



# GT Eólica Marina

Reunión nº21

Reunión 15 Junio 2022



# Tramitación Administrativa de Parques Eólicos Marinos



Normativa pendiente de aprobación

POEM

Actualización RD 1028/2007

Marco Acceso y Conexión para eólica marina

Condiciones Subasta Eólica Marina

Trámite Potestativo que el promotor puede realizar antes de la subasta:

Consultas previas ambientales  
Documento de Inicio de Proyecto

Sustantivo: DGPEYM  
Ambiental: DGCYEA

MITECO emite Documento de Alcance

## CONVOCATORIA SUBASTA

## ADJUDICACIÓN SUBASTA

Permiso de acceso y Conexión

Derecho de Investigación de la Zona (Reserva de Zona)

Régimen Retributivo de venta de energía (€/MWh)

T0

6 meses

31 meses

34 meses

37 meses

5 años

Solicitud AAP  
DGPEYM

Aprobación AAP  
DGPEYM

Aprobación AAC  
DGPEYM

Acta de Puesta en Marcha para Pruebas  
Inscripción previa RAIPEE  
Aprobación AAE  
DGPEYM

Inscripción RAIPEE

Inscripción REER

Evaluación Ambiental  
DGPEYM + DG Calidad y Evaluación Ambiental

Ocupación Dominio Público  
DG Costas

Autorización Servidumbres Aeronáuticas  
AES



# Subastas de Energía

Modelo vigente (RD 960/2020)



# Nueva era: Subastas de Energía

A principios de 2020, el gobierno envió a la CE el nuevo borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

En Junio 2020, la Ley del Sector Eléctrico fue modificada a través del **RDL 23/2020**, creando **un nuevo marco regulatorio**, que tendrá las siguientes características:

- Basado en el **pago a largo plazo de un precio por energía**;
- Se adjudicaría mediante **subastas competitivas** en las que se subastará energía, potencia instalada o una combinación de ambas, y los licitadores realizarían ofertas por el precio de la remuneración de la energía producida.
- Se podrán realizar **subastas separadas por tecnología** en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, localización, madurez tecnológica y aquellos que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como particularidades de las comunidades de EERR.

# Nueva era: Subastas de Energía

- En noviembre de 2020, se aprueba el RD 960/2020, que regula el **nuevo esquema retributivo para las plantas renovables**, denominado "Régimen Económico de Energías Renovables" (REER).
- El 5 de diciembre de 2020, se publica la Orden Ministerial (**Orden TED/1161/2020**) por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del REER (creado por el RD 960/2020) y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.
- El 12 de diciembre se publica en el BOE la **Resolución que convoca la primera subasta**.

Tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Año	Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)			
	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Círculo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Evolución potencia (MW) PNIEC 2030



# Nueva era: Subastas de Energía

Real Decreto-Ley 23/2020

- Habilitación del **Régimen Económico de Energías Renovables (REER)**.

Real Decreto 960/2020

- Regulación del **régimen jurídico y económico** del REER.

Orden TED 1161/2020

- Regulación del **procedimiento de subasta y caracterización** del REER.

Resolución de la SEE de 10 de diciembre de 2020 por la que se convoca la 1<sup>a</sup> subasta

- Fecha de celebración.
- Cupo del producto y reservas mínimas.
- Precio de reserva (Precio máx).
- Fecha límite de disponibilidad de la instalación y de expulsión del REER.
- Plazo máximo de entrega.
- Fecha de inicio del plazo máximo de entrega.
- Información y documentación a incluir en la solicitud de participación en la subasta.

# Subastas.

## Principales elementos y calendario con volúmenes.

- Las subastas serán **tecnológicamente neutras**, si bien dentro de cada cupo podrán establecerse **reservas mínimas** de producto a adjudicar a una o varias tecnologías.
- El nuevo esquema retributivo se basa en un pago tipo **CfD** en EUR/MWh, flat, por un periodo de **12 años**.
- El calendario también establece **volúmenes mínimos** por año desde 2021-2025: 1,5GW / año para eólica. Pero este calendario se actualizará, al menos, anualmente.
- Se celebrarán subastas al menos anualmente.

