

El sector de la energía, ante las elecciones: inversiones a 30 años frente a ciclos políticos de cuatro

- Renovables, almacenamiento, redes, nuclear, industria y nuevas demandas necesitan visibilidad, estabilidad regulatoria y una planificación técnica y de largo plazo.



El sector de la energía, ante las elecciones: inversiones a 30 años frente a ciclos políticos de cuatro

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-sector-de-la-energia-ante-las-elecciones-inversiones-a-30-anos-frente-a-...>
Aleasoft Energy Forecasting

Martes, 13 octubre 2026

La convocatoria anticipada de elecciones generales para el 29 de noviembre abre una nueva etapa política en un momento relevante para el sector de la energía. Buena parte de las decisiones de la próxima legislatura afectarán a inversiones con una vida útil de décadas. Renovables, almacenamiento, redes, nuclear, industria y nuevas demandas necesitan visibilidad, estabilidad regulatoria y una planificación técnica y de largo plazo.

Tiempos políticos y tiempos de inversión

La convocatoria de **elecciones generales** introduce un nuevo período de debate sobre las prioridades económicas y energéticas de España. El Congreso de los Diputados y el Senado quedaron disueltos mediante el Real Decreto 806/2026, de 5 de octubre, y las elecciones se celebrarán el próximo 29 de noviembre.

Para el **sector de la energía**, sin embargo, los horizontes son muy distintos de los ciclos políticos. Una planta fotovoltaica o eólica, una batería, una infraestructura de red o una instalación industrial se proyectan, financian y operan pensando en períodos que pueden abarcar varias décadas. Las **decisiones de inversión** que se tomen hoy estarán condicionadas por la evolución del mercado, la regulación, la demanda y el mix de generación en un horizonte que se extiende mucho más allá de la próxima legislatura.

Esta diferencia entre los tiempos políticos y los tiempos de las inversiones hace especialmente importantes la **estabilidad, la previsibilidad y la continuidad de la planificación** . Esto no significa que la regulación no deba evolucionar. Las circunstancias económicas, tecnológicas y geopolíticas cambian y el marco regulatorio debe poder adaptarse. Pero cuanto mayor es el volumen de inversión necesario y más largos son los períodos de recuperación de esas inversiones, más importante resulta disponer de reglas claras y poder anticipar la dirección de los cambios.

Una transformación que llega hasta 2030 y más allá

España afrontará la próxima legislatura en plena transformación de su **sistema eléctrico** . El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, **PNIEC 2023-2030**, prevé para el final de esta década un sistema con un 81% de **generación eléctrica renovable** , 22,5 GW de **almacenamiento** y 19 GW de **autoconsumo** , además de un importante aumento de la **electrificación** .

El PNIEC prevé también que la **demanda eléctrica** aumente un 34% en 2030 respecto a 2019 y que la electrificación de la economía alcance el 35% de la energía final. Cumplir estos objetivos requiere desarrollar simultáneamente generación, almacenamiento, redes y nueva demanda.

La próxima legislatura abarcará, por tanto, años decisivos para alcanzar estos objetivos y tendrá que gestionar varias cuestiones que condicionarán la configuración del sistema durante mucho más tiempo.

El papel de la energía nuclear

Uno de los ámbitos que seguirá concentrando atención será la **energía nuclear** . En agosto de 2026, la Orden TED/864/2026 renovó la autorización de explotación de los dos grupos de la **central nuclear de Almaraz** hasta el 8 de junio de 2030. Esta decisión modificó las fechas previstas anteriormente para esta central, mientras que el escenario recogido en la planificación continúa contemplando una reducción progresiva de la potencia nuclear durante los próximos años.

Las decisiones que se adopten sobre el calendario nuclear tendrán implicaciones para el **mix de generación** , la disponibilidad de **potencia firme** , las emisiones, las importaciones y exportaciones y, en determinadas circunstancias, los **precios de los mercados eléctricos** .

La cuestión deberá analizarse teniendo en cuenta conjuntamente la **seguridad de suministro** , los costes del sistema, la evolución de la demanda y el ritmo al que se incorporen renovables, almacenamiento y otras fuentes de flexibilidad.

