

Factbook 2021



EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento ha sido elaborado por Iberdrola, S.A. ("IBERDROLA") y contiene información relativa a IBERDROLA y al grupo de compañías del cual IBERDROLA es sociedad dominante, en el sentido establecido por la ley, y se emite únicamente para su incorporación a la base de datos Factbook 2021 a efectos informativos. Este documento no constituye una oferta, recomendación o asesoramiento, o una invitación para la compra, venta, mantenimiento o canje ni una solicitud de oferta de compra, venta, mantenimiento o canje de acciones u otros títulos valores, o para la realización de ninguna operación. Este documento no debe ser considerado como asesoramiento de inversión, ni tiene la intención de servir de base para cualquier evaluación o valoración de títulos valores.

Este documento se emite únicamente y para uso exclusivo de su destinatario. Queda terminantemente prohibida la publicación, divulgación, uso o reproducción por cualquier otro medio de la información aquí contenida, total o parcialmente, sin el consentimiento previo, expreso y por escrito de IBERDROLA.

La información y las opiniones o declaraciones recogidas en este documento no han sido objeto de revisión por terceros independientes; por lo tanto, no se ofrece ninguna garantía expresa o implícita en cuanto a la imparcialidad, exactitud, integridad o corrección de la información o de las opiniones o declaraciones expresadas en este documento. Asimismo, parte de la información aquí presentada se basa en declaraciones de terceros.

No se hace ninguna declaración o garantía, expresa o implícita, y no se debe confiar en la imparcialidad, exactitud, integridad o corrección de esta información o de cualquier otra información u opinión contenida en este documento, para ningún propósito. IBERDROLA no asume ninguna obligación de actualizar o revisar públicamente la información contenida en este documento, ni de facilitar al destinatario acceso a cualquier información adicional, ni de actualizar esta documentación o cualquier información, ni de corregir cualquier inexactitud en la misma.

IBERDROLA no será responsable, ya sea por negligencia o por cualquier otra razón, de cualquier pérdida o daño irrogado como resultado del uso de, o de la confianza depositada en, la información contenida en este documento.

Ni este documento ni ninguna parte del mismo constituyen un acuerdo, ni pueden ser utilizados para integrar o interpretar ningún acuerdo o contrato.

Algunos datos numéricos relativos a los beneficios de IBERDROLA contenidos en este documento han sido redondeados de acuerdo con los estándares comerciales establecidos. Como resultado, los importes agregados (totales, intermedios, diferencias o relaciones entre cifras) en este documento pueden no corresponder en todos los casos a los importes contenidos en las cifras subyacentes (no redondeadas) que aparecen en los estados financieros consolidados.

INFORMACIÓN IMPORTANTE

Este documento no constituye una oferta o invitación para la adquisición o suscripción de acciones, de conformidad con lo dispuesto en (i) el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre; (ii) el Reglamento (UE) 2017/1129 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de junio de 2017, sobre el folleto que debe publicarse en caso de oferta pública o admisión a cotización de valores en un mercado regulado y por el que se deroga la Directiva 2003/71/CE; (iii) el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo; (iv) el Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre; y (v) su normativa de desarrollo.

Además, este documento no constituye una oferta de compra, venta o canje, ni una solicitud de oferta de compra, venta o canje de valores, ni una solicitud de voto o aprobación en ninguna otra jurisdicción.

Las acciones de IBERDROLA no podrán ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos de América excepto en virtud de un documento de registro efectivo de conformidad con la Ley de Valores de 1933 (Securities Act of 1933) o en virtud de una exención válida de la obligación de registro. Las acciones de IBERDROLA no pueden ser ofrecidas o vendidas en Brasil excepto bajo el registro de IBERDROLA como emisor extranjero de valores cotizados, y el registro de una oferta pública de certificados de depósito (depository receipts) de sus acciones, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales de 1976 (Ley Federal No. 6.385 de 7 de diciembre de 1976, en su redacción actual), o de conformidad con una exención válida del registro de la oferta.

Este documento no contiene, y la información incluida en el mismo no constituye, un anuncio, una declaración o una publicación relativa a los beneficios de Avangrid, Inc. ("Avangrid") o a sus resultados financieros. Ni Avangrid ni sus filiales asumen responsabilidad de ningún tipo por la información contenida en este documento.

Este documento incluye ciertas Medidas Alternativas del Rendimiento ("MARs"), a los efectos de lo dispuesto en el Reglamento Delegado (UE) 2019/979 de la Comisión, de 14 de marzo de 2019, y según se definen en las Directrices sobre las Medidas Alternativas del Rendimiento publicadas por la European Securities and Markets Authority el 5 de octubre de 2015 (ESMA/2015/1415es). Las MARs son medidas del rendimiento financiero elaboradas a partir de la información financiera de IBERDROLA y las sociedades de su grupo pero no están definidas o detalladas en el marco de la información financiera aplicable. Estas MARs se utilizan con el objetivo de que contribuyan a una mejor comprensión del desempeño financiero de IBERDROLA pero deben considerarse únicamente como información adicional y, en ningún caso, sustituyen a la información financiera elaborada de acuerdo con las NIIF. Asimismo, la forma en la que IBERDROLA define y calcula estas MARs puede diferir de la de otras entidades que empleen medidas similares y, por tanto, podrían no ser comparables entre ellas. Finalmente, hay que tener en cuenta que algunas de las MARs empleadas en este documento no han sido auditadas. Para mayor información sobre estas cuestiones, incluyendo su definición o la reconciliación entre los correspondientes indicadores de gestión véase la información disponible en la página web corporativa (www.iberdrola.com).

Este documento no contiene, y la información incluida en el mismo no constituye, un anuncio, una declaración o una publicación relativa a los beneficios de Neoenergía S.A. ("Neoenergía") o a sus resultados financieros. Ni Neoenergía ni sus filiales asumen responsabilidad de ningún tipo por la información contenida en este documento.

AFIRMACIONES O DECLARACIONES CON PROYECCIONES DE FUTURO

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro sobre IBERDROLA. Tales declaraciones incluyen proyecciones y estimaciones financieras con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos, y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados futuros. Las declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen hechos históricos y se identifican generalmente por el uso de términos como “espera,” “anticipa,” “cree,” “pretende,” “estima” y expresiones similares.

En este sentido, si bien IBERDROLA considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de IBERDROLA de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de IBERDROLA, riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos identificados en los documentos enviados por IBERDROLA a la Comisión Nacional del Mercado de Valores y que son accesibles al público.

Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro se refieren exclusivamente a la fecha en la que se manifestaron, no constituyen garantía alguna de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores de IBERDROLA. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro reflejadas a continuación emitidas por IBERDROLA o cualquiera de sus consejeros, directivos, empleados o representantes quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de este documento. Salvo en la medida en que lo requiera la ley aplicable, IBERDROLA no asume obligación alguna -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro.

Centrado en el bienestar de las personas y la preservación del planeta

*Nuestro Propósito: Continuar construyendo, cada día y en colaboración, un modelo energético más **eléctrico, saludable y accesible***

Refleja la estrategia que la compañía ha venido ejecutando desde hace años, y su compromiso para **continuar luchando por:**

Una transición energética real y global

- ✓ Impulsando la descarbonización y electrificación del sector energético, y de la economía en su conjunto
- ✓ Contribuyendo a la lucha contra el cambio climático
- ✓ Generando nuevas oportunidades de desarrollo económico, social y sostenible

Un modelo energético más eléctrico...

- ✓ Abandonando los combustibles fósiles
- ✓ Generalizando el uso de fuentes de energía renovables, el almacenamiento eficiente de energía, las redes inteligentes y la transformación digital

...más saludable para las personas

- ✓ Siendo consciente que la salud y el bienestar de las personas a corto plazo depende de la calidad ambiental de su entorno

...más accesible para todos

- ✓ Favoreciendo la inclusión, la igualdad, la equidad y el desarrollo social

...construido en colaboración

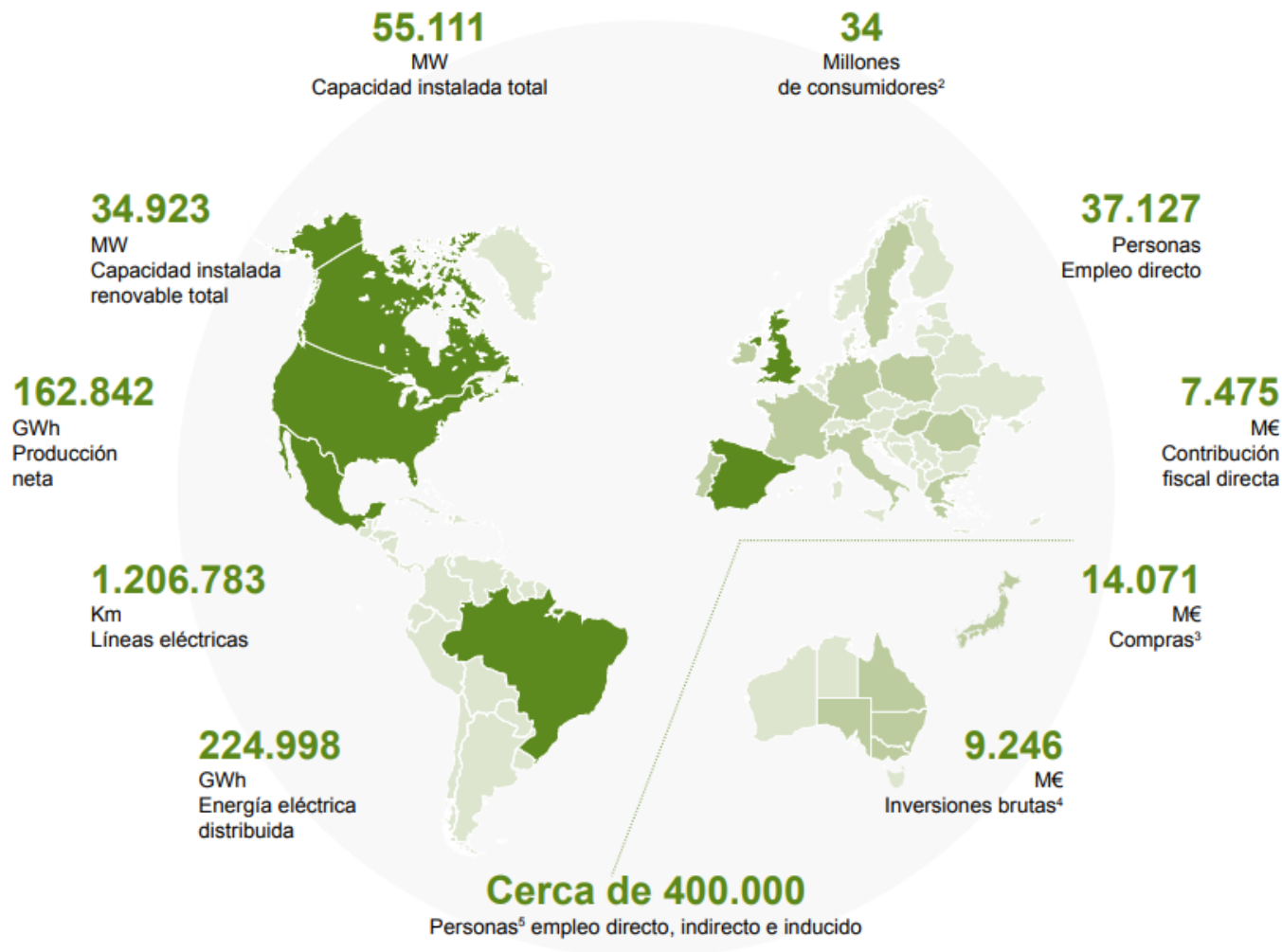
- ✓ Implicando a agentes y a la sociedad en su conjunto

AGENDA

- 1. Iberdrola hoy** (página 5)
- 2. Redes** (página 15)
- 3. Renovables** (página 46)
- 4. Generación y Clientes** (página 95)
- 5. Financiación** (página 123)
- 6. ESG⁽¹⁾** (página 136)

(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

Iberdrola es un líder energético global, el primer productor eólico...



(1) Datos a diciembre de 2020

(2) Consumidores; para energía eléctrica, donde existen áreas de distribución y comercial de electricidad, se toma el número total de clientes, para el resto de áreas los puntos de suministro.

Para gas: se usa el número total de clientes de gas, exceptuando en los Estados Unidos donde se incluye el total de los puntos de suministro

(3) Volumen facturado en el ejercicio. Importe adjudicado en 2020: 8.494 M€

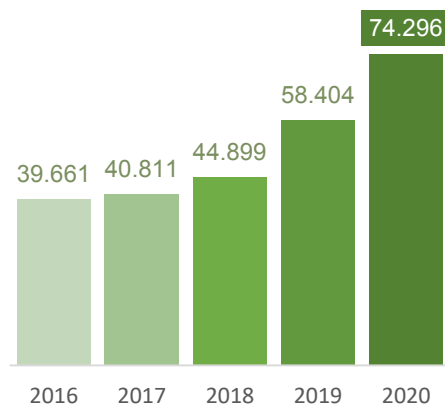
(4) Inversiones netas totales del ejercicio 2020 ascienden a 8.436 M€.

(5) Datos del Estudio de Impacto de Iberdrola, realizado por PwC, correspondiente al ejercicio 2019.

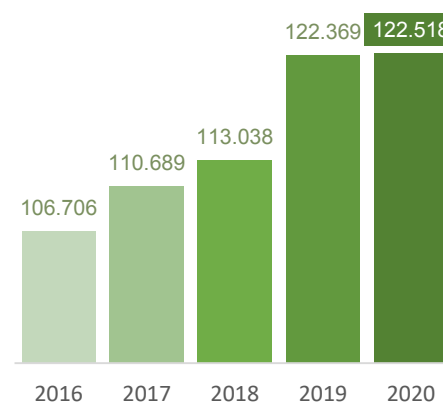
... y una de las mayores compañías eléctricas por capitalización bursátil del mundo

M Eur

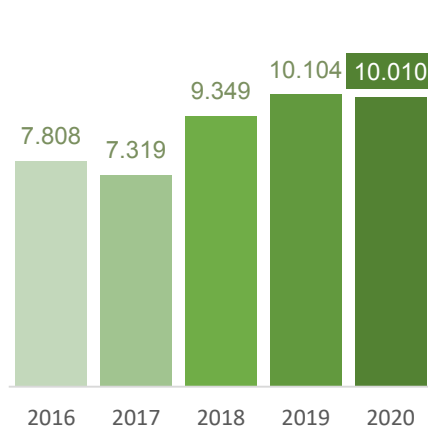
Capitalización bursátil



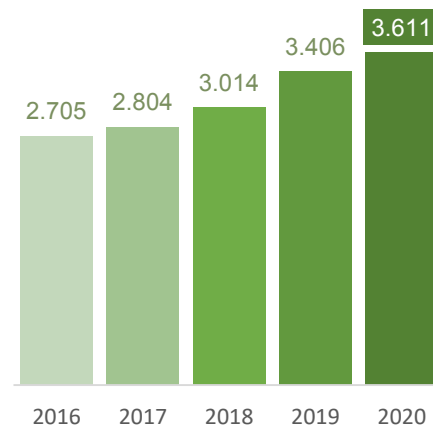
Activos



EBITDA

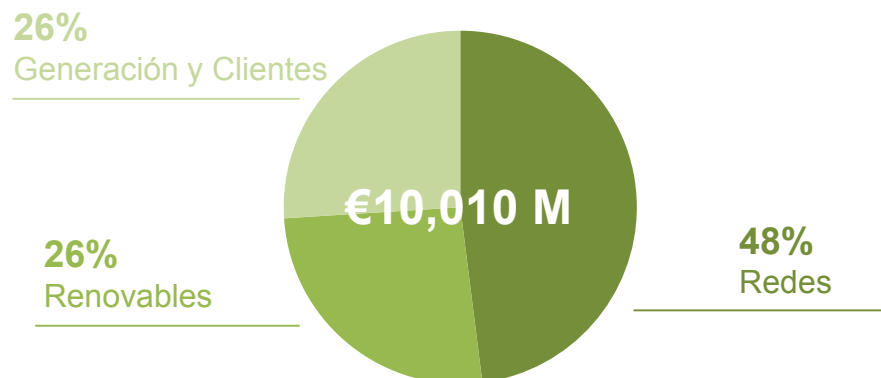


Beneficio Neto

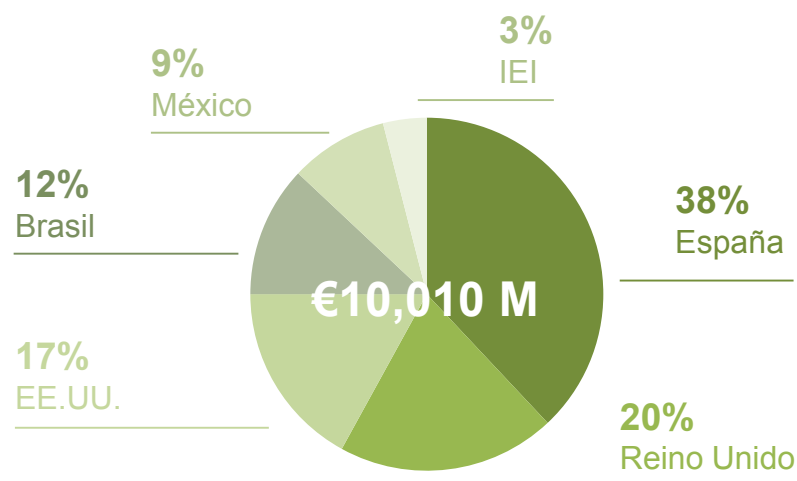


Foco en negocios de redes, renovables y clientes

EBITDA por negocios 2020



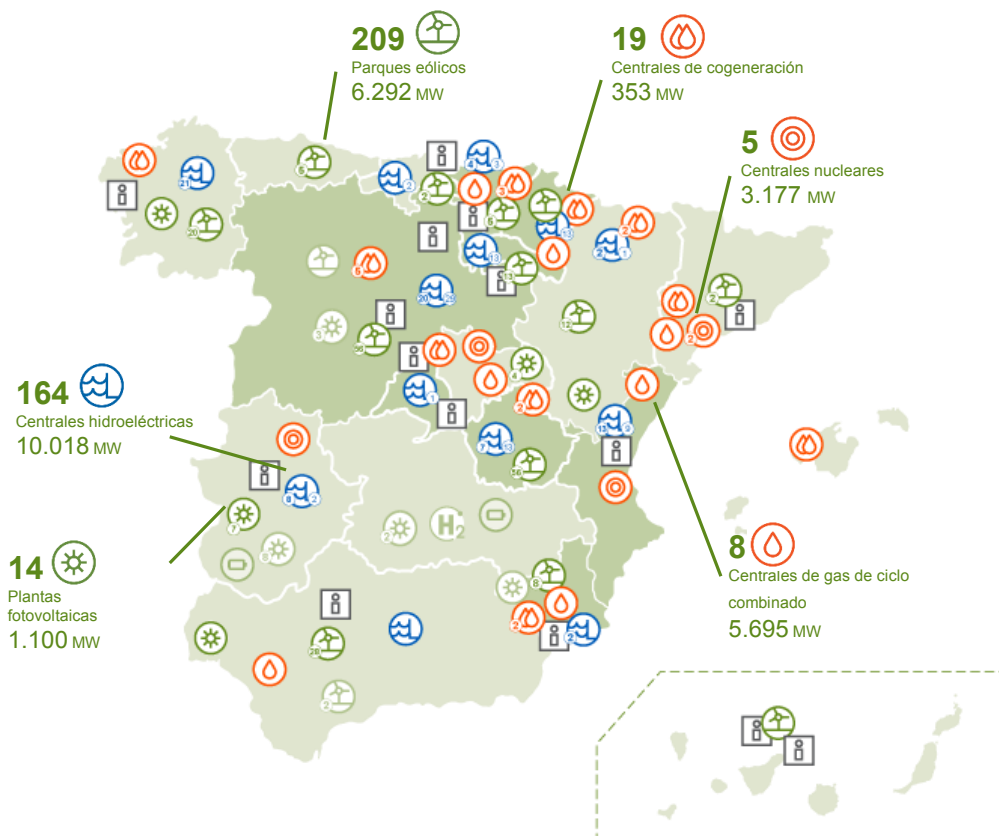
EBITDA por área geográfica 2020



Diversificación internacional
~76% en países con calificación crediticia $\geq A^{(1)}$

(1) Bajo la categorización de Standard & Poor's

Primera compañía energética



Principales oficinas

Distribución eléctrica

Área de influencia

Proyectos en construcción

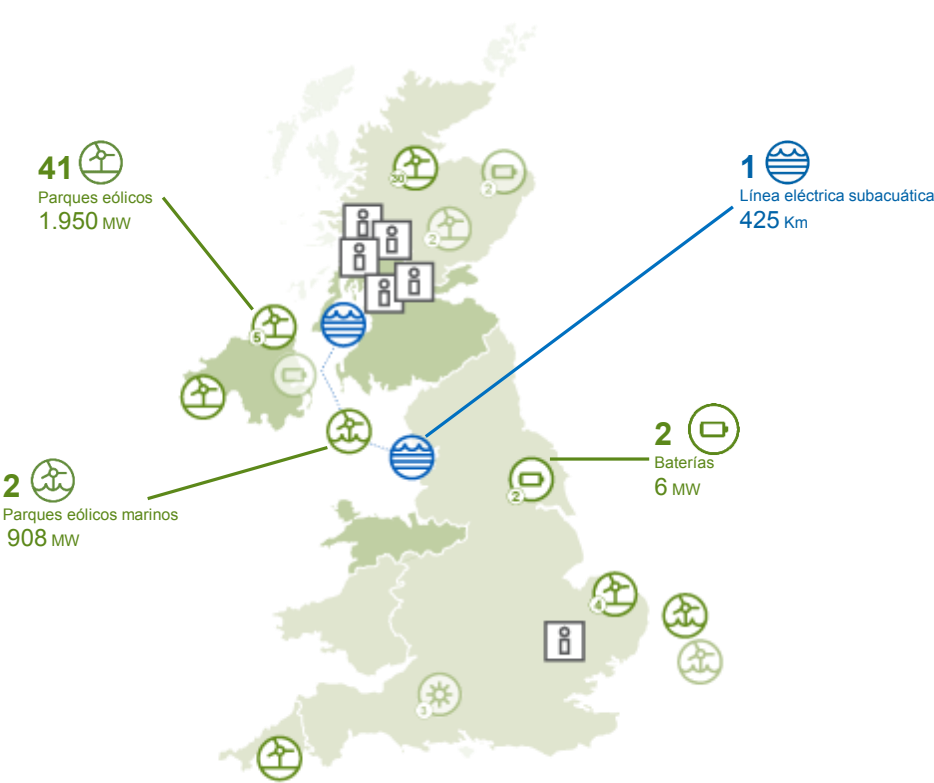
14 4 1

2 Baterías

Capacidad instalada (MW)	26.635
Capacidad renovable (MW)	17.411
Producción (GWh)	59.854
Energía distribuida (GWh)	88.390
Millones de clientes (1)	11,1
Km líneas eléctricas	270.129

(1) Número total de clientes de electricidad y gas

Redes de transporte y distribución en Escocia, Gales e Inglaterra
100% electricidad renovable. Suministro de electricidad y gas.



