

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 text area on the bottom-right.

# Previsión de precios del mercado eléctrico MIBEL España

(Q2-2023 a Q1-2024)

28 de abril de 2023 para AEE

# Introducción

El presente informe para la **AEE** contiene los escenarios y previsiones mensuales de **AleaSoft**, con fecha 25 de abril de 2023, 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 CO<sub>2</sub>



## 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

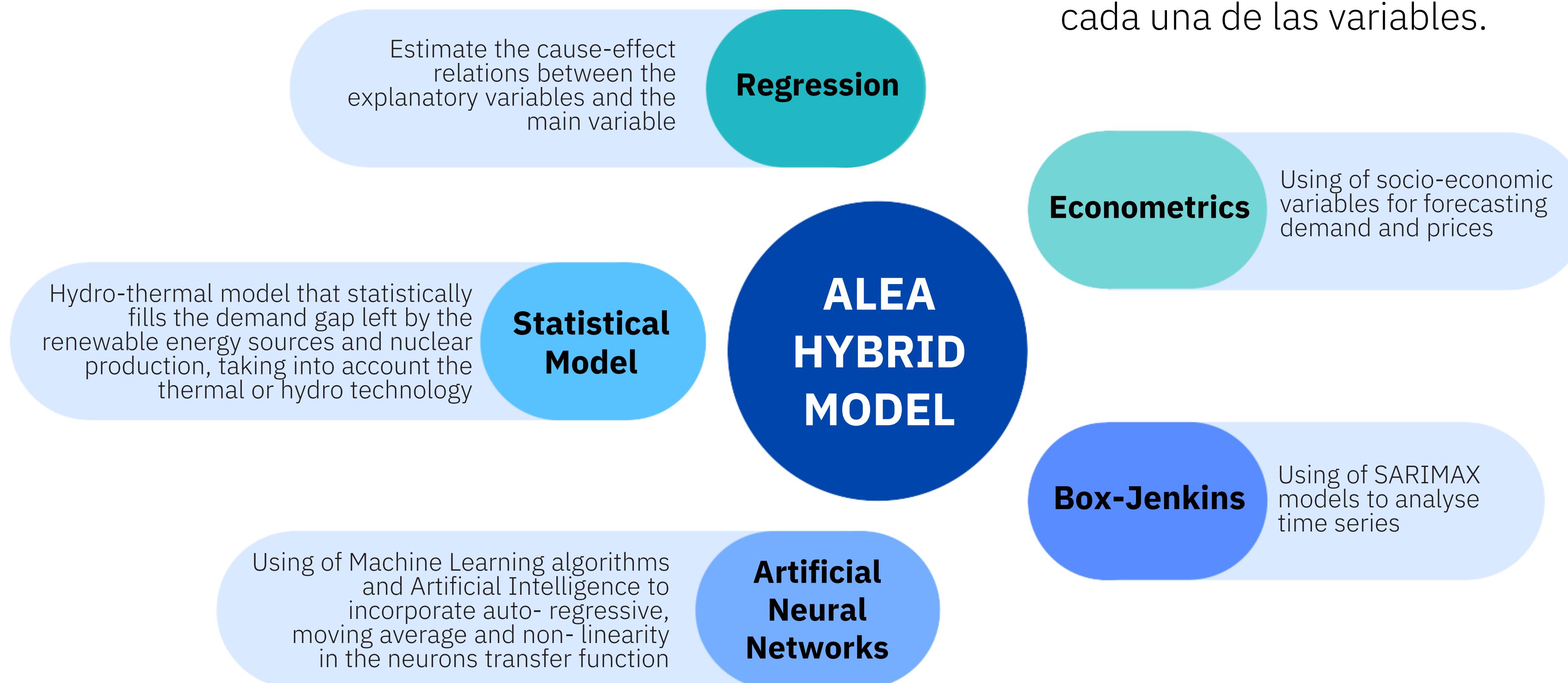
Previsiones estables que mantienen su coherencia a lo largo del tiempo

## Experiencia en el sector de la energía

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

# Metodología Alea

para previsiones para el sector de la energía

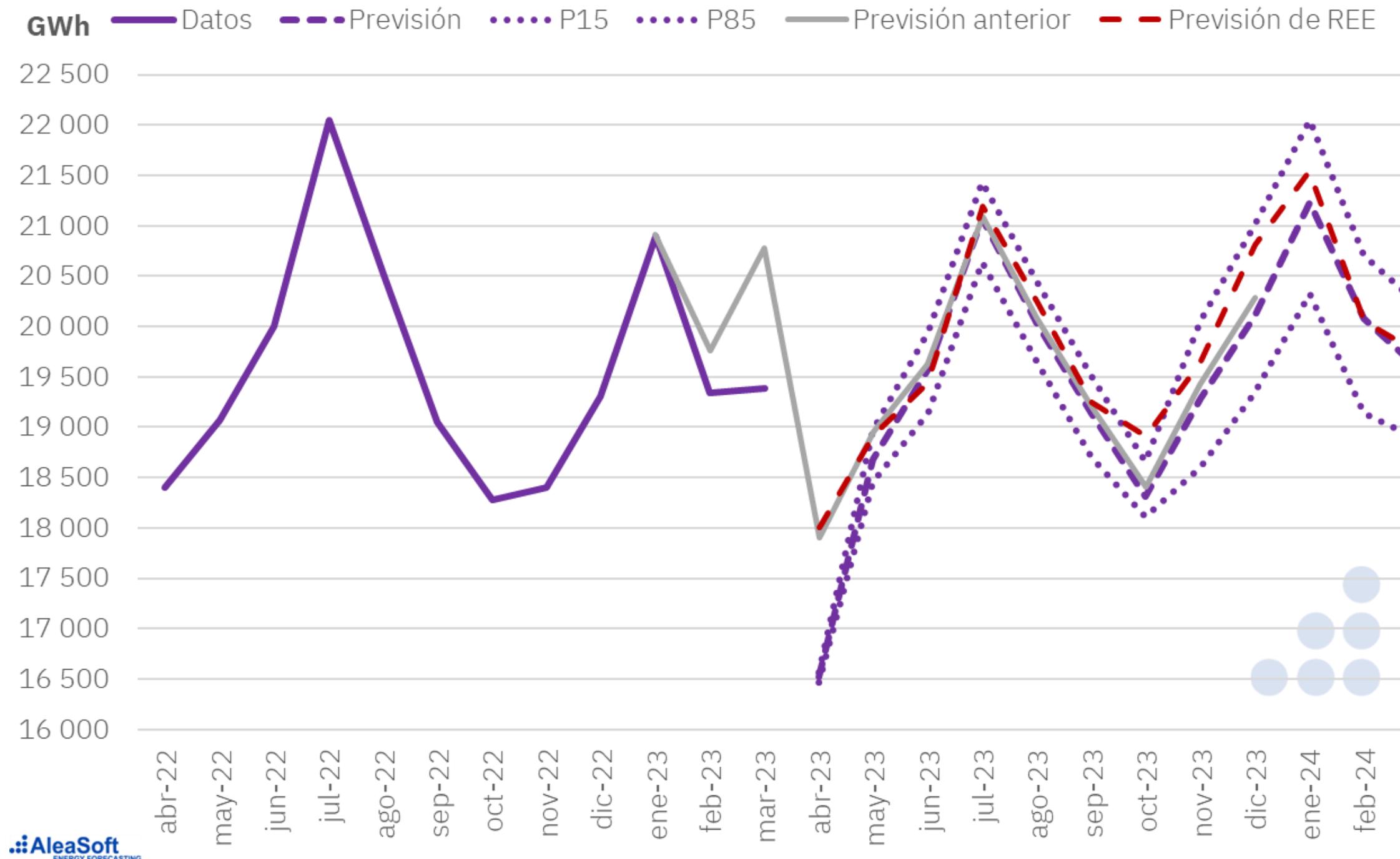


## Modelos estadísticos

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



	GW	Variación interanual
<b>Q2-2023</b>	54 772	-4,7%
<b>Q3-2023</b>	60 239	-2,3%
<b>Q4-2023</b>	57 711	+3,1%
<b>Q1-2024</b>	60 897	+2,1%
<b>2023</b>	232 341	-1,6%

La previsión mostrada en el informe anterior sobreestimó la demanda del primer trimestre de 2023 en un 3,1%, con una diferencia máxima en marzo del 7,2%.

Las temperaturas registradas en marzo ascendieron a un promedio de 13,7 °C, 1,8 °C por encima del escenario previsto, basado en las temperaturas medias históricas.