Renovables y almacenamiento: pasar del despliegue a la integración

El desarrollo de **renovables y almacenamiento** será otro de los grandes ejes de los próximos años. El crecimiento de la **generación fotovoltaica y eólica** está transformando el perfil horario del mercado. A medida que aumenta la producción renovable, también crece la importancia de disponer de **flexibilidad** para trasladar energía entre horas, reducir vertidos, responder a los períodos de precios bajos o negativos y cubrir las necesidades del sistema cuando disminuye la generación renovable.

El objetivo de 22,5 GW de **almacenamiento de energía** en 2030 incluido en el PNIEC refleja la dimensión del cambio previsto. Además, una parte importante de las inversiones ya está en marcha. A finales de 2025, el MITECO asignó 818 millones de euros a 126 proyectos de almacenamiento que, cuando entren en operación, añadirán 2,2 GW de potencia. Entre los proyectos seleccionados predominan el **almacenamiento híbrido** y las **baterías stand-alone**.

En los próximos años será importante que el despliegue del almacenamiento avance coordinadamente con el crecimiento de las renovables. Las autorizaciones, el acceso y conexión, la **hibridación** y la evolución de los distintos mercados en los que pueden participar las baterías condicionarán la rentabilidad de los proyectos y, por tanto, su ritmo de desarrollo.

El mercado de capacidad entra ahora en su fase de desarrollo

La Orden TED/966/2026, publicada en el BOE el 17 de septiembre y en vigor desde el día siguiente, creó formalmente un **mercado de capacidad** para el sistema eléctrico peninsular. Su objetivo es hacer frente a posibles problemas de cobertura que puedan poner en riesgo la seguridad de suministro, asegurando la disponibilidad de suficiente potencia firme.

El mecanismo prevé procedimientos competitivos para contratar capacidad y está diseñado para que puedan participar generación, almacenamiento y demanda, tanto con instalaciones existentes como con nuevos proyectos, siempre que cumplan los requisitos establecidos.

La aprobación de la orden es, sin embargo, el punto de partida. Todavía será necesario desarrollar y convocar las subastas previstas, definir las necesidades de potencia firme y concretar diversos aspectos de su funcionamiento.

Buena parte de esta implementación tendrá lugar durante la próxima legislatura. Para las inversiones en almacenamiento, generación gestionable y otras fuentes de flexibilidad, la evolución del mercado de capacidad será especialmente relevante porque puede añadir una nueva fuente de ingresos a los obtenidos en el **mercado mayorista** y en los **servicios de ajuste**.

Las redes, en el centro de la transformación

La transformación del sistema eléctrico dependerá también de disponer de **redes eléctricas** capaces de integrar simultáneamente nueva generación, almacenamiento y demanda. La magnitud del reto ha aumentado. La última propuesta de planificación de la **red de transporte** con horizonte 2030, actualizada después de analizar más de 2500 alegaciones, eleva la inversión prevista por encima de los 17 000 millones de euros, un 30% más que la propuesta sometida inicialmente a audiencia pública.

La nueva demanda ocupa un lugar especialmente relevante. El 41% de las solicitudes recibidas durante el proceso de planificación estuvieron relacionadas con la demanda, frente al 40% asociado a generación y el 19% a almacenamiento.

Tras el proceso de alegaciones también aumentó el número de posiciones previstas en la red para atender nuevas demandas. La planificación contempla además más subestaciones y líneas y un mayor volumen de repotenciación de infraestructuras existentes.

Estas cifras reflejan un cambio importante. Al reto de conectar nueva generación renovable se suma ahora el de crear capacidad para nuevas industrias, centros de datos, electrificación de puertos y ferrocarriles, almacenamiento, producción de **hidrógeno** y otras nuevas demandas.

A este proceso se añade la introducción de nuevas herramientas regulatorias. En julio de 2026, la **CNMC** aprobó la resolución que establece los **permisos de acceso flexibles de la demanda** a las redes de transporte y distribución, una fórmula destinada a facilitar nuevas conexiones cuando no sea posible conceder inicialmente un acceso firme en las condiciones solicitadas.

La planificación y regulación de las redes será, por tanto, uno de los elementos determinantes para que los proyectos previstos puedan materializarse.

La demanda vuelve a crecer

La evolución de la **demanda eléctrica** será otra de las variables que condicionarán las necesidades futuras del sistema. Después de varios años de evolución contenida, los datos de 2026 muestran un crecimiento más claro. En los nueve primeros meses del año, la demanda eléctrica en España aumentó un 3,2% en términos brutos respecto al mismo período de 2025, según **Red Eléctrica**. Una vez corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, el crecimiento fue del 1,8%.