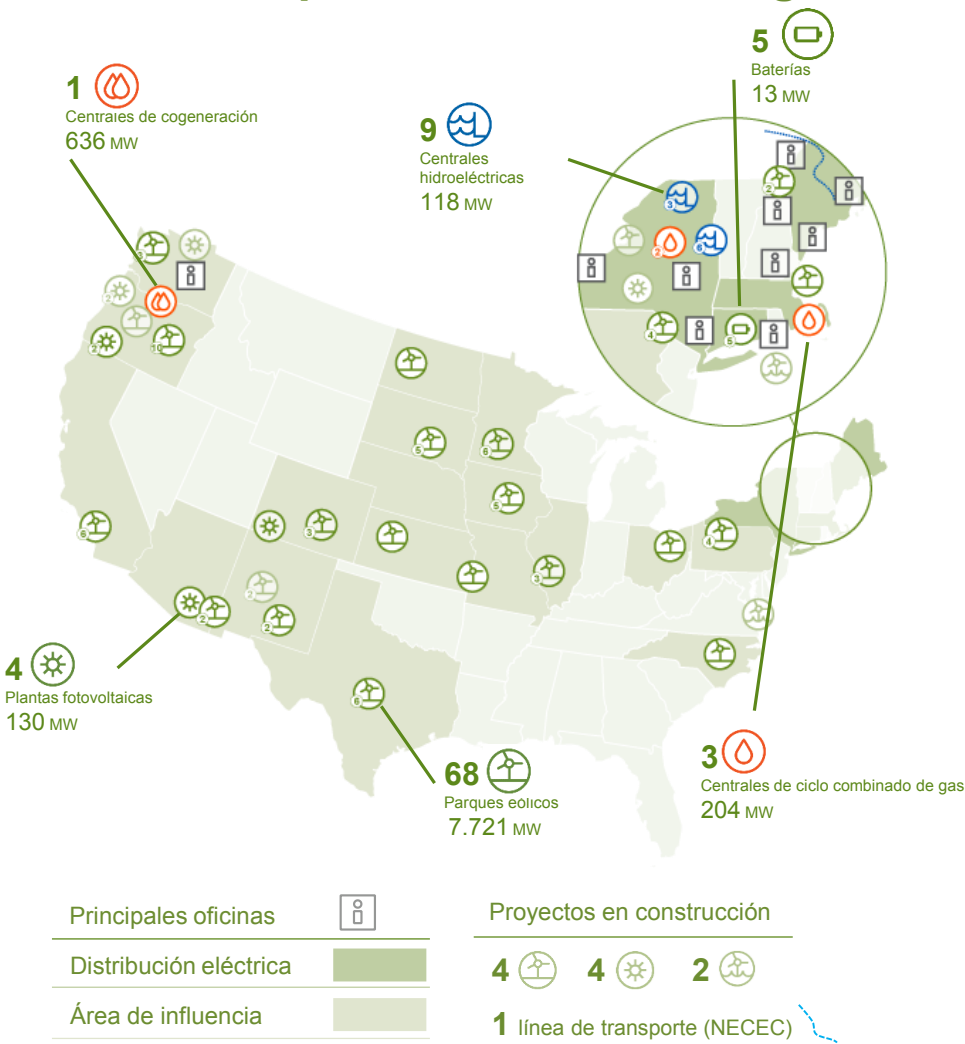
Capacidad instalada (MW)	2.864
Capacidad renovable (MW)	2.864
Producción (GWh)	6.677
Energía distribuida (GWh)	31.738
Millones de clientes ⁽¹⁾	4,7
Km líneas eléctricas	110.264

Principales oficinas		Proyectos en construcción		
Distribución eléctrica		1 	2 	3 
Área de influencia		3 		

(1) Número total de clientes de electricidad y gas

IBERDROLA EN ESTADOS UNIDOS: AVANGRID⁽¹⁾

Distribuidor de electricidad y gas en Nueva York, Maine, Connecticut y Massachusetts
88% de la producción es de origen renovable



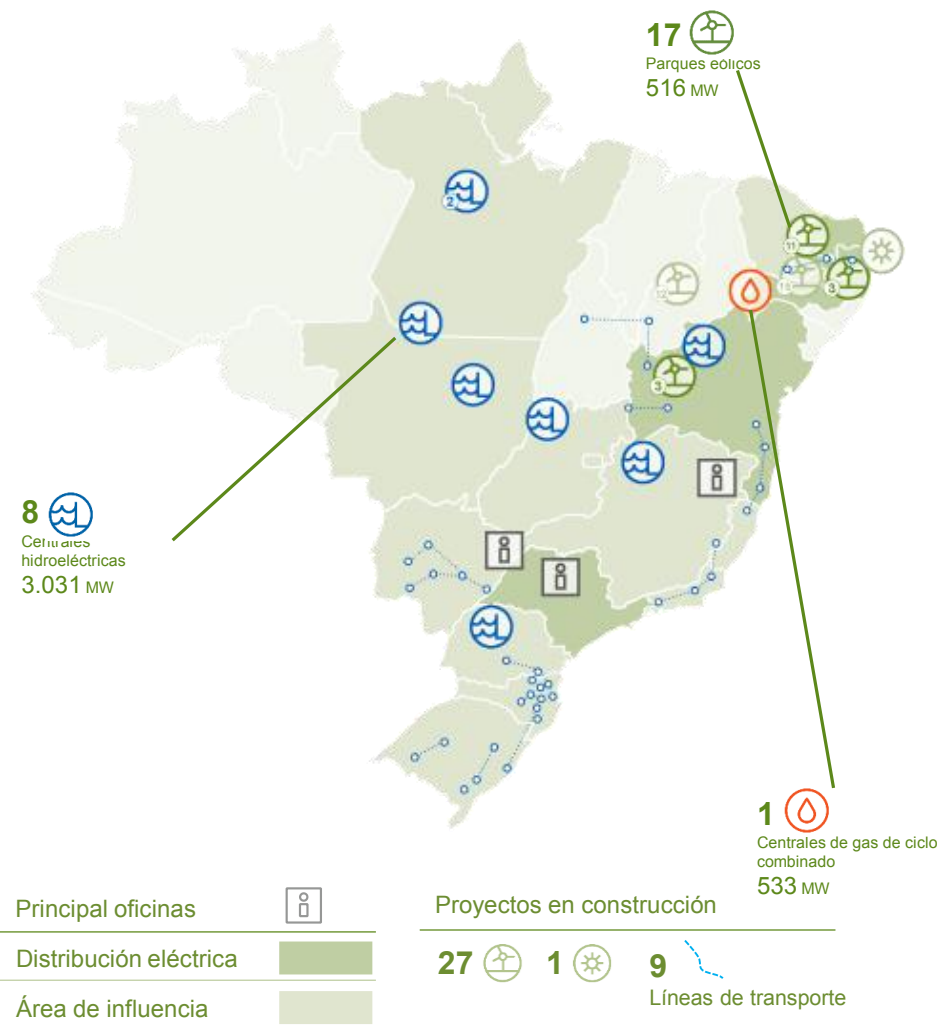
Capacidad instalada (MW)	8.822
Capacidad renovable (MW)	7.982
Producción (GWh)	22.122
Electricidad distribuida (GWh)	38.012
Gas distribuido (GWh)	59.134
Millones de clientes ⁽²⁾	3,3
Km líneas eléctricas	170.821

Presencia en 24 estados

(2) Número total de puntos de suministro de electricidad y gas

(1) Avangrid: 81,5% propiedad de Iberdrola
Datos a diciembre de 2020

Líder energético en Brasil y Latinoamérica



Capacidad instalada (MW)	4.079
Capacidad renovable (MW)	3.546
Producción (GWh)	13.122
Energía distribuida (GWh)	66.857
Millones de clientes ⁽²⁾	14,3
Km líneas eléctricas	655.569
Presencia en 18 estados	

(2) Número total de puntos de suministro de electricidad

(1) Neoenergia: 51,04% propiedad de Iberdrola

Datos a diciembre de 2020

Segundo productor de electricidad



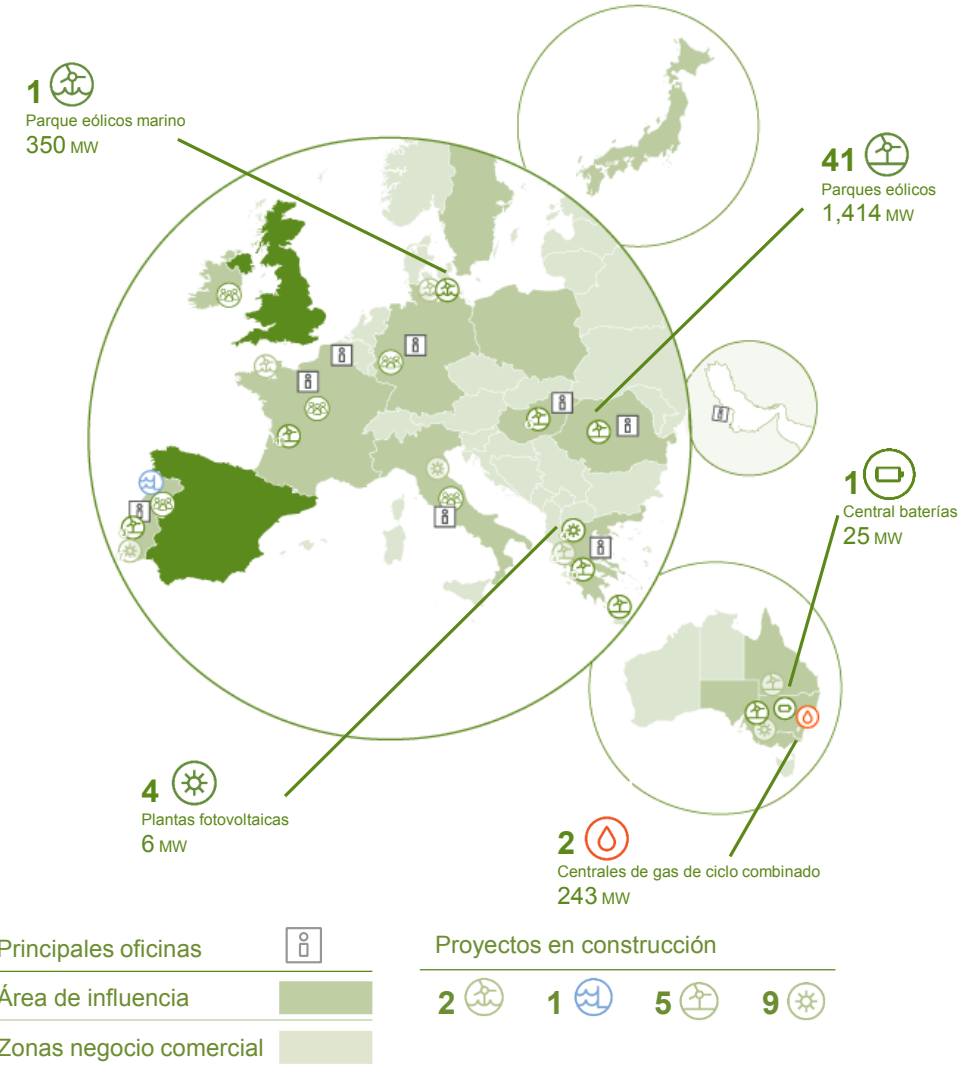
Principal oficinas	
Área de influencia	
Áreas con proyectos en construcción	

Proyectos en construcción	
2	1

Capacidad instalada propia (MW)	3,527
Capacidad instalada para terceros (MW)	7,146
Capacidad renovables propia (MW)	1,222
Capacidad renovable para terceros (MW)	103
Producción propia (GWh)	18,138
Producción para terceros (GWh)	39,378

Presencia en 13 estados

Expandiendo nuestra plataforma internacional en renovables y clientes



Capacidad instalada (MW)	2.038
Capacidad renovable (MW)	1.795
1 parque eólico marino (MW)	350
47 parques eólicos terrestres (MW)	1.414
4 plantas fotovoltaicas (MW)	6
1 central de baterías (MW)	25
Producción (GWh)	3.550
Millones de clientes ⁽¹⁾	1,0

(1) Número total de clientes de electricidad y gas

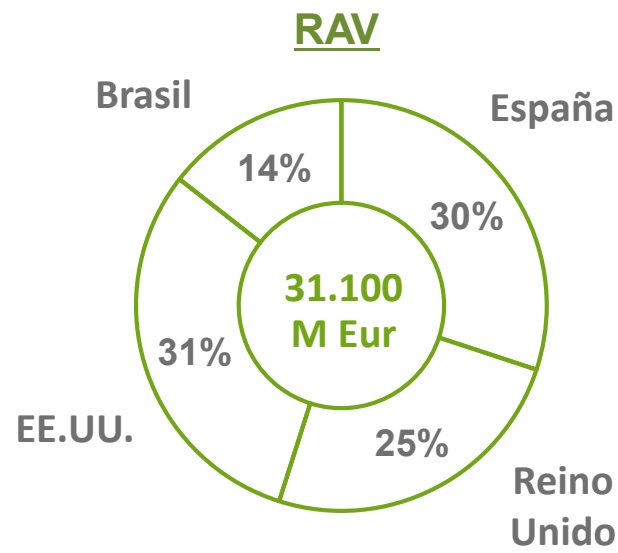
AGENDA

1. Iberdrola hoy (página 5)
- 2. Redes (página 15)**
3. Renovables (página 46)
4. Generación y Clientes (página 95)
5. Financiación (página 123)
6. ESG⁽¹⁾ (página 136)

(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

REDES

1,2 millones de Km de líneas eléctricas, más de 4.400 subestaciones y 1,5 millones de transformadores para abastecer a 31 millones de clientes



Áreas del negocio de Redes de Iberdrola

	España	Reino Unido	EE.UU.	Brasil
Transmisión – electricidad		✓	✓	✓
Distribución – electricidad	✓	✓	✓	✓
Distribución – gas			✓	

Líderes en redes inteligentes

Contadores inteligentes instalados:

- España: 11,19 M
- Reino Unido: 1,76 M
- EE.UU.: 1,48 M
- Brasil: 0,47 M

REDES: VISIBILIDAD DE LOS INGRESOS

Retornos estables y geográficamente diversificados aprobados por marcos regulatorios

		2020	2021	2022	2023	WACC regulatorio efectivo 2020 (Nominal, después de impuestos) ⁽¹⁾
	i-DE	2020 - 2025				4,5 % ⁽²⁾
	SPT	Abr 13 - Mar 21		Abr 21 - Mar 26		5,6 % ⁽³⁾
	SPD/SPM	Abr 15 - Mar 23			Abr 23 – Mar 28	5,6 %
	NYSEG/RGE	May 20 - Abr 23				5,6 %
	CMP-D	Mar 20 - Feb 21 ⁽⁴⁾				5,7 %
	UI	Ene 17- Dic 19 ⁽⁴⁾		May 21- Abr 23		6,8 %
	SCG	Ene 18- Dic 20 ⁽⁴⁾				6,5 %
	CNG	Ene 19 - Dic 21				6,6 %
	CMP-T/UI-T	Actualización anual				7,5 %
	COELBA/COSERN	Abr 18 - Mar 23			Abr 23 – Mar 28	10,1 %
	ELEKTRO	Ago 19 - Jul 23				10,1 %
	CELPE	Abr 17 - Mar 21		Abr 21 - Mar 25		10,1 %

Note: Mejor estimación entrada en vigor de los nuevos rate cases

1) El coste promedio ponderado del capital (WACC) después de impuestos se ha calculado a partir del marco de remuneración específico de cada país. **Distribución:** ESP: WACC nominal de 6,003% antes de impuestos; Reino Unido: coste de los fondos propios (COE) real del 6% después de impuestos; EE.UU.-rentabilidad sobre fondos propios (ROE) nominal después de impuestos para cada distribuidora; BRA: WACC real del 8,09% después de impuestos; **Transmisión:** Reino Unido: coste de fondos propios (COE) real del 7% después de impuestos; Transmisión Estados Unidos: rentabilidad sobre fondos propios (ROE) nominal del 11,1% después de impuestos

2) WACC nominal después de impuestos para 2021: 4,2%, basado en WACC nominal del 5,58% antes de impuestos

3) RIIO T2 para la transmisión en Reino Unido desde abril de 2021: coste de los fondos propios (COE) real del 4,25% después de impuestos propuestos por Ofgem, Scottish Power ha apelado a la Autoridad del Mercado de la Competencia (CMA – Competition Market Authority)

4) El marco regulatorio se extiende automáticamente

REDES: ESPAÑA

A cierre de diciembre de 2020, ~11,2 millones de contadores inteligentes instalados y se han digitalizado más de 100.000 transformadores

	2020
Base Regulatoria de Activos RAV (M Eur)	9.300
Energía distribuida (GWh)	88.390
Puntos de suministro (millones)	11,2
Km de líneas eléctricas	270.129

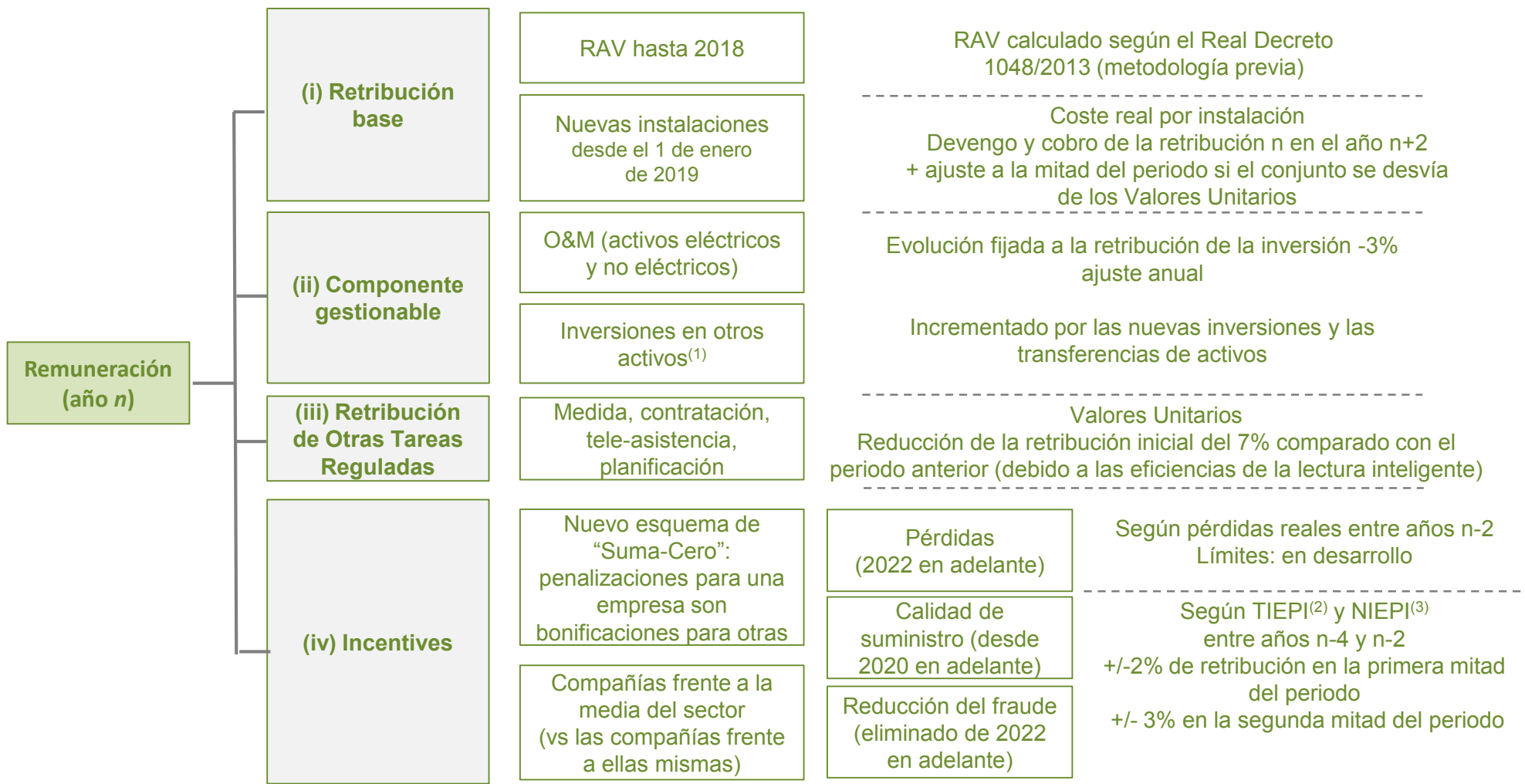


Distribución: Circular 6/2019 CNMC. Periodo regulatorio: 2020-2025

- **Retribución calculada mediante metodología WACC y revisada cada 6 años (periodo regulatorio): 6,003% (antes de impuestos) en 2020 y 5,58% desde 2021 en adelante.** Hasta el 31 de diciembre de 2019 la retribución estaba fijada a las Obligaciones del Estado a diez años (6,5%).
- **La remuneración tiene 4 componentes:**
 - i. **Retribución del valor neto del activo regulatorio (CAPEX):** Mantiene el activo regulatorio (RAV) de las inversiones hasta 2018.
 - Retribución de **activos existentes a 31 de diciembre de 2014** calculada según el Real Decreto 1048/2013 (Valores Unitarios (VVUU) son la referencia para calcular activos regulatorios):
 - VVUU corregidos por un coeficiente por compañía
 - Se restan los activos cedidos (con estimación para anteriores a 1998)
 - Se retribuyen activos durante su vida útil regulatoria (dependiendo de la contabilidad por compañía)
 - **Activos en operación desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018**
 - Valor intermedio entre Valores Unitarios y coste auditado
 - Se remuneran los activos durante su vida útil regulatoria (40 años para activos de redes y 12 para sistemas de control)
 - **Nuevos activos en operación desde el 1 de enero de 2019:** coste auditado por instalación
 - ii. **Retribución del componente gestionable (OPEX):**
 - **O&M e “Inversiones en otros activos”** (sistemas no asociados a la digitalización, maquinaria, vehículos, edificios y herramientas): este término evoluciona según el incremento en la retribución de inversiones en activos eléctricos y con un factor de ajuste constante del 0,97 anual, con el objetivo de ajustarlo a los costes reales de las compañías.
 - **Eficiencias:** las distribuidoras pueden retener el 100% de eficiencias obtenidas por el OPEX adicional al factor de ajuste previo
 - iii. **Otras tareas reguladas:** lectura, contratación, impagos, facturación, canales de atención al cliente, planificación y estructura... según los VVUU y la tasa de ocupación de la vía pública -7% comparada con el periodo anterior
 - iv. **Incentivos:**
 - Calidad y reducción de pérdidas: cada compañía tendrá bonificaciones o penalizaciones, de forma que el conjunto sea de “suma cero”. En el caso del incentivo de pérdidas, se plantea una moratoria de 2 años para analizar una posible zonalización de las redes.
 - Lucha contra el fraude: según fraude detectado. Eliminado de 2022 en adelante
- **Máxima inversión anual establecida por el gobierno: 0,13%⁽¹⁾ PIB**

(1) Aumentado al 0,14% del PIB para el periodo 2020-2022, según el RDL 23/2020

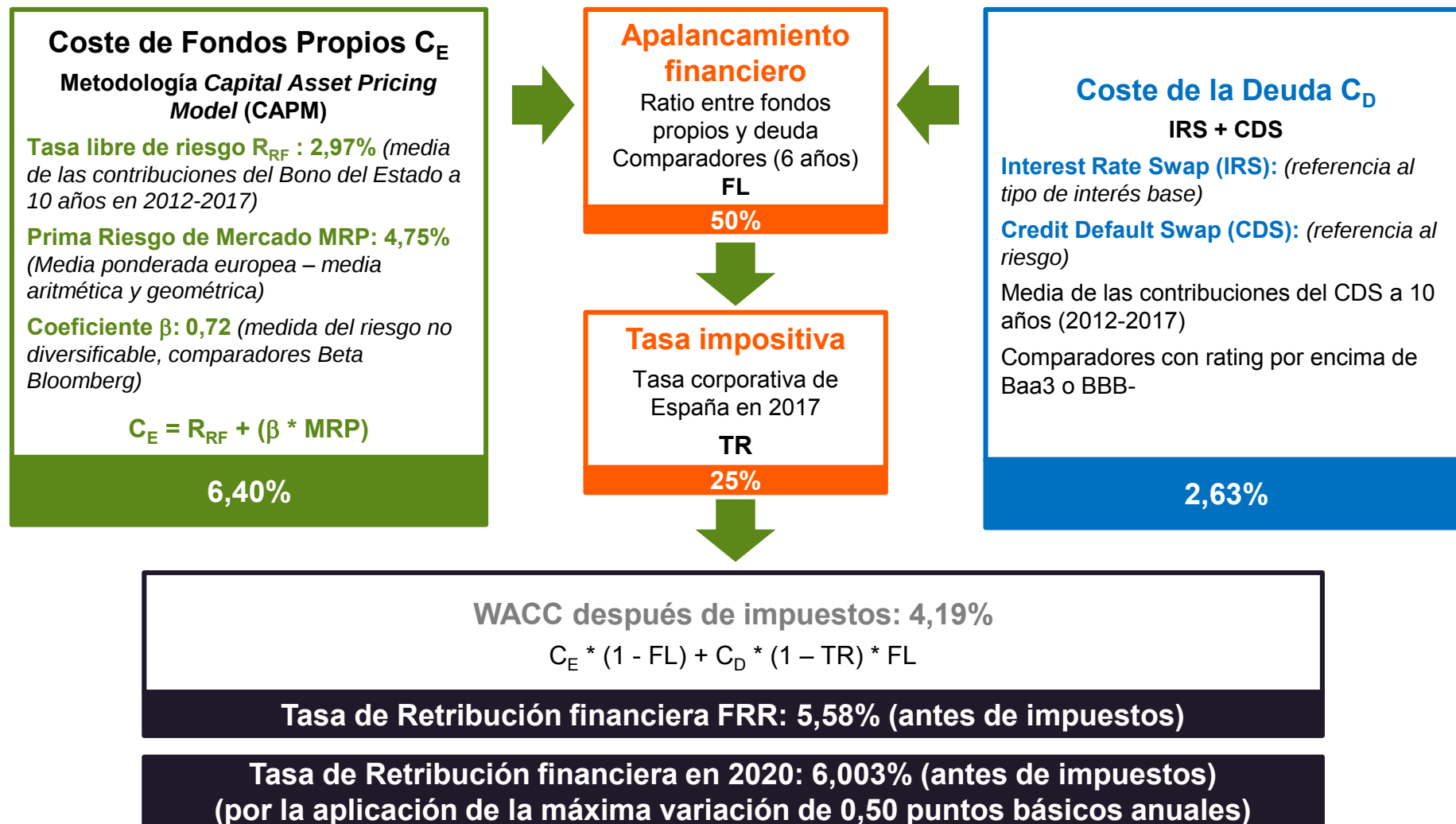
Distribución: Circular 6/2019 CNMC. Periodo regulatorio: 2020-2025



(1) **Otros activos** incluye: sistemas y comunicaciones no asociados con digitalización, maquinaria, mobiliario, vehículos, edificios y herramientas
(2) **TIEPI**: Tiempo de Interrupción Equivalente de la potencia instalada en media tensión
(3) **NIEPI**: Número de Interrupciones Equivalente de la potencia instalada

Distribución: Circular 2/2019 CNMC

Tasa de remuneración financiera para el periodo 2020-25 (Metodología WACC)



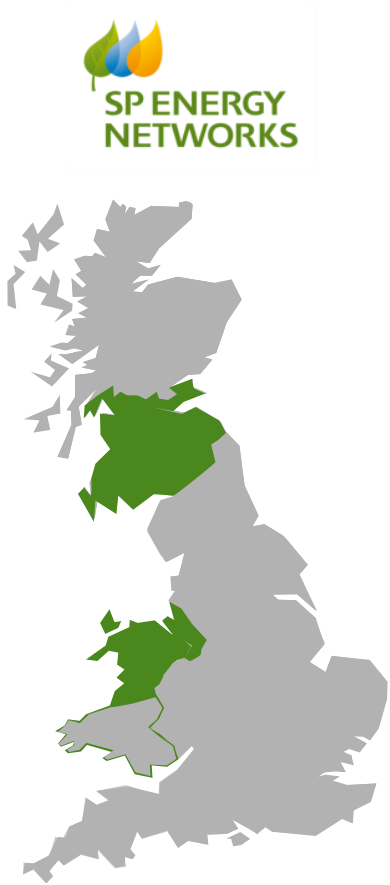
Real Decreto Ley 23/2020

Aumenta el límite anual de inversión para la distribución de electricidad y también reconoce el papel de la electrificación y la necesidad de mantener el equilibrio financiero del sector

- **Inversiones en redes.** Aumento del límite anual para el periodo 2020-2022 del 0,13% al 0,14% del PIB para la distribución de electricidad.
- **Equilibrio financiero del sector.** Aborda la sostenibilidad económica del sector permitiendo el uso del superávit histórico de las liquidaciones de 2019 y 2020 para cubrir los costes del sector.

Una de las mayores compañías de distribución y una de las 3 compañías con licencias de transporte en el país

	2020
RAV (millones de GBP)	6.900
Scottish Power Distribution	29%
Scottish Power Manweb	31%
Scottish Power Transmission	40%
Energía distribuida (GWh)	31.738
Scottish Power Distribution	54%
Scottish Power Manweb	46%
Puntos de suministro (M)	3,5
Scottish Power Distribution	57%
Scottish Power Manweb	43%
Km de líneas eléctricas	110.358
Scottish Power Distribution	53%
Scottish Power Manweb	43%
Scottish Power Transmission	4%



REDES: ENTORNO REGULATORIO DEL REINO UNIDO

Forma de control

- Actualmente regulado según el modelo “RIIO” basado en incentivos de Ofgem, es decir, los Ingresos se obtienen con el cumplimiento de Incentivos, Innovación y Resultados establecidos respecto a los objetivos regulatorios.
- Método: Tope de ingresos ex-ante. El regulador establece la mayor parte de ingresos máximos permitidos fijados con antelación y en términos reales.
- El regulador tiene el deber de garantizar que las redes reguladas puedan financiar sus actividades bajo licencia, en aras de mantener una calificación crediticia de grado de inversión.

Descripción general del control de precios

	Transmisión de electricidad	Distribución de electricidad
Control de precios	RIIO – ET2	RIIO – ED1
Plazo de 8 años	2021 – 2026	2015 – 23
Rentabilidad permitida sobre RAV (ET: CPIH / ED: RPI)	Ofgem: 2,93% ⁽¹⁾ (2021-22)	3,26% (2020-21) 3,15% (2021-22)
RAV a cierre de 2020	2.764 M£	SPD - 1.962 M£ SPM - 2.142 M£

Incentivos, mecanismos de incertidumbre y ajustes

- Posibilidad de aumentar la rentabilidad del resultado a través de incentivos económicos obtenidos al gastar menos de lo esperado y por rendimientos superiores respecto a resultados definidos.
- El mecanismo de incentivos del gasto total (TOTEX) comparte el exceso/falta de TOTEX reconocido entre redes y clientes mediante un ajuste en los ingresos reconocidos, basado en la tasa de incentivo por eficiencia (*distribución electricidad: 46,5%, transporte electricidad: 49%*).
- Provisiones para gestionar casos concretos de riesgo de incertidumbre a través de posibles cambios de ingresos efectuados durante el control de precios; p.ej. indexación, mecanismos de incertidumbre, condicionantes del volumen y costes repercutidos (*pass-through*).
- Los ingresos procedentes de incentivos y mecanismos de incertidumbre se recuperan con un desfase de dos años en ED1, mientras que en ET2 se recuperan en el año en curso como parte de los ingresos actualizados a 5 años (reales y previstos).

Ingresos base

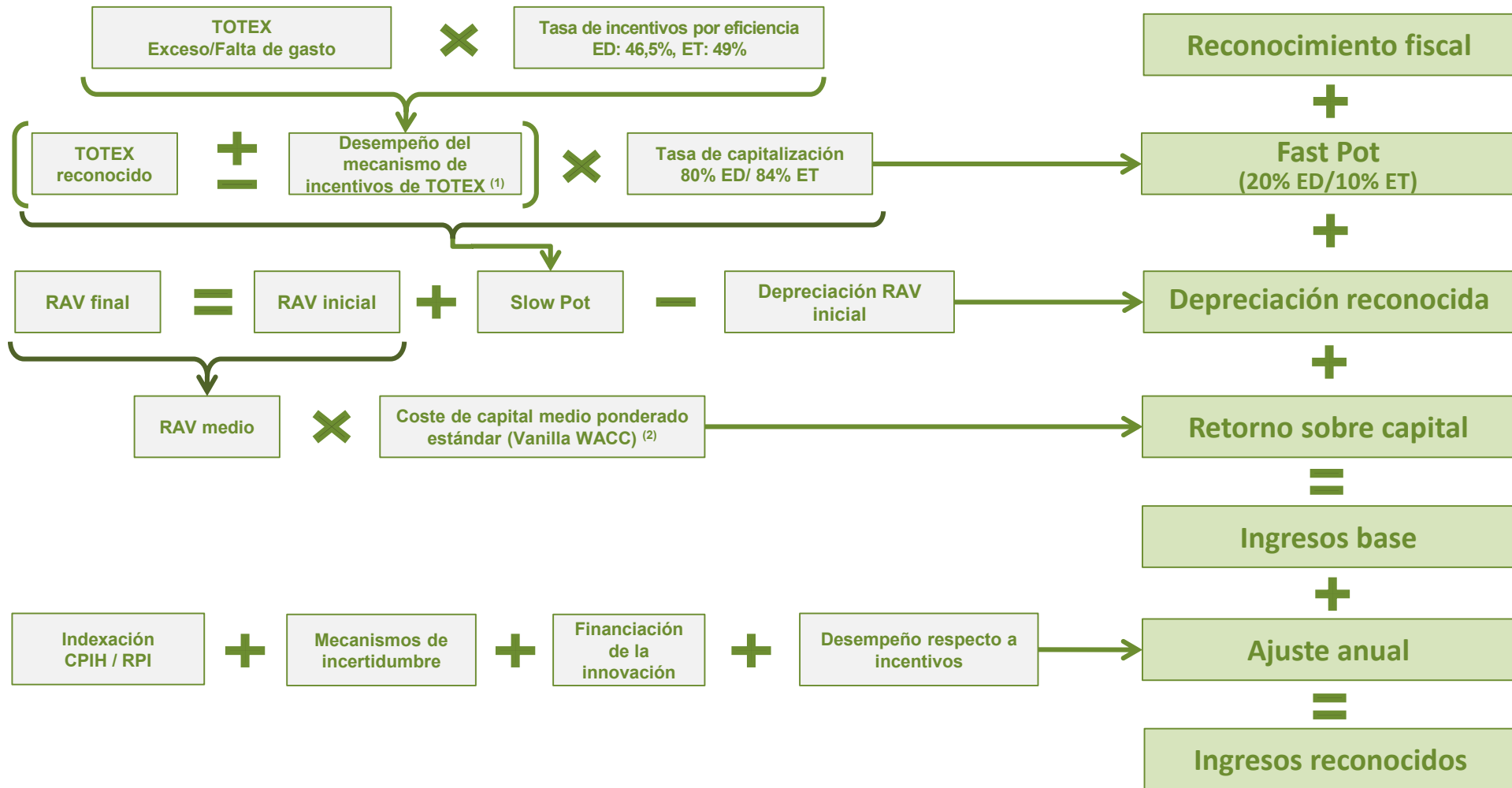
- El nivel eficiente de costes esperados necesarios para el desarrollo de la actividad se determina mediante el gasto total (TOTEX).
- El Valor del Activo Regulatorio (RAV) es un dato relevante para determinar los Ingresos permitidos. Los componentes de ingresos por la depreciación (capex permitido) y el reconocimiento de la rentabilidad se calculan a partir del RAV.
- Después de aplicar el mecanismo de incentivos de TOTEX, el TOTEX se divide entre “fast pot” y “slow pot” determinados por la tasa de capitalización (*distribución electricidad: 80%, transporte electricidad: 84%*).
- El “slow pot” capitalizado se agrega al RAV y se remunera a lo largo del tiempo a través de una rentabilidad reconocida sobre el capital y la depreciación (*tasa de depreciación: 45 años después de la inversión 2013/14, 20 años antes de la inversión 2013/14, con un periodo de transición que aumenta linealmente*). El “fast pot” (*D: 20%, T: 16%*) se trata como un pago reconocido dentro de ese año.
- Provisión para impuestos.

Ajustes

- Ajuste anual de ingresos reconocidos para:
 - Indexación CPIH (ET2) / RPI (ED1)⁽²⁾ de ingresos reconocidos;
 - Bonificaciones/penalizaciones por incentivos;
 - Financiación de la innovación;
 - Costes no controlables (p. ej. mecanismos de incertidumbre); y
 - *True Ups*, incluidas las diferencias entre la demanda real y la estimada, ya que las compañías de redes no están expuestas a la volatilidad de la demanda.

(1) SP Energy Networks ha recurrido la Resolución Final de Ofgem (*Final Determination*) sobre nuestro Plan de Negocio RIIO-T2 ante la Autoridad de Competencia y Mercados (CMA)
(2) RPI (Retail Price Index: Índice de Precios de Venta al Público) mide el cambio producido en el coste de una muestra representativa de bienes y servicios minoristas, incluido el coste de la vivienda. Esta medida por lo general ya ha sido sustituida por el CPI(H)

Esquema de la obtención de los ingresos reconocidos



(1) El mecanismo de incentivos TOTEX promueve la eficiencia al compartir el exceso / falta de gasto en el Totex permitido entre redes y clientes mediante un ajuste en los ingresos permitidos, basado en la tasa de incentivo por eficiencia (ED: 46,5%, ET: 49%).

(2) Vanilla WACC: Coste de capital medio ponderado estándar: coste de la deuda antes de impuestos, coste del capital después de impuestos.

(3) La indexación CPIH se aplica bajo el RIIO-T2 mientras que para lo que queda de RIIO-ED1 se aplica la indexación RPI

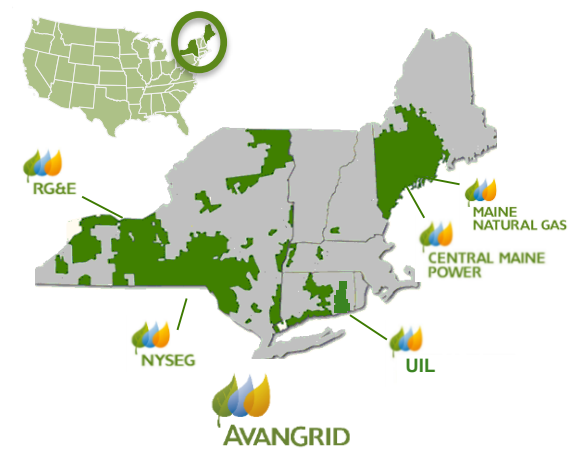
8 utilities reguladas en Nueva York, Connecticut, Maine y Massachusetts

RAV (USD Bn)	10.9
NYSEG - Electricity	2.4
NYSEG - Gas	0.7
RG&E - Electricity	1.6
RG&E - Gas	0.5
CMP - Distribution	1.0
CMP - Transmission	1.6
UI - Distribution	1.2
UI - Transmission	0.7
SCG	0.6
CNG	0.5
BGC	0.1
MNG	0.1

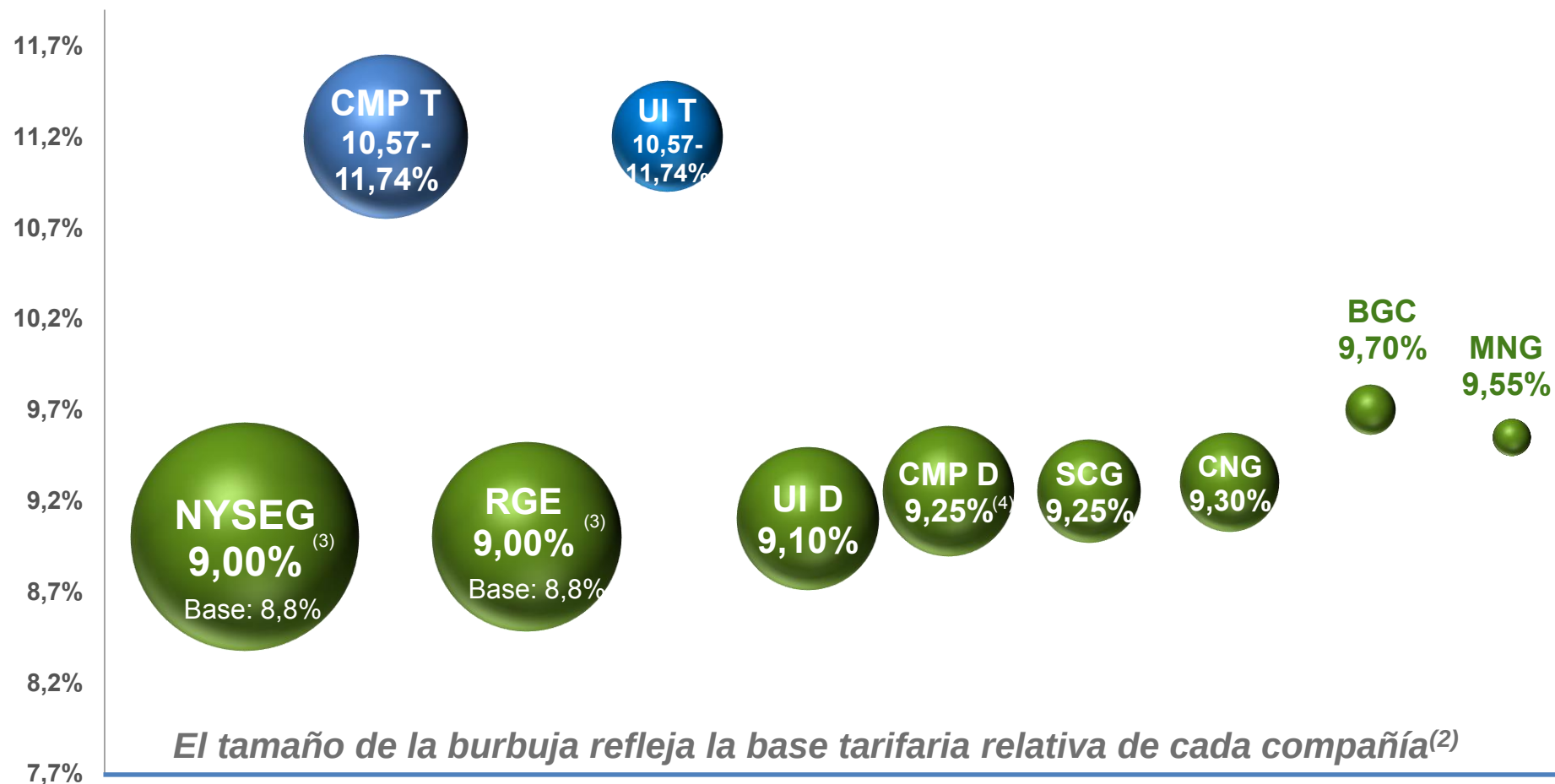
Energía distribuida (GWh)	97.147
Electricidad	38.012
NYSEG	42%
RG&E	19%
CMP	25%
UI	13%
Gas	59.134
NYSEG	26%
RG&E	28%
MNG	5%
BGC	5%
CNG	19%
SCG	18%

Puntos de suministro (M)	3.3
Electricidad	2.3
NYSEG	40%
RG&E	17%
CMP	28%
UI	15%
Gas	1.0
NYSEG	26%
RG&E	31%
MNG	0%
BGC	4%
CNG	18%
SCG	20%

	Electricity	Gas
Km de líneas eléctricas / gasoductos	170,821	43,716
NYSEG	46%	31%
RG&E	12%	34%
CMP	32%	0%
MNG	0%	1%
UI	9%	0%
SCG	0%	15%
CNG	0%	14%
BGC	0%	5%



Rentabilidades sobre fondos propios (ROEs) reconocidas⁽¹⁾



(1) Datos a diciembre de 2020

(2) Base tarifaria media estimada de ~10.700 M USD en 2020

(3) Incluye reconocimiento de 20 pb antes del sharing en el año 1

(4) No incluye -1,00% de ajuste de eficiencia en la gestión, vigente hasta que se alcancen los indicadores de servicio al cliente durante 18 meses desde el 1 de marzo de 2020

Los planes tarifarios de Nueva York reflejan la aprobación en diciembre de la Propuesta Conjunta modificada

	NY State Electric (NYSEG-E)	NY State Gas (NYSEG-G)	Rochester Electric (RGE-E)	Rochester Gas (RGE-G)
Jurisdicción	Nueva York			
Regulador	New York Public Service Commission (NYPSC)			
Plazo	3 year rate case settled December 2020. Tariffs increase retroactively effective April 17, 2020 (with a make-whole)			
Incremento de tarifas anuales				
Base tarifaria media (2019)	2.250 M USD	610 M USD	1.453 M USD	516 M USD
ROE / Coeficiente de capital reconocido	8,8% / 48%			
Reparto de beneficios	Participación en beneficios al 50% del capital: 100% hasta el 9,00% en el año 1, hasta el 9,10% en el año 2, y hasta el 9,20% en el año 3			
Año base	Estimación			
Costes reconciliados	- Mecanismo de ajuste de tarifas de hasta 42,8 M USD/año - Desvinculación de la demanda - Otros: grandes tormentas, gastos medioambientales, eficiencia energética, coste de deuda, mano de obra, pensiones y otras prestaciones para la jubilación, impuestos sobre la propiedad, coste de integración de la cartera, programa de desarrollo económico y de baja renta, gestión de la vegetación			
Presentación del ROE	Annually (filed end of July)			
ROEs alcanzados	2019 (tras el reparto) ⁽¹⁾	4,0%	7,6%	8,7%
	2018 (tras el reparto) ⁽²⁾	6,2%	8,6%	9,9%
	2017 (tras el reparto) ⁽³⁾	8,6%	10,0%	9,8%
	2016 (tras el reparto) ⁽⁴⁾	8,7%	9,8%	9,1%
	2015 (tras el reparto)	7,9%	9,7%	6,0%
	2014 (tras el reparto)	9,7%	10,0%	9,5%

(1) ROEs correspondientes al año 1/5/19 – 30/4/20.

(2) ROEs correspondientes al 3er año (1/5/18 - 30/4/19) según el periodo tarifario vigente a 3 años acordado en junio de 2016.

(3) ROEs modificados correspondientes al 2º año (1/5/17 - 30/4/18) según el periodo tarifario vigente a 3 años acordado en junio de 2016.

(4) ROEs modificados correspondientes al 1er año (1/5/16 - 30/4/17) según el periodo tarifario vigente a 3 años acordado en junio de 2016.

Plan tarifario de Nueva York – Aspectos más destacados

Propuesta Conjunta modificada (JP) aprobada por la Comisión el 19 de noviembre de 2020; aceptada por la compañía el 23 de noviembre de 2020

- Plan tarifario de 3 años, proporciona **estabilidad y certeza** en los **planes de inversión** para el ~48% de la base tarifaria de redes de Avangrid
- Mantiene las compañías intactas desde el punto de vista de los beneficios, con **condición de retroactividad hasta el 17 de abril de 2020**
- **Mejoras sustanciales para mitigar apagones y costes de restauración asociados** con:
 - Mejora de la **gestión de la vegetación** (+90% en NYSEG y +19% en RGE)
 - Mejora significativa de la recuperación de los *staging costs*⁽¹⁾ - ahora **staging events ILIMITADOS** (250.000 dólares hasta 1,5 millones de dólares para NYSEG y de 1,25 millones de dólares para RGE); reparto > umbrales máximos)
 - Aumento de la **plantilla** (Equivalente a tiempo completo vs. el año de comparación 2018 +344 Año1 & +517 Año3)
 - Inversiones para mejorar la **fiabilidad del sistema** & abordar **mejoras de la infraestructura** necesaria (i.e. resiliencia, requisitos del sistema eléctrico, **Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)**) (Inversiones totales 2019-2025 ~5.100 M \$ (inc. AMI en 2024 & 2025))
- Establece una **rentabilidad (ROE) del 8,8%** con un **ratio de capital del 48%** y un **mecanismo de reparto de beneficios** basado en un ratio de capital del 50%. La participación en los beneficios es 50/50 por encima del 9% en el primer año, por encima del 9,10% en el segundo año y por encima del 9,20% en el tercer año.
- Incluye muchos **mecanismos de seguimiento y conciliación** para **reducir el riesgo** (por ejemplo, para grandes tormentas, gastos medioambientales, costes de deuda, pensiones, impuestos sobre la propiedad, desarrollo económico y programas de consumidores con bajo nivel de ingresos)
- Oportunidad de incrementar los beneficios con un **mecanismo de ajuste de los beneficios**, basado en la consecución de determinadas métricas en cada empresa
- Proporciona una **moratoria recuperable a los clientes** (incluyendo créditos directos a los clientes) durante la pandemia
- Establece un **conjunto progresivo de compromisos con respecto a los negocios de gas natural** relacionados con el **cambio climático**

(1) *Staging costs*: costes incurridos como preparación ante temporales meteorológicos, con el objetivo de proporcionar una rápida respuesta

Planes tarifarios para Connecticut

	United Illuminating Distribution (UI-D)	Southern Connecticut Gas (SCG)	Connecticut Natural Gas (CNG)
Jurisdicción	Connecticut		
Regulador	Public Utilities Regulatory Authority (PURA)		
Plazo	Plan trianual 2017-2019 Entrada en vigor en enero de 2017	Plan trianual 2018-2020 Entrada en vigor en enero de 2018	Plan trianual 2019-2021 Entrada en vigor en enero de 2019
Incremento de tarifas anuales		Año 1 - 1,5 M USD Año 2 - 4,7 M USD Año 3 - 5,0 M USD	Año 1 - 9,9 M USD Año 2 - 4,6 M USD Año 3 - 5,2 M USD
Base tarifaria media (2019)	1.112 M USD	587 M USD	538 M USD
ROE reconocido	9,10%	9,25%	9,30%
Coeficiente de capital reconocido	50%	52%	54% 2019 / 54,5% 2020 / 55% 2021
Reparto de beneficios	50/50 por encima del ROE	50/50 por encima del ROE	50/50 por encima del ROE
Año base	Estimación		
Costes reconciliados	· Desvinculación de demanda · Tormentas importantes · Suministro de energía (coste repercutido: <i>pass through</i>) · Rentas bajas	· Desvinculación de demanda · Tarifa de expansión del sistema · Suministro de energía (coste repercutido: <i>pass through</i>) · Rentas bajas · Programa de gestión de la integridad de distribución	· Desvinculación de demanda · Tarifa de expansión del sistema · Suministro de energía (coste repercutido: <i>pass through</i>) · Rentas bajas · Programa de gestión de la integridad de distribución
Presentación del ROE	Trimestral	Trimestral	Trimestral
ROEs alcanzados	2020 (tras el reparto) ⁽²⁾	9,3% ⁽¹⁾	9,6% ⁽¹⁾
	2019 (tras el reparto)	10,1% ⁽¹⁾	8,7% ⁽¹⁾
	2018 (tras el reparto)	9,6% ⁽¹⁾	8,4% ⁽¹⁾
	2017 (tras el reparto)	9,3% ⁽¹⁾	8,1% ⁽¹⁾
	2016 (tras el reparto)	6,8% ⁽¹⁾	8,1% ⁽¹⁾
	2015 (tras el reparto)	8,5%	8,2%
	2014 (tras el reparto)	9,7%	8,7%

(1) Basado en coeficientes de capital efectivos frente a los reconocidos

(2) ROES correspondientes a período de doce meses cerrado el 30/9/2019.

Planes tarifarios para Maine & Massachusetts

	Central Maine Power Distribution (CMP-D)	Maine Natural Gas (MNG)	Berkshire Gas Company (BGC)	
Jurisdicción	Maine		Massachusetts	
Organismo regulador	Maine Public Utilities Commission (MPUC)		Department of Public Utilities (DPU)	
Plazo	Plan 1 año 1/3/2020 – 28/2/2021	Plan a 10 años hasta 26/4/2016 sujeto a revisión en Año 7	Plan trianual 2019-2021 Entrada en vigor en enero de 2019	
Incrementos de tarifas anuales	Año 1 – 17,4 M\$		Año 1 - 2,3 M\$ Anos 2 y 3 – Congeladas	
Base tarifaria media (2019)	933 M USD	76 M USD	136 M USD	
ROE reconocido	9,25% menos 1,00% de ajuste por gestión de la eficiencia ⁽¹⁾	9,55%	9,7%	
Coeficiente de capital reconocido	50%	50%	54%	
Reparto de beneficios	No	50/50 por encima de 12,05%	No	
Año base	Estimación	Estimación	Histórico	
Costes reconciliados	· Desvinculación de ingresos	· Sin desvinculación de ingresos	· Desvinculación de ingresos	
	· Tormentas importantes	· Suministro de gas (<i>pass through</i>)	· Suministro de gas (<i>pass through</i>)	
	· Recuperación de tormentas menores (8,1 M\$/año vs. 4 M\$ prev.)			
	· Fondo para la gestión de la vegetación incrementado un 25%			
	· Medioambiente			
	· Suministro de gas (<i>pass through</i>)			
Presentación del ROE	Anual	Anual	Anual	
ROEs alcanzados	2019	5,8%	ND	10,8%
	2018	4,2%	ND	ND
	2017	12,7%	ND	ND
	2016	11,4%	ND	ND
	2015	7,6%	ND	ND
	2014	9,6%	ND	ND

(1) Ajuste en el ROE por gestión de la eficiencia hasta alcanzar valores establecidos en el servicio al consumidor durante 18 meses

Planes tarifarios bajo jurisdicción de la FERC

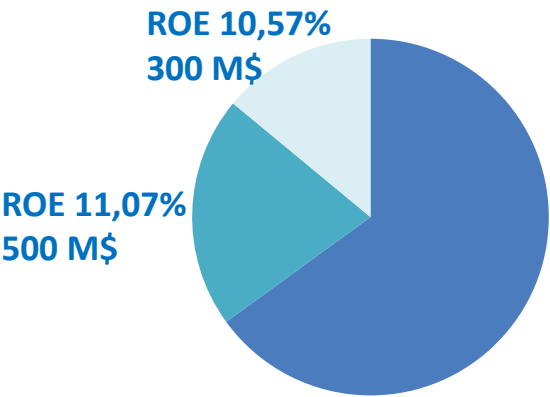
	Central Maine Power Transmission (CMP-T)	United Illuminating Transmission (UI-T)
Organismo regulador	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	
Plazo	Tramitación anual el 31 de julio	
Base tarifaria media (2019)	1.469 M USD	672 M USD
ROE reconocido	10,57-11,74%	10,57-11,74%
Coeficiente de capital	Real (aprox. 53-59%)	Real (aprox. 53-58%)
Reparto de beneficios	No	No
Desvinculación	No	No

Costes conciliados

- Actualización anual (*True-up*) de gastos operativos reales y necesidad de ingresos
- Las inversiones de capital no se incluyen en la base tarifaria hasta su puesta en servicio, a menos que se conceda un incentivo FERC específico, lo que permitiría la inclusión de Trabajos de Construcción en Curso (CWIP) en la base tarifaria
- Se reconoce una provisión de fondos usados durante la construcción (AFUDC) en concepto de coste (no dinerario) añadido al CWIP y recuperado durante la vida del activo en todos los demás proyectos que no reciben el CWIP en el incentivo de la base tarifaria.

Presentación del ROE		Anual	
ROEs ⁽¹⁾ alcanzados	2019	9,9%	11,3%
	2018	11,8%	11,3%
	2017	11,4%	11,3%
	2016	11,2%	11,4%
	2015	10,6%	11,4%
	2014	10,5%	12,1%

T FERC aprox. ~2.100 M USD
Base tarifaria por ROE obtenido
a cierre de 2019



ROE 11,74%
1.300 M\$

- Principales proyectos que reciben el 11,74%:
- MPRP
 - Middletown-Norwalk
 - NEEWS

(1) Basado en coeficientes de capital efectivos frente a los permitidos.

Instalaciones de generación regulada

Compañía operadora	Ubicación	Tipo de instalación	Capacidad instalada (MW)	Año(s) de puesta en servicio
NYSEG	Newcomb, NY	Turbina Diésel	4,1	1967, 2017
NYSEG	Blue Mountain, NY ⁽¹⁾	Turbina Diésel	2,0	2019
NYSEG	Long Lake, NY ⁽¹⁾	Turbina Diésel	2,0	2019
NYSEG	Eastern New York (6 ubicaciones)	Hidroeléctrica	61,4	1921-1983
RGE	Rochester, NY (3 ubicaciones)	Hidroeléctrica	57,1	1917-1960
UI	Connecticut (3 ubicaciones)	Celda de combustible / solar	13,4 ⁽²⁾	2015 - 2017

(1) Las Turbinas Diésel de Blue Mountain y Long Lake están en regimen de arrendamiento

(2) Incluye 2,2 MW de energía solar

- UI es una *joint venture* al 50% con afiliadas de Clearway Energy, Inc. en GCE Holding LLC, cuya filial de propiedad única, GenConn, opera dos centrales de generación pico de 200 MW* ubicadas en Devon y Middletown, ambas en Connecticut.

*Valor bruto (nominal)

Cómo modelizar

Enfoque para el cálculo del Beneficio Neto



Base tarifaria * Coeficiente de capital⁽¹⁾ * ROE regulatorio (8 utilities)



Otros ingresos:

- Reconocimiento de fondos usados en la construcción (AFUDC)
- Costes incurridos en activos y pasivos regulatorios no incluidos en la base tarifaria
- Comprobar los efectos fiscales



Participadas (GenConn, NY Transco)



Aproximación al Beneficio Neto

(1) Compañías de Connecticut, CMP y negocio de transmisión basada en el ratio efectivo de capital.

Aspectos económicos

Base tarifaria

- **Base tarifaria** = Activo bruto en servicio - Depreciación contable - Impuestos diferidos +/- capital circulante +/- activos y pasivos regulatorios (no devenga costes) + prepagos + materiales y suministros
- **Base tarifaria media** durante un periodo de **13 meses** utilizada para distribución de gas y electricidad y transporte en UI. Base tarifaria al cierre del ejercicio usada para transporte para CMP

AFUDC* y costes incurridos

- Las utilities devengan **AFUDC** en proyectos de construcción a largo plazo antes de ponerse en servicio
- Las utilities devengan **costes incurridos** en ciertos activos y pasivos regulatorios no incluidos en la base tarifaria
- Esto tiene incidencia en los **beneficios del ejercicio en curso, pero no en el flujo de caja**

Puesta en equivalencia

- 50% de la *joint venture* con afiliadas de *Clearway Energy* (GenConn) en 2 centrales en régimen regulado con un ROE del 9,85%
- Participación del 20% en NY Transco con coeficiente de capital de 53%

ROE alcanzado

- Basado en fórmulas aprobadas por el regulador y empleadas en la documentación anual de cumplimiento
- Fórmulas basadas en el resultado operativo con ciertos ajustes regulatorios
- Asunciones de ROE en el plan estratégico 2020-2025: se esperan obtener los ROEs reconocidos a mitad del periodo.

* AFUDC: provisión de fondos usados durante la construcción

Proyectos destacados: NECEC (I)

El mayor proyecto de descarbonización de Nueva Inglaterra

- El proyecto de transporte de 1.200 MW entregará energía hidroeléctrica limpia a los estados de Maine y Massachusetts
- Todos los grandes permisos han sido obtenidos con éxito y la construcción empezará en enero de 2021, con puesta en marcha estimada a mediados de 2023
- El proyecto creará 1.600 empleos durante su construcción, beneficiándose el entorno al ser equivalente a la retirada de más de 700.000 vehículos de pasajeros de las carreteras
- Actualmente, control del 100% de derechos de paso
 - 73% en corredor de transmisión existente
 - 27% en bosque industrial

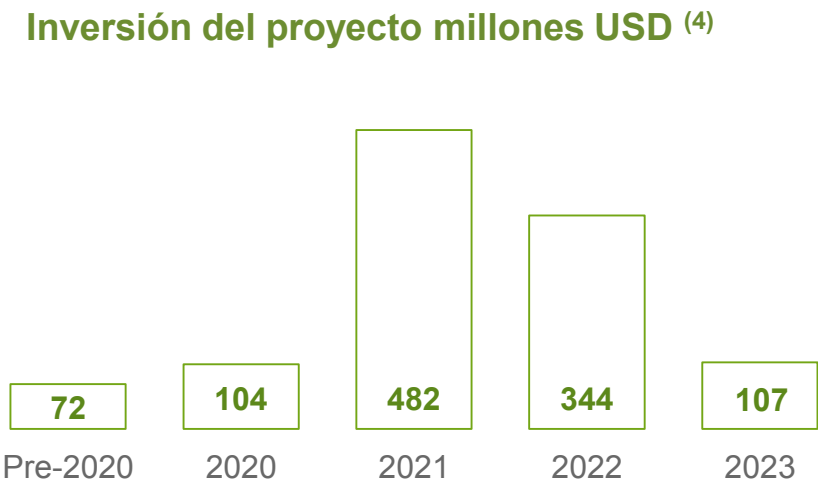
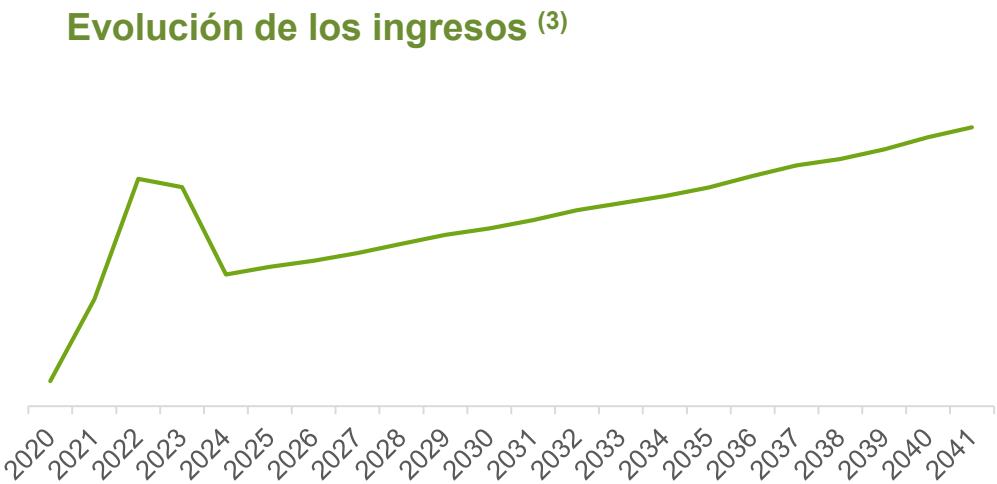


*RFP: Request for proposal

Información adicional sobre NECEC y otros proyectos: <http://www.avangrid.com/wps/portal/avangrid/Investors/investors/financialoperationalreports>

Proyectos destacados: NECEC (II)

Capacidad:	1,200 MW de transporte
Coste:	Estimado en 950 M USD (excl. AFUDC)
Precio del contrato:	9,29 \$/kW mes ⁽¹⁾ Año 1 (2023) aumentando aprox. un ~2% anualmente hasta el año 20 7,38 \$/kW mes ⁽²⁾ Años 21-40
Depreciación:	40 años por el método lineal (US GAAP) / 15 años MACRS** (fiscal)



(1) Equivalente a 12,73 \$/MWh para un factor de carga del 100%.

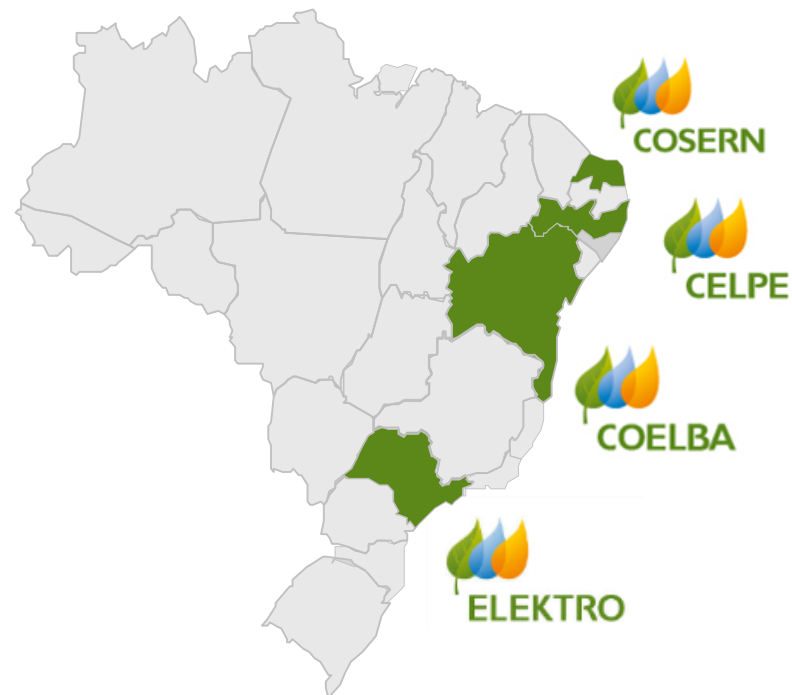
(2) Equivalente a 10,11\$/MWh para un factor de carga del 100%.

(3) Incluye AFUDC; base tarifaria estimada con ROE de transporte y estructura de capital.

(4) Los aspectos económicos del proyecto se basan en contratos de servicio de transmisión nivelados de precio fijo; por lo tanto, los importes de gasto en inmovilizado no se añaden a la base tarifaria y se cobran mediante una tarifa FERC. Se estima que los ROES sean inicialmente menores y que vayan aumentando durante la vida del contrato hasta lograr un promedio nivelado equivalente al 10,57%.

Líder energético en Brasil y Latinoamérica...

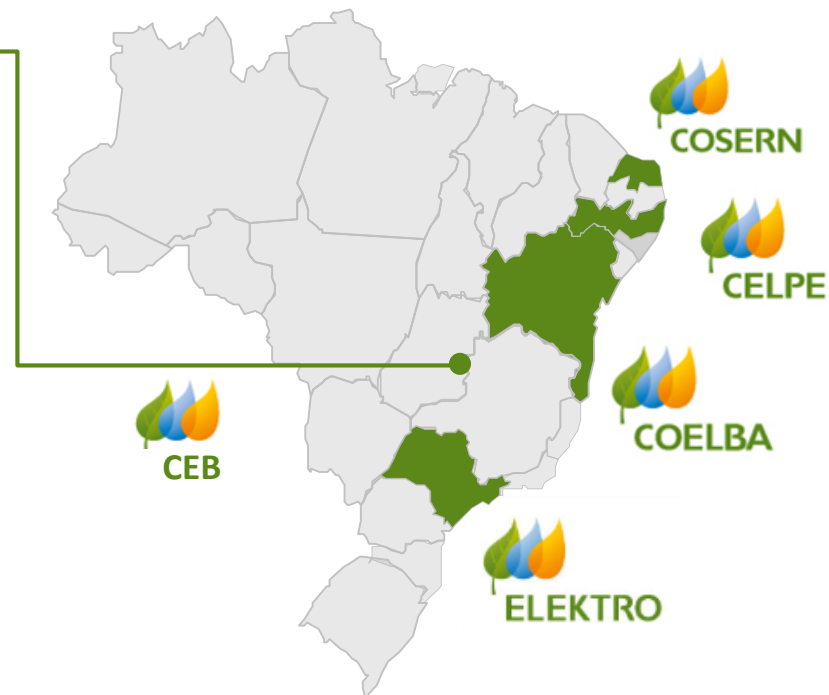
	2020
RAV (miles de millones BRL)	26,5
Elektro	17%
Coelba	38%
Celpe	20%
Cosern	8%
Transmission	17%
Energía distribuida (GWh)	66.857
Elektro	29%
Coelba	37%
Celpe	26%
Cosern	10%
Puntos de suministro (millones)	14,3
Elektro	19%
Coelba	43%
Celpe	27%
Cosern	10%
Km de línea eléctricas	654.886
Elektro	18%
Coelba	50%
Celpe	23%
Cosern	9%



... creciendo tras la integración de CEB Distribuição en marzo de 2021



- Localización: Brasília, capital de Brasil
- Población: 3,0 millones
- Área de concesión: 5.802 km²
- Plazo de la concesión: Julio 2045
- Próxima revisión tarifaria: Octubre 2021
- Datos operativos⁽¹⁾:
 - RAV neto: 1.000 M euros
 - Energía distribuida: 7,5 TWh
 - Clientes: 1,1 M
 - Km de líneas: >19.000



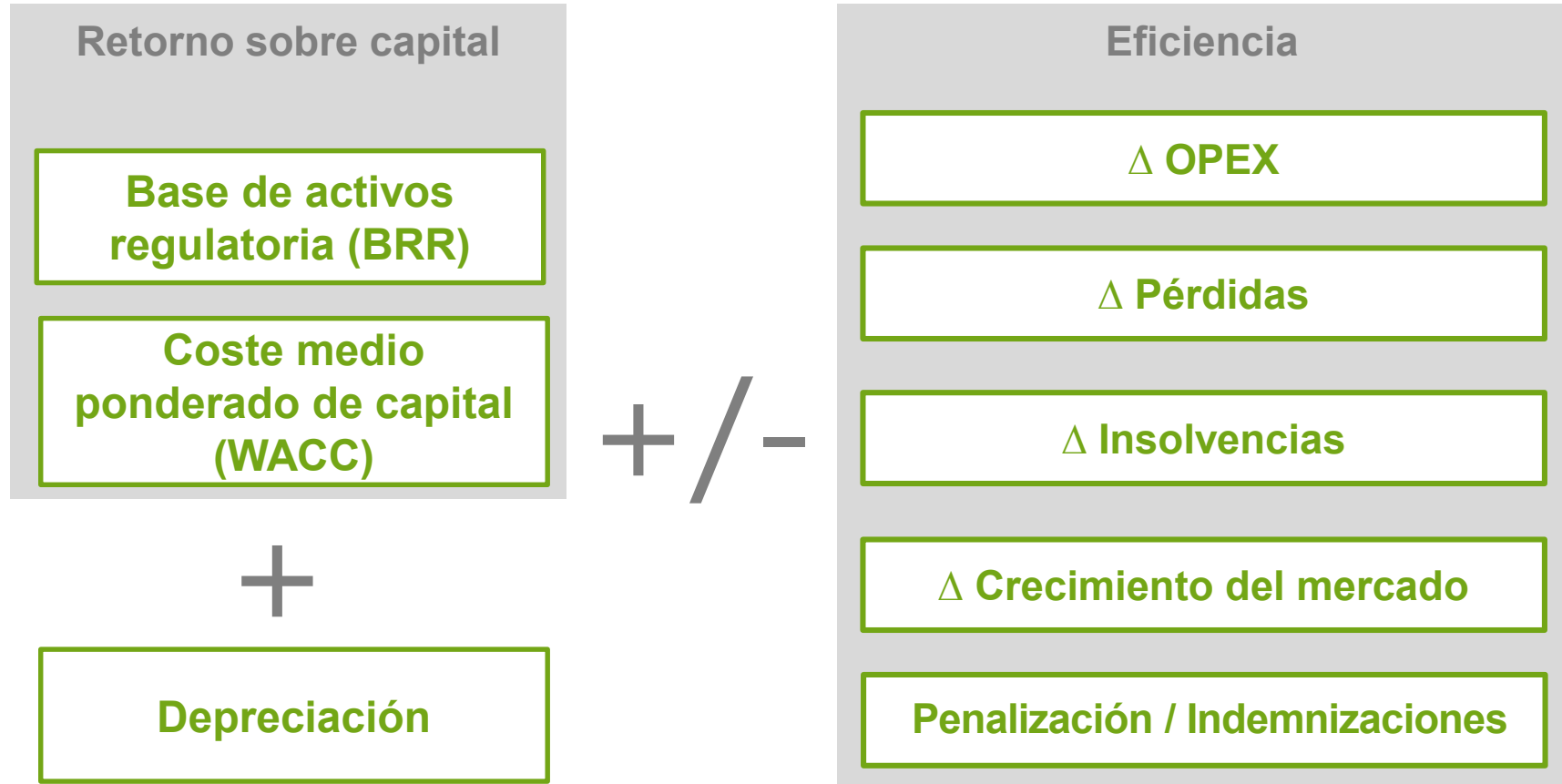
(1) Fuente: Informe anual de CEB de 2020

Marco regulatorio

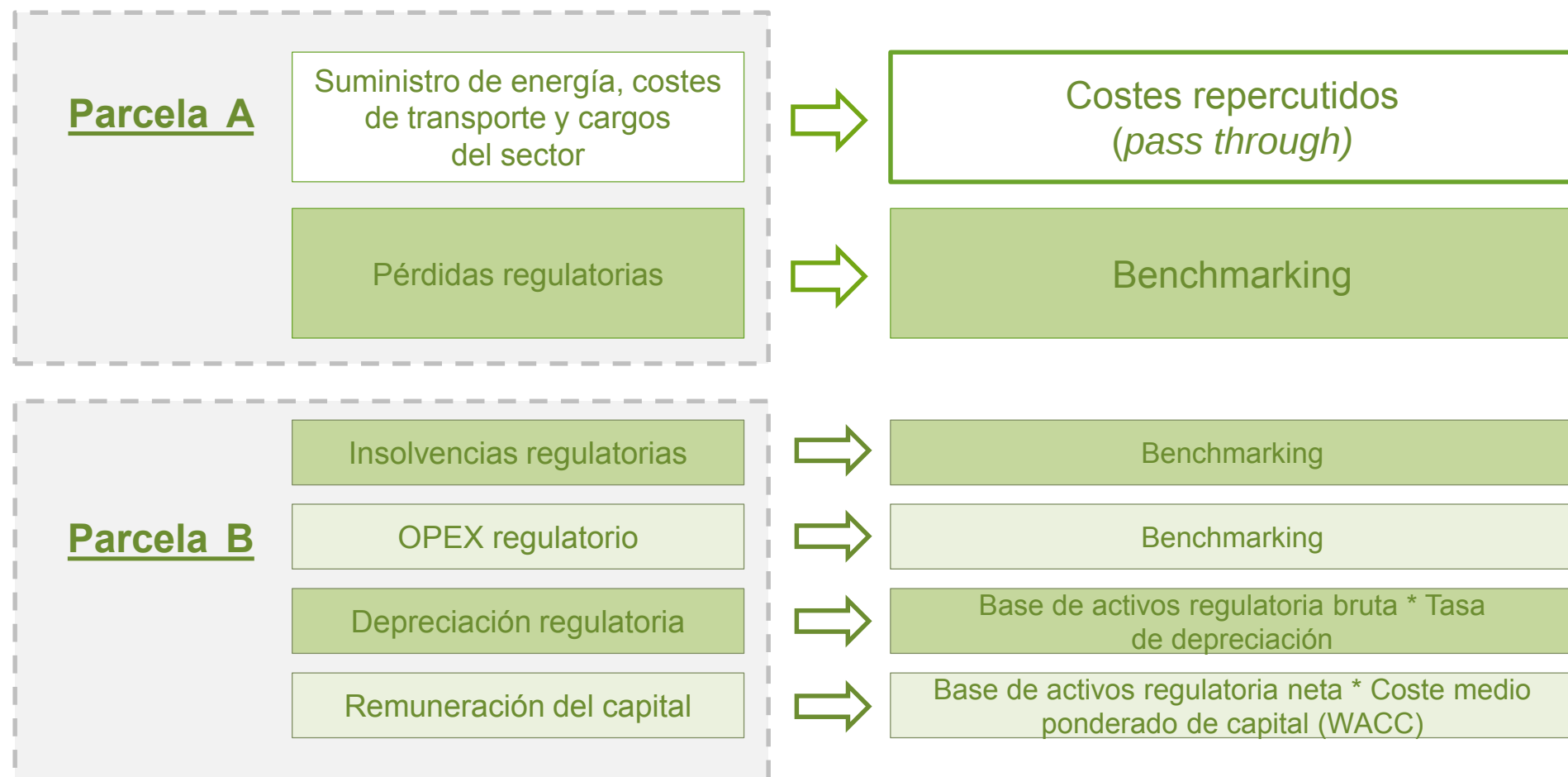
	Proceso de concesión	Plazo de concesión/ autorización	Renovación	Ingresos
Distribución	Subastas competitivas	30 años - Fecha de vencimiento: Ago 2027 a Mar 2030	- Posible (+30 años) - Podrían cambiarse las condiciones contractuales - Indemnización por activos no depreciados	- Tarifa estructurada para remunerar por: <u>Parcela A</u> = Costes no gestionables (repercutidos): suministro de energía + transmisión + cargos del sector <u>Parcela B</u> = costes gestionables: capex + opex. Ajustado anualmente por inflación + crecimiento de la demanda – factor X - Revisión de la tarifa cada 4-5 años: redefinición de la Parte B, factor X y nivel regulatorio de las pérdidas de energía e insolvencias
Transporte	Subastas competitivas	30 años - Fecha de vencimiento: Ago 2027 a Mar 2051⁽¹⁾	- Posible en función de ciertas condiciones contractuales - Indemnización por activos no depreciados	- RAP (ingreso anual reconocido) definido en la subasta de la concesión - Ingresos ajustados anualmente a la inflación - Revisión de la tarifa cada 5 años (sólo coste medio ponderado de capital (WACC))

(1) Se refiere a la primera y última concesión en expirar, considerando activos en operación y en construcción

Distribución



Distribución: componentes de la tarifa



Distribución: parámetros regulatorios

	Factor X	QRR ⁽¹⁾	BRR bruto ⁽²⁾	BRR neto ⁽²⁾
Coelba	0,35%	3,82%	16.770	10.049
Elektro	0,84%	3,96%	6.726	4.593
Celpe	1,07%	3,92%	8.871	5.244
Cosern	0,79%	3,89%	3.376	2.177
CEB	-0,04%	3,67%	1.789	1.043

(1) Tasa de depreciación regulatoria. A diciembre de 2020.

(2) Base regulatoria de activos (millones de BRL). A diciembre de 2020

Distribución: Procesos de revisión de tarifas

Revisión de tarifas	Cada 4 ó 5 años
	- Costes repercutidos (<i>pass-through</i>): suministro de energía + transporte + cargos del sector - Definición - Base de activos regulatoria (RAB) y OPEX - Establece estándares para pérdidas, calidad y un factor de eficiencia
Ajuste anual de tarifas	Cada año excepto en el año de revisión de tarifas
	- Costes repercutidos (<i>pass through</i>): suministro de energía + transporte + cargos del sector - Costes gestionables (Parcela B) – Ajuste por inflación + crecimiento de la demanda – factor X

Revisiones tarifarias		
2013		Coelba, Celpe y Cosern 3° RTP
2015		Elektro 4° RTP
2016		CEB-D 4° RTP
2017		Celpe 4° RTP
2018		Coelba y Cosern 4° RTP
2019		Elektro 5° RTP
2021	Celpe 5° RTP	CEB-D 5° RTP
2023	Coelba y Cosern 5° RTP	Elektro 6° RTP

Información sobre resultados de subastas: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>

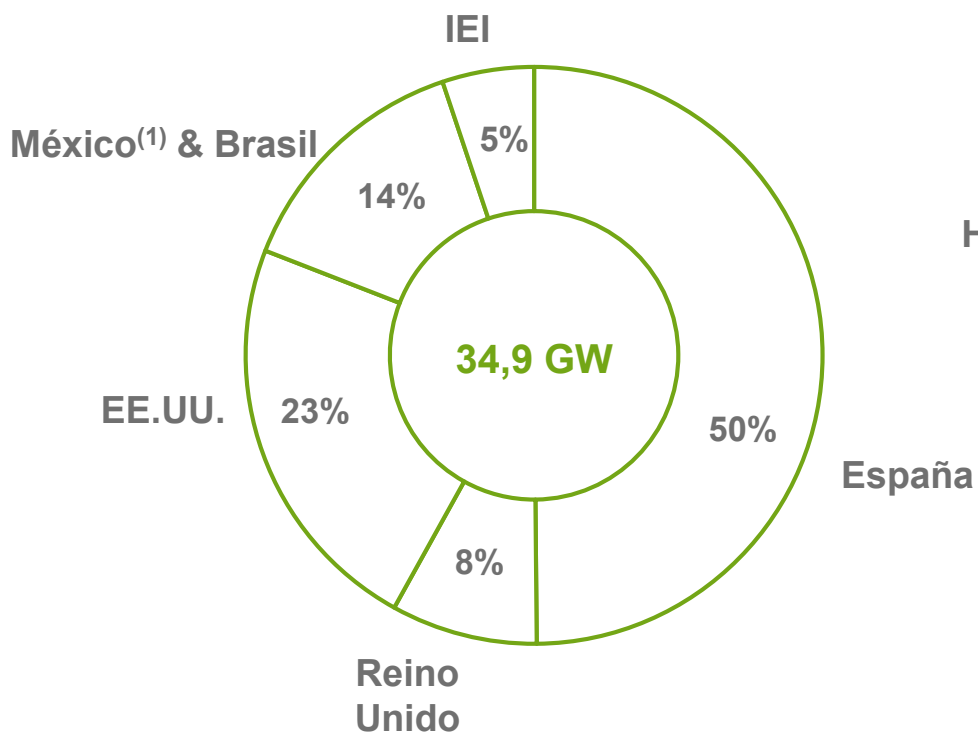
AGENDA

1. Iberdrola hoy (página 5)
2. Redes (página 15)
- 3. Renovables (página 46)**
4. Generación y Clientes (página 95)
5. Financiación (página 123)
6. ESG⁽¹⁾ (página 136)

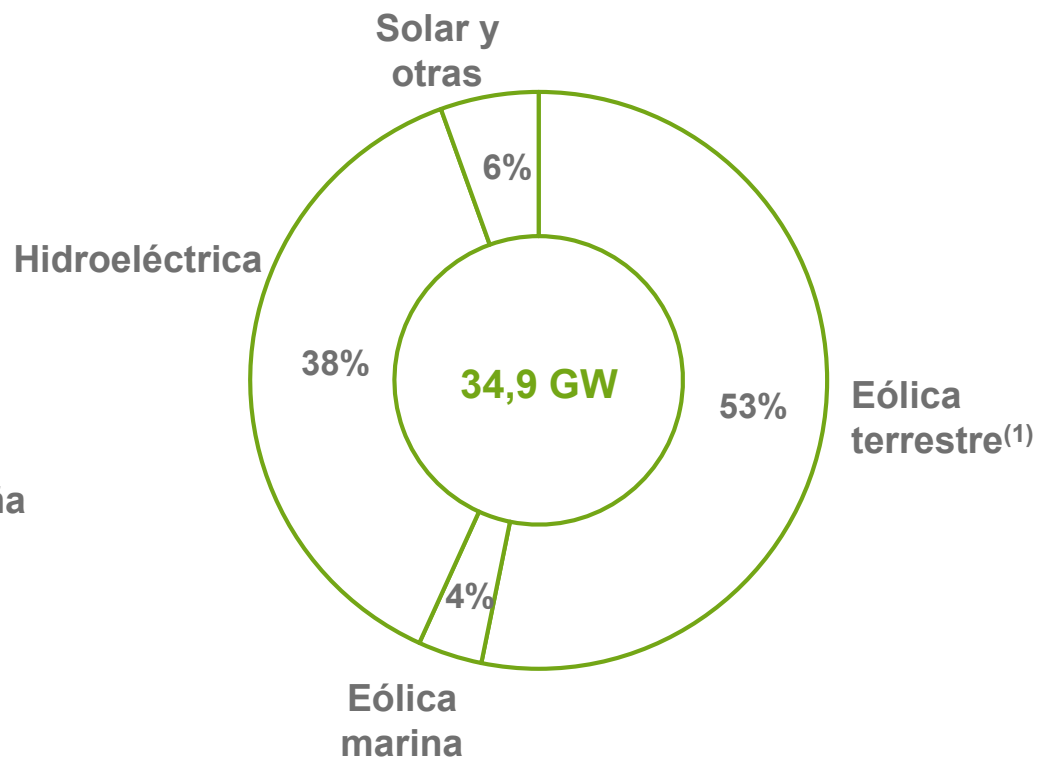
(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

Posición líder en renovables

Capacidad por región



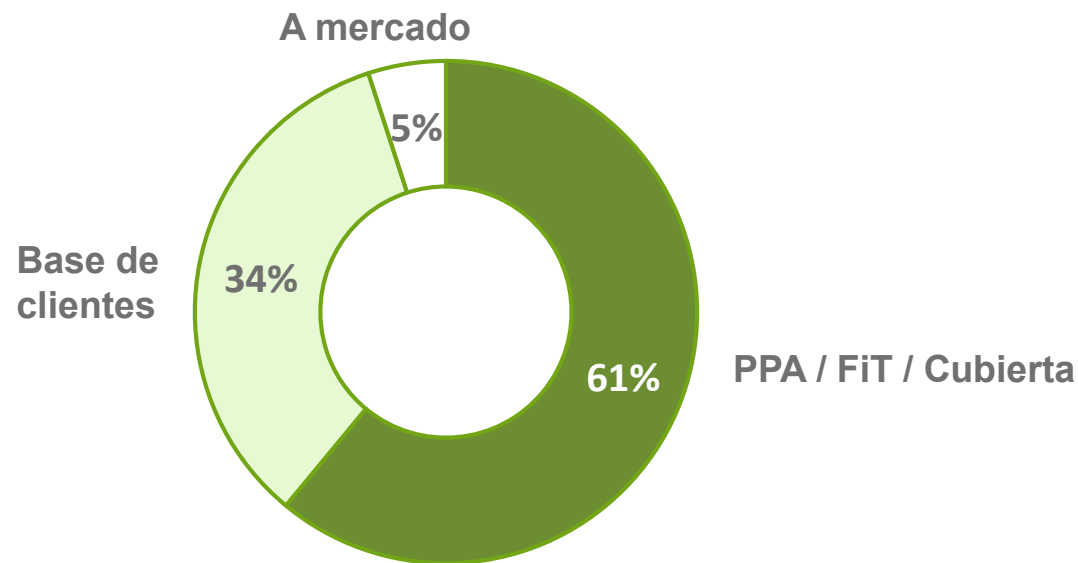
Capacidad por tecnología



(1) Incluye 103 MW de eólica terrestre para terceros

RENOVABLES

~61% de la capacidad asegurada a través de PPAs o contratos a largo plazo, con una duración media de 10-12 años...



... y un 34% adicional asegurada a través de nuestra base de clientes en España

RENOVABLES

Capacidad (MW)	España	Reino Unido	EE.UU.	México	Brasil	IEI	Total
Eólica terrestre propia	6.292	1.950	7.721	579	516	1.414	18.471
Eólica terrestre para terceros	-	-	-	103	-	-	103
Eólica marina	-	908	-	-	-	350	1.258
Hidroeléctrica	9.715	-	118	-	3.031	-	12.864
Mini hidroeléctrica	303	-	-	-	-	-	303
Solar	1.100	-	130	642	-	6	1.878
Otras	-	6	13	-	-	25	44
Total	17.411	2.864	7.982	1.325	3.546	1.795	34.923

Producción (GWh)	España	Reino Unido	EE.UU.	México	Brasil	IEI	Total
Eólica terrestre propia	11.617	3.581	18.930	929	1.878	2.249	39.183
Eólica terrestre para terceros	-	-	-	218	-	-	218
Eólica marina	-	3.097	-	-	-	1.283	4.380
Hidroeléctrica	13.111	-	120	-	8.803	-	22.034
Mini hidroeléctrica	682	-	-	-	-	-	682
Solar	509	-	248	729	-	8	1.494
Otras	-	-	73	-	-	-	73
Total	25.919	6.677	19.371	1.876	10.681	3.540	68.064

Primer operador de renovables con 17.411 MW

Eólica Terrestre

Año de instalación	MW ⁽¹⁾
1998	21
1999	36
2000	323
2001	308
2002	471
2003	552
2004	1.019
2005	424
2006	296
2007	683
2008	289
2009	553
2010	269
2011	130
2012	332
2018	18
2019	281
2020	287
Total	6.292

Solar FV

Proyecto	Región	MW	Año de instalación
Núñez de Balboa	Badajoz	500	2019
Andévalo	Huelva	50	2020
Teruel	Teruel	50	2020
Campo Arañuelo I	Cáceres	49	2020
Campo Arañuelo II	Cáceres	48	2020
Campo Arañuelo III	Cáceres	29	2020
Ceclavín	Cáceres	217	2020
Majada Alta	Cáceres	11	2020
San Antonio	Cáceres	11	2020
Romeral	Cuenca	50	2020
Olmedilla	Cuenca	50	2020
Barcience	Toledo	35	2020
Total		1.100	

(1) 199 MW consolidados por el método de puesta en equivalencia

Primer operador de renovables con 17.411 MW

Hidroeléctrica

Región	Total MW	Bombeo hidroeléctrico MW
Cuenca del Mediterráneo	2.360	1.317
Cuenca del Duero	3.530	1.126
Cuenca del Sil	1.582	348
Cuenca del Tago	2.243	217
Total	9.715	3.008

Mini hidroeléctrica

	Total MW ⁽¹⁾
Mini hidroeléctrica	303

(1) 2 MW consolidados por el método de puesta en equivalencia

RENOVABLES: PENÍNSULA IBÉRICA

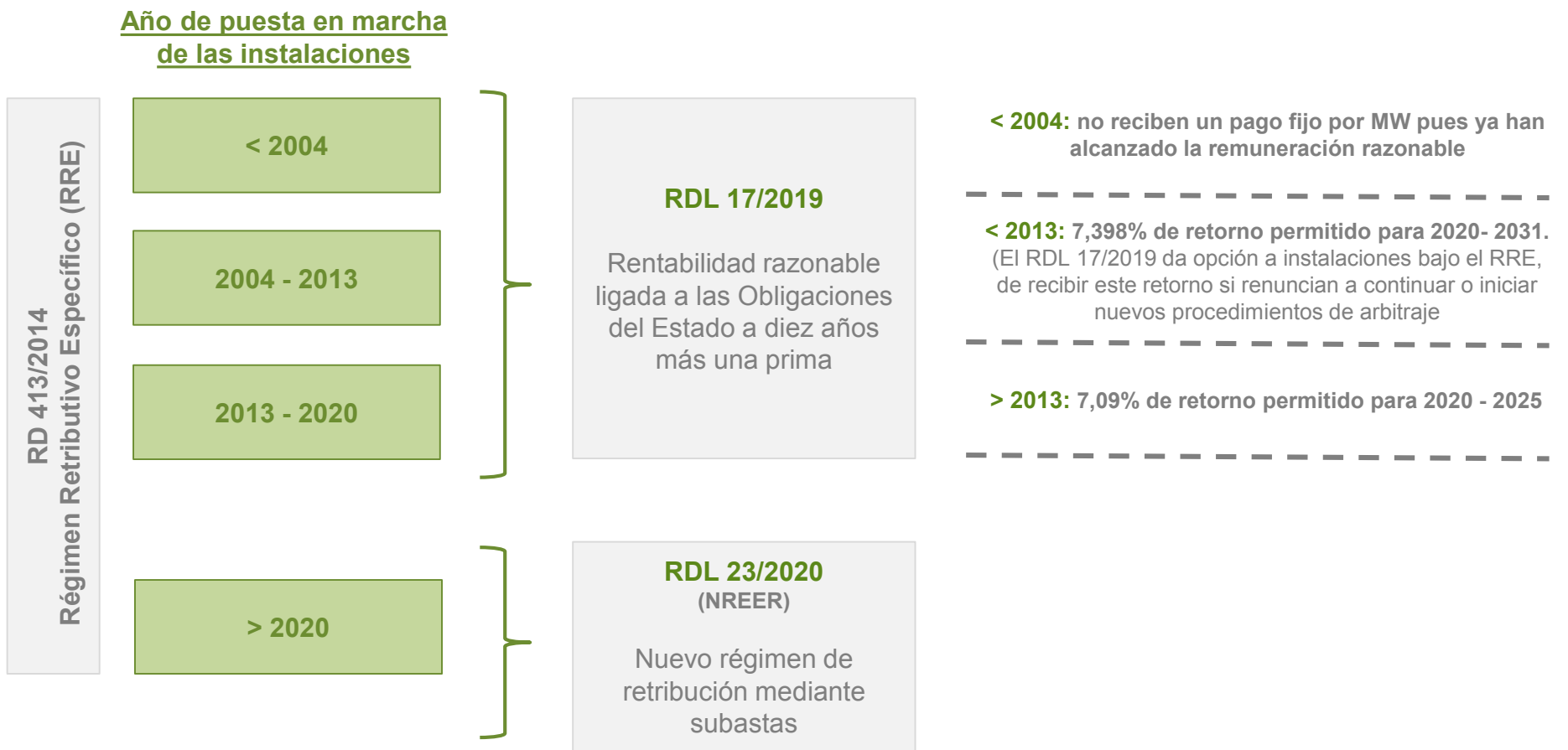
Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Región	Total MW	MW instalados a Dic'20	MW pendientes	Año de instalación
Martín de la Jara	Eólica terrestre	Sevilla / Málaga	36		36	2021
Valdesantos (Herrera II)	Eólica terrestre	Burgos	14		14	2021
Verdigueiro (ERPASA)	Eólica terrestre	Asturias	37		37	2021
El Puntal II	Eólica terrestre	Málaga	15		15	2022
Revilla-Vallejera	Solar FV	Burgos	50		50	2021
Arenales	Solar FV	Cáceres	150		150	2021
Ceclavín (Oriol)	Solar FV	Cáceres	328	217	111	2021
Francisco Pizarro	Solar FV	Cáceres	590		590	2021
FV Campo Arañuelo I	Solar FV	Cáceres	50	49	1	2021
FV Campo Arañuelo II	Solar FV	Cáceres	50	48	2	2021
FV Campo Arañuelo III	Solar FV	Cáceres	40	29	11	2021
Majada Alta	Solar FV	Cáceres	50	11	39	2021
San Antonio	Solar FV	Cáceres	50	11	39	2021
Puertollano	Solar FV	Ciudad Real	100		100	2021
Peñarrubia	Solar FV	Murcia	50		50	2021
Villarino	Solar FV	Salamanca	50		50	2021
Barcience	Solar FV	Toledo	50	35	15	2021
Ciudad Rodrigo	Solar FV	Salamanca	318		318	2022
Sabice	Solar FV	Murcia	100		100	2023
Campo Arañuelo III (BESS)	Baterías	Cáceres	3		3	2021
Puertollano BESS	Baterías	Ciudad Real	5		5	2021
Támega	Hidroeléctrica	Portugal	1.158		1.158	2021-2023
Total			3.293	401	2.892	

Datos a diciembre de 2020

Marco regulatorio para eólica y solar

- El Régimen Retributivo Específico (RRE) establecido en el RD 413/2014 sigue vigente para todas las renovables. Además, en paralelo, se ha habilitado el Nuevo Régimen Económico de las Energía Renovables (NREER) a través de subastas.
- El RRE aplica a todas las instalaciones instaladas antes del RDL 9/2013 y a todas las posteriores que hayan sido adjudicatarias de este RRE a través de subastas o a través de la cuota canaria.



Renovables, cogeneración y residuos: Ley 24/2013, Real Decreto 413/2014 y Real Decreto-Ley 17/2019

- **Retribución de 7,398% (antes de impuestos) hasta 2031 para instalaciones en operación antes del RDL 9/2013. Para instalaciones posteriores al RDL 9/2013, la retribución es del 7,09% hasta 2025 siguiendo la metodología WACC publicada por la CNMC**

Para aquellas instalaciones en operación antes del RDL 9/2013, con algún arbitraje o procedimiento judicial pendiente relacionado con la modificación del régimen retributivo tras el RD 661/2007, la terminación anticipada del arbitraje o procedimiento judicial o la renuncia a la percepción de la compensación es un requisito obligatorio antes de poder obtener la retribución de 7,398% hasta 2031. (*Real Decreto Ley 17/2019*)

- **Retribución basada en los ingresos derivados de la participación en el mercado**, con una retribución adicional específica articulada en 2 términos:
 - **RI:** Un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Esta retribución a la inversión permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno.
 - **RO:** Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos no percibirá esta retribución a la operación siempre y cuando sus ingresos por venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.
- **Modificación parámetros:**
 - **Cada 6 seis años** se podrán modificar todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil ni el valor estándar de la inversión inicial de una instalación;
 - La orden TED/171/2020 establece los parámetros retributivos para estimar la remuneración regulada de renovables y cogeneración para el periodo regulatorio 2020-2025. Los principales cambios son:
 - Se ha reconocido un mayor coste de CO₂, un mayor coste de combustible (que mejora el RO de estas plantas en 14 €/MWh) y la remuneración para el coste del Operador del Sistema (0,14 €/MWh)
 - **Cada tres años** se revisarán, para el resto del periodo regulatorio, las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.
 - **Al menos anualmente**, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible

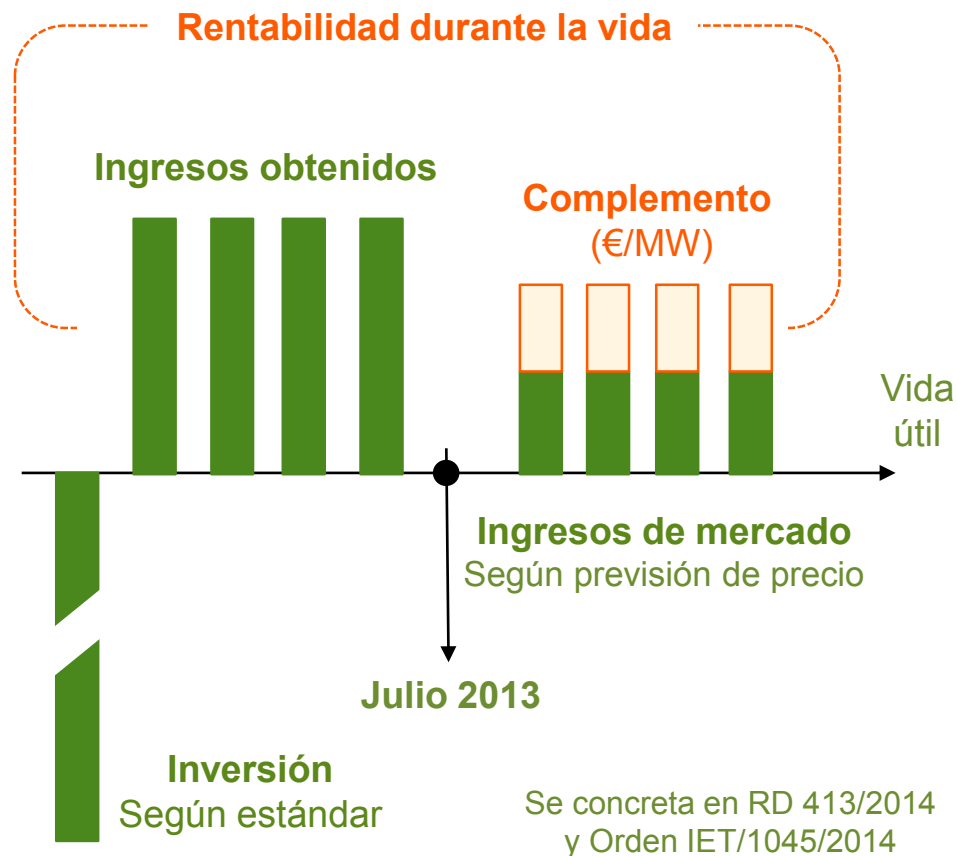
Renovables, cogeneración y residuos: Real Decreto-ley 9/2013

Retribución complementaria
(RI €/MW + RO €/MWh)

Rentabilidad reconocida
7,398% / 7,09%
antes / después RDL 9/2013
Orden Ministerial TED/171

**Proceso competitivo para
nuevas instalaciones**

Ley 24/2013



Nuevo Régimen Económico de las Energía Renovables (NREER) a través de subastas

- **El Real Decreto Ley 23/2020 (24 de junio de 2020) dio al Gobierno el mandato de desarrollar un nuevo régimen retributivo**

Además del régimen retributivo establecido en el RD-L 9/2013, el gobierno desarrollará otro marco retributivo basado en el reconocimiento de un precio a largo plazo para la energía producida por las nuevas instalaciones de producción eléctrica, a través de subastas.

- **El Real Decreto 960/2020 (4 de noviembre de 2020) describe el nuevo sistema retributivo**

Este RD establece un sistema muy flexible que se concreta en diversas Órdenes Ministeriales y Resoluciones de Convocatoria

- **Producto subastado:** potencia (MW), energía (MWh) o una combinación de ambas
- **Variable a ofertar:** participantes ofertarán un precio a largo plazo para la energía en €/MWh (10-15 años)
- **El precio adjudicado puede corregirse** por una exposición al porcentaje del precio de mercado
$$[\text{Precio Recibido (h)} = \text{Precio Adjudicado} + \% \text{ exposición} * (\text{Precio de Mercado Diario (h)} + \text{Precio Adjudicado})]$$
- **Subasta con retribución según lo ofertado** con un precio máximo y un posible precio de riesgo
- Los participantes deben **aportar garantías** para participar
- Los ganadores pueden instalar más capacidad de la adjudicada en la subasta

- **Orden Ministerial TED/1161**

- Se publica un calendario indicativo (que se actualizará al menos anualmente) para los próximos cinco años. **Se subastarán casi 20 GW en el periodo 2020 - 2025.**
- Los parámetro de retribución se fijan para cada tecnología (horas mínimas y máximas equivalentes anuales)
- Producto subastado: potencia instalada (kW)
- Instalaciones con almacenamiento: si desean participar, no podrán cargarse comprando electricidad del mercado.
- Sólo pueden participar nuevas instalaciones (lo más temprano entre el inicio de obras o el primer pedido de equipos).
- Las garantías por participar ascienden a 60 €/kW (se liberarán parcialmente cuando se cumplan determinados hitos)
- La cantidad máxima que se puede adjudicar una empresa será del 50% del volumen subastado

- **Habrà una Orden Ministerial y una Resolución de Convocatoria para cada subasta**

- Establecerán el volumen subastado por tecnología

Proyectos destacados: Gigabatería del Alto Tâmega

El mayor proyecto hidroeléctrico en la historia de Portugal

- El proyecto otorgará a Iberdrola una cuota de mercado del 15% en Portugal
- Construcción de 3 embalses: Gouvães (880 MW), Daivões (118 MW) y Alto Tâmega (160 MW).



Localización: Norte de Portugal

Capacidad instalada: 1.158 MW

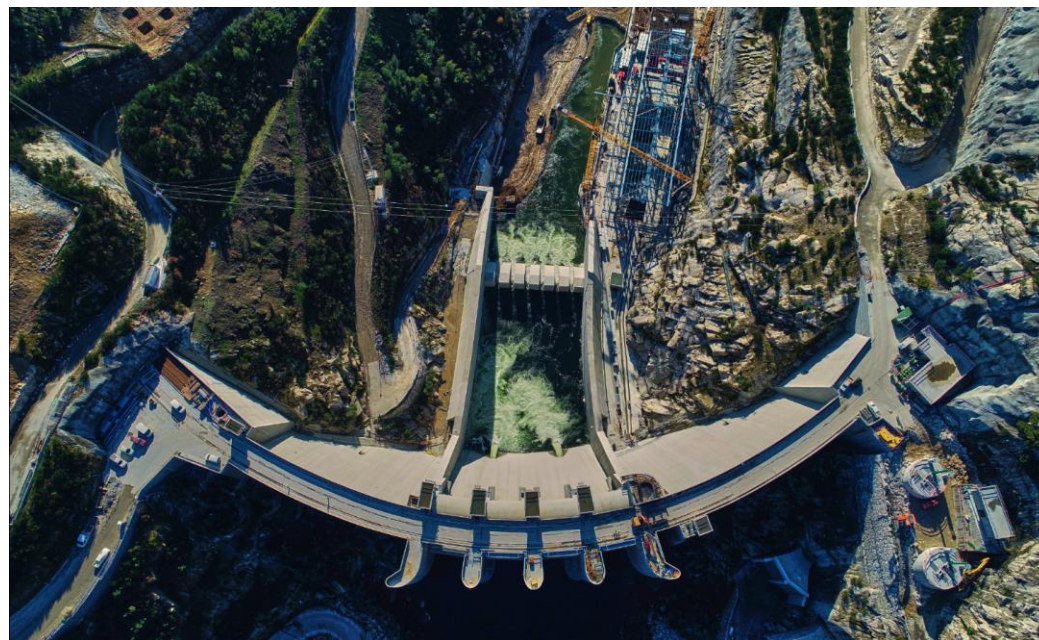
Producción esperada: 1.800 GWh / año

Capacidad de almacenamiento: 20 GWh

Inversión: 1.500 M EUR

Fecha de puesta en marcha:

998 MW in 2021 and 160 MW in 2023



Arco de hormigón de la presa Daivões, ALTO TÂMEGA / Portugal

Primer operador de renovables

Instalaciones (1/3)

Eólica terrestre (I)	Región	MW	Año de instalación	Incentivos
Carland Cross Rep	Inglaterra	20	1992	1,0 ROC/MWh
Coldham	Inglaterra	16	2005	1,0 ROC/MWh
Lynemouth	Inglaterra	26	2011	1,0 ROC/MWh
Coal Clough Repowering	Inglaterra	16	2014	0,9 ROC/MWh
Corkey	Irlanda del Norte	5	1994	1,0 ROC/MWh
Rigged Hill	Irlanda del Norte	5	1994	1,0 ROC/MWh
Elliot's Hill	Irlanda del Norte	5	1995	1,0 ROC/MWh
Callagheen	Irlanda del Norte	17	2006	1,0 ROC/MWh
Wolf Bog	Irlanda del Norte	10	2007	1,0 ROC/MWh
Barnesmore	Rep. de Irlanda	15	1997	PPA (Expirado)
Hagshaw Hill	Escocia	16	1995	1,0 ROC/MWh
Dun Law	Escocia	17	2000	1,0 ROC/MWh
Hare Hill	Escocia	13	2000	1,0 ROC/MWh
Beinn an Tuirc	Escocia	30	2002	1,0 ROC/MWh
Cruach Mhor	Escocia	30	2004	1,0 ROC/MWh
Black Law I	Escocia	97	2005	1,0 ROC/MWh
Beinn Tharsuinn	Escocia	30	2006	1,0 ROC/MWh
Black Law II	Escocia	28	2006	1,0 ROC/MWh
Wether Hill	Escocia	18	2007	1,0 ROC/MWh
Greenknowes	Escocia	27	2008	1,0 ROC/MWh
Hagshaw Hill Extension	Escocia	26	2008	1,0 ROC/MWh
Whitelee	Escocia	322	2008	1,0 ROC/MWh
Clachan Flats	Escocia	15	2009	1,0 ROC/MWh

RENOVABLES: REINO UNIDO

Instalaciones (2/3)

Eólica terrestre (II)	Región	MW	Año de instalación	Incentivos
Dun Law Extension	Escocia	30	2009	1,0 ROC/MWh
Arcleloch	Escocia	120	2011	1,0 ROC/MWh
Mark Hill	Escocia	56	2011	1,0 ROC/MWh
Whitelee Extension	Escocia	217	2011	1,0 ROC/MWh
Beinn an Tuirc Ext	Escocia	44	2012	1,0 ROC/MWh
Middleton	Escocia	12	2012	1,0 ROC/MWh
Harestanes	Escocia	136	2013	1,0 ROC/MWh
Black Law Ext I	Escocia	45	2016	0,9 ROC/MWh
Black Law Ext II	Escocia	18	2016	0,9 ROC/MWh
Dersalloch	Escocia	69	2016	0,9 ROC/MWh
Ewe Hill	Escocia	14	2016	0,9 ROC/MWh
Ewe Hill Phase 2	Escocia	37	2017	0,9 ROC/MWh
Glen App	Escocia	22	2017	0,9 ROC/MWh
Hare Hill Extension	Escocia	30	2017	0,9 ROC/MWh
Kilgallioch	Escocia	239	2017	0,9 ROC/MWh
Beinn an Tuirc 3	Escocia	22 ⁽¹⁾	2020	PPA corporativo
Halsary	Escocia	22 ⁽²⁾	2020	PPA corporativo
P&L ⁽³⁾	Gales	15	1992	1,0 ROC/MWh
Total		1.950		

(1) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (50 MW)

(2) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (30 MW)

(3) 15 MW consolidados a través del método de puesta en equivalencia

RENOVABLES: REINO UNIDO

Instalaciones (3/3)

Eólica marina	MW	Año de instalación	Régimen de rentas	Incentivos
West of Duddon Sands	194 ⁽¹⁾	2014	ROC	2,0 ROC
East Anglia I	714 ⁽²⁾	2020	CfD	119,89 £/MWh (real 2012+CPI)/15 años
Total	908			

Baterías	Estado	MW totales	Año de instalación	Régimen de rentas
Carland Cross LEM	Inglaterra	1	2020	A mercado/Servicios complementarios
Whitelee BESS	Inglaterra	5 ⁽³⁾	2020	A mercado/Servicios complementarios
Total		6		

(1) 50% del total de 389 MW. Consolidación total 194 MW.
(2) 100% del total de 714 MW. Participación minoritaria (40%) vendida a Green Investment Group (GIG, Grupo Macquarie) en agosto de 2019
(3) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (50 MW)

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Región	MW totales	MW instalados a dic´20	MW pendientes	Año de instalación	Régimen de rentas
Beinn an Tuirc 3	Eólica terrestre	Escocia	50	22	28	2021	PPA corporativo
Halsary	Eólica terrestre	Escocia	30	22	8	2021	PPA corporativo
Whitelee BESS	Baterías	Escocia	50	5	45	2021	A mercado/Servicios complementarios
Barnesmore	Baterías	Irlanda	3		3	2021	DS3 (Volumen sin capar) ⁽¹⁾
Gormans	Baterías	Irlanda	50		50	2021	DS3 (Volumen capado) ⁽¹⁾
Carland Cross (Híbrido)	Solar (Híbrido)	Inglaterra	10		10	2021	PPA corporativo
Coldham (Híbrido)	Solar (Híbrido)	Inglaterra	9		9	2021	PPA corporativo
Coal Clough (Híbrido)	Solar (Híbrido)	Inglaterra	10		10	2021	PPA corporativo
Total			212	49	163		

(1) Delivering a Secure Sustainable Electricity System (Sistema Eléctrico Seguro y Sostenible)

Datos a diciembre de 2020

RENOVABLES: ENTORNO REGULATORIO DEL REINO UNIDO

Obligación de renovables

Forma de control

- Sistema de remuneración anterior para incentivar el crecimiento de energías renovables.
- Régimen basado en la demanda.
- Certificados de Obligación de Renovables (ROCs*) emitidos a plantas cualificadas / acreditadas.
- Todas las plantas cualificadas seguirán beneficiándose de la prestación durante la vigencia del ROC – ROCs emitidos por 20 años.

Remuneración

- Los generadores reciben el precio del mercado mayorista más el ROC basado en la producción medida.
- Nivel de soporte ROC (por bandas) establecido por el tipo de tecnología y fecha de puesta en servicio:
 - Eólica terrestre 0,9 - 1 ROCs / MWh
 - Eólica marina 1,8 - 2 ROCs / MWh
- El valor de un ROC se basa en el *buyout + recycle price* (precio de compra + precio de reciclaje). El precio de compra se indexa anualmente al RPI** y se establece en 50,80 £ para 2021/22. El precio de reciclaje es variable y depende del nivel de generación apta para ROC comparado con la demanda procedente de suministradores de electricidad. El precio de reciclaje está pendiente de anunciarse para 2020/2021 o 2021/22 (el precio en 2019/20 fue 5,65 £).

Calendario

- Cerrado a eólica terrestre el 31 de marzo de 2016 (sujeto a un periodo de gracia de 12 meses).
- Cerrado a todas las demás tecnologías el 31 de marzo de 2017.

Contratos por diferencias (CfD)

Forma de control

- Es el mecanismo actual para incentivar la generación de bajas emisiones de carbono en el Reino Unido.
- Contratos de 15 años asignados a través de subastas competitivas.
- Contrato a largo plazo para estabilizar los ingresos al nivel previamente acordado (el precio de ejercicio) durante la vigencia del contrato, ligado al IPC***.

Remuneración

- El generador recibe el precio del mercado mayorista más la diferencia entre el precio de ejercicio del contrato (fijado en la subasta CfD) y el precio de referencia del mercado (precio medio del mercado de la electricidad de Gran Bretaña) basado en la producción medida.
- El generador devuelve la diferencia si el precio de referencia del mercado es superior al precio de ejercicio.
- AR3 (subasta 2019) con precio reconocido entre 39,65–41,61 £/MWh (en precios de 2012) equivalente a un rango de 44,95–47,18 £/MWh si se actualiza a precios de 2019.

Calendario

- Subastas CfD celebradas en 2014, 2017 y 2019.
- La próxima subasta (AR4) está prevista para finales de 2021 y estará abierta para tecnologías eólica terrestre, solar FV, eólica marina y tecnologías menos consolidadas.
- Posteriormente, se prevé que las subastas se celebren cada 2 años.

Régimen de transmisión marina

- Los generadores construyen los activos de transmisión y luego los transfieren al operador de transmisión al término de las obras.
- Las licencias para explotar nuevos activos de transmisión marítimos se asignan mediante un proceso de licitación.

* Los ROC son certificados electrónicos emitidos a plantas de generación renovable acreditadas en el Registro de ROC. Los operadores pueden negociar estos certificados con otras contrapartes. Los proveedores utilizan los ROC para acreditar que han cumplido su obligación de obtener un porcentaje creciente de la electricidad que suministran de fuentes renovables. Normalmente, un generador de renovables transferirá los ROC que posee a través del registro electrónico de Ofgem cuando venda potencia a un proveedor de electricidad.

** El RPI (Retail Price Index: Índice de Precios de Venta al Público) mide la variación del coste de una muestra representativa de bienes y servicios minoristas, incluido el coste de la vivienda. Esta medida por lo general ya ha sido sustituida por el IPC.

*** El Índice de Precios al Consumo es la medida oficial de la inflación de precios al consumo del Reino Unido, basado en 700 bienes y servicios distintos excluyendo el coste de la vivienda.

RENOVABLES: ENTORNO REGULATORIO DEL REINO UNIDO

Operación del Sistema Eléctrico

Forma de control

- National Grid Electricity System Operator (NGESO) es el operador del sistema (OS) de la red de transporte de electricidad en Gran Bretaña. Es responsable (supervisado por el regulador, Ofgem) del funcionamiento diario del sistema, incluida la estabilidad y el equilibrio del sistema.
- Los mercados de electricidad del Reino Unido se negocian de forma bilateral. Si un participante en el mercado genera o consume más o menos electricidad de la que ha contratado, se expone al precio de desequilibrio, o "cash-out", por la diferencia.

Las energías renovables participan en los siguientes mecanismos para gestionar la estabilidad de la red y la seguridad de suministro

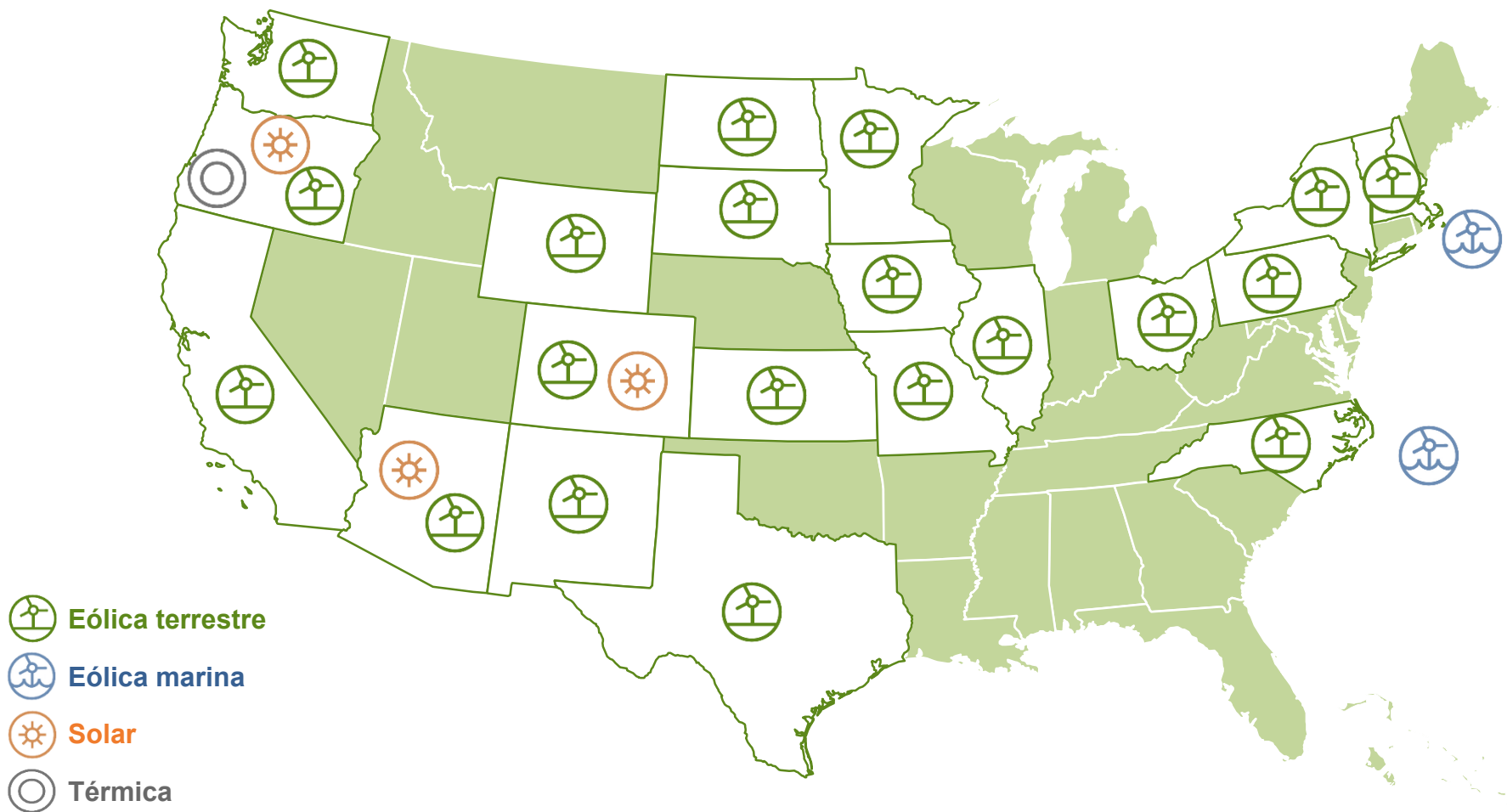
- **Mercado de equilibrio:** Los participantes en el mercado pueden presentar ofertas y propuestas al OS para ayudar a equilibrar el sistema con muy poca antelación. El mercado de equilibrio se liquida sobre la base de pago por oferta.
- **Mercados de servicios complementarios:** Los servicios complementarios son licitados por el OS para mantener un flujo estable de electricidad. El OS contratará una serie de servicios necesarios para mantener la estabilidad y la seguridad de la red, como la respuesta rápida de frecuencia, la reserva operativa a corto plazo y el arranque en frío.
- **Mercado de capacidad:** El mercado de capacidad es una subasta con precio fijo para todo el mercado (£/kW/año). Las subastas se celebran con antelación al periodo de servicio (años T-1 y T-4) para obtener suficiente capacidad (interconexión, respuesta de la demanda, generación) para cumplir con un estándar de fiabilidad de 3 horas de pérdida de carga esperada por año. El precio se ajusta anualmente con el IPC hasta el año de entrega, aunque sólo para las subastas T-4. El objetivo de volumen procurado para la subasta T-1 de marzo de 2021 fue de 2,4 GW (periodo de servicio 2021-2022) a un precio de 45 £/kW/año. El objetivo de volumen procurado para la subasta T-4, también en marzo de 2021 fue de 42,1 GW (periodo de servicio 2024-2025) a un precio de 18 £/kW/año

Coste del CO2

- El coste del CO2 repercute en el precio mayorista de la electricidad y, por tanto, en el precio alcanzado por los activos renovables que reciben Certificados de Obligación de Renovables.
- A partir del 1 de enero de 2021, el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión del Reino Unido ("UK ETS") sustituyó la participación del Reino Unido en el equivalente Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE ("EU ETS").
- El UK ETS establece un límite inicial de emisiones un 5% inferior al que le correspondería al Reino Unido en el marco del EU ETS. Con el tiempo, este límite se irá reduciendo por lo que las emisiones totales de cada industria irán disminuyendo.
- Los participantes podrán comprar y vender derechos de emisión mediante subastas o mercados secundarios. El UK ETS tendrá un precio reserva de subasta transitorio de 22 £. La primera subasta se celebrará el 19 de mayo de 2021.

RENOVABLES: EE.UU.

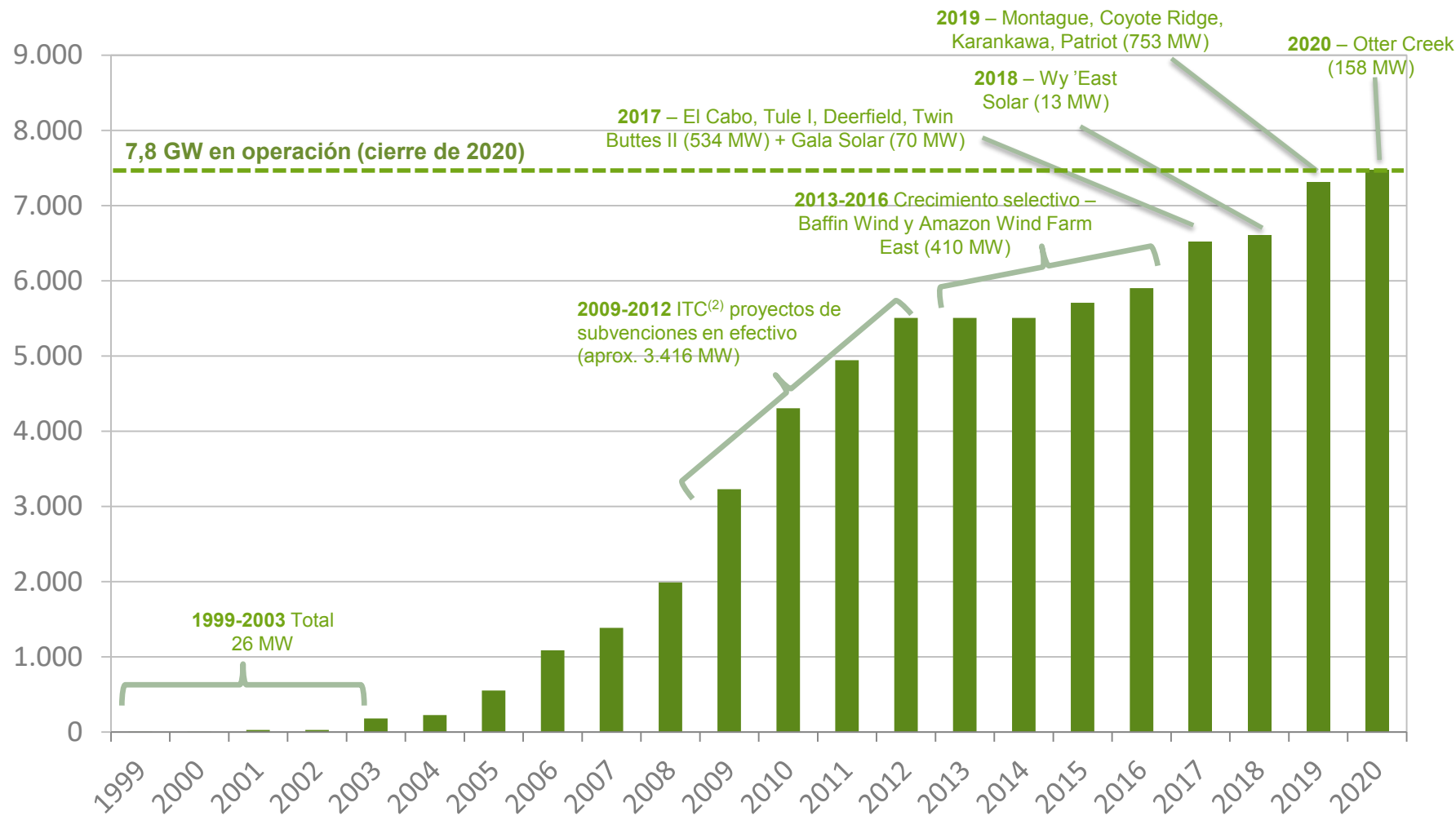
Tercer mayor operador de eólica y solar en EE.UU. Con ~7,8 GW en operación; liderando el desarrollo de eólica marina a gran escala en EE.UU.



(1) La capacidad instalada incluye "joint ventures". La capacidad en construcción está neta de 155 MW de Tatanka Ridge, 306 MW de La Joya (I & II), y 81 MW de Roaring Brook.

Datos a diciembre de 2020

Crecimiento de Capacidad Renovable



(1) 2009-2012 Proyectos financiados con subvenciones en efectivo al amparo de la Sección 1603 ITC (Renovables recibió aprox. 2.000 M USD en efectivo para una inversión de aprox. 6.000 M USD; sin PTC).

Notas: Avangrid Renovables también posee 536 MW de cogeneración (2001) y 100 MW de generación pico (2009).
La capacidad solar se reporta en MWdc.

Características de la cartera

- ✓ **Capacidad total instalada de 7,8 GW;
7,7 GW de generación eólica y 130 MW de solar fotovoltaica**
- ✓ **~67% de la capacidad instalada con contrato a largo plazo**
- ✓ **~9,5 años de vida media restante de los PPA**
- ✓ **Objetivo del 75%-85% de la capacidad con contrato o cubierta**
- ✓ **Precio medio de los PPAs hasta ahora = 51\$**
- ✓ **Indexación en ~50% de los PPAs**
- ✓ **Líderes del sector en gestión de la energía**
- ✓ **Explotación, mantenimiento, despacho y balance de carga 24/7 para 72⁽¹⁾ activos de eólica y solar**

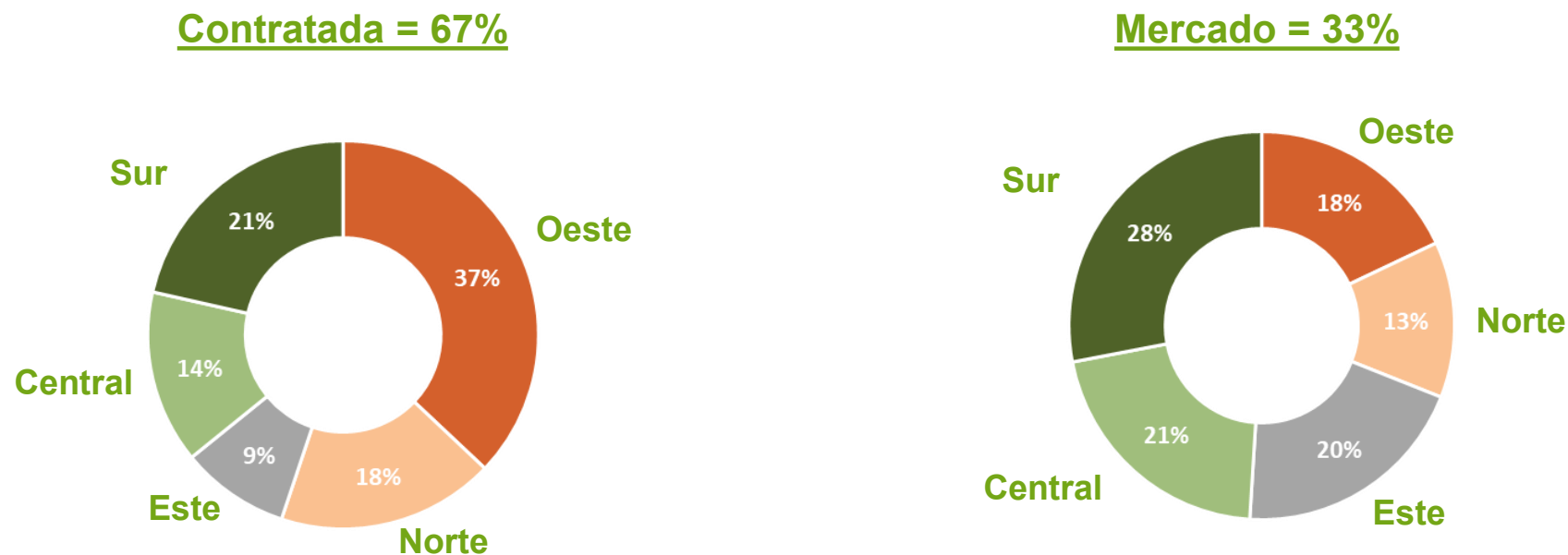
(1) Incluye activos de "joint ventures" y PPAs gestionados

Nota: Incluye ~365 MW de eólica terrestre que está instalada pero aun no está operativa; la capacidad eólica terrestre en operación propia y de JV asciende a ~7,346MW.

Datos a diciembre de 2020

Características de la cartera

Capacidad instalada contratada y a mercado distribuida entre regiones



- La exposición al precio se gestiona con contratos de compra de energía (PPAs), precio fijo de energía y coberturas de gas
- Aproximadamente un tercio de la exposición a mercado está cubierto por coberturas de precio
- Objetivo total de 85%-95% de contratos PPAs o con cobertura de precio

(1) Incluye activos de "joint ventures" y PPAs gestionados

Nota: Incluye ~365 MW de eólica terrestre que está instalada pero aun no está operativa; la capacidad eólica terrestre en operación propia y de JV asciende a ~7,346MW.

Datos a diciembre de 2020

Extendidos los incentivos fiscales a las renovables

La reciente legislación bipartidista amplía los créditos fiscales para eólica (terrestre y marina) y solar

Eólica terrestre

Comienzo de construcción	PTC ⁽¹⁾ / ITC ⁽²⁾	Safe Harbor de continuidad ⁽³⁾
2020	60% (\$15/MWh) / 18%	4 años
2021	60% (\$15/MWh) / 18%	4 años
2022	0% / 0%	N/A

Eólica marina

Comienzo de construcción	PTC ⁽¹⁾ / ITC ⁽²⁾	Safe Harbor de continuidad ⁽³⁾
Después de 2016 & Antes de 2026	100% (\$25/MWh) / 30%	10 años

Solar

Comienzo de construcción	ITC ⁽²⁾	Safe Harbor de continuidad ⁽³⁾	Plazo de puesta en servicio ⁽⁴⁾
2020	26%	4 años	Final de 2025
2021	26%	4 años	Final de 2025
2022	26%	4 años	Final de 2025
2023	22%	4 años	Final de 2025
2024 & Después	10%	4 años	N/A

Dos maneras de empezar la construcción:

- Incurriendo en, al menos, el 5% de la inversión total del proyecto antes del plazo de puesta en servicio
- Empezando “trabajos físicos de naturaleza significativa” en el emplazamiento o en una fábrica de componentes del proyecto

(1) PTC (Production Tax Credit): créditos fiscales a la producción de electricidad durante 10 años a partir del año de puesta en servicio del proyecto. Los importes de los créditos fiscales a la producción se ajustan cada año en función de la inflación.

(2) ITC (investment Tax Credit): el crédito fiscal a la inversión es un porcentaje del coste de un proyecto y se solicita en el año en que el proyecto se pone en servicio.

(3) Plazo en años naturales desde el inicio de la construcción en el que la instalación debe ser puesta en servicio para satisfacer el requisito de continuidad.

(4) El plazo de puesta en servicio es distinto de los 4 años del safe harbour de continuidad, teniendo derecho los proyectos que se retrasan más allá de 2025 sólo a un 10% de ITC. **68**

Instalaciones de eólica terrestre (1/3)

Localización	Proyecto	Turbinas	MW	Año de instalación	Región NERC	Contratada/ A mercado	PTC/ ITC	Tax Equity
Arizona	Dry Lake I	30 (Suzlon S88, 2,1 MW)	63	2009	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Arizona	Dry Lake II ⁽¹⁾	31 (Suzlon, 2,1 MW)	33	2010	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
California	Dillon	45 (Mitsubishi, 1 MW)	45	2008	WECC	Contratada	PTC expirado	
California	Manzana	126 (GE, 1,5 MW)	189	2011	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
California	Mountain View III	34 (Vestas V47, 0,66 MW)	22	2003	WECC	A mercado	PTC expirado	
California	Phoenix Wind Power	3 (NMicon-Vestas, 0,66MW)	2	1999	WECC	A mercado	PTC expirado	
California	Shiloh	100 (GE, 1,5 MW)	150	2006	WECC	Contratada	PTC expirado	
California	Tule	57 (GE, 2,3 MW)	131	2017	WECC	Contratada	PTC	
Colorado	Colorado Green	108 (GE, 1,5 MW)	162	2003	WECC	Contratada	PTC expirado	
Colorado	Twin Buttes	50 (GE, 1,5 MW)	75	2007	WECC	Contratada	PTC expirado	
Colorado	Twin Buttes II	30 (Gamesa, 2,1 MW); 6 (Gamesa, 2,0 MW)	75	2017	WECC	Contratada	PTC	
Illinois	Providence Heights	36 (Gamesa G87, 2,0 MW)	72	2008	MRO	A mercado	PTC expirado	
Illinois	Otter Creek	38 V136 3,8 & 4 Safe H V126 3.45	158	2020	MRO	Contratada	PTC	Tax Equity
Illinois	Streator Cayuga Ridge South	150 (Gamesa, 2,0MW)	300	2010	MRO	A mercado	Subvención en efectivo ITC	
Iowa	Barton	79 (Gamesa, 2,0 MW)	158	2009	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Iowa	Flying Cloud	29 (GE, 1,5 MW)	44	2004	MRO	Contratada	PTC expirado	
Iowa	New Harvest	50 (Gamesa G87, 2,0MW)	100	2012	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Iowa	Top of Iowa II	40 (Gamesa G87, 2,0MW)	80	2008	MRO	Contratada	PTC expirado	
Iowa	Winnebago I	10 (Gamesa G83, 2,0MW)	20	2008	MRO	Contratada	PTC expirado	
Kansas	Elk River	100 (GE, 1,5 MW)	150	2005	MRO	Contratada	PTC expirado	
Massachusetts	Hoosac	19 (GE, 1,5 MW)	29	2012	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Minnesota	Elm Creek	66 (GE, 1,5 MW)	99	2008	MRO	Contratada	PTC expirado	
Minnesota	MinnDakota MN	64 (GE, 1,5 MW)	96	2008	MRO	Contratada	PTC expirado	
Minnesota	Trimont	67 (GE, 1,5 MW)	101	2005	MRO	Contratada	PTC expirado	
Minnesota	Elm Creek II	62 (Mitsubishi, 2,4)	149	2010	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Minnesota	Moraine I	34 (GE, 1,5 MW)	51	2003	MRO	A mercado	PTC expirado	
Minnesota	Moraine II	33 (GE, 1,5 MW)	50	2009	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	

(1) Proyecto compartido. La capacidad representada corresponde al porcentaje en propiedad

Instalaciones de eólica terrestre (2/3)

Localización	Proyecto	Turbinas	MW	Año de instalación	Región NERC	Contratada/ A mercado	PTC/ ITC	Tax Equity
Missouri	Farmers City	72 (Gamesa G87, 2,0 MW)	144	2009	MRO	A mercado	Subvención en efectivo ITC	
New Hampshire	Groton	24 (Gamesa G87, 2,0MW)	48	2012	NPCC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
New Hampshire	Lempster	12 (Gamesa, 2,0 MW)	24	2008	NPCC	Contratada	PTC expirado	
New Mexico	El Cabo	149 (Gamesa, 2,0 MW)	298	2017	CAISO	Contratada	PTC	Tax Equity
New Mexico	La Joya	35 (Siemens Gamesa, 2,625 MW); 76 (GE, 2,82 MW)	304 ⁽¹⁾	2020	CAISO	Contratada	PTC	
New York	Hardscrabble	37 (Gamesa G90, 2MW)	74	2011	NPCC	A mercado	Subvención en efectivo ITC	
New York	Maple Ridge I ⁽²⁾	70 (Vestas V82, 1,65 MW)	116	2006	NPCC	A mercado	PTC expirado	
New York	Maple Ridge II ⁽²⁾	27 (Vestas V82, 1,65 MW)	45	2006	NPCC	A mercado	PTC expirado	
New York	Roaring Book	12 (Siemens Gamesa, 4,5 MW); 3 (Siemens Gamesa, 4,22 MW); 5 (Siemens Gamesa, 2,625 MW)	62 ⁽³⁾	2020	NYISO	Contratada	PTC	
North Carolina	Amazon Wind Farm U.S. East	104 (Gamesa, 2,0 MW)	208	2016	SERC	Contratada	PTC	
North Dakota	Rugby	71 (Suzlon S88, 2,1 MW)	149	2009	MRO	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Ohio	Blue Creek	152 (Gamesa G90 – 2,0 MW)	304	2012	RFC	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Oregon	Hay Canyon	48 (Suzlon S88, 2,1 MW)	101	2009	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Oregon	Klondike I	16 (GE, 1,5 S – 1,5 MW)	24	2001	WECC	Contratada	PTC expirado	
Oregon	Klondike II	50 (GE, 1,5 S – 1,5 MW)	75	2005	WECC	Contratada	PTC expirado	
Oregon	Klondike III	44 (Siemens, 2,3 MW); 80 (GE, 1,5 SLE, 1,5 MW); 1 (Mitsubishi, 2,4 MW)	224	2007	WECC	Parcialmente contratada	PTC expirado	
Oregon	Klondike IIIa	51 (GE, 1,5 MW)	77	2008	WECC	Contratada	PTC expirado	
Oregon	Leaning Juniper II	74 (GE, 1,5 MW); 42 (Suzlon, 2,1 MW)	199	2011	WECC	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Oregon	Montague	51 (Vestas V136 3,6); 5 (Vestas V126 3,45)	201	2019	WECC	Contratada	PTC	Tax Equity
Oregon	Pebble Springs	47 (Suzlon S88/2100, 2,1 MW)	99	2009	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Oregon	Star Point	47 (Suzlon, 2,1 MW)	99	2010	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	

(1) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (306 MW)

(2) Proyecto compartido. La capacidad representada corresponde al porcentaje en propiedad

(3) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (80 MW)

Datos a diciembre de 2020

Instalaciones de eólica terrestre (3/3)

Localización	Proyecto	Turbinas	MW	Año de instalación	Región NERC	Contratada/ A mercado	PTC/ ITC	Tax Equity
Pennsylvania	Casselman	23 (GE, 1,5 MW)	35	2008	RFC	A mercado	PTC expirado	
Pennsylvania	Locust Ridge I	13 (Gamesa G87, 2,0)	26	2006	RFC	Contratada	PTC expirado	
Pennsylvania	Locust Ridge II	50 (Gamesa G83, 2,0 MW)	100	2009	RFC	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Pennsylvania	South Chestnut	22 (Gamesa, 2,0 MW)	44	2012	RFC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
South Dakota	Buffalo Ridge I	24 (Suzlon, 2,1 MW)	50	2009	MRO	Contratada	PTC expirado	
South Dakota	Buffalo Ridge II	105 (Gamesa G87, 2,0 MW)	210	2010	MRO	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
South Dakota	MinnDakota SD	36 (GE 1,5 MW)	54	2008	MRO	Contratada	PTC expirado	
South Dakota	Coyote Ridge	35 (GE, 2,52 MW); 4 Safe H (GE116 2,3 MW)	19 ⁽¹⁾	2020	MRO	Contratada	PTC	
South Dakota	Tatanka	6 (GE, 2,3 MW); 50 (GE, 2,82 MW)	23	2020	MRO	Contratada	PTC	
Texas	Baffin	101 (Gamesa G97, 2,0 MW)	202	2015	TRE	A mercado	PTC	
Texas	Barton Chapel	60 (Gamesa, 2,0 MW)	120	2009	TRE	A mercado	Subvención en efectivo ITC	
Texas	Karankawa	22 (GE116 2,3 MW); 93 (GE127 2,52 MW); 9 (GE116 2,5 MW)	307	2020	TRE	Contratada	PTC	Tax Equity
Texas	Peñascal I	84 (Mitsubishi, 2,4 MW)	202	2009	TRE	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Texas	Peñascal II	83 (Mitsubishi, 2,4 MW)	199	2010	TRE	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Texas	Patriot	58 (Vestas V136 3,6 MW); 5 (Vestas V126 3,45 MW)	226	2019	TRE	A mercado	PTC	Tax Equity
Vermont	Deerfield	8 (Gamesa G97, 2,0 MW); 7 (Gamesa G87, 2,0 MW)	30	2017	NEISO	Contratada	PTC	
Washington	Big Horn I	133 (GE, 1,5 MW)	200	2006	WECC	Contratada	PTC expirado	
Washington	Big Horn II	25 (Gamesa, 2,0 MW)	50	2010	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC	
Washington	Juniper Canyon	62 (Mitsubishi, 2,4 MW)	149	2011	WECC	Parcialmente contratada	Subvención en efectivo ITC	
Total			7.721					

(1) Proyecto compartido. La capacidad representada corresponde al porcentaje en propiedad
Datos a diciembre de 2020

Instalaciones de energía solar y térmica

Ubicación	Proyecto	Tipo	MW	Año de instalación	Región NERC	Contratada / A mercado	PTC/ ITC
Pinal County, Arizona	Copper Crossing Solar Ranch ⁽¹⁾	Solar	12	2011	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC
Alamosa County, Colorado	San Luis Valley Solar Ranch ⁽²⁾	Solar	35	2012	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC
Prineville, Oregon	Gala Solar	Solar	70	2017	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC
Sherman County, Oregon	Wy'East Solar	Solar	13	2018	WECC	Contratada	Subvención en efectivo ITC
Klamath Falls, Oregon	Klamath Cogeneration	Térmica	536	2001	WECC	Parcialmente contratada	n/a
Klamath Falls, Oregon	Klamath Peakers	Térmica	100	2009	WECC	Parcialmente contratada	n/a
Total			766				

Nota: 12 MW consolidados por el método de puesta en equivalencia

(1) Proyecto compartido. La capacidad representada corresponde al porcentaje en propiedad

(2) Explotada en virtud de un contrato de venta y subarriendo

Datos a diciembre de 2020

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Estado	MW totales	MW instalados a dic´20	MW pendientes	Año de instalación	Régimen de rentas
La Joya	Eólica terrestre	New Mexico	306	304	2	2021	PPA
Roaring Brook	Eólica terrestre	New York	80	62	18	2021	PPA
Midland	Eólica terrestre	Illinois	106		106	2022	PPA
Golden Hills	Eólica terrestre	Oregon	201		201	2021	PPA
Bakeoven Solar	Solar FV	Oregon	269		269	2021	PPA
Montague Solar	Solar FV	Oregon	211		211	2021	PPA
Lundhill	Solar FV	Washington	194		194	2021	PPA
Mohawk	Solar FV	New York	125		125	2021	PPA
Vineyard Wind ⁽¹⁾	Eólica marina	Massachusetts	800		800	2024	MA Clean Energy RFP
Park City Wind ⁽¹⁾	Eólica marina	Connecticut	804		804	2025	CT Offshore Wind RFP
Total			3.095	366	2.729		

(1) “Joint venture” 50/50 con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)

Datos a diciembre de 2020

Componentes de la cuenta de PyG de Renovables

Margen bruto

+ Eólica y Solar (Aprox. 90% de margen bruto de Renovables en 2019)

- ✓ Capacidad instalada (MW) * Factor de capacidad * Precio de venta
- ✓ Hipótesis en el Plan Estratégico 2020-2025:
 - **Capacidad instalada:**
 - Se incrementa en 5,5 GW hasta 13,2 GW a cierre de 2025
 - **Factor de capacidad neto medio:**
 - Eólica terrestre existente ~32%
 - Nueva capacidad eólica terrestre ~41%
 - Solar FV existente ~ 17%
 - Nueva capacidad solar FV ~21%
 - Eólica marina ~51%
 - **Precio de venta medio**
 - PPAs existentes en capacidad eólica ~49 \$/MWh
 - PPAs nuevos en capacidad eólica ~28 \$/MWh
 - PPAs existentes en capacidad solar ~102 \$/MWh
 - PPAs nuevos en capacidad solar ~38 \$/MWh
 - A mercado excluyendo Certificados de Energía Renovable (RECs) ~26 \$/MWh
 - **Asume que el crecimiento es financiado con tax equity (5 años)**

+ Térmica y otras (aprox. 10% de margen bruto de Renovables en 2019)

- ✓ Incluye Klamath (usado para asegurar y equilibrar la demanda para determinados contratos PPA en la región noroeste), biomasa (compra contractual de energía y reventa desde la planta de biomasa propiedad de un tercero), ventas de transmisión y limitado trading de energía propia

Componentes de la cuenta de PyG de Renovables

Gastos de expl. y mant.	• 1/3 relacionados con aspectos operativos no eólicos (crecimiento, térmico, costes corporativos ...)
Amortización	• Aprox. 28 years basado en la vida media ponderada
Otros gastos fiscales	• Impuestos sobre bienes, franquicias y nóminas
Otros ingresos y deducciones	• Consisten en: Ingresos financieros (principalmente intereses capitalizados), junto con plusvalías resultantes de activos no corrientes, compensados por otras deducciones (costes de pensiones distintas a servicios y donaciones a entidades benéficas)
Gastos por intereses	• Gastos financieros: consisten en deuda entre filiales del Grupo y costes financieros externos. Excluye costes de financiación con TEI*, incluidos como Minoritarios conforme a la contabilidad por el método de Liquidación Hipotética de Valor Contable (HLBV).
Partida del impuesto sobre las ganancias	• El tratamiento fiscal del sistema MACRs** permite la amortización de los activos eólicos y solares en 5 años; registrado en la partida de impuestos y reflejado como activos por impuestos diferidos • ITC y PTC solo pueden utilizarse a nivel consolidado y una vez monetizados las pérdidas netas de explotación (NOL) ✓ Los PTC se generan a lo largo de 10 años y pueden utilizarse durante 20 años ✓ AGR se considera una única entidad fiscal. Después de monetizar los NOL, la utilización anual de PTC se limita al 75% del pasivo por impuestos consolidados. • Se espera que AVANGRID se convierta en pagador de impuestos en 2024
Minoritarios	• Los minoritarios vienen determinados por la contabilidad según el método de Liquidación Hipotética de Valor Contable (HLBV) para estructuras TEI. El método HLBV asigna ingresos a accionistas minoritarios, lo que tiene en cuenta las ventajas monetarias y fiscales ofrecidas a inversores de tax equity.

* Tax Equity Investor: Inversor de Tax Equity, la cual es una estructura de financiación que permite monetizar antes los créditos fiscales

** MACRS (Modified Accelerated Cost Recovery System): Sistema Modificado de Recuperación Acelerada del Coste

Criterios contables

PTC (Production Tax Credit)

- **P&L**

- ✓ US GAAP* (10Q, 10K): Para periodos posteriores al 1/1/2018, los PTC con *Tax Equity* se incluyen indirectamente en el beneficio/(pérdida) neto atribuible a accionistas minoritarios, mientras que los PTC retenidos se contabilizan en la partida del impuesto sobre las ganancias. Antes de eso, los PTC con *Tax Equity* se contabilizaban en la partida de ingresos y los PTC retenidos en la partida del impuesto sobre las ganancias.

- ✓ NIIF (previsiones): Todos los PTC se contabilizan en la partida de ingresos.

- **Balance**

- ✓ Para periodos posteriores al 1/1/2018, los PTC con *TEI* reducen los “minoritarios” en la sección “Patrimonio neto”. En periodos anteriores, los PTC con *TEI* reducían los “Acuerdos financieros con instrumentos *Tax Equity* - VIEs” en la sección “Pasivos no corrientes”.

- ✓ Los PTC retenidos reducen los impuestos sobre las ganancias diferidas.

- **Flujo de caja**

- ✓ Los PTC retenidos afectan a la partida “Impuestos diferidos” en la partida “Flujo de caja derivado de actividades de explotación”.
- ✓ Para periodos posteriores al 1/1/2018, los PTC con *TEI* afectan a la partida “Repartos a accionistas minoritarios” en “Flujo de caja derivado de actividades de financiación”. Para periodos anteriores, los PTC con *TEI* afectaban a la partida “Pagos resultantes de acuerdos de financiación con instrumentos *tax equity*”. Estas partidas incluyen pagos de costes PTC y deuda/fondos propios remanentes.

ITC (Investment Tax Credit)

- **P&L**

- ✓ US GAAP* (10Q,10K): Contabilizado en D&A (reducen el D&A), por debajo del EBITDA

- ✓ NIIF (previsiones): Contabilizado como Otros ingresos de explotación, por encima del EBITDA

- **Flujo de caja**

- ✓ Los ITC ofrecen una desgravación inicial por impuestos diferidos igual al 50% del ITC total, reconocido en el año uno

Tax Equity

- Los parques eólicos sujetos a estructuras de tax equity están **plenamente consolidados** en el balance consolidado, mientras que los resultados de explotación (incluida la depreciación) se registran en el estado de operaciones consolidado. La participación de inversores se registra como Minoritarios.

- Registrado como una **obligación financiera** y amortizado con la asignación al inversor de instrumentos tax equity de su cuota de repartos de efectivo, MACRS, PTCS y el impacto fiscal de ingresos imponibles.

* US GAAP (General Accepted Accounting Principles in USA): PCGA en EE.UU. (Principios de contabilidad generalmente aceptados en EE.UU.)

RENOVABLES: MÉXICO

Instalaciones

Eólica terrestre ⁽¹⁾	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
La Ventosa	Oaxaca	80	2008	PPA comercial (autoabasto)
Bee Ni Stipa	Oaxaca	26	2010	PPA comercial (autoabasto)
La Venta III	Oaxaca	103	2011	PPA (Productor de energía independiente)
La Ventosa (ampliación)	Oaxaca	22	2013	PPA comercial (autoabasto)
Dos Arbolitos	Oaxaca	70	2015	PPA comercial (autoabasto)
Pier II	Puebla	66	2015	PPA comercial (autoabasto)
Santiago Eólico	Guanajuato	105	2020	PPA comercial (autoabasto)
Pier	Puebla	210 ⁽²⁾	2020	PPA comercial (autoabasto)
Total		682		

Solar FV	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
Santiago	San Luis de Potosí	232	2018	PPA comercial
Hermosillo	Sonora	137	2018	PPA comercial
Cuyoaco	Puebla	274	2020	PPA comercial
Total		642		

(1) Incluyendo capacidad para terceros de 103 MW

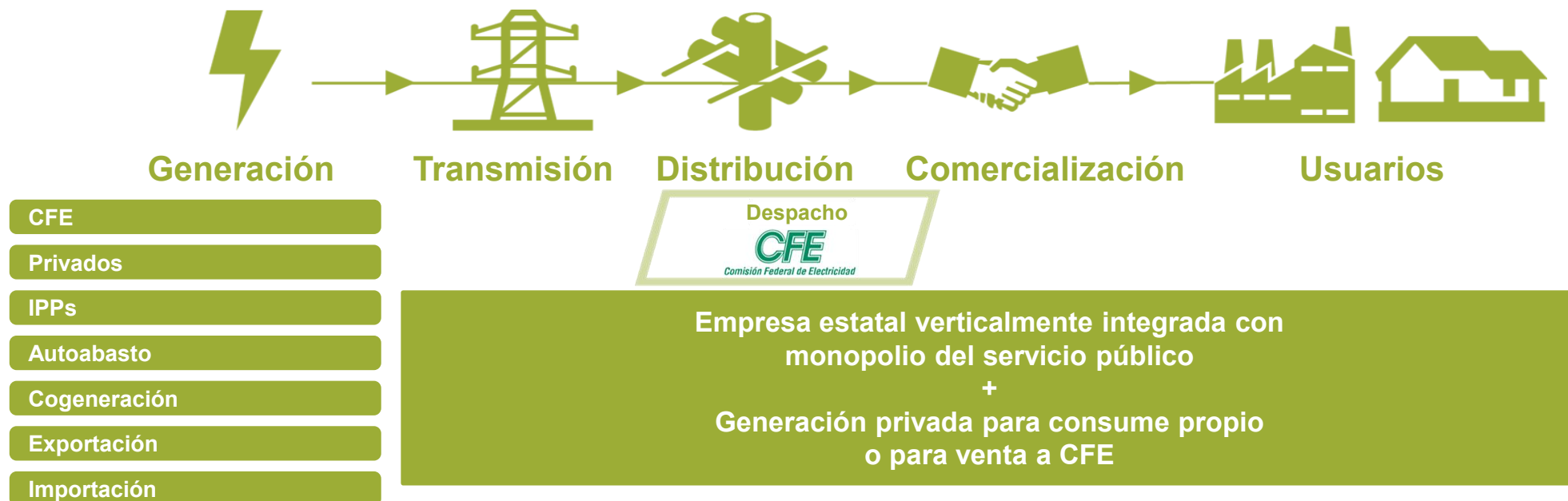
(2) MW instalados a diciembre de 2020, correspondientes a un proyecto en construcción con puesta en marcha en 2021 (221 MW)

Datos a diciembre de 2020

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Estado	MW totales	MW instalados a dic'20	MW pendientes	Año de instalación	Régimen de rentas
Pier	Eólica terrestre	Puebla	220	210	10	2020	PPA comercial (autoabasto)
Total			220	210	10		

Marco regulatorio: previo a la reforma energética (1/3)



Applicable laws

Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

Mediante esta Ley que se reformó en 1992, se permitió la participación de empresas privadas en las siguientes modalidades:

- Producción Independiente de Energía (venta a CFE mediante contratos PPAs)
- Pequeña producción, autoabastecimiento y cogeneración (venta a clientes privados)

Sustentabilidad y generación renovable

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética que permite participación de las renovables y la cogeneración eficiente mediante el mecanismo del autoabastecimiento.

Órganos Reguladores

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la autoridad que otorga los permisos en materia de generación eléctrica.

Marco regulatorio: tras la reforma energética (2/3)

Legislación aplicable

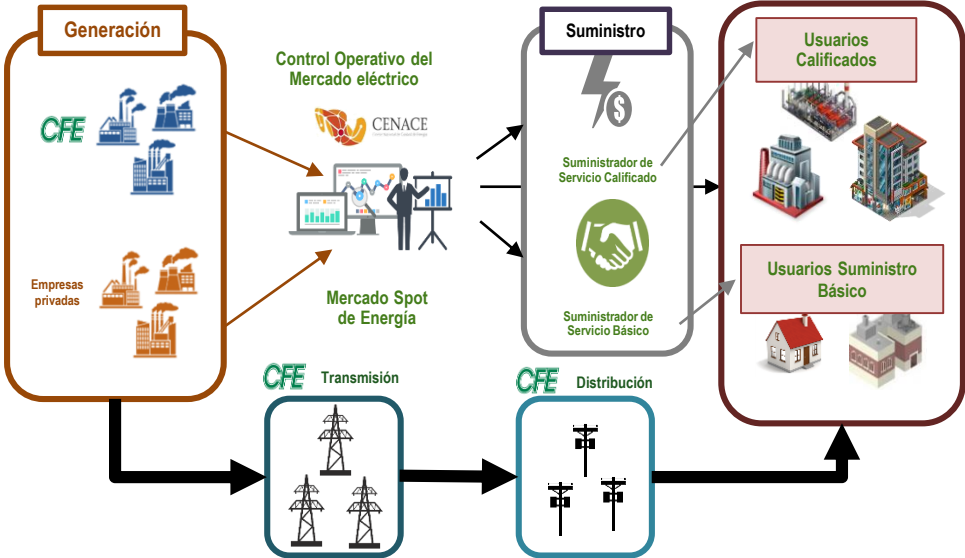
Reforma Energética

Reforma Constitucional: Permite la participación privada en las actividades de generación y comercialización. La transmisión y distribución continúan siendo servicio público prestado por CFE.

Ley Industria Eléctrica (LIE): Establece un nuevo modelo para el sector eléctrico basado en la libre competencia en servicios de generación y de comercialización a usuarios calificados (industriales). CFE presta en exclusiva servicios de transmisión y distribución y la generación y comercialización a usuarios básicos (domésticos). Define la estructura del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista. En marzo de 2021 se publicó una Reforma a la LIE que implicó diversas modificaciones. Actualmente se encuentra suspendida definitivamente por diversos amparos con carácter general en tanto se resuelve de forma definitiva.

Ley de Transición Energética: Define las bases legales para impulsar una transformación hacia un modelo energético y económica sustentable en el largo plazo.

Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista



Fundamentos de la LIE

Respeto los derechos de los Permisos Legados (LSPEE)	Establece que los permisos otorgados bajo la LSPEE se respetarán en todos sus términos y condiciones. En su caso, estos permisos pueden migrar voluntariamente al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Liberalización del suministro eléctrico	Se permite que empresas privadas presten el servicio de Suministro a Usuarios Calificados (industriales). La Reforma a la LIE de 2021 establece nuevos criterios para el otorgamiento y revocación de permisos, introduciendo discrecionalidad al sujetar su otorgamiento a criterios de planeación.
Certificados de Energías Limpias (CEL)	Principal instrumento junto con las subastas para promover las inversiones en energías limpias. Permite alcanzar la meta de tener un 35% de generación con energías limpias para el 2024. La Reforma a la LIE del 2021 modifica el criterio para el otorgamiento de CEL.
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	Se define un Mercado que opera a través de las Bases del Mercado. La Reforma a la LIE del 2021 modificaría el despacho de las centrales en el Mercado sin considerar el orden de mérito económico.

Marco regulatorio

LSPEE

IPP

Autoabasto

- Contrato de compra de energía (PPA) a 20 años con la CFE. Ingresos predecibles, fijos para cada MWh generado.
- El activo es propiedad de Iberdrola cuando finaliza el PPA de 20 años.
- Suministro de energía y capacidad a socios-consumidores (clientes industriales) de acuerdo a diferentes productos comerciales acordados con el cliente:
 - Descuento fijos o variables sobre la tarifa regulada de CFE
 - PPA - Precio fijo por capacidad contratada, etc.
- En mayo de 2020 la CRE aprobó el incremento en las tarifas de porteo renovable (estampilla). Iberdrola presentó amparo en contra de dicha resolución, solicitando la aplicación de medidas cautelares para paralizar su aplicación. Se concedieron dichas medidas y se está a la espera de la resolución del fondo del amparo.

Ley Industria Eléctrica (LIE)

Certificados de Energía Limpia (CELs)



1 MWh = 1 CEL

- Generación para satisfacer las necesidades de Iberdrola Clientes (Suministrador Cualificado) con Contrato de Cobertura Eléctrica de los productos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

Energía

Servicios auxiliares

Certificados Energía Limpia

Potencia
- Estos productos pueden comercializarse en el mercado o a través de contratos bilaterales con clientes.
- En 2019 se modificaron las reglas para que Centrales Eléctricas Legadas de CFE puedan recibir CEL.
- La Reforma a la LIE del 2021 prevé un cambio en los criterios de otorgamiento de CEL. Serían otorgados independientemente de la propiedad o fecha de inicio de operación comercial bajo un argumento de competencia.
- Obligación de ser adquiridos por los Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del MEM, quienes se suministren por Abasto Aislado y los Centros de Carga que no se suministren en su totalidad por fuentes de generación limpia.

Requisito de CEL	Metas de Energías Limpias
2018: 5%	2018: 25%
2019: 5,8%	2021: 30%
2020: 7,4%	2024: 35%
2021: 10,9%	2033: 39,9%
2022: 13,9%	2050: 50%

Instalaciones de eólica terrestre

Eólica terrestre	Estado	MW IBE	Año de instalación	Régimen de rentas
Caetité I	Bahia	30	2012	PPA comercial
Caetité II	Bahia	30	2012	PPA regulado 2010/A-3
Caetité III	Bahia	30	2012	PPA regulado 2010/A-3
Canoas	Paraíba	32	2017	PPA regulado 2014/A-5
Lagoa 1	Paraíba	32	2017	PPA regulado 2014/A-5
Lagoa 2	Paraíba	32	2017	PPA regulado 2014/A-5
Rio do Fogo	Rio Grande do Norte	49	2006	PPA regulado PROINFA
Mel II	Rio Grande do Norte	20	2012	PPA regulado 2010/A-3
Arizona I	Rio Grande do Norte	28	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango I	Rio Grande do Norte	30	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango II	Rio Grande do Norte	30	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango III	Rio Grande do Norte	30	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango IV	Rio Grande do Norte	30	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango V	Rio Grande do Norte	30	2013	PPA regulado 2010/A-3
Calango VI	Rio Grande do Norte	30	2016	PPA regulado 2014/A-3
Santana I	Rio Grande do Norte	30	2016	PPA regulado 2014/A-3
Santana II	Rio Grande do Norte	24	2016	PPA regulado 2014/A-3
Total		516		

Instalaciones hidroeléctricas

Hidroeléctrica	Estado	Total MW	MW atribuibles a IBE	Año de instalación	Régimen de rentas
Itapebi	Bahia	462	462	2003	PPA commercial
Corumba III	Goiás	96	68	2009	PPA regulado
Baguari	Minas Gerais	140	71	2009	PPA regulado
Dardanelos	Mato Grosso	261	133	2011	PPA regulado
Telespíres	Pará / Mato Grosso	1.820	928	2016	PPAs regulados y comerciales
Belo Monte	Pará	11.233	1.123	2019	PPAs regulados y comerciales
Baixo Iguazú	Paraná	350	245	2019	PPAs regulados y comerciales
Total		14.362	3.031		

Nota: 2.195 MW consolidados por el método de puesta en equivalencia

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
Chafariz onshore wind complex	Eólica terrestre	Paraíba	471	2021	PPAs regulados y comerciales
Oitis onshore wind complex	Eólica terrestre	Piauí	567	2022	PPAs regulados y comerciales
Luzia	Solar FV	Paraiba	149	2022	PPAs regulados y comerciales
Total			1.187		

Marco regulatorio

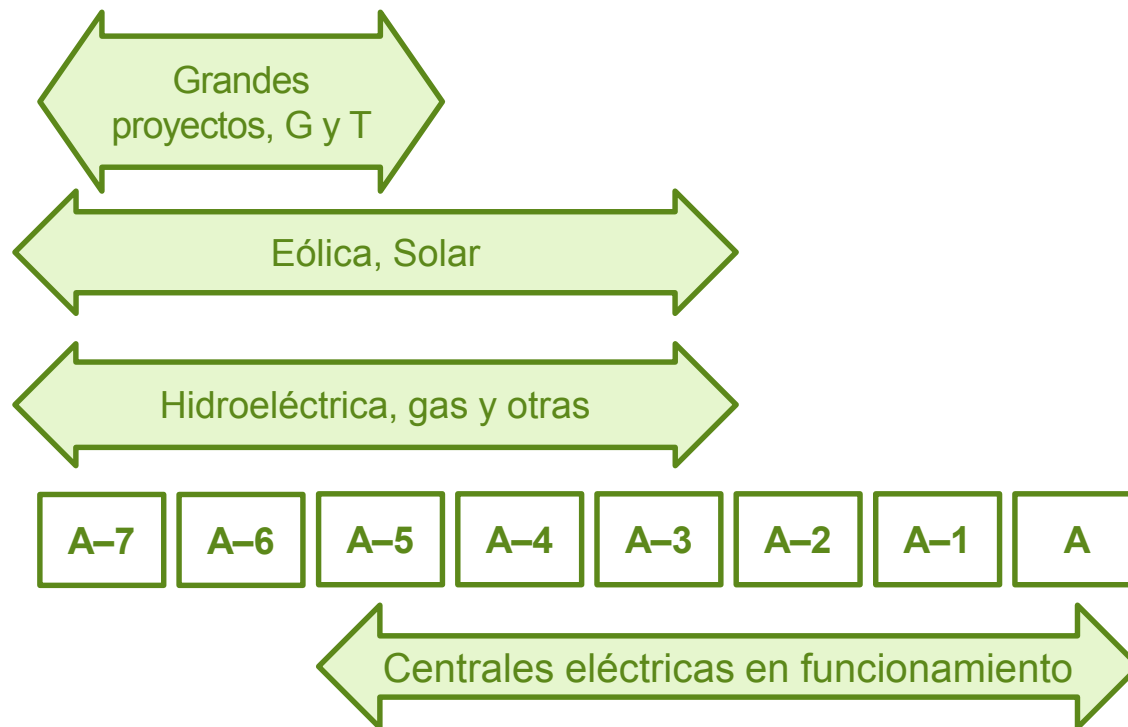
	Proceso de concesion	Plazo de concesión/ autorización	Renovación	Ingresos
Eólica	- Solicitud de autorización en el seno de ANEEL - Subastas competitivas	30 - 35 años - Fecha de vencimiento: 2031 hasta 2054(1)	Posible renovación a discreción de la Autoridad Concedente (ANEEL).	- Contratos PPA a 20 años para compañías distribuidoras a