Las estimaciones del PIB para el primer trimestre han aumentado en 0,8 puntos porcentuales con respecto a lo esperado en el último informe, y el IPI ha acabado 0,7 puntos porcentuales por debajo de lo esperado.

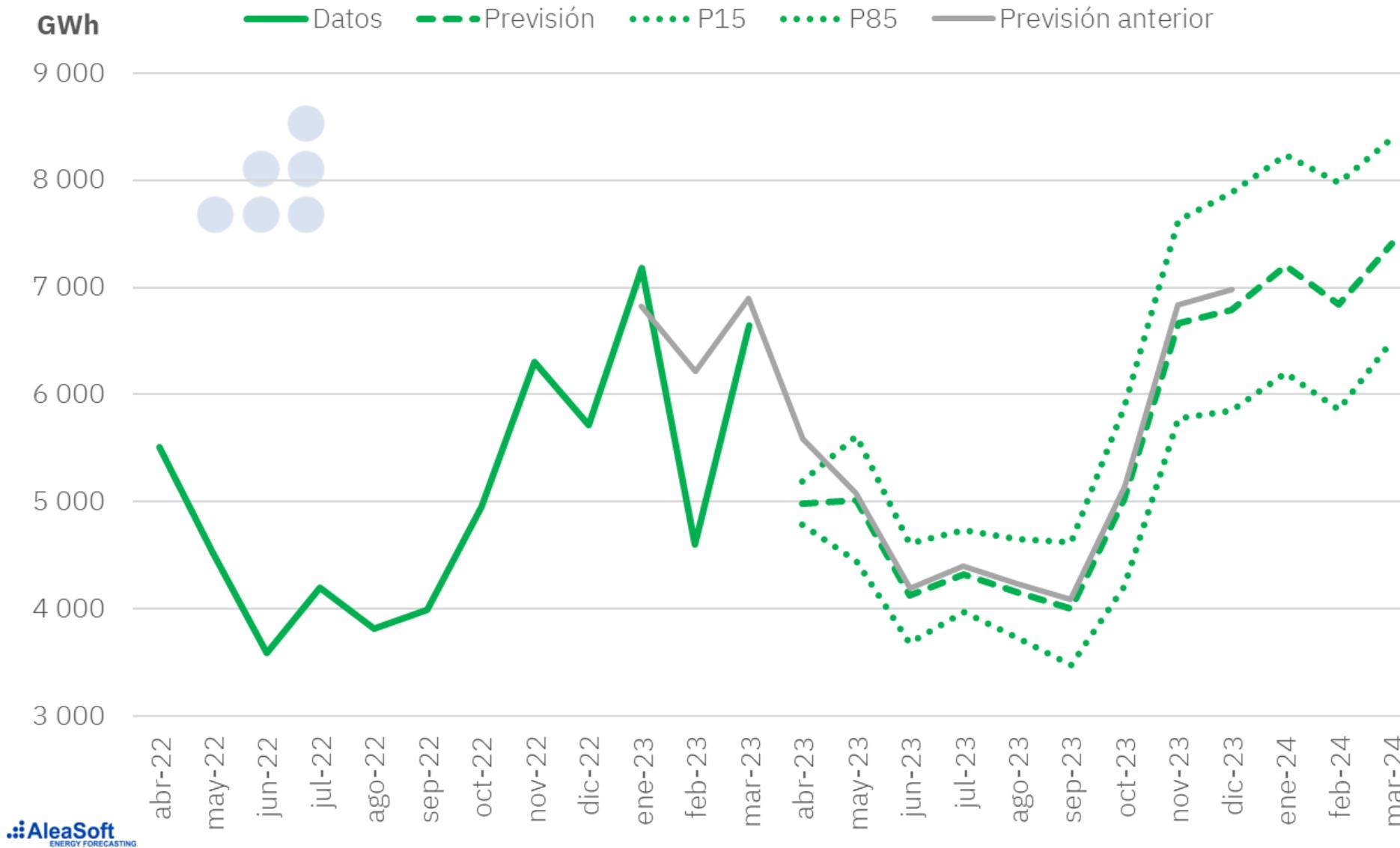
Con un escenario de crecimiento del PIB del +1,3% para los siguientes doce meses y una caída prevista del IPI de 1,0%, la previsión de la **demanda de electricidad** para 2023 se sitúa en el -1,6%. Un factor clave en esta revisión a la baja de la previsión de demanda (la previsión en el último informe fue del +0,2%) es la caída de la demanda que se espera para el mes de abril, de tan solo 16,5 TWh, la menor demanda desde la crisis de la COVID y que, antes de eso, nos sitúa a niveles de 2002. En este mes de abril han coincidido el período de Semana Santa con unas temperaturas inusualmente altas, alrededor de 1,4 °C por encima de la media histórica.

Simulaciones de la variabilidad de las condiciones meteorológicas sitúan el rango de variación de la demanda en 2023 entre el -3,1% y +0,1%.

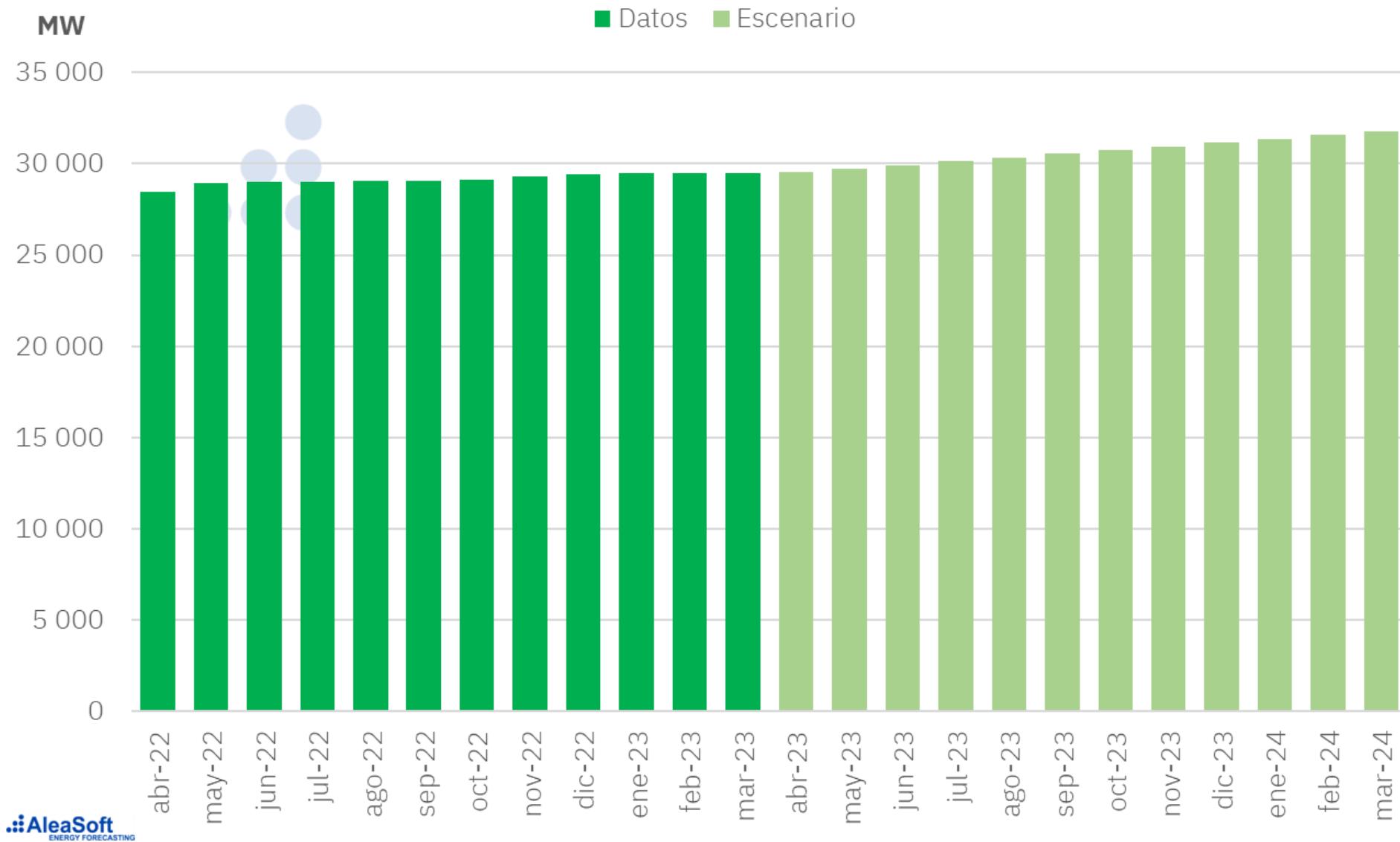
La previsión de REE para 2023 de la demanda es de 0,0%.