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2.2020	2.2021	2.2022	2.2023	2.2024	2.2025
Eólica.	Incremento.	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado.	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica.	Incremento.	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado.	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoeléctrica.	Incremento.		200		200		200
	Acumulado.		200	200	400	400	600
Biomasa.	Incremento.		140		120		120
	Acumulado.		140	140	260	260	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.).	Incremento.		20		20		20
	Acumulado.		20	20	40	40	60

Fuente: OM publicada en el BOE el 5 de diciembre de 2020

# Nuevo Régimen Económico Energías Renovables



<https://mrc-consultants.com/renewable-auctions-in-spain-new-framework/>

# Nuevo Régimen Económico Energías Renovables

Duration	Maximum duration of the REER: 10 – 15 years Extendable up to 20 years for specific technologies >> higher CAPEX and lower maturity.
Auction energy price	Fixed energy price (auction price) = awarded pay-as-bid energy price (€/MWh)
Under REER Energy volume	Auction Energy = sum of energy sales in the day-ahead and intraday markets A. Maximum energy = capacity (MW) x max operating hours (as defined in the auction order) x duration (years) B. Minimum energy >> mandatory = capacity (MW) x min operating hours (as defined in the auction order) x duration (years) = max auction energy (if the auctioned product was energy)
Remuneration of REER facilities	DA + Intraday REER payments = Energy sales (MWh) x [fixed energy price + market exposure level (0-50%) x (Market price – fixed energy price)] Market Exposure >> based on the level maturity, competitiveness, manageability, generation profile, size and other technical characteristics Participation in balancing and ancillary markets is allowed. Bilateral contracts are not allowed
Settlement of REER regime	The Market Operator (OMIE) calculates the difference between market price and the fixed energy price of each generator. This balance can be positive or negative: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Surplus (market price &gt; auction price): system revenue (paid by generators)</li><li>▪ Deficit (market price &lt; auction price): system cost (paid to generators)</li></ul> Surplus/deficit allocated to each consumption unit proportionally to demand purchases schedule. The Electricity System will retain the Guarantees of Origin of REER facilities as a revenue source.

# Plazos para las instalaciones

Tecnologías	Subgrupo definido en el art. 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio	Fecha límite de disponibilidad de la instalación	Fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables	Fecha de inicio del plazo máximo de entrega	Plazo máximo de entrega
Fotovoltaica	b.1.1	28/02/2023	30/06/2023	30/09/2023	12 años
Solar Termoeléctrica	b.1.2	29/02/2024	30/06/2024	30/09/2024	12 años
Eólica terrestre	b.2.1	29/02/2024	30/06/2024	30/09/2024	12 años
Eólica marina	b.2.2	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	12 años
Resto tecnologías renovables	b.3	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	12 años
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW)	b.4	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	12 años
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW)	b.5	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	12 años
Biomasa	b.6	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	15 años
Biogás, Biolíquidos	b.7	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	15 años
Biomasa	b.8	28/02/2025	30/06/2025	30/09/2025	15 años

48

Necesario adaptar a eólica marina. Los proyectos offshore requieren plazos superiores de régimen retributivo para amortizar las inversiones y conseguir la financiación

# Parámetros retributivos

Tecnologías	Subgrupo según Art. 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.	Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual. (horas)	Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual. (horas)
Fotovoltaica	b.1.1.	1.500	2.300
Solar Termoeléctrica	b.1.2.	3.000	4.000
Eólica	b.2	2.200	3.500
Resto tecnologías renovables	b.3	2.000	4.000
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW)	b.4	1.600	2.500
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW)	b.5	2.000	3.000
Biomasa	b.6	6.000	8.000
Biogás, Biolíquidos	b.7	6.000	8.000
Biomasa	b.8	6.000	8.000

Necesario adaptar a eólica marina. Los proyectos offshore presentan factores de capacidad superiores a las 4.000 horas

# Parámetros subasta

## Precio de reserva (Art. 8 RD)

- El precio de reserva es el precio máximo por encima del cual quedan excluidas las ofertas de importe superior.
- El objetivo es controlar el precio máximo de adjudicación.
- CONFIDENCIAL (Ap. 8 Resolución)

## Precio de riesgo (Art. 8 RD)

- El precio de riesgo es el precio mínimo por debajo del cual quedan excluidas las ofertas de importe inferior.
- El objetivo es eliminar las ofertas temerarias, cuya viabilidad resulte incierta.
- 0,00 euros/MWh (Ap. 8 Resolución)

## Relación mínima exigible entre el volumen de producto subastado y el volumen de producto ofertado (Art. 8 RD).

- El volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar.
- El objetivo es garantizar la competencia.
- 20% (Art. 8 RD, Art.8 Orden)

29

## Límite porcentual máximo del volumen de producto adjudicado a una empresa o grupo empresarial, sobre el volumen total del producto subastado (Art. 8 RD).

- No podrá ser superior al 50 % del volumen total del producto subastado.
- El objetivo es garantizar la competencia.
- 1.500 MW (Ap. 5 Resolución)

# Calificación

Solicitud de participación

- Medios electrónicos.
- Dirigida a la entidad administradora de la subasta (OMIE).
- Acompañada de las garantía de participación de 60 €/kW para la potencia por la que pretende presentar oferta.

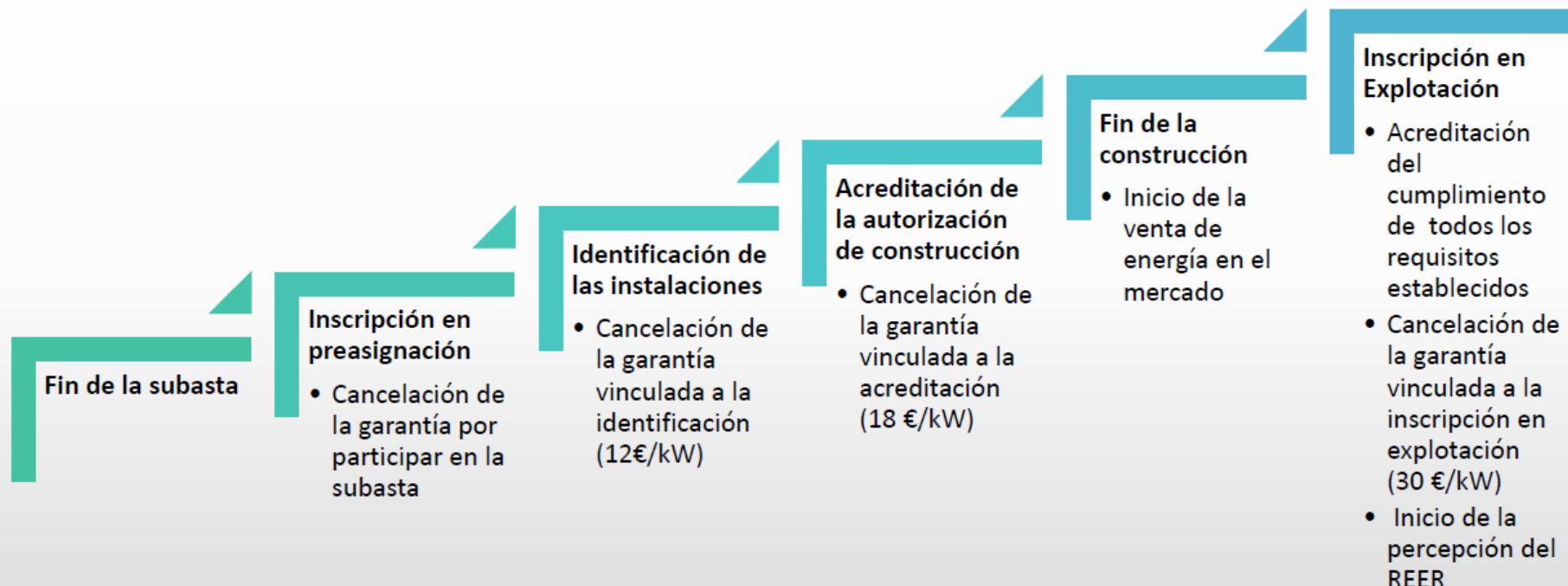
Proceso de precalificación

- Derecho a recibir información relacionada con la subasta.
- Derecho a participar en las sesiones de formación que en su caso se realicen.
- Derecho a solicitar con posterioridad la calificación.

Proceso de calificación

- Las empresas calificadas son aquellas habilitadas para presentar ofertas por determinada potencia declarada por el participante.
- El volumen máximo de calificación de cada participante es el límite de cantidad máxima por el que se podrá ofertar.

# Hitos administrativos exigidos a las instalaciones adjudicadas en las subastas



# Acceso y Conexión

A photograph of a wind farm against a clear blue sky. The turbines are white with three blades each, mounted on tall grey towers. They are scattered across the frame, with some in the foreground and others receding into the distance. The image has a slightly hazy, overexposed quality.

# Marco Regulatorio Vigente A&C

- RDL 23/2020 – Hitos caducidad permisos
- RD 1183/2020 – Procedimiento asignación y Concursos de A&C
- Circular 1 CNMC de Acceso y Conexión (20/01/2021)
- RDL 12/2021 –Criterios socioeconómicos y medioambientales
- Resolución SEE 29/06 y 20/08 de 2021-Convocatorias concursos de capacidad de acceso
- RDL 17/2019 – Introduce DA en Ley 24/2013 para habilitar convocatoria de concursos TJ
- OM TED 1182/2021 Convocatoria concurso nudo TJ Mudéjar

# Marco Regulatorio Vigente A&C

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Artículo 1. Criterios para ordenar el acceso y la conexión a las RdT y RdD de electricidad.

Para los permisos de acceso obtenidos a partir de la entrada en vigor del RDL 23/2020, se debe acreditar cumplimiento de los siguientes hitos. **Plazos a contar desde obtención permiso acceso:**

1. Solicitud presentada y admitida de AAP: **6 meses**
2. Obtención DIA favorable: **31 meses**
3. Obtención AAP: **34 meses**
4. Obtención AAC: **37 meses**
5. Obtención AAE: **5 años**

- **Art 1.2:** En permisos de acceso otorgados para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de **tecnología hidráulica de bombeo**, los plazos establecidos en este apartado se podrán extender a solicitud del titular sin que en ningún caso el plazo total de vigencia de los permisos sin contar con la autorización administrativa de explotación definitiva supere los **7 años**.

**Debería plantearse algo similar para eólica marina**

# Planificación de la Red Eléctrica



# Planificación de la Red de Transporte 2021-2026



**“Las ubicaciones de mayor probabilidad de éxito de la eólica marina en el escenario de estudio se alinean con las zonas de uso prioritario para la energía eólica marina establecidas en el borrador de los POEM”. (pg 31)**

# Planificación de la Red de Transporte 2021-2026



## I Actuación ICA\_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas  
Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

### I Descripción general:

La propuesta consiste en el refuerzo del actual eje norte-sur entre Bco de Tirajana y Sabinal mediante las siguientes actuaciones:

- Repotenciación de las líneas El Escobar-Cinsa-Mazagán 66 kV, El Escobar-Telde 66 kV y Matorral-Lomo Maspalomas 66 kV e instalación de equipos de DLR en Aldea Blanca-Agüimes-El Escobar 66 kV.
- Entrada-salida en Aldea Blanca 66 kV de la línea Bco Tirajana-El Escobar 66 kV.
- Nueva subestación Bco de Tirajana III 220 kV, con conexión mediante línea-cable de simple circuito a Sabinal 220 kV y mediante cable de doble circuito con Bco de Tirajana II 220kV.

### I Motivación / Objetivos:

- Permitir la integración adecuada de la renovable conectada en el eje norte-sur (tanto de la ya instalada como de la futura, incluyendo posible generación eólica marina).
- Reforzar la conexión entre la zona norte y sur de la isla de Gran Canaria, necesaria para garantizar la seguridad y la calidad del suministro en un escenario con alta concentración de generación de la isla en la zona sureste.

### I Alternativas:

Para todo el eje norte-sur de 66 kV se ha evaluado la capacidad de incrementar su uso mediante la monitorización dinámica de la capacidad (DLR), mediante repotenciación y mediante la instalación de sistemas de control de flujo (FACTS); incluyéndose en la propuesta aquellas soluciones que resultan viables.

### I Alternativas (cont.):

Sin embargo, estas medidas resultan insuficientes, por lo que se propone asimismo el refuerzo del eje de 220 kV. Como alternativa a este último, se ha analizado el posible cierre del mallado por la zona oeste (Mogán-La Aldea-Agaete 66 kV), solución descartada por su alto riesgo de implantación y menor efectividad para la seguridad de suministro.

### I Dimensión Europea:

No

### I Mapa:



#### PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red existente:	● Nombre	220 kV 66 kV	132 kV 66 kV Baja
Red planificada:	● 220 kV Nombre ● 132 kV Nombre ● 66 kV Nombre	220 kV 132 kV 66 kV Baja	132 kV 66 kV Baja

#### Actuaciones en líneas:

Repotenciaciones, cambios de conductor, renovaciones y DLR:

Actuaciones en subestaciones:	Compensador síncrono:	Baterías:
Nuevas reactancias:		
Nuevos transformadores:		
Ampliaciones de subestación:		
Para apoyo a la red de distribución:		
Para conexión de consumidores a red de transporte:		
Para electrificación de ejes ferroviarios:		
Para conexión de generación y almacenamiento:		

# Planificación de la Red de Transporte 2021-2026



## I Actuación ICA\_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas  
Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

### I Descripción general:

La actuación propuesta permite la evacuación de la generación renovable existente y futura de la zona sureste de Tenerife en condiciones adecuadas de seguridad y minimizando los vertidos que, a día de hoy, ya se producen. Consiste en el refuerzo del eje norte-sur entre Granadilla y Candelaria mediante el refuerzo del eje de 220 kV y un mayor uso del eje de 66 kV. En concreto incluye:

- La monitorización dinámica en tiempo real de la capacidad (DLR) del doble circuito Candelaria-Geneto 66 kV y de la línea Arico II-Polígono de Güímar 66 kV.
- Nuevo circuito linea-cable Abona-Caletillas 220 kV y conexión a 66 kV en la nueva subestación Las Rosas.
- Un tercer transformador 220/66 kV en Vallitos.

### I Motivación / Objetivos:

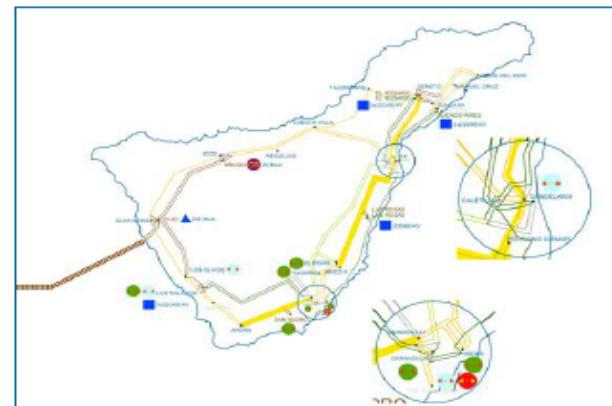
- Permitir la adecuada evacuación y transporte hacia el norte de la isla de la bolsa de generación renovable instalada y prevista en la zona sureste de la isla, así como la conexión de la previsible bolsa de generación renovable -incluida eólica off-shore- en la zona de las Rosas. Actualmente ya se producen vertidos de generación renovable por falta de capacidad de evacuación en la zona.
- Reducir el riesgo de desastre e incluso de pérdida completa del suministro de Tenerife que se puede producir ante contingencia del actual eje de 220 kV norte-sur. Este riesgo irá en aumento a medida que la generación de la isla se concentre más en el sureste de la isla.

**I Alternativas:** Se ha evaluado la posibilidad de repotenciar el actual eje norte-sur de 66 kV, sin embargo, esto resulta insuficiente para evacuar en condiciones de seguridad el contingente de renovable previsto para el horizonte 2026. Esta solución no permitiría tampoco resolver los riesgos de pérdida de suministro ante la contingencia del eje de 220 kV norte-sur existente.

### I Dimensión Europea:

No

### I Mapa:



#### PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red existente:	● Nombre	220 kV:  66 kV:	132 kV:  66 kV:  30 kV:
Red planificada:	● 220 kV: nombre ● 132 kV: nombre ● 66 kV: nombre	220 kV:  132 kV:  66 kV:  Bajos:  P.C.:	132 kV:  66 kV:  P.C.:

#### Actuaciones en subestaciones:

Compensador sincrónico: Baterías:

Nuevas reactancias:

Nuevos transformadores:

#### Ampliaciones de subestación:

Para apoyo a la red de distribución:

Para conexión de consumidores a red de transporte:

Para electrificación de ejes ferroviarios:

Para conexión de generación y almacenamiento:

Actuaciones en líneas:  
Repotenciaciones, cambios de conductor, renovaciones y DLR:

# Planificación de la Red de Transporte 2021-2026



## I Actuación GEN\_ALM

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

### Conexión de renovables y almacenamiento

#### I Descripción general:

Se incluyen posiciones adicionales asociadas a la conexión de nuevos almacenamientos así como ampliaciones para la posible conexión de generación eólica marina en zonas incluidas como prioritarias en el borrador del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM):

- Nueva subestación de Villarino de Conso 400 kV con entrada-salida en la línea Trives-Aparecida.
- Nueva subestación de Abres 400 kV con entrada-salida en la linea Pesoz-Boimente 400 kV.
- Ampliación para generación y almacenamiento en las subestaciones de Aguayo, Montearenas, Conso, Almendrales, Xove y Santa Llogaia 400 kV y Atios y Plaza 220 kV.

#### I Motivación / Objetivos:

Permitir la conexión e integración de la generación del escenario de estudio marcado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

#### I Alternativas:

La conexión a través de posiciones existentes o planificadas por otras motivaciones se ha valorado como alternativa no viable.

#### I Dimensión Europea:

No

## Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

### I Beneficios:

Beneficio socioeconómico:  
- M€/año

Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>:  
- kt/año\*

Integración adicional de renovables:  
- MWh/año

Reducción en pérdidas del sistema:  
- MWh/año\*

Reducción de la ENS:  
- MWh/año\*

Reducción de generación necesaria:  
- MW

Nota: \* un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

### I Costes:

CAPEX		OPEX								
16,9 M€		0,89 M€/año								

Año	Costes de Retribución									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

# Planificación de la Red de Transporte 2021-2026



## I Actuación GEN\_ALM

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

### Conexión de renovables y almacenamiento

#### I Descripción general:

Se incluyen posiciones adicionales asociadas a la conexión de nuevos almacenamientos así como ampliaciones para la posible conexión de generación eólica marina en zonas incluidas como prioritarias en el borrador del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM):

- Nueva subestación de Villarino de Conso 400 kV con entrada-salida en la línea Trives-Aparecida.
- Nueva subestación de Abres 400 kV con entrada-salida en la linea Pesoz-Boimente 400 kV.
- Ampliación para generación y almacenamiento en las subestaciones de Aguayo, Montearenas, Conso, Almendrales, Xove y Santa Llogaia 400 kV y Atios y Plaza 220 kV.

#### I Motivación / Objetivos:

Permitir la conexión e integración de la generación del escenario de estudio marcado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

#### I Alternativas:

La conexión a través de posiciones existentes o planificadas por otras motivaciones se ha valorado como alternativa no viable.

#### I Dimensión Europea:

No

## Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

### I Beneficios:

Beneficio socioeconómico:  
- M€/año

Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>:  
- kt/año\*

Integración adicional de renovables:  
- MWh/año

Reducción en pérdidas del sistema:  
- MWh/año\*

Reducción de la ENS:  
- MWh/año\*

Reducción de generación necesaria:  
- MW

Nota: \* un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

### I Costes:

CAPEX		OPEX								
16,9 M€		0,89 M€/año								

Año	Costes de Retribución									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.



C/ Sor Ángela de la Cruz, 2. planta 14 D  
28020, Madrid

Tel. +34 917 451 276

[aeeolica@aeeolica.org](mailto:aeeolica@aeeolica.org)  
[www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)