El crecimiento sostenido de la demanda será importante para el proceso de electrificación y también para integrar el aumento de la generación renovable. Una mayor demanda en las horas de elevada producción solar y eólica puede contribuir a reducir los vertidos y los episodios de precios muy bajos o negativos y a limitar la **canibalización de precios** capturados por las instalaciones renovables.

La electrificación industrial, el **vehículo eléctrico**, las bombas de calor, la producción de hidrógeno y los **centros de datos** pueden modificar considerablemente tanto el nivel como el perfil de la demanda durante los próximos años.

Convertir las solicitudes de conexión y los proyectos anunciados en consumo real dependerá, entre otros factores, de la disponibilidad de redes, de los plazos administrativos y de la competitividad del suministro de energía.

Energía y competitividad industrial

La política energética de la próxima legislatura estará también estrechamente vinculada a la **competitividad de la industria**. España dispone de abundantes recursos renovables y de potencial para aumentar considerablemente su generación de electricidad de origen renovable. Transformar este potencial en una ventaja competitiva para la economía requiere, sin embargo, que la energía pueda llegar a los consumidores en condiciones competitivas y con suficiente previsibilidad.

Los costes de suministro, la fiscalidad, las redes, los mecanismos de contratación a largo plazo, los **PPA**, el autoconsumo, el almacenamiento y la flexibilidad forman parte de las variables que condicionan las decisiones de inversión de la industria y de los **grandes consumidores**.

También será importante mantener un equilibrio entre distintos objetivos: facilitar nueva generación y nueva demanda, garantizar la seguridad de suministro, desarrollar las infraestructuras necesarias,

avanzar en la **descarbonización** y limitar los costes para el conjunto de consumidores.

Inversiones a 30 años frente a ciclos políticos de cuatro

Las elecciones del 29 de noviembre decidirán la composición del próximo Parlamento y, posteriormente, del futuro Gobierno. Las políticas concretas dependerán del resultado electoral y de las mayorías que puedan constituirse.

Pero, con independencia de quién gobierne, una parte importante de los retos del sistema seguirá estando ahí: integrar grandes volúmenes de renovables, desarrollar almacenamiento y flexibilidad, adaptar las redes, gestionar el futuro de la generación nuclear, responder al crecimiento de la demanda y conseguir que el potencial renovable de España contribuya a reforzar la competitividad de la economía. Son cuestiones cuyos efectos van mucho más allá de una legislatura.

Una batería, una planta renovable, una infraestructura de red o una nueva instalación industrial requieren inversiones con horizontes de recuperación de muchos años. Su financiación exige construir escenarios sobre la evolución futura de los ingresos, los costes y los riesgos. Por eso, la estabilidad regulatoria es necesaria. Sin embargo, ésta no implica ausencia de cambios, sino que estos sean previsibles, respondan a una planificación coherente y permitan a empresas e inversores anticipar la dirección en la que avanza el sistema.

Escenarios de largo plazo para decisiones que superan una legislatura: el papel de AleaGreen y AleaConsulting

En un sector en el que muchas inversiones tienen horizontes de veinte, treinta o incluso cuarenta años, la capacidad de ofrecer visibilidad será uno de los elementos que determinarán el ritmo de inversión y la transformación del sistema eléctrico español durante la próxima década. Esa visibilidad exige traducir cada cuestión abierta, el calendario nuclear, el despliegue del almacenamiento, las subastas del mercado de capacidad, la planificación de redes o el crecimiento de la demanda, en escenarios cuantitativos de precios, ingresos y riesgos.

AleaGreen, la división especializada de **AleaSoft Energy Forecasting** en previsiones de largo plazo, elabora curvas de precios de los mercados eléctricos con horizontes de hasta 40 años y resolución horaria, con escenarios y **métricas probabilísticas** que permiten evaluar la **bancabilidad** de proyectos renovables, híbridos y de almacenamiento, así como la **financiación de PPA**, bajo distintas hipótesis de evolución del sistema. Por su parte, **AleaConsulting** acompaña a promotores, inversores, entidades financieras y grandes consumidores con informes regulatorios y expertos, auditorías de previsiones, **due diligence** y valoración de carteras renovables.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**