# Producción eólica

## Previsión de producción eólica



## Previsión de capacidad eólica peninsular instalada



La previsión anterior sobreestimó la producción eólica del primer trimestre de 2023 en un 8,2%, con una desviación del 36% en febrero.

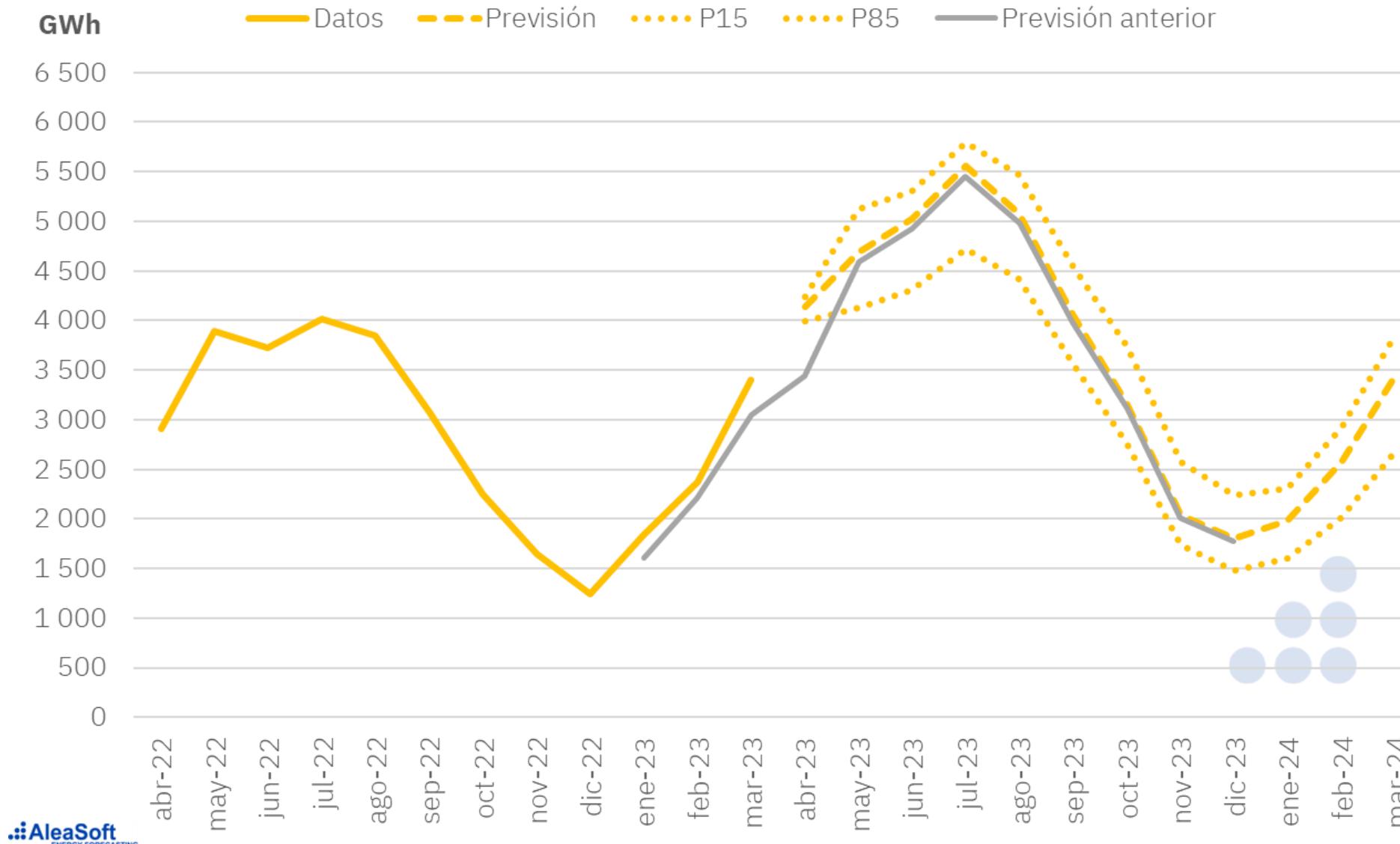
Después de una corrección importante de los datos de REE, sobre todo para el último trimestre de 2022, la **capacidad eólica** instalada en el territorio peninsular se sitúa en 29 517 MW, con 1,1 GW instalados en los últimos doce meses.

Un escenario ligeramente más pesimista que los objetivos del **PNIEC** requiere de un ritmo de instalación de capacidad eólica de alrededor de 190 MW cada mes, comparado con los 88 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

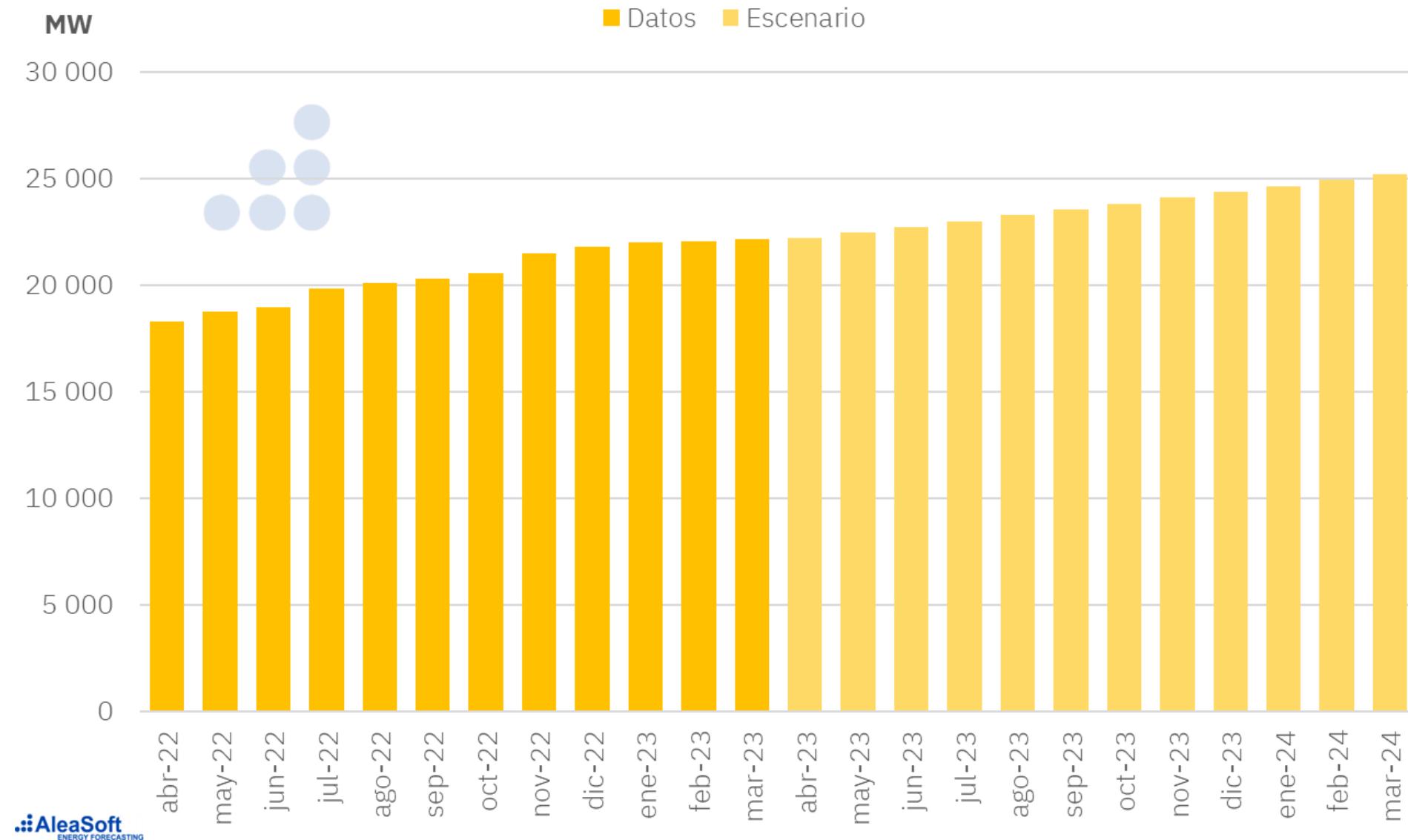
	GW	Variación interanual
<b>Q2-2023</b>	14 132	+3,7%
<b>Q3-2023</b>	12 494	+4,0%
<b>Q4-2023</b>	18 484	+8,9%
<b>Q1-2024</b>	21 447	+16,4%
<b>2023</b>	63 533	+7,8%

# Producción solar

## Previsión de producción solar



## Previsión de capacidad solar peninsular instalada



	GWh	Variación interanual
<b>Q2-2023</b>	13 845	+31,5%
<b>Q3-2023</b>	14 689	+34,1%
<b>Q4-2023</b>	7 014	+36,4%
<b>Q1-2024</b>	7 995	+5,1%
<b>2023</b>	43 154	+35,6%

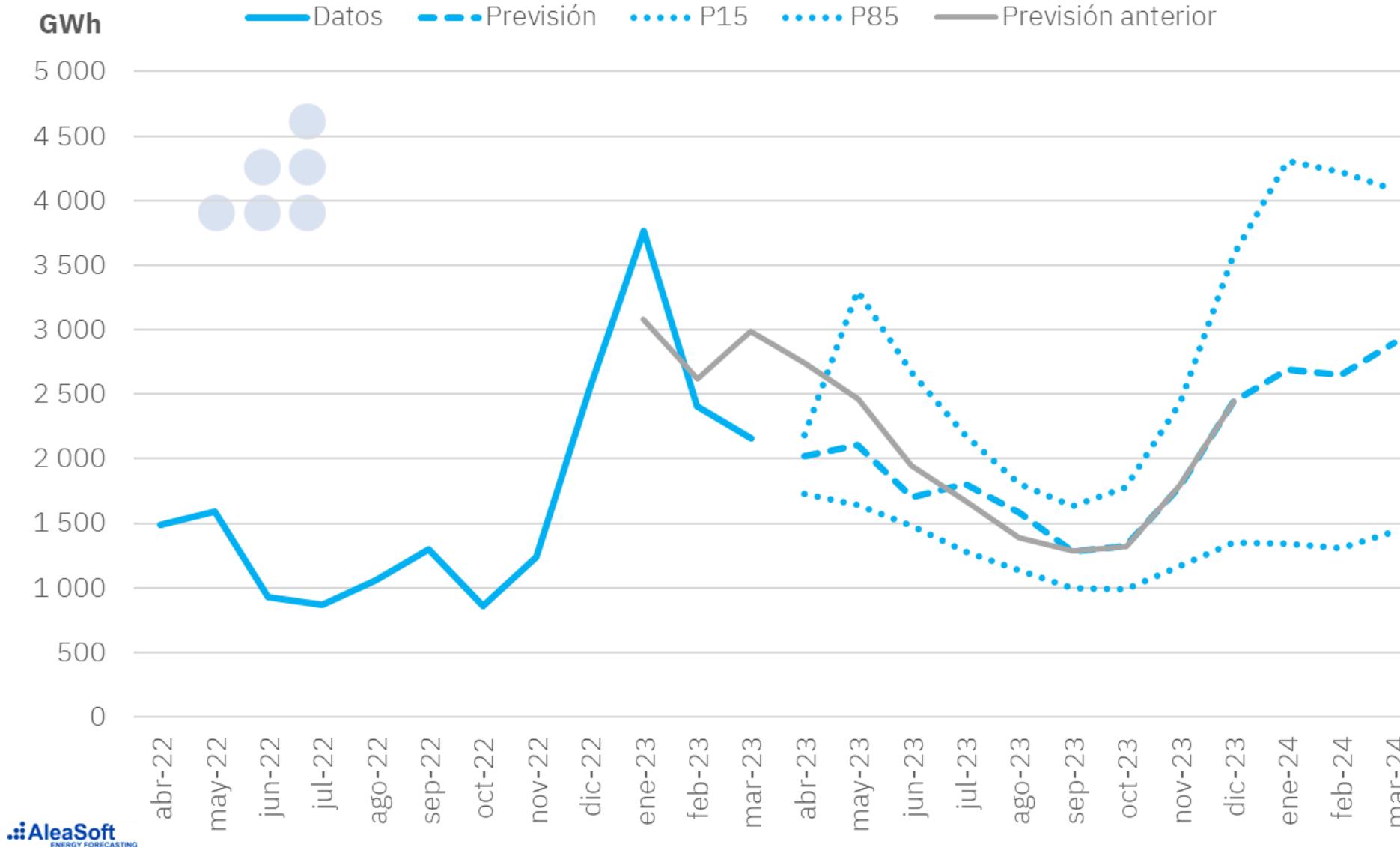
La previsión anterior subestimó la producción **solar** del primer trimestre de 2022 en un 9,6%.

Según los últimos datos de REE, con una corrección importante de los datos del último trimestre de 2022, se instalaron 3,9 GW de **capacidad solar** en el territorio peninsular en los últimos doce meses, toda fotovoltaica. La potencia solar instalada a fecha del informe es de 22,2 GW, 19,9 GW de los cuales corresponden a fotovoltaica.

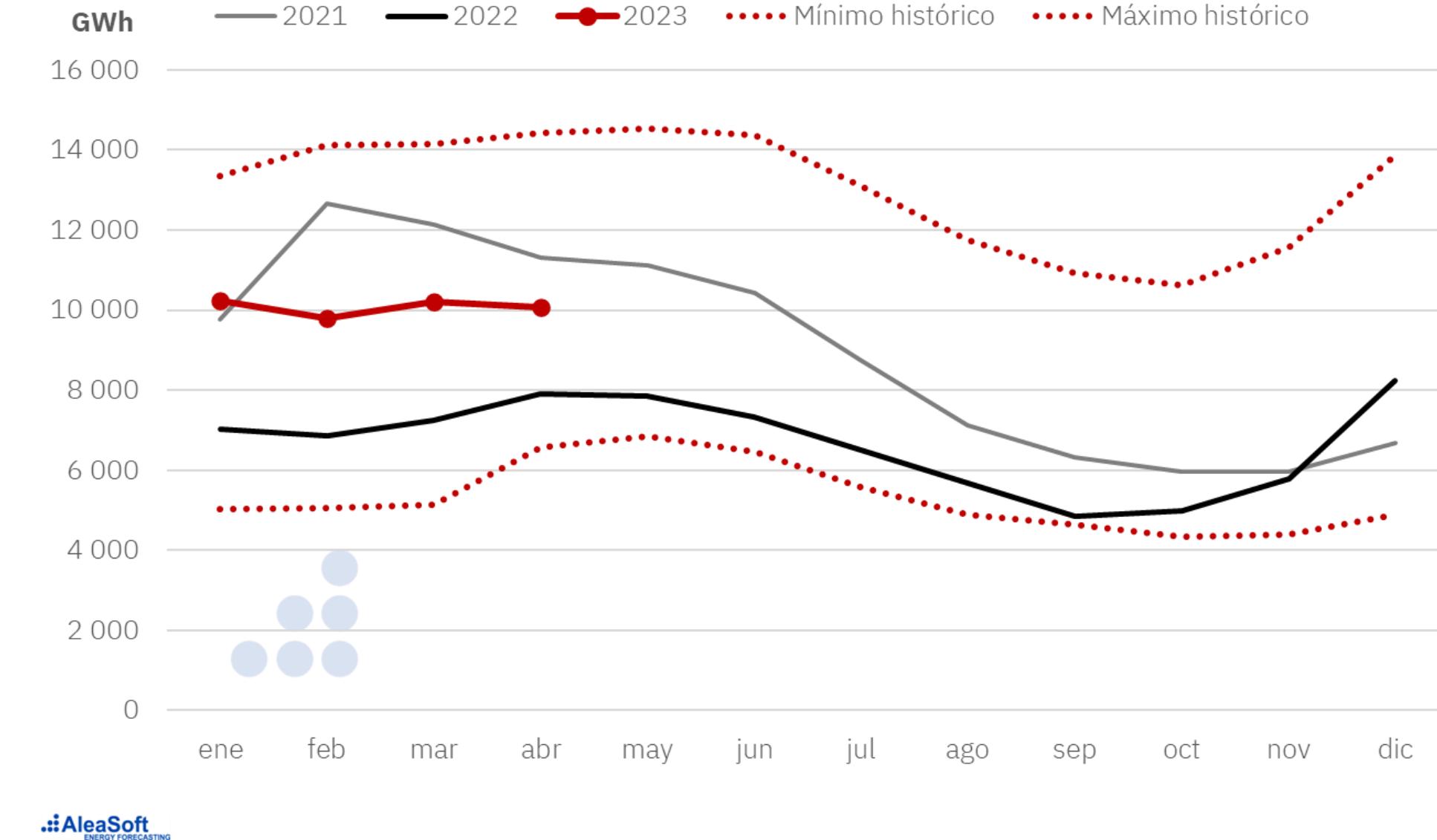
El escenario de crecimiento mensual de la **capacidad solar**, ligeramente más optimista que los objetivos del **PNIEC**, se estima en alrededor de 260 MW, comparados con los 325 MW mensuales instalados durante los últimos doce meses.

# Producción hidroeléctrica

## Previsión de producción hidroeléctrica



## Reservas hidroeléctricas

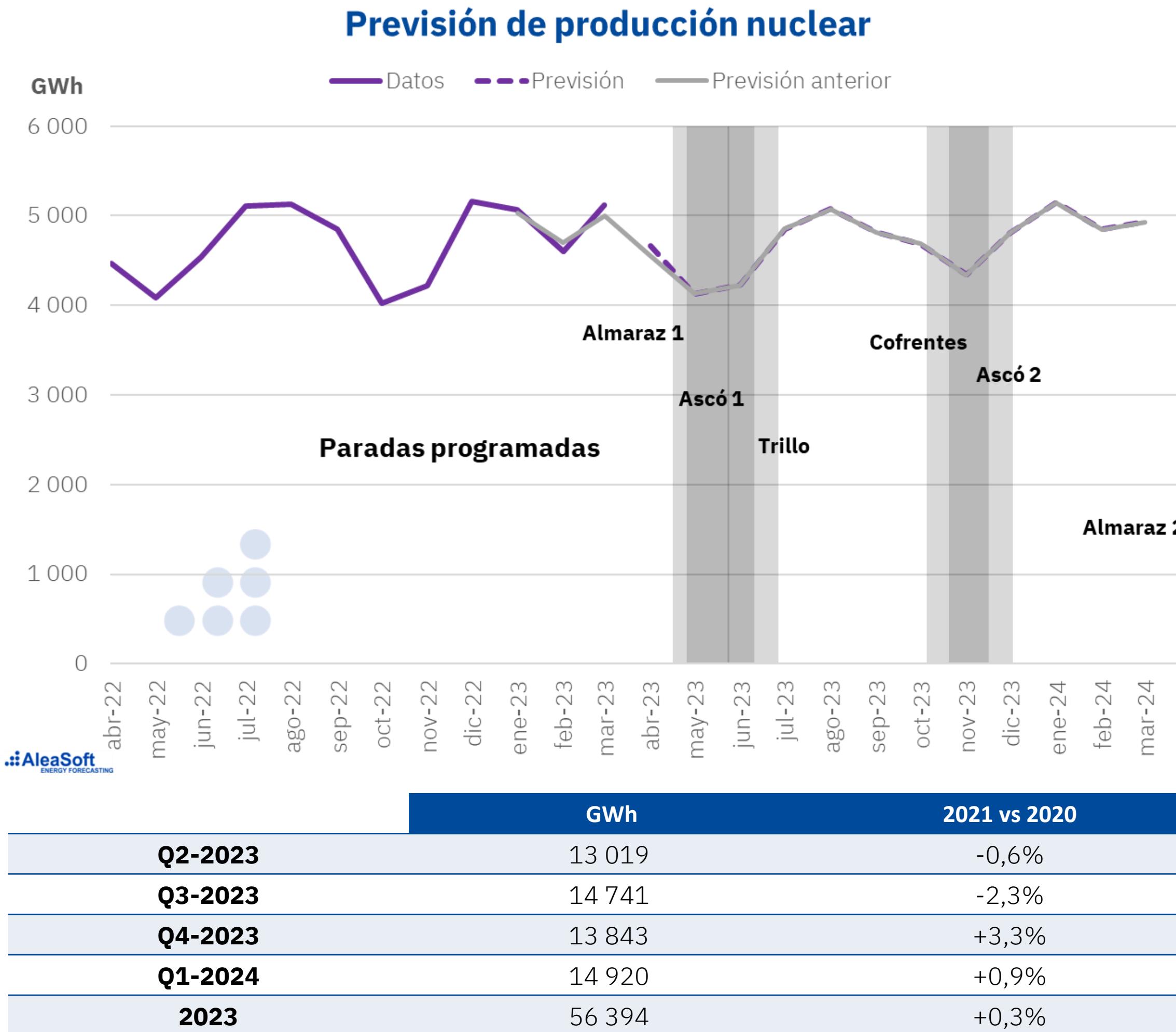


	GWh	Variación interanual
<b>Q2-2023</b>	5 825	+45,2%
<b>Q3-2023</b>	4 672	+44,8%
<b>Q4-2023</b>	5 557	+19,9%
<b>Q1-2024</b>	8 234	-1,2%
<b>2023</b>	24 384	+53,0%

La previsión anterior sobreestimó la producción **hidroeléctrica** en un 4,3% para el primer trimestre del año, con una desviación en marzo del 38%. La situación tanto de la generación hidroeléctrica como de las **reservas hidroeléctricas** ha mejorado pero la situación de sequía continúa y la previsión para 2023 se ha corregido a la baja.

Las previsiones estacionales son relativamente optimistas hasta final del 2023. Indican niveles de precipitaciones alrededor de los niveles históricos para todo el territorio peninsular, con posibilidades de tener precipitaciones ligeramente superiores en algunos meses en la parte más septentrional y en la costa atlántica.

# Producción nuclear



La previsión de producción **nuclear** para el tercer trimestre resultó en una subestimación del 0,4%.

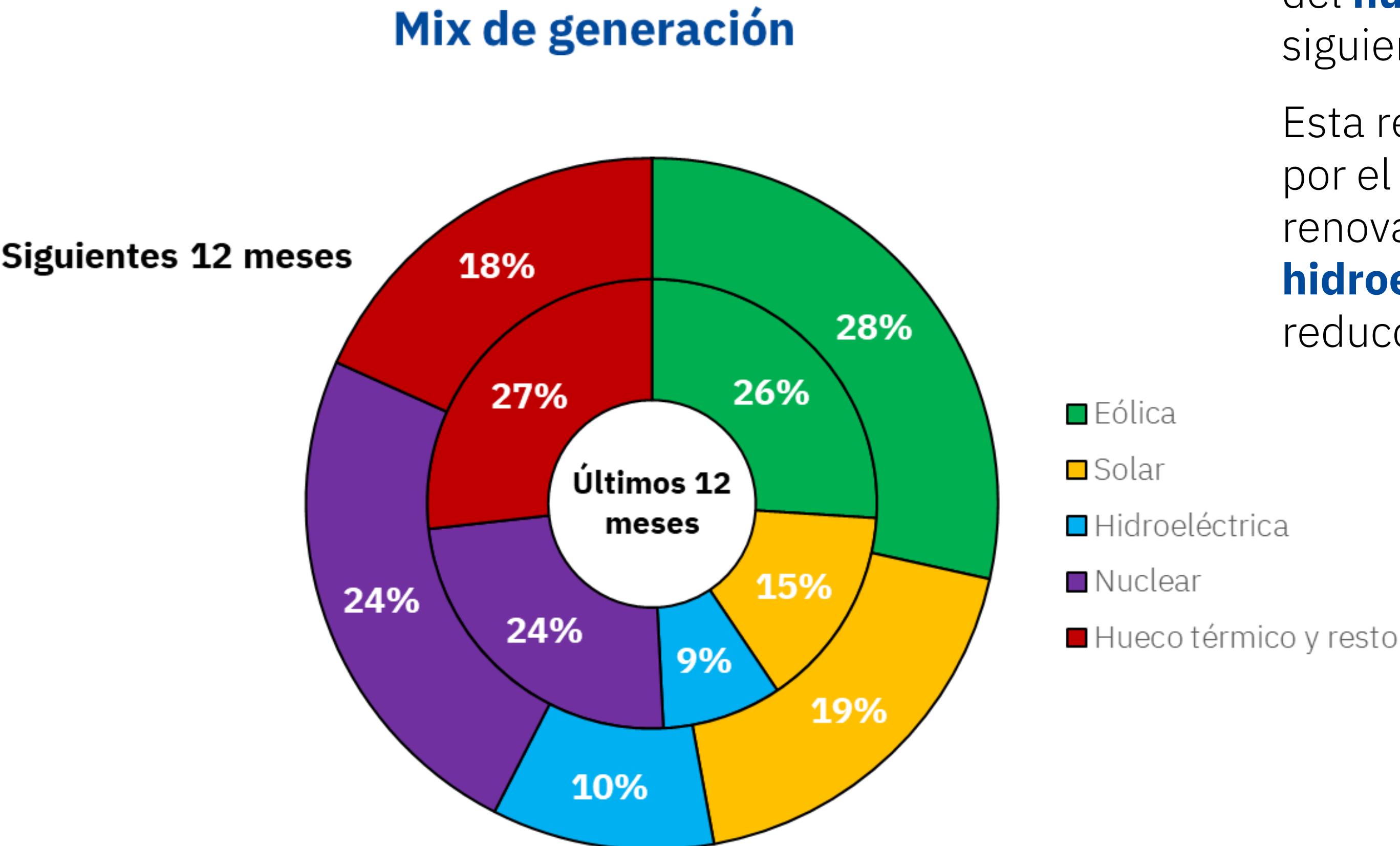
Actualmente, Almaraz 1 se encuentra en parada. Se desconectó el pasado 17 de abril, tal como estaba programado. Su reconexión está planificada para el 24 de mayo. Ese día también estarán paradas Ascó 1 y Trillo, ya que continúa previsto el solapamiento de tres reactores parados durante ese día.

En el inicio de la Semana Santa, del viernes 31 de marzo al domingo 2 de abril, cuatro reactores redujeron su potencia ante la baja demanda y la alta producción renovable: Almaraz 2, Trillo, Cofrentes y Vandellós 2.

Las paradas programadas se mantienen sin cambios con respecto al último informe, solo con el adelanto de tres días en el inicio de la parada de Ascó 1.

Al final del horizonte, la siguiente parada de Almaraz 2 ya está dentro de los siguientes doce meses.

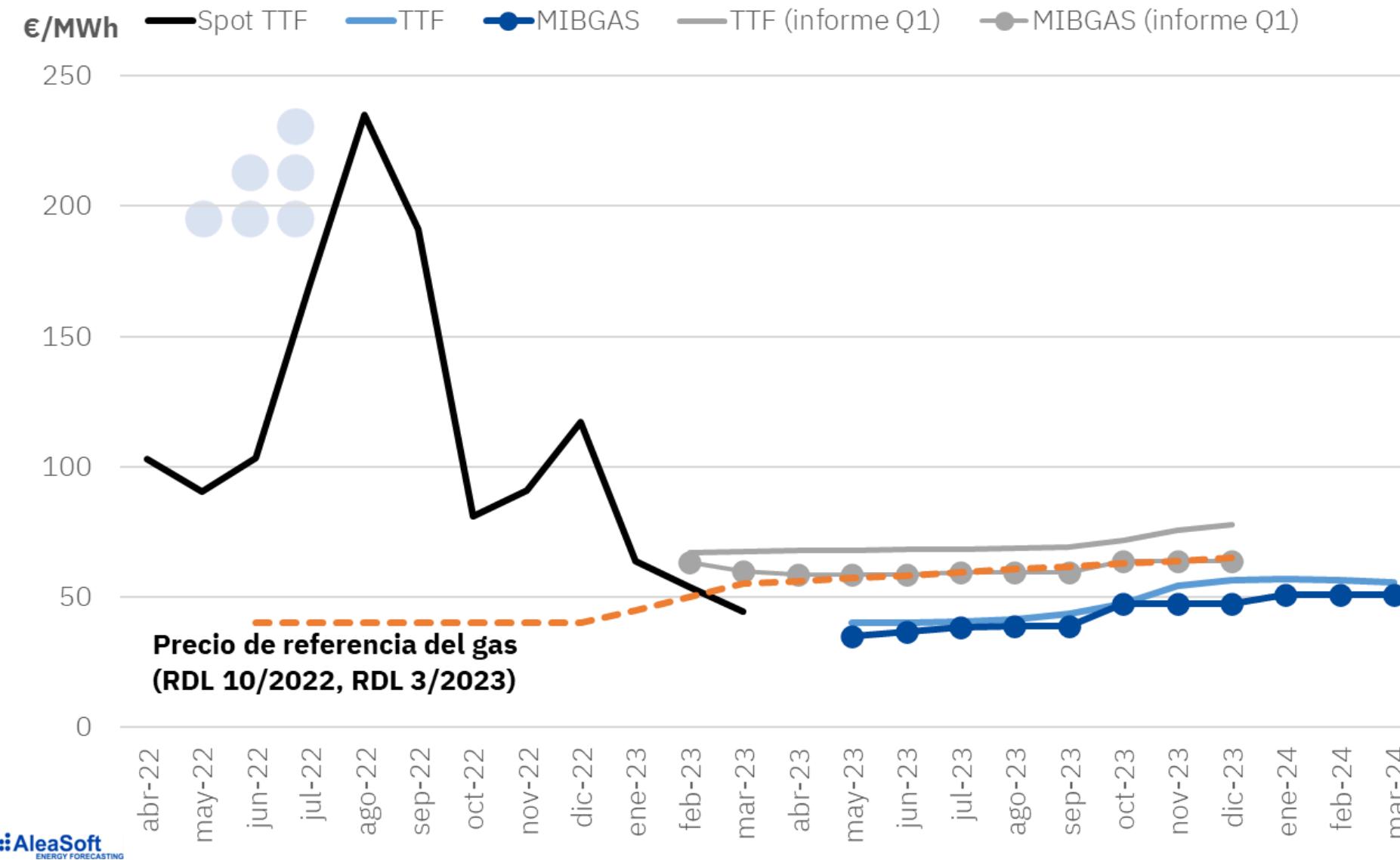
# Cobertura de la demanda



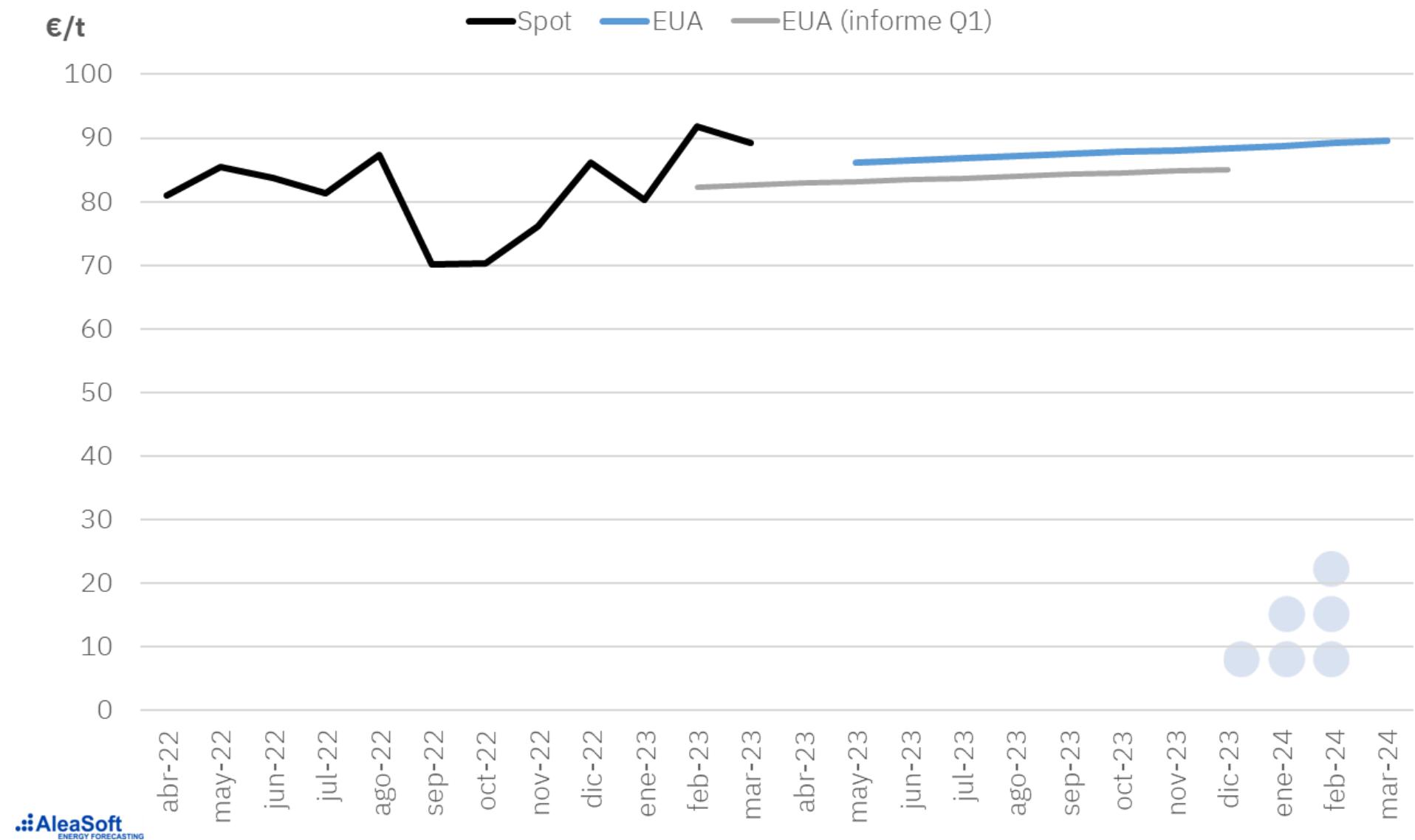
Las previsiones indican una disminución del **hueco térmico** del 32% para los siguientes doce meses.

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

## Futuros de gas



## Futuros de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

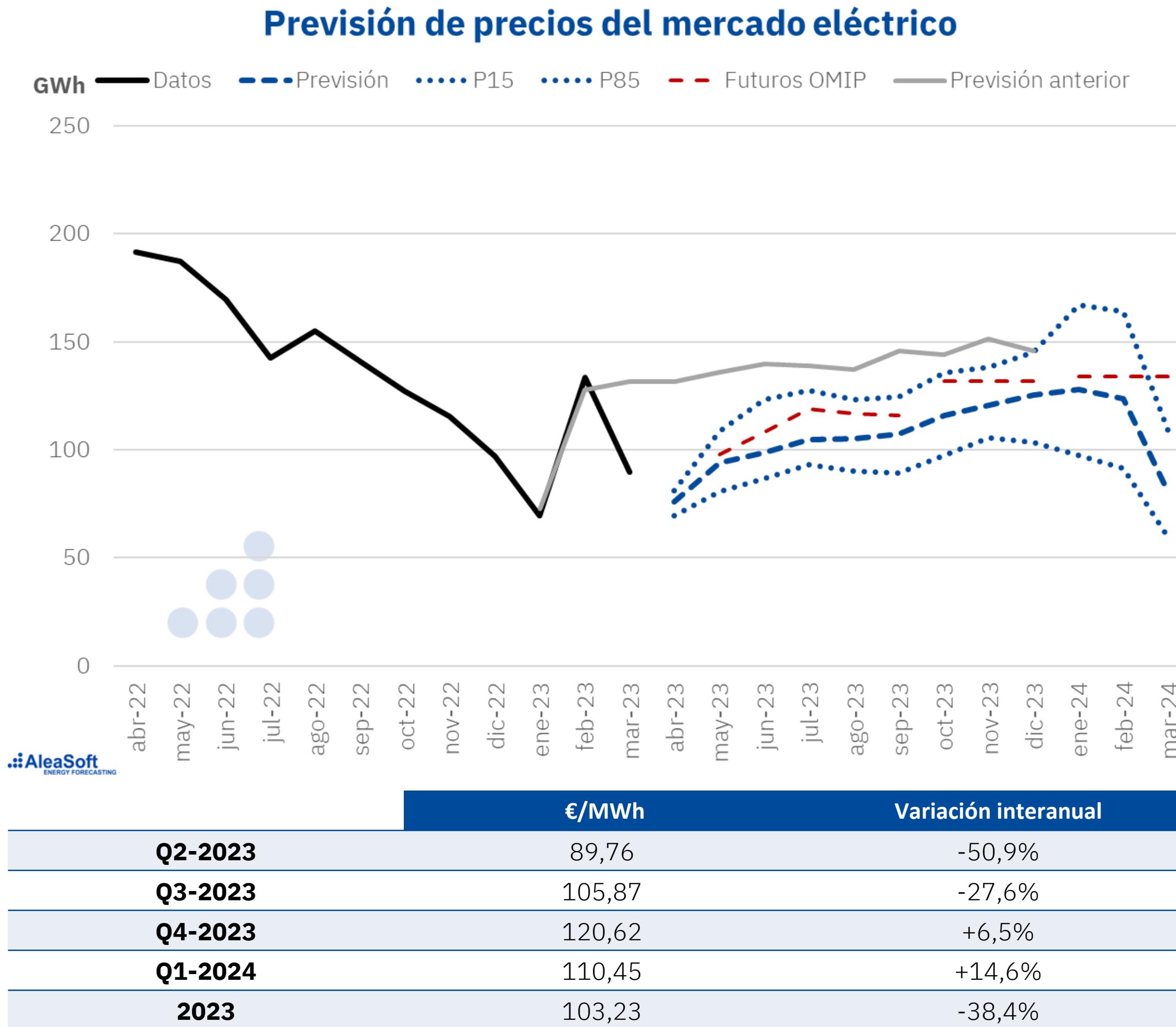


Los precios spot y de los futuros del **gas** han continuado la tendencia general a la baja. A la salida del invierno y entrada de la primavera, los niveles de las reservas de gas en la Unión Europea están en niveles históricamente altos, lo que permite afrontar una temporada recarga de los almacenamientos mucho menos tensiónada que la de 2022. El spread entre el precio en **TTF** y **MIBGAS** ha aumentado ligeramente al inicio de Q2 hasta los 6 €/MWh, mientras que en Q1 se mantuvo alrededor de los 2 €/MWh.

El **tope a los precios del gas** para la generación de electricidad se ha extendido hasta diciembre (RDL 3/2023). De todas maneras, si los precios siguen la tendencia que están marcando ahora los futuros, el mecanismo de ajuste no llegaría a aplicarse.

Los precios de los **derechos de emisión de CO<sub>2</sub>** se han acercado en varias ocasiones a la barrera de los máximos históricos de los 100 € por tonelada. La tendencia en el medio plazo continúa siendo al alza, pero no está claro cuando se superarán los 100 €. En el largo plazo, la tendencia de este mercado es claramente alcista.

# Precio del mercado eléctrico

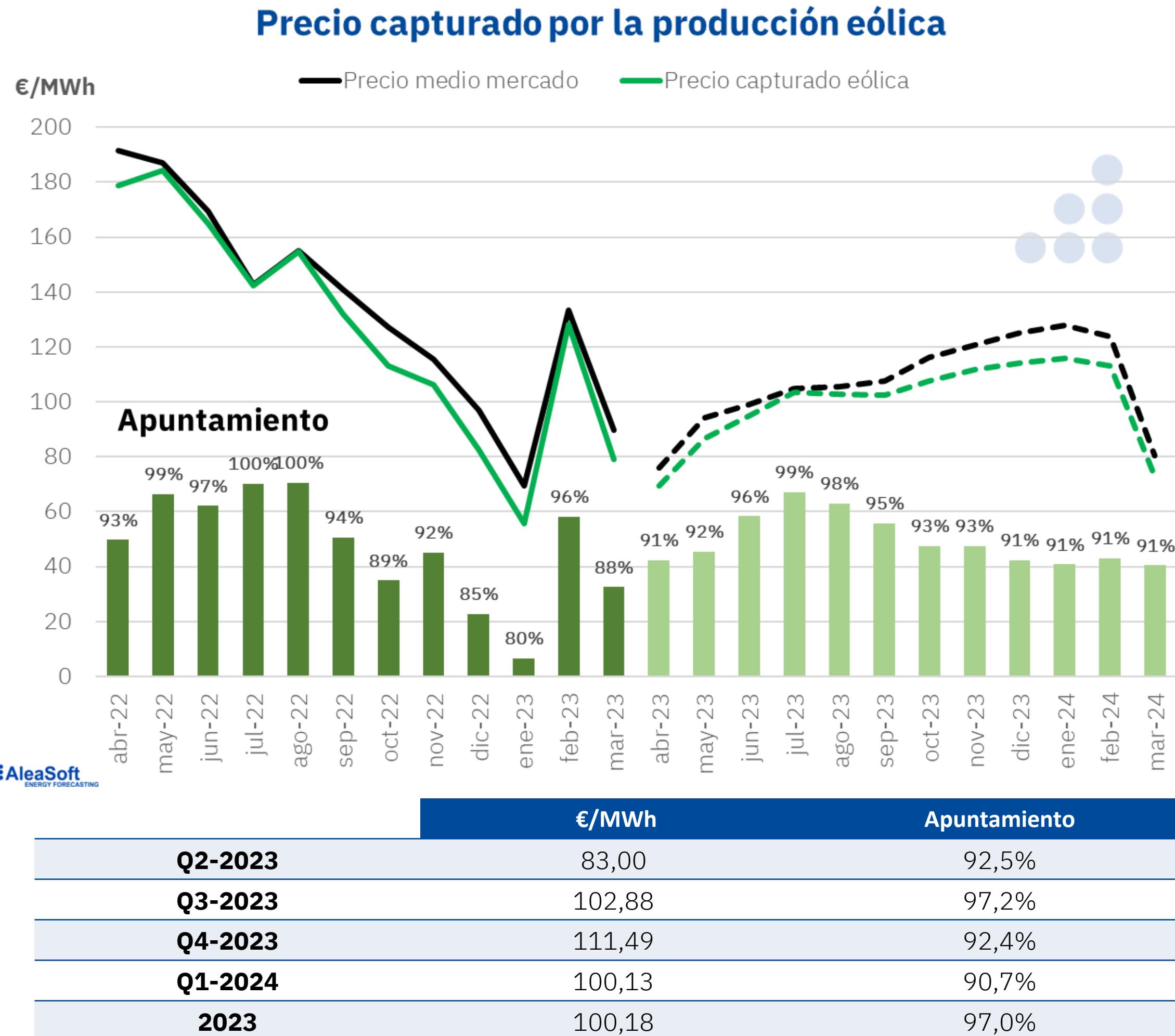


La previsión del último informe sobreestimó los **precios** para el primer trimestre un 14,3%. La principal causa de esta desviación ha sido la bajada de los precios del gas y también una demanda de electricidad menor de la esperada.

Las previsiones de precios indican una tendencia en el medio plazo ligeramente al alza por la combinación de un hueco térmico relativamente constante y un ligero incremento de los precios del gas hasta el invierno. El promedio de precios esperado para todo 2023 es de 103,23 €/MWh. De cara a la siguiente primavera, la caída de los precios sería hasta niveles inferiores a los actuales.

De acuerdo a las previsiones, los futuros estarían sobrevalorando los precios de mercado en un 2,2% para los siguientes doce meses.

# Precio capturado por la eólica



Las previsiones indican un **precio promedio capturado por la eólica** de 100,18 €/MWh para 2023, que equivale a un **apuntamiento** respecto al precio medio del mercado del 97,0%.

En el primer trimestre de 2023 destaca el apuntamiento alto registrado en febrero, debido a la baja producción eólica en ese mes y su poco impacto en los precios.

Es la situación inversa a lo que se registró en enero y marzo, donde la producción eólica se situó en los niveles esperados y, al ser meses con poca radiación solar, los días con precios más bajos son precisamente los días con mayor producción eólica, llevando el apuntamiento a valores más bajos.

Para los meses de primavera y verano, la producción solar será la que tomará el protagonismo en cuanto al impacto en los precios del mercado a medida que la producción eólica va disminuyendo de manera estacional. Eso ayudará a que el apuntamiento de la eólica se recupere a niveles cercanos al 100%.

## Demanda mensual de electricidad

	<b>P15</b> <b>GWh</b>	<b>P50</b> <b>GWh</b>	<b>P85</b> <b>GWh</b>
<b>abr-23</b>	16 465	16 518	16 570
<b>may-23</b>	18 458	18 679	18 972
<b>jun-23</b>	19 134	19 574	19 944
<b>jul-23</b>	20 636	21 072	21 431
<b>ago-23</b>	19 639	20 022	20 436
<b>sep-23</b>	18 703	19 145	19 509
<b>oct-23</b>	18 109	18 316	18 654
<b>nov-23</b>	18 597	19 290	20 060
<b>dic-23</b>	19 338	20 106	21 005
<b>ene-24</b>	20 322	21 236	22 049
<b>feb-24</b>	19 139	20 080	20 709
<b>mar-24</b>	18 882	19 581	20 228

# Previsiones mensuales

## Producción mensual de energía eólica

	<b>P15</b> <b>GWh</b>	<b>P50</b> <b>GWh</b>	<b>P85</b> <b>GWh</b>
<b>abr-23</b>	4 790	4 984	5 191
<b>may-23</b>	4 449	5 016	5 616
<b>jun-23</b>	3 681	4 132	4 612
<b>jul-23</b>	3 972	4 328	4 734
<b>ago-23</b>	3 739	4 159	4 651
<b>sep-23</b>	3 481	4 006	4 625
<b>oct-23</b>	4 209	5 028	5 877
<b>nov-23</b>	5 775	6 664	7 628
<b>dic-23</b>	5 847	6 792	7 880
<b>ene-24</b>	6 198	7 204	8 237
<b>feb-24</b>	5 859	6 836	7 973
<b>mar-24</b>	6 505	7 406	8 389

## Producción mensual de energía solar

	<b>P15</b> <b>GWh</b>	<b>P50</b> <b>GWh</b>	<b>P85</b> <b>GWh</b>
<b>abr-23</b>	3 992	4 138	4 241
<b>may-23</b>	4 128	4 684	5 118
<b>jun-23</b>	4 307	5 024	5 305
<b>jul-23</b>	4 725	5 557	5 798
<b>ago-23</b>	4 422	5 082	5 469
<b>sep-23</b>	3 555	4 050	4 541
<b>oct-23</b>	2 765	3 167	3 751
<b>nov-23</b>	1 737	2 039	2 570
<b>dic-23</b>	1 476	1 807	2 237
<b>ene-24</b>	1 604	1 983	2 306
<b>feb-24</b>	2 012	2 574	2 920
<b>mar-24</b>	2 674	3 438	3 853

# Previsiones mensuales

## Producción mensual de energía hidroeléctrica

	<b>P15</b> <b>GWh</b>	<b>P50</b> <b>GWh</b>	<b>P85</b> <b>GWh</b>
<b>abr-23</b>	1 726	2 017	2 185
<b>may-23</b>	1 640	2 108	3 301
<b>jun-23</b>	1 476	1 700	2 662
<b>jul-23</b>	1 285	1 805	2 188
<b>ago-23</b>	1 135	1 583	1 808
<b>sep-23</b>	998	1 284	1 636
<b>oct-23</b>	991	1 322	1 776
<b>nov-23</b>	1 172	1 789	2 432
<b>dic-23</b>	1 347	2 446	3 573
<b>ene-24</b>	1 343	2 688	4 306
<b>feb-24</b>	1 309	2 650	4 222
<b>mar-24</b>	1 433	2 896	4 086

## Producción mensual de energía nuclear

	GWh
<b>abr-23</b>	4 665
<b>may-23</b>	4 128
<b>jun-23</b>	4 226
<b>Jul-23</b>	4 852
<b>ago-23</b>	5 073
<b>sep-23</b>	4 815
<b>oct-23</b>	4 689
<b>nov-23</b>	4 343
<b>dic-23</b>	4 812
<b>ene-24</b>	5 144
<b>feb-24</b>	4 844
<b>mar-24</b>	4 932

# Previsiones mensuales

## Precios del mercado eléctrico español

	<b>P15</b> €/MWh	<b>P50</b> €/MWh	<b>P85</b> €/MWh
<b>abr-23</b>	69,73	76,11	81,15
<b>may-23</b>	80,61	94,18	108,74
<b>jun-23</b>	86,50	98,84	123,23
<b>jul-23</b>	93,08	104,82	127,76
<b>ago-23</b>	90,16	105,39	123,39
<b>sep-23</b>	89,11	107,44	124,63
<b>oct-23</b>	97,39	116,11	135,85
<b>nov-23</b>	105,57	120,55	138,20
<b>dic-23</b>	103,49	125,21	145,10
<b>ene-24</b>	97,49	127,87	167,22
<b>feb-24</b>	91,25	123,83	164,12
<b>mar-24</b>	59,57	80,50	108,89

# Previsiones mensuales

## Precios capturados por la producción eólica

	€/MWh	Apuntamiento
<b>abr-23</b>	69,34	91,1%
<b>may-23</b>	86,72	92,1%
<b>jun-23</b>	94,96	96,1%
<b>jul-23</b>	103,51	98,8%
<b>ago-23</b>	102,77	97,5%
<b>sep-23</b>	102,32	95,2%
<b>oct-23</b>	107,65	92,7%
<b>nov-23</b>	111,76	92,7%
<b>dic-23</b>	114,07	91,1%
<b>ene-24</b>	115,88	90,6%
<b>feb-24</b>	113,08	91,3%
<b>mar-24</b>	72,86	90,5%

# Contact



## AleaSoft Madrid

Paseo de la Castellana, 79, 6.<sup>a</sup> 28046 Madrid  
(+34) 900 10 21 61



## AleaSoft Barcelona

Viladomat, 1, 1.<sup>a</sup> 08015 Barcelona  
(+34) 932 89 20 29



[forecast@aleasoft.com](mailto:forecast@aleasoft.com)



[aleasoft.com](http://aleasoft.com)

Visit our website:

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 selection for 'English'. The main banner features a world map with glowing blue and yellow nodes representing energy data, and the tagline 'AleaSoft enhances your future' followed by the subtext 'We transform energy market information into knowledge, intelligence, vision and opportunities'. Below the banner, a section titled 'AleaSoft: Energy forecasting' is visible, along with a 'Energy forecasting services' box containing a description of the company's offerings.