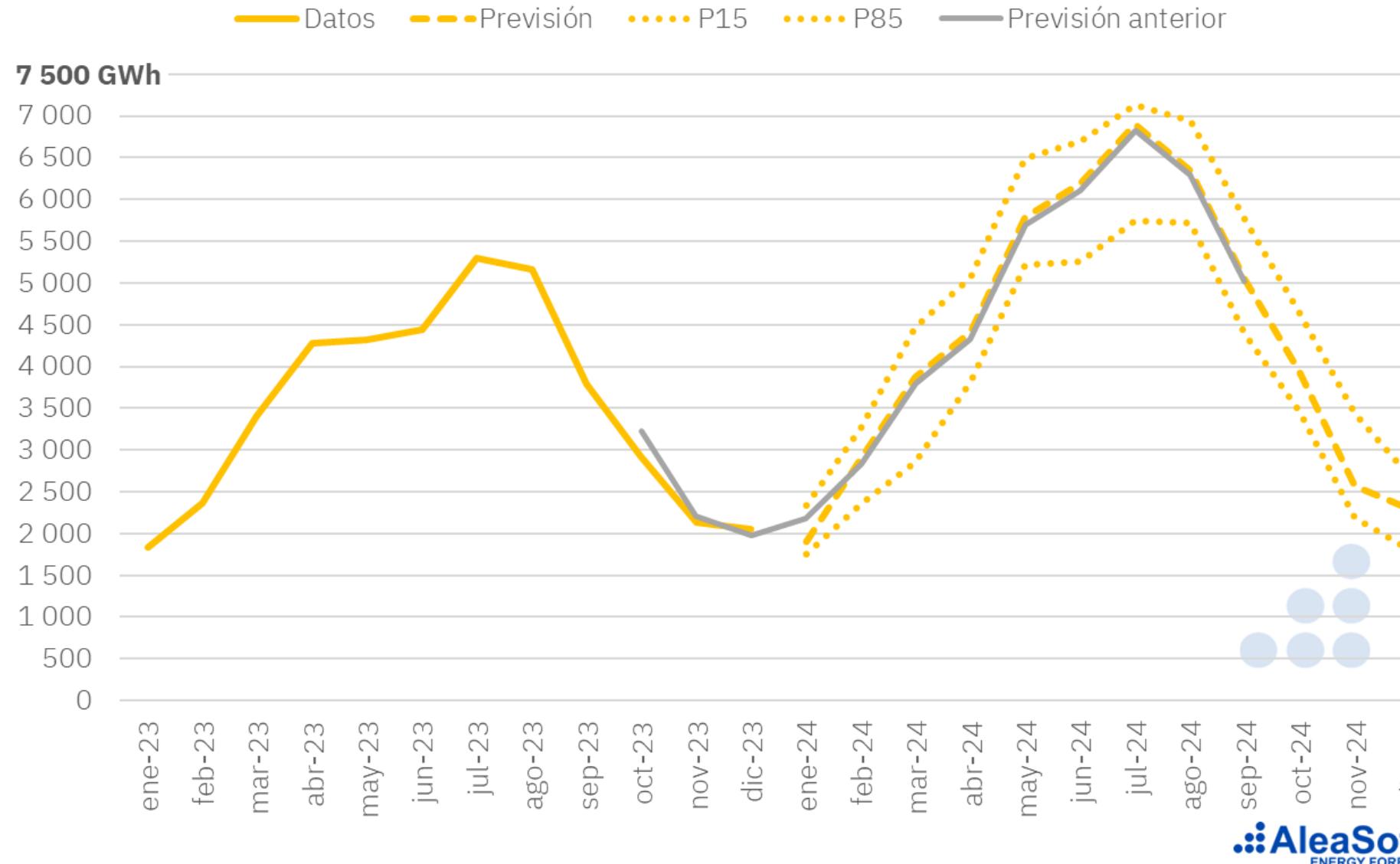
La previsión anterior sobreestimó la producción eólica del cuarto trimestre de 2023 en un 3,8%. Esta sobreestimación viene claramente marcada por la baja producción en diciembre, un 22% inferior a la proyectada.

Según datos actualizados de REE, la **capacidad eólica** instalada en el territorio peninsular se sitúa en 30 437 MW, con 896 MW instalados en desde inicios de 2023.

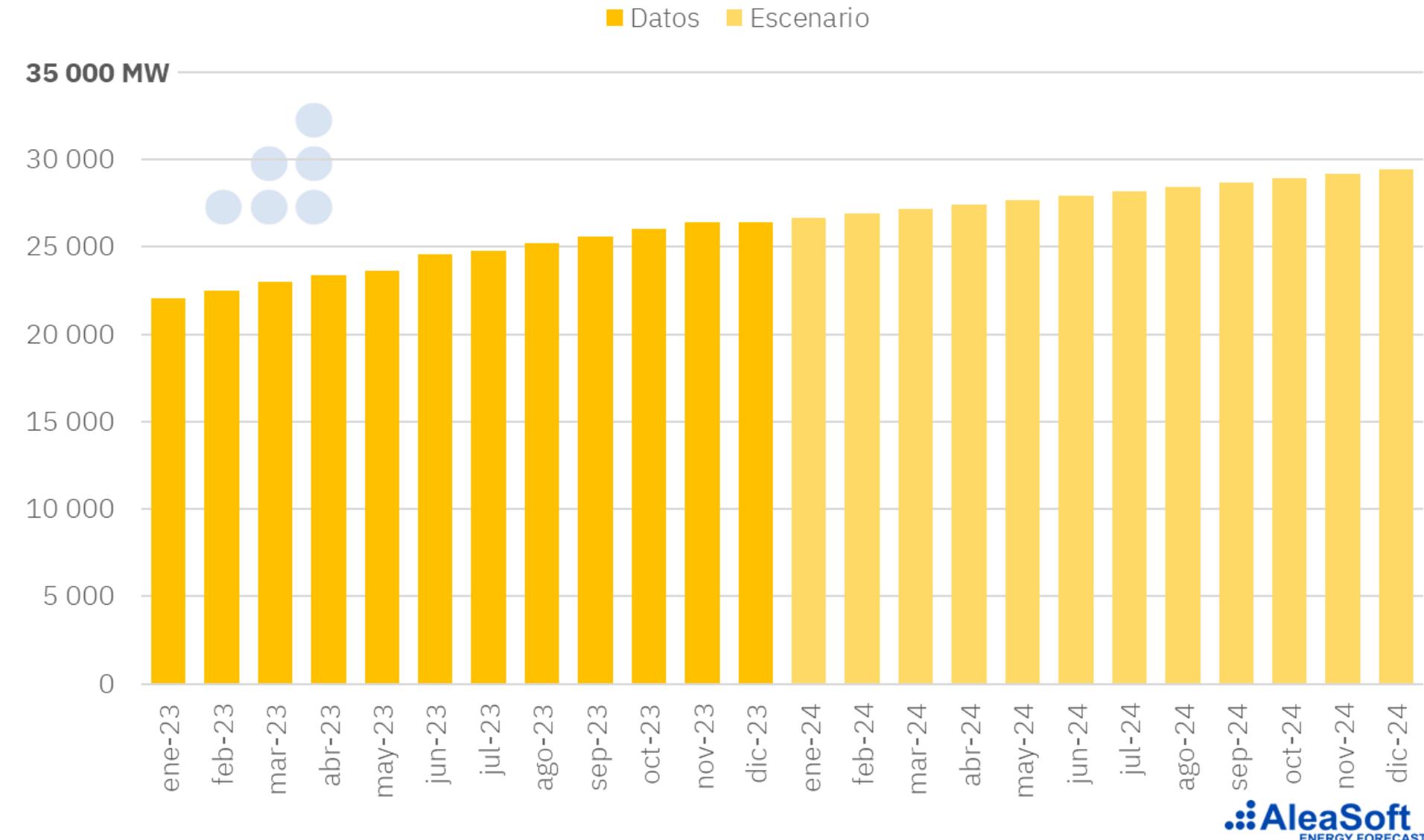
El escenario objetivo del **PNIEC** requiere de un ritmo de instalación de capacidad eólica superior a los 220 MW cada mes, comparado con los 71 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

Producción solar

Previsión de producción solar



Previsión de capacidad solar peninsular instalada



	GWh	Variación interanual
Q1-2024	8 684	+14,2%
Q2-2024	16 387	+25,6%
Q3-2024	18 272	+28,3%
Q4-2024	8 794	+23,6%
2024	52 137	+24,1%

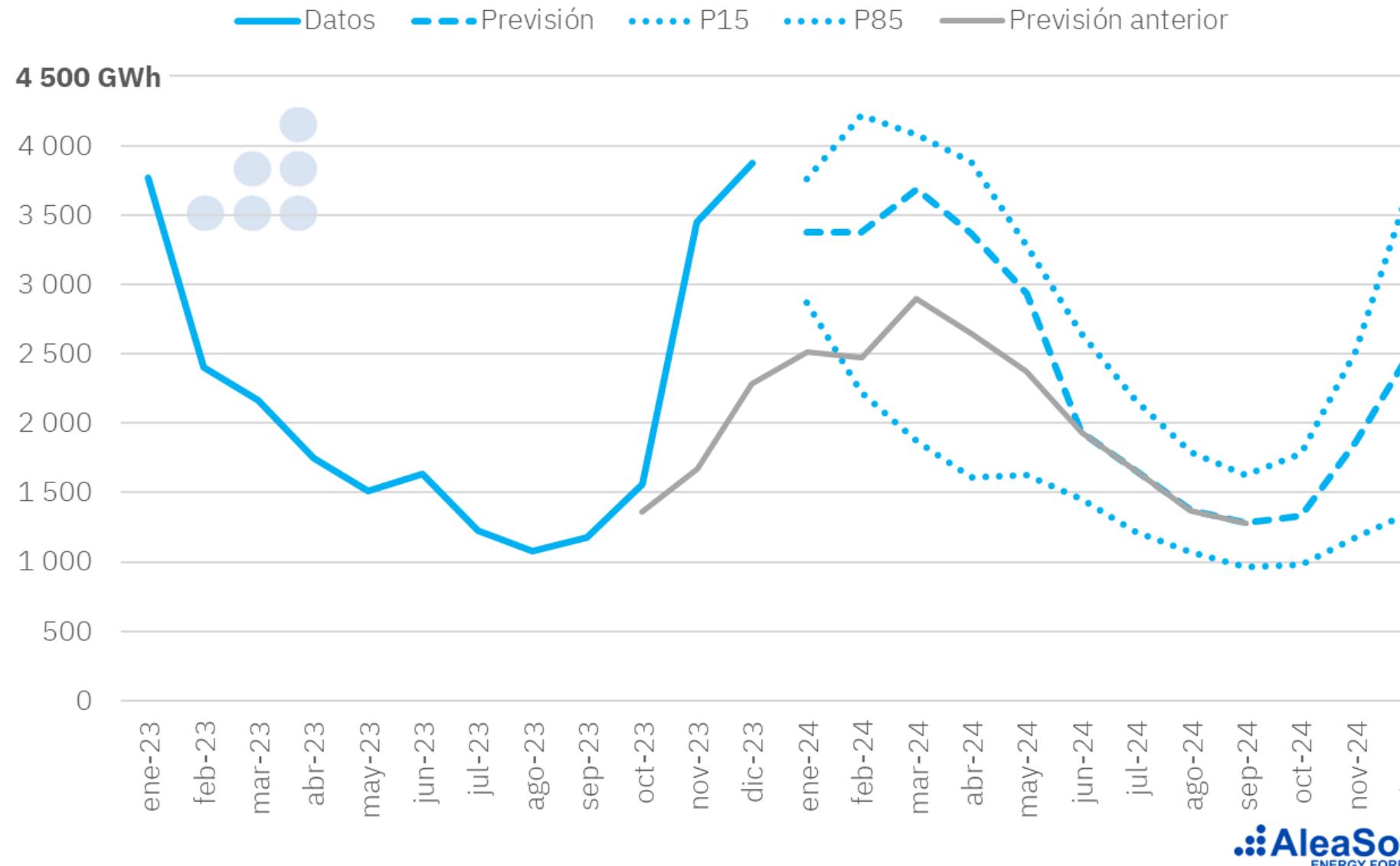
La previsión anterior sobreestimó la producción **solar** del último trimestre de 2023 en un 4,2%.

Según los últimos datos de REE, se instalaron 4,6 GW de **capacidad solar** en el territorio peninsular durante el año 2023, toda fotovoltaica. La potencia solar instalada a fecha del informe es de 26,7 GW, 24,4 GW de los cuales corresponden a fotovoltaica.

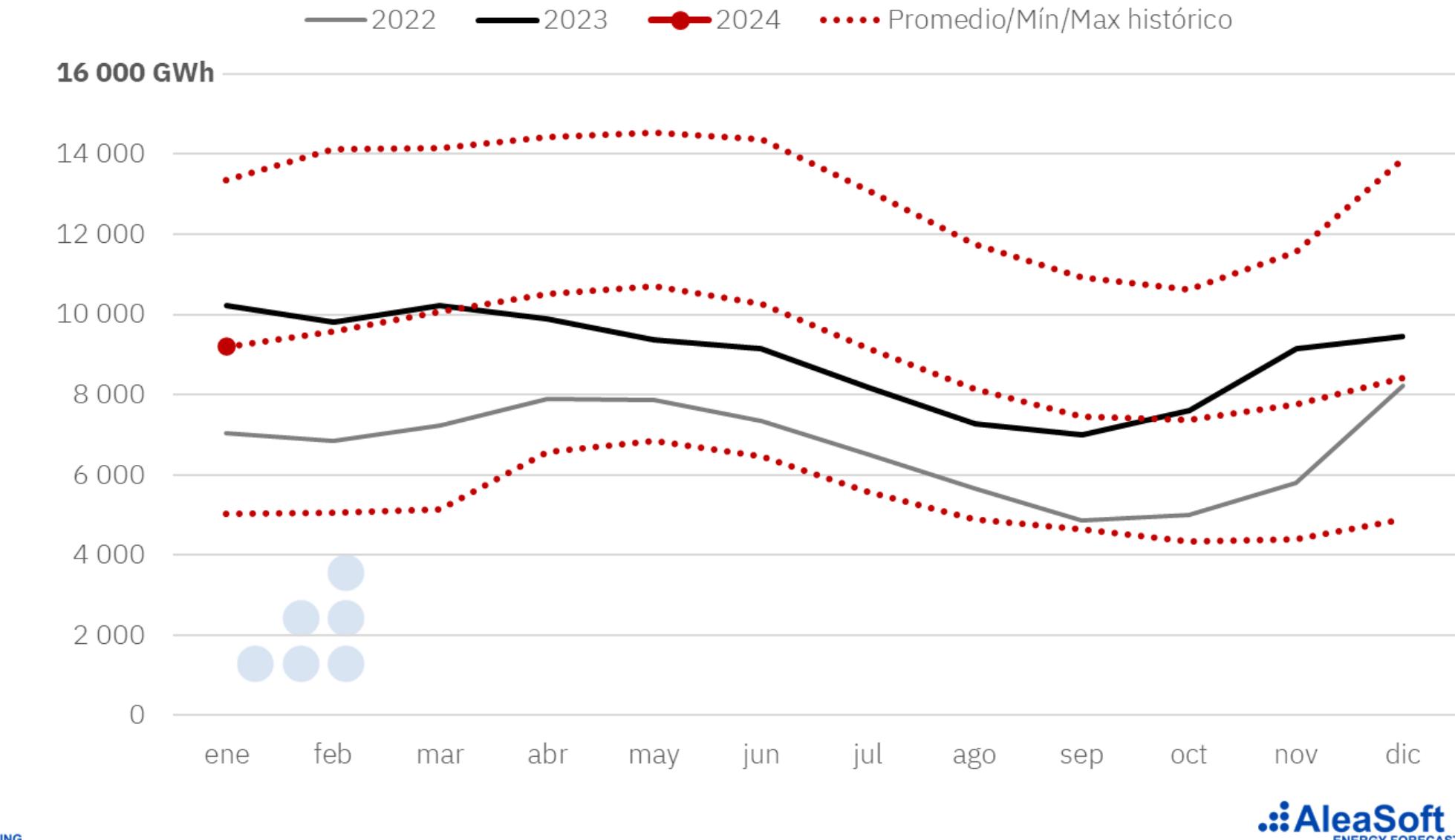
El escenario de crecimiento mensual de la **capacidad solar**, ligeramente más optimista que los objetivos del **PNIEC**, se estima en alrededor de 250 MW, comparados con los 384 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

Producción hidroeléctrica

Previsión de producción hidroeléctrica



Reservas hidroeléctricas



	GWh	Variación interanual
Q1-2024	10 431	+25,2%
Q2-2024	8 235	+68,3%
Q3-2024	4 306	+23,9%
Q4-2024	5 709	-35,8%
2024	28 681	+12,1%

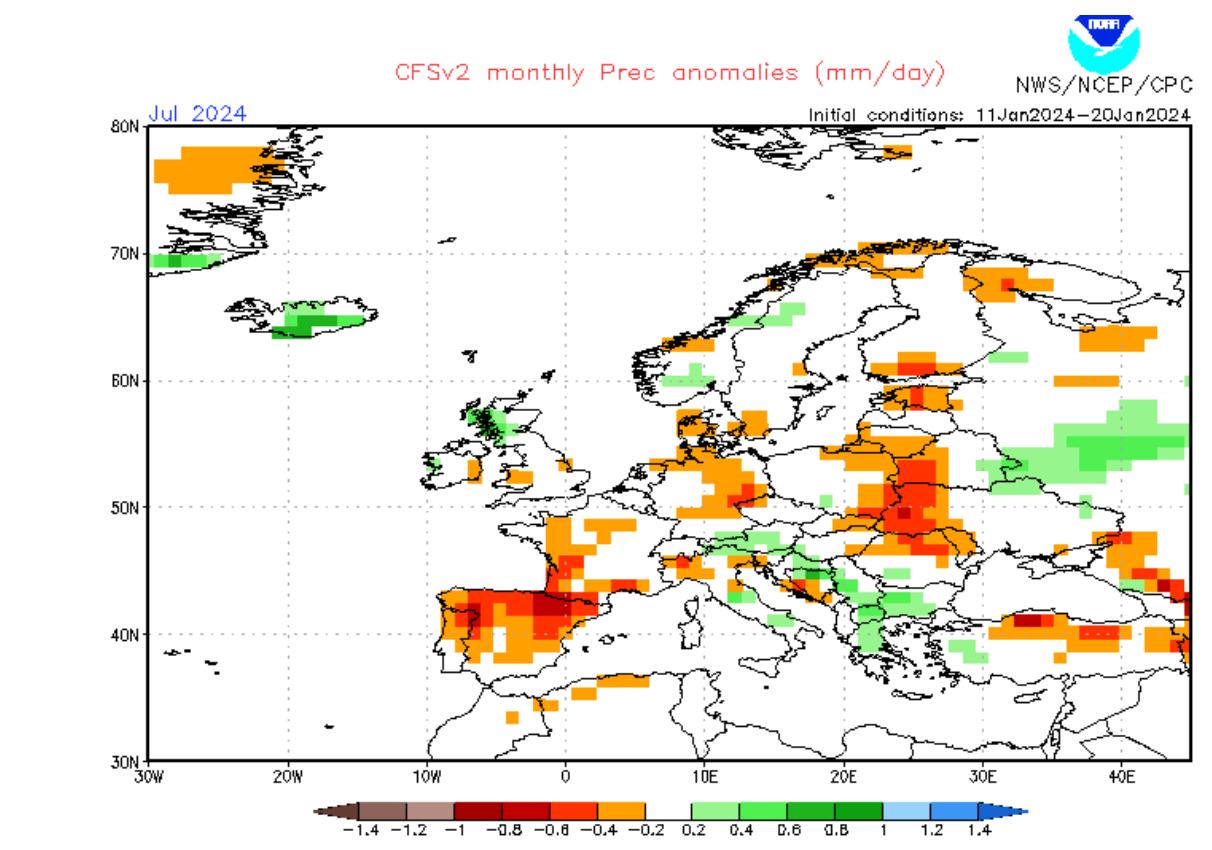
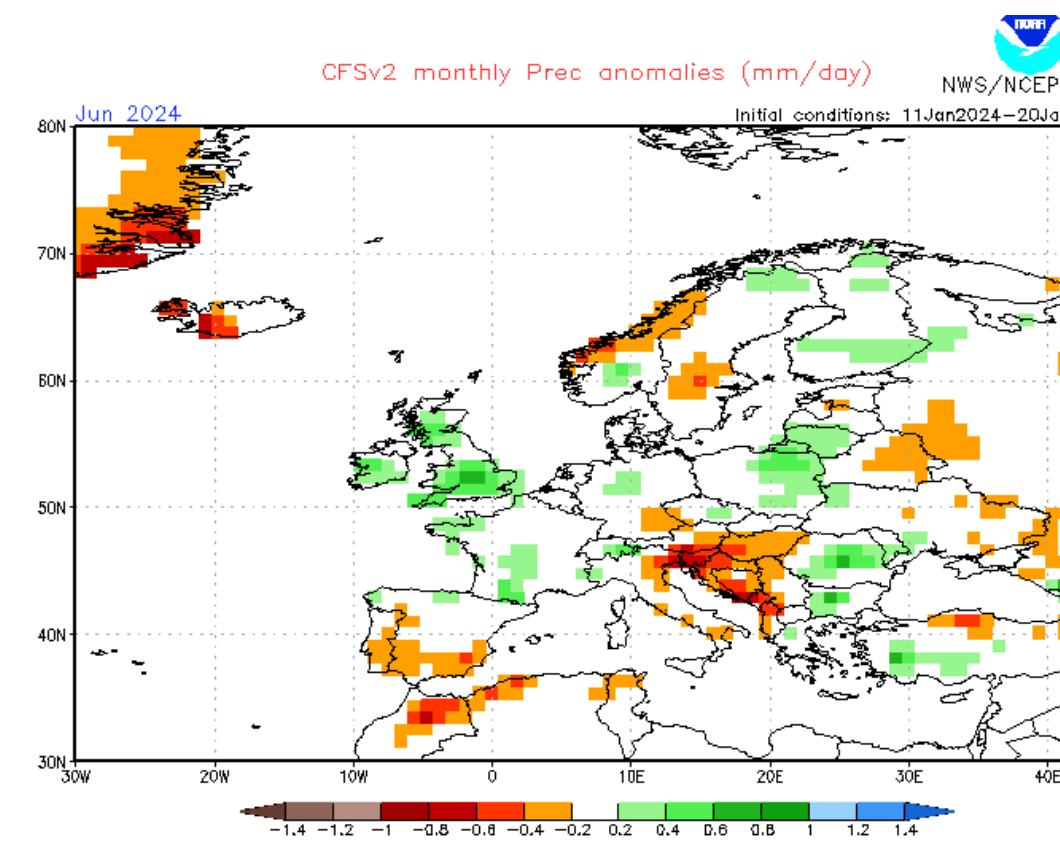
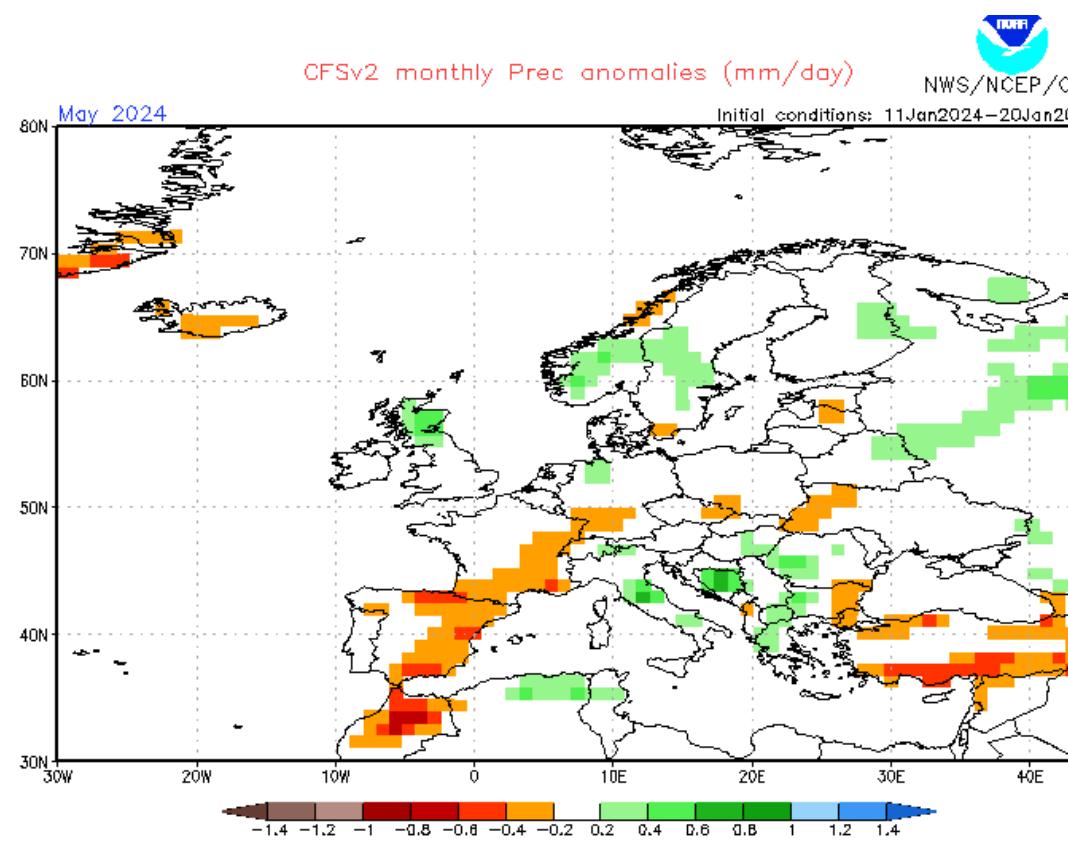
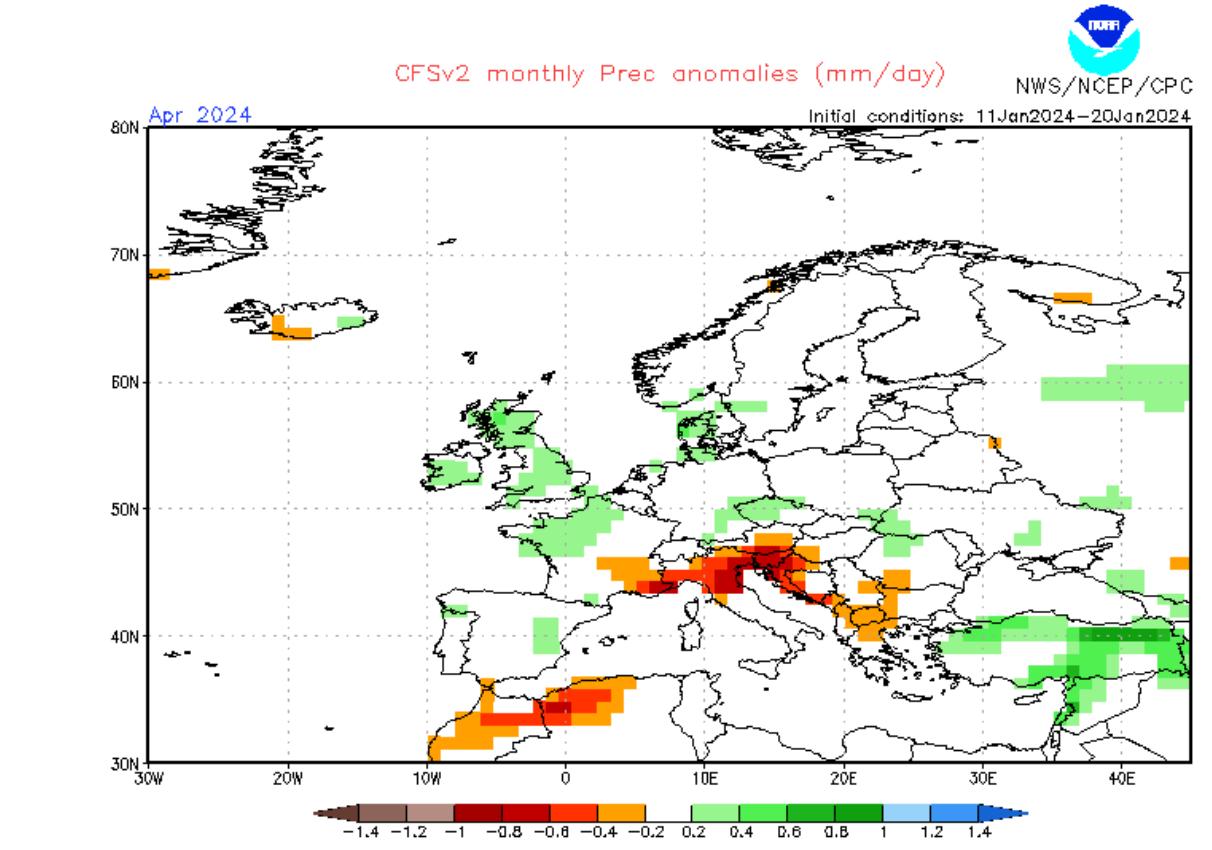
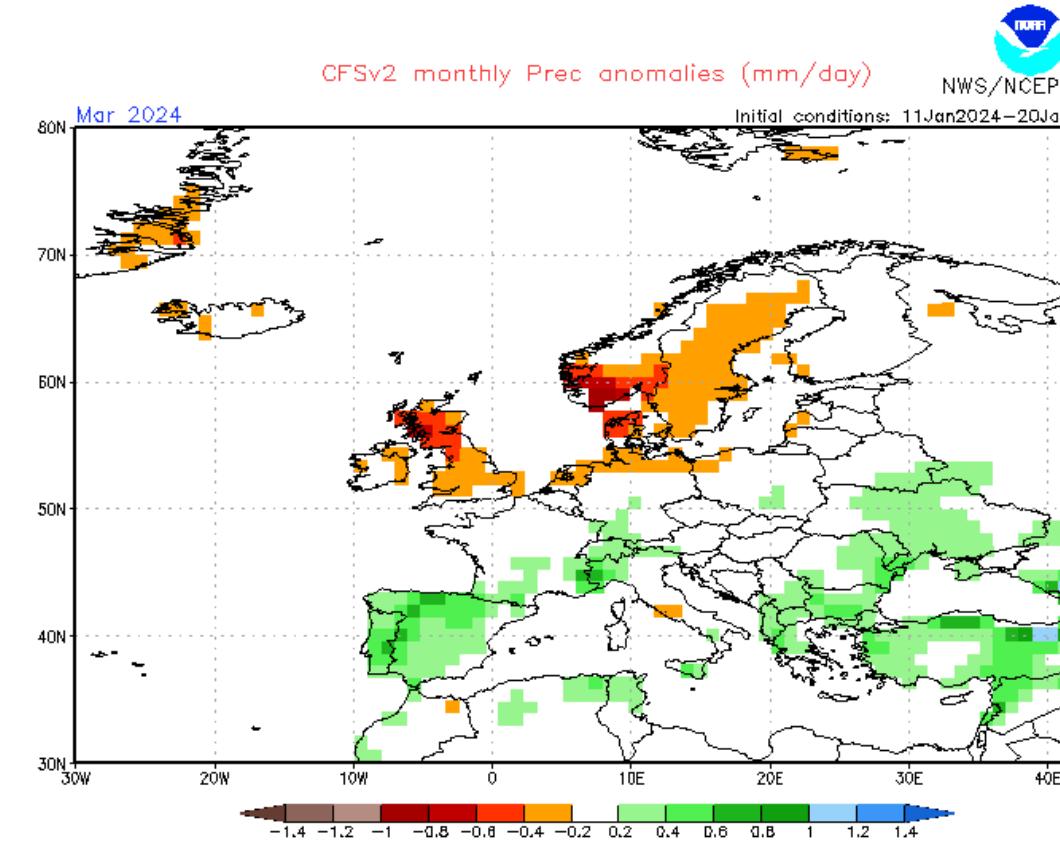
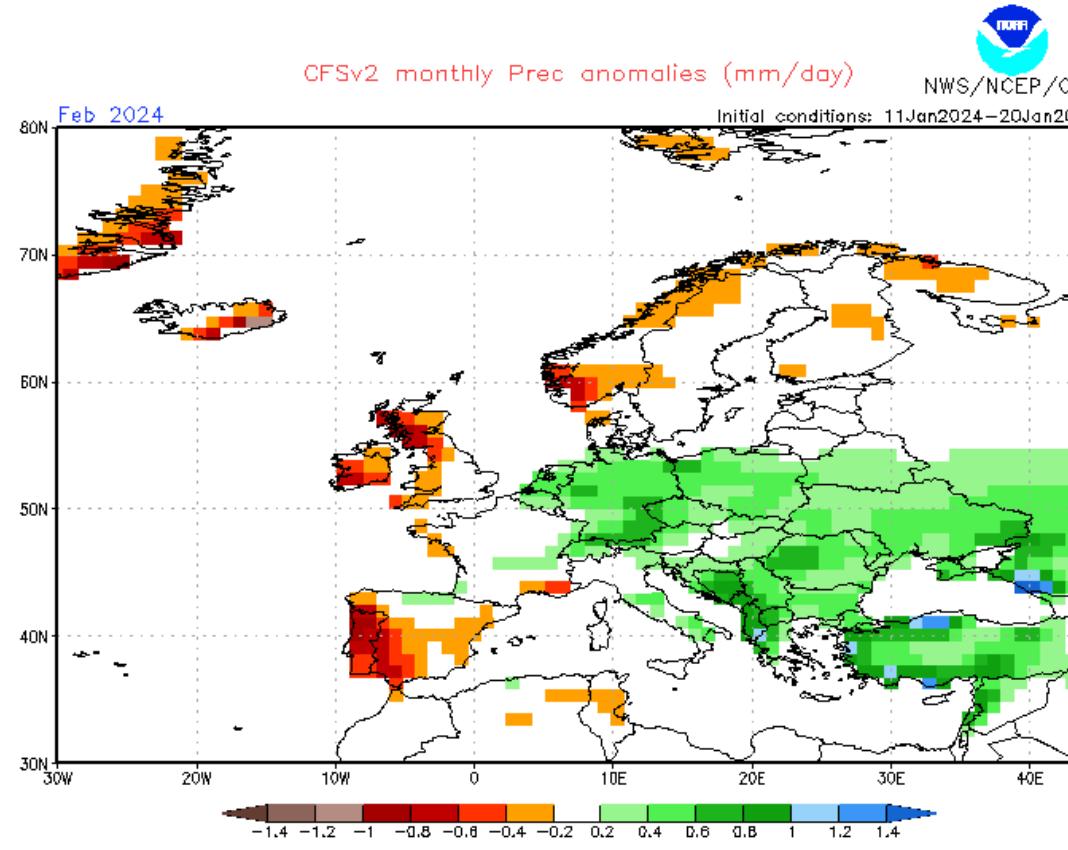
La previsión anterior subestimó ampliamente la producción **hidroeléctrica** en un 40% para el cuarto trimestre de 2023, con una desviación de más del 51% en noviembre.

El año hidrológico 2023-2024 empezó con las **reservas hidroeléctricas** por encima de la media histórica. En enero el nivel de las reservas ha retrocedido a los valores históricos, lo que no permite asegurar de momento que los altos valores de producción hidroeléctrica se mantengan hasta la primavera.

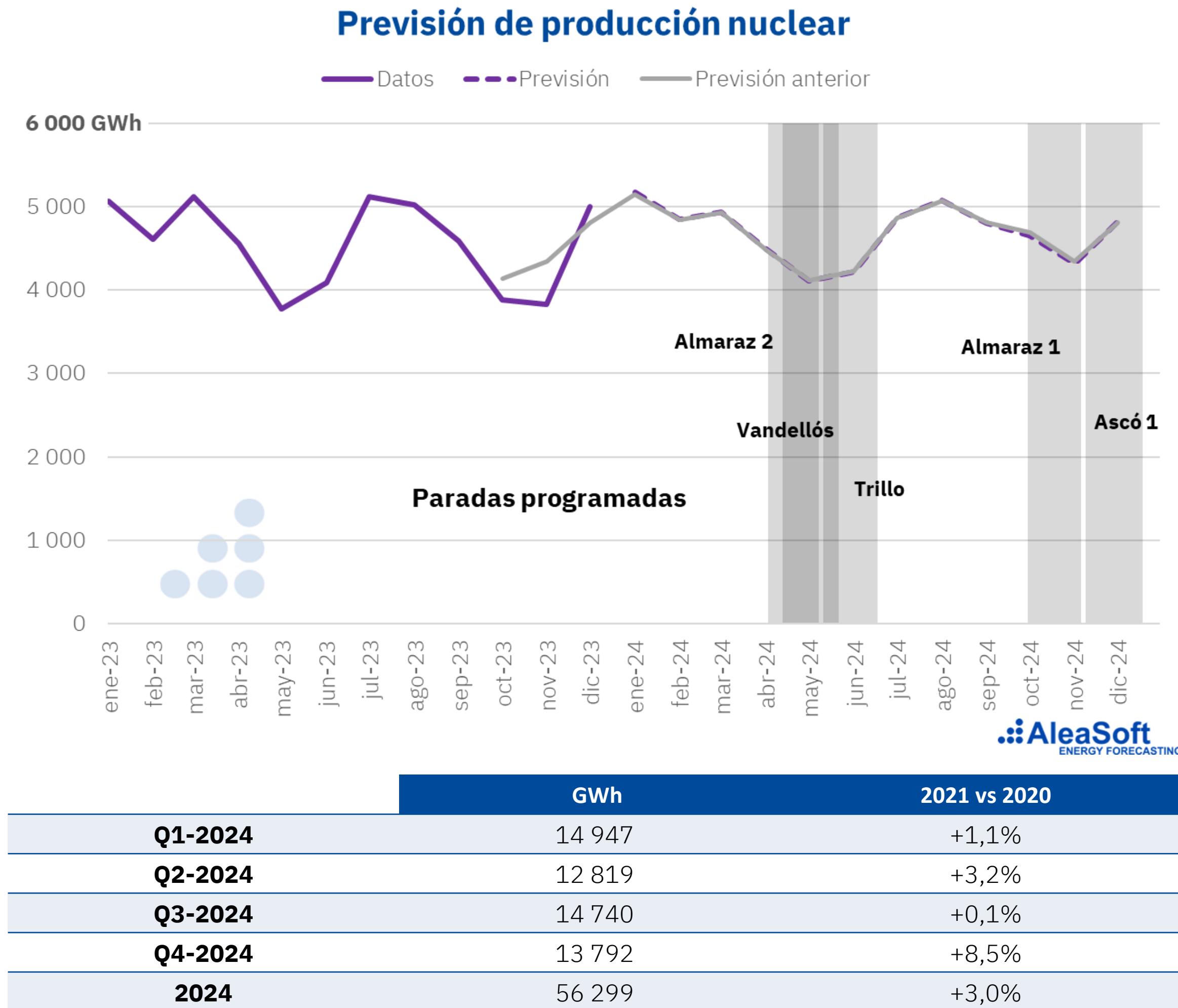
Las previsiones estacionales muestran un febrero particularmente seco, pero la situación podría mejorar de cara a la primavera. De cara al verano, las previsiones muestran precipitaciones por debajo de lo habitual.

Precipitaciones

Previsiones estacionales de anomalías de precipitaciones



Producción nuclear



La previsión de producción **nuclear** para el cuarto trimestre de 2023 resultó en una sobreestimación del 4,6%. El mayor desvío de la previsión, de un 14%, se dio en noviembre, cuando cinco reactores (Vandellós, Ascó 1, Almaraz 1 y 2, y Trillo) redujeron la potencia un 50% durante varios días. Esta bajada de potencia se dio mientras los dos otros reactores (Ascó 2 y Cofrentes) estaban en parada programada.

Más allá de esta bajada de potencia a principios de noviembre, durante el pasado trimestre, las paradas programadas se ejecutaron con pocos días de diferencia con el calendario previsto, y se registraron algunas desconexiones puntuales en algunos reactores que en ningún caso superaron los tres días.

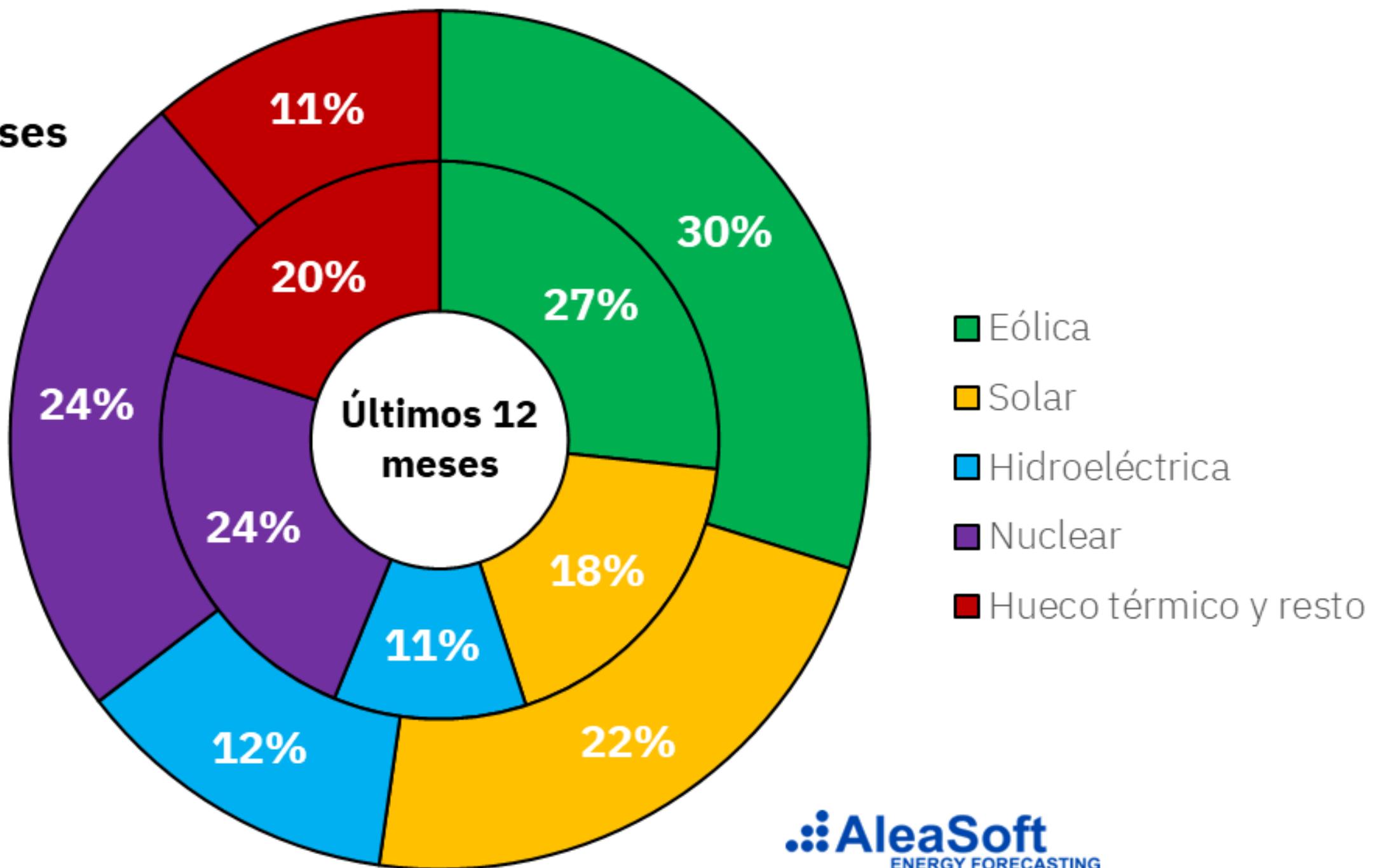
Las paradas programadas se mantienen con respecto al último informe con el adelanto de dos días en la reconexión de Almaraz 2 en mayo y de cuatro días en la reconexión de Trillo en junio. Entran en el horizonte de doce meses las paradas de Almaraz 1 y Ascó 1.

Este calendario separa hasta cuatro días la reconexión de Almaraz 2 y la desconexión de Trillo, que se darán mientras Vandellós estará desconectada.

Cobertura de la demanda

Mix de generación

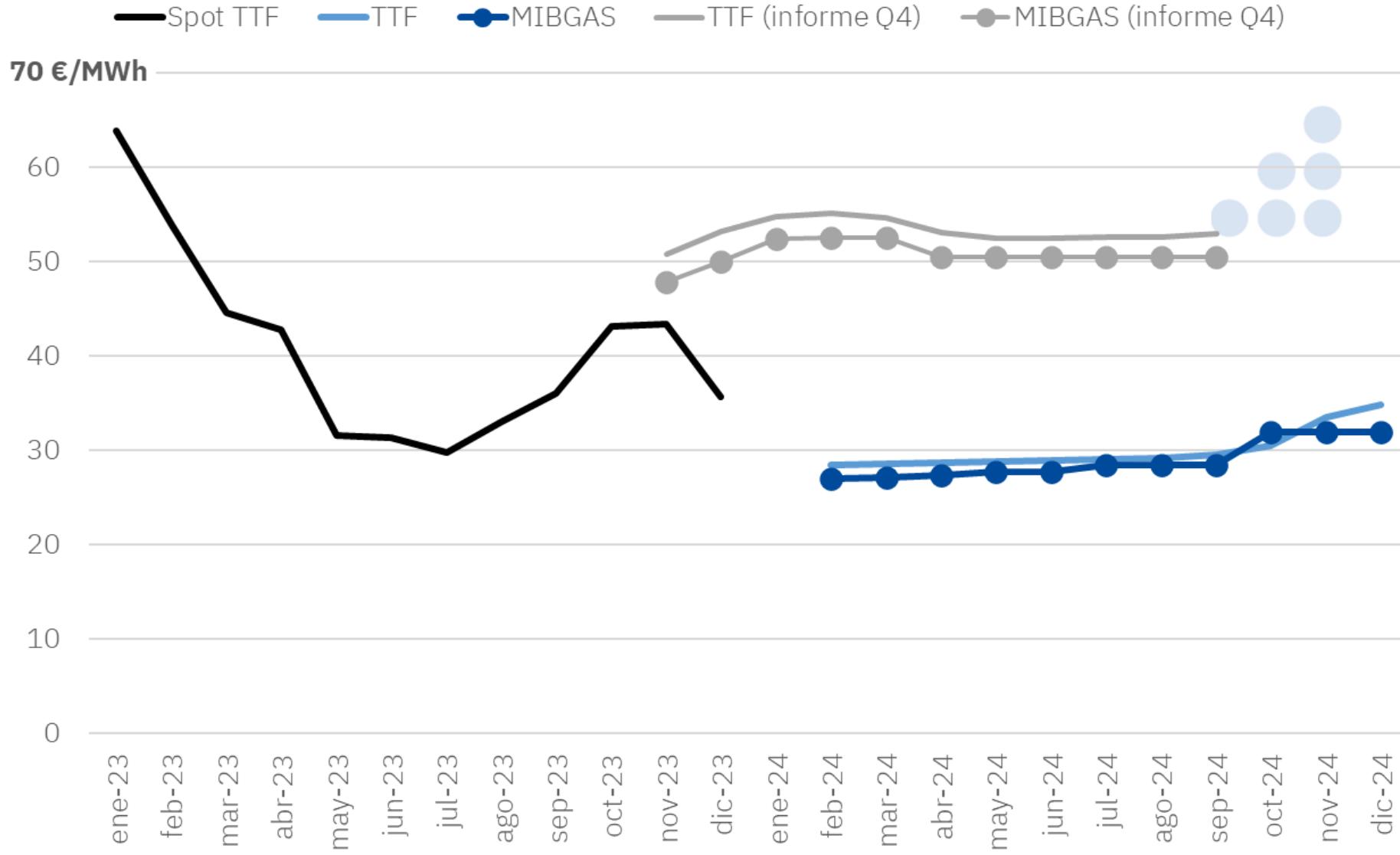
Siguientes 12 meses



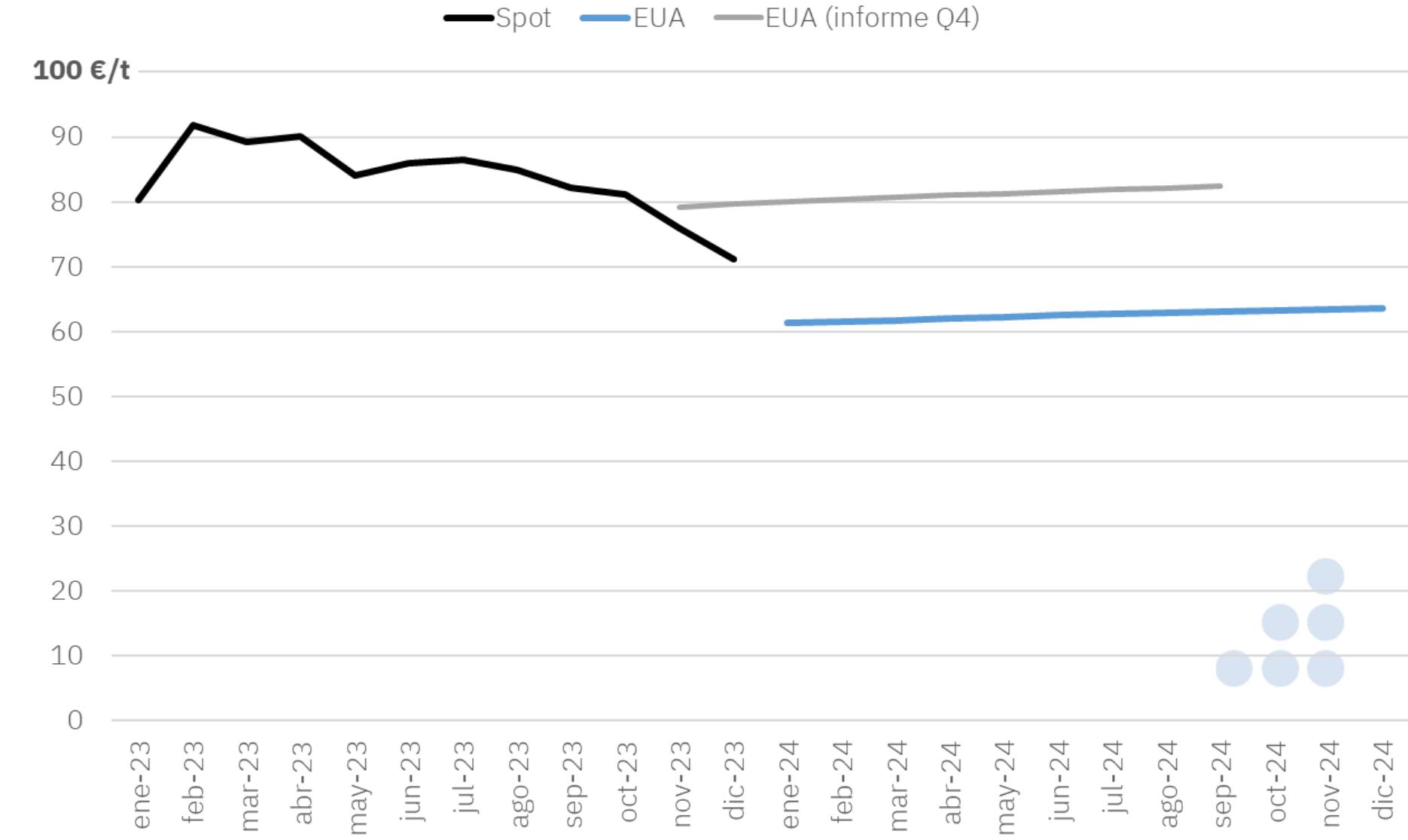
Las previsiones indican una disminución del **hueco térmico** del 43% para los siguientes doce meses.

Esta reducción tan pronunciada viene dada por el aumento de la producción de energía renovable, tanto **eólica**, como **solar** e **hidroeléctrica**.

Futuros de gas



Futuros de derechos de emisión de CO₂

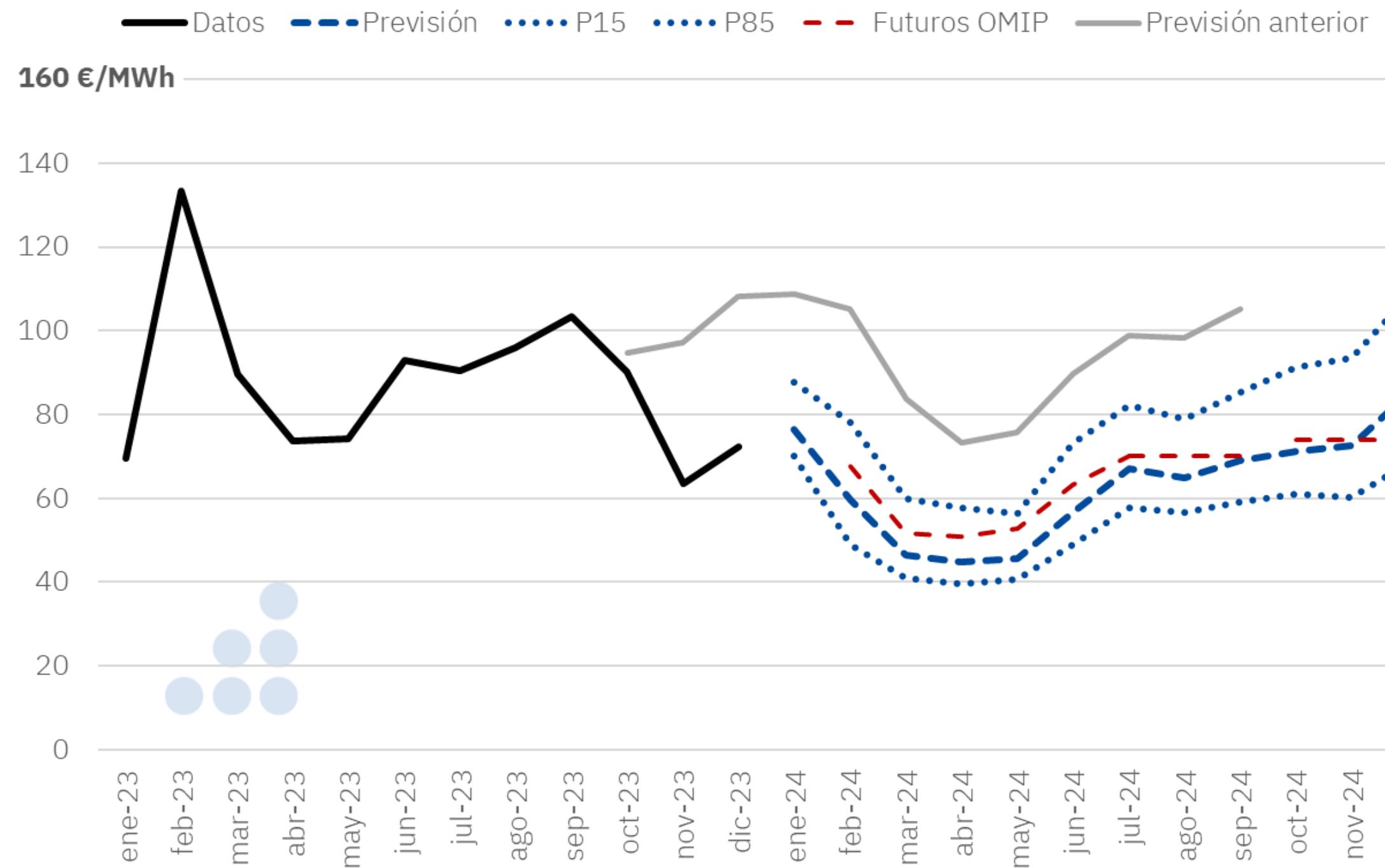


En el global del cuarto trimestre de 2023, los precios del **gas** aumentaron un 24% con respecto a los precios del trimestre anterior. La tensión en los mercados aumentó por un aumento de la demanda del gas para la industria en Europa al inicio del invierno y una menor disponibilidad de GNL a nivel mundial. Sin embargo, en diciembre, los precios retrocedieron hasta los 35,63 €/MWh, y los futuros cayeron prácticamente un 50% a medida que el invierno avanzaba y las reservas se mantenían a niveles cómodos aún con temperaturas récord en el norte del continente. A fecha del informe, las reservas se sitúan por encima del 75%.

Durante el último trimestre de 2023, los precios de los **derechos de emisión de CO₂** han continuado la tendencia bajista de los últimos meses alejándose de los 100 € por tonelada, pero con una alta volatilidad. La curva de futuros ha bajado cerca de 20 € por tonelada en todo el horizonte, pero continúa marcando una tendencia al alza en el largo plazo.

Precio del mercado eléctrico

Previsión de precios del mercado eléctrico



	€/MWh	Variación interanual
Q1-2024	60,92	-36,8%
Q2-2024	49,03	-38,9%
Q3-2024	66,91	-30,7%
Q4-2024	76,14	+1,0%
2024	63,29	-27,3%

La previsión del último informe sobreestimó los **precios del mercado eléctrico** para el cuarto trimestre de 2023 en un 33%.

Una menor demanda de electricidad junto con una mayor producción hidroeléctrica redujo el hueco térmico del pasado trimestre. Aunque el mayor impacto sobre los precios del mercado de electricidad vino de la bajada de los precios del gas y del CO₂ con respecto a los escenarios previstos.

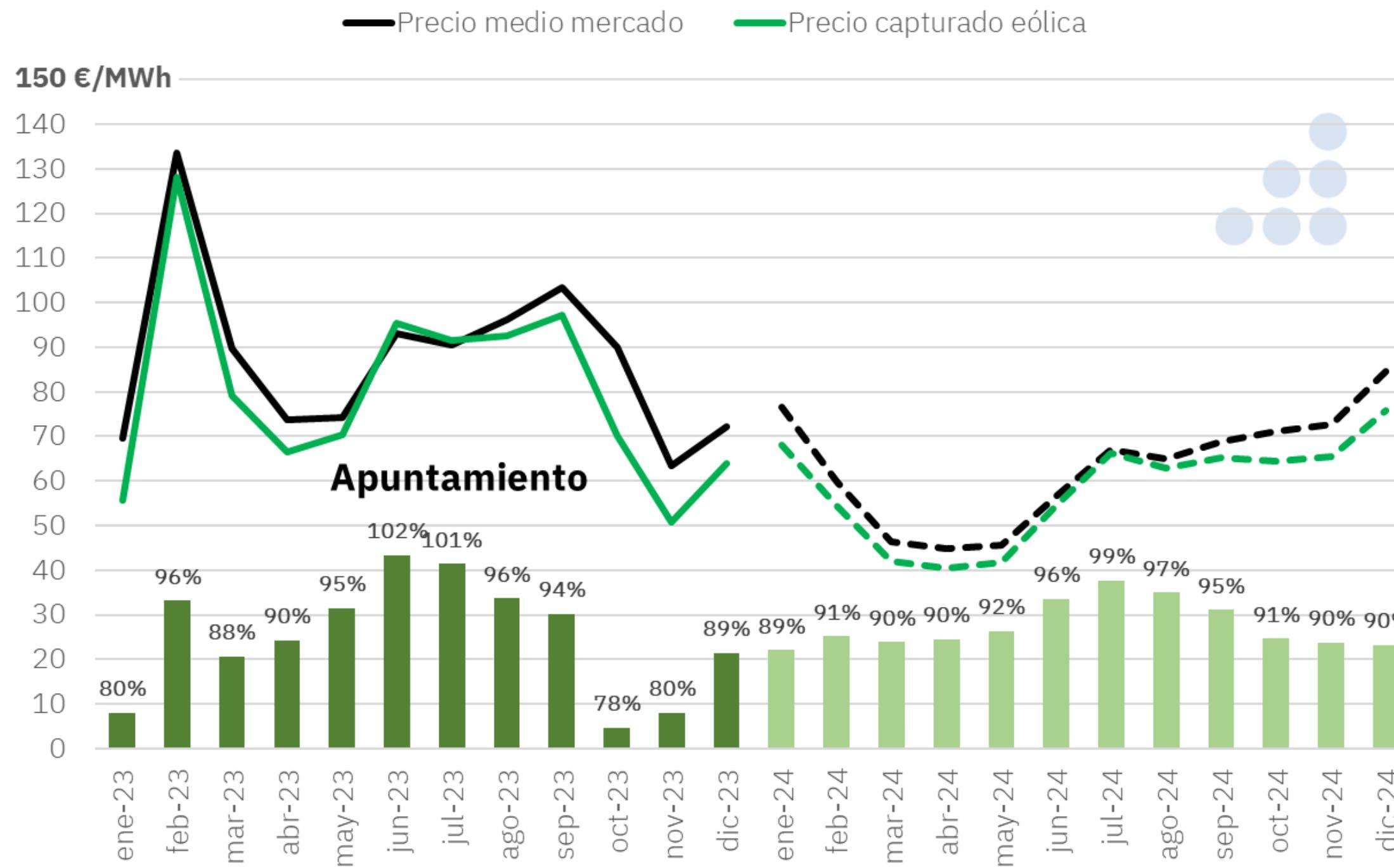
Las previsiones de precios para 2024 han sufrido una rebaja importante a partir de los nuevos escenarios de precios del gas y del CO₂, y el aumento del escenario de producción hidroeléctrica para los primeros meses del horizonte.

No se descartan que se puedan producir picos de precios si aumentara la volatilidad en los precios del gas, pero viendo la situación de calma ahora mismo en el TTF y MIBGAS, una situación de precios altos sostenidos durante lo que queda de invierno es altamente improbable.

Los futuros de OMIP también han retrocedido de manera muy notable y, de acuerdo a las previsiones, han reducido su sobrevaloración a un 5,2% con respecto al 6,4% del último informe.

Precio capturado por la eólica

Precio capturado por la producción eólica



	€/MWh	Apuntamiento
Q1-2024	54,53	89,5%
Q2-2024	44,93	91,7%
Q3-2024	64,82	96,9%
Q4-2024	68,97	90,6%
2024	58,57	92,5%

Las previsiones indican un **precio promedio capturado por la eólica** de 58,57 €/MWh para 2024, que equivale a un **apuntamiento** respecto al precio medio del mercado del 92,5%.

El apuntamiento se situó por debajo del 90% en todos los meses del cuarto trimestre de 2023, coincidiendo con una alta producción eólica, y llegó al 78% en octubre.

El apuntamiento mensual en 2024 se espera que se sitúe alrededor del 90%, excepto para los meses con mayor radiación solar, cuando una menor producción eólica (pero concentrada en las horas de la tarde) y una mayor producción solar en las horas centrales del día, podría llevar los apuntamientos al 100%.

En promedio se espera que el apuntamiento se sitúe alrededor del 93% en el global de 2024, comparado con el apuntamiento del 88% en 2023.

Demanda mensual de electricidad

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
ene-24	20 791	21 166	21 715
feb-24	19 005	19 765	20 444
mar-24	18 809	19 566	20 262
abr-24	17 572	17 926	18 514
may-24	17 895	18 137	18 357
jun-24	18 189	18 613	19 014
jul-24	20 336	20 757	21 185
ago-24	19 365	19 826	20 254
sep-24	18 132	18 522	18 982
oct-24	18 444	18 742	18 993
nov-24	18 522	19 249	19 989
dic-24	19 302	20 265	21 223

Producción mensual de energía eólica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
ene-24	6 246	6 807	7 519
feb-24	5 703	6 566	7 547
mar-24	6 196	7 151	8 114
abr-24	4 946	5 764	6 586
may-24	4 647	5 312	6 043
jun-24	3 867	4 321	4 829
jul-24	4 178	4 582	5 055
ago-24	3 979	4 464	4 920
sep-24	3 720	4 284	5 027
oct-24	4 653	5 502	6 457
nov-24	6 337	7 267	8 316
dic-24	6 274	7 354	8 423

Producción mensual de energía solar

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
ene-24	1 756	1 909	2 332
feb-24	2 357	2 901	3 260
mar-24	2 851	3 874	4 474
abr-24	3 816	4 412	5 063
may-24	5 212	5 785	6 492
jun-24	5 255	6 191	6 699
jul-24	5 750	6 894	7 126
ago-24	5 719	6 341	6 942
sep-24	4 391	5 037	5 764
oct-24	3 460	3 941	4 642
nov-24	2 190	2 563	3 438
dic-24	1 810	2 290	2 694

Previsiones mensuales

Producción mensual de energía hidroeléctrica

	P15 GWh	P50 GWh	P85 GWh
ene-24	2 868	3 375	3 756
feb-24	2 225	3 372	4 222
mar-24	1 868	3 684	4 075
abr-24	1 605	3 365	3 882
may-24	1 625	2 937	3 281
jun-24	1 451	1 933	2 648
jul-24	1 217	1 656	2 166
ago-24	1 068	1 371	1 787
sep-24	966	1 279	1 625
oct-24	983	1 333	1 781
nov-24	1 178	1 865	2 513
dic-24	1 355	2 511	3 713

Producción mensual de energía nuclear

	GWh
ene-24	5 171
feb-24	4 844
mar-24	4 932
abr-24	4 488
may-24	4 112
jun-24	4 219
jul-24	4 864
ago-24	5 071
sep-24	4 805
oct-24	4 652
nov-24	4 319
dic-24	4 820

Previsiones mensuales

Precios del mercado eléctrico español

	P15 €/MWh	P50 €/MWh	P85 €/MWh
ene-24	70,18	76,44	87,56
feb-24	49,02	59,75	78,13
mar-24	40,93	46,49	59,82
abr-24	39,45	44,83	57,56
may-24	40,70	45,66	56,37
jun-24	49,00	56,70	73,06
jul-24	57,65	66,97	82,28
ago-24	56,57	64,86	78,99
sep-24	58,96	68,95	85,26
oct-24	60,95	71,11	91,21
nov-24	60,04	72,60	93,54
dic-24	68,07	84,58	107,74

Precios capturados por la producción eólica

	€/MWh	Apuntamiento
ene-24	68,01	89,0%
feb-24	54,33	90,9%
mar-24	41,90	90,1%
abr-24	40,56	90,5%
may-24	41,84	91,6%
jun-24	54,57	96,2%
Jul-24	66,17	98,8%
ago-24	63,00	97,1%
sep-24	65,28	94,7%
oct-24	64,43	90,6%
nov-24	65,39	90,1%
dic-24	75,90	89,7%

Contacto



AleaSoft Madrid

Paseo de la Castellana 79, 6, 28046 Madrid
(+34) 900 10 21 61



AleaSoft Barcelona

Viladomat 1, 1 – 1, 08015 Barcelona
(+34) 932 89 20 29



AleaSoft Barcelona

Tamarit 104, Esc. Derecha, Entlo.-4, 08015 Barcelona
(+34) 935 32 72 82



forecast@aleasoft.com



aleasoft.com

Visite nuestra web:

The screenshot shows the AleaSoft Energy Forecasting website. The header includes the AleaSoft logo, a navigation menu with 'Services', 'Cases', 'Sectors', and 'Insights' dropdowns, and a language selector for 'English'. The main banner features a world map with glowing energy nodes and the tagline 'AleaSoft enhances your future'. Below the banner, a sub-tagline reads 'We transform energy market information into knowledge, intelligence, vision and opportunities'. A section titled 'AleaSoft: Energy forecasting' is visible, along with a 'Energy forecasting services' box containing text about their products and services for the energy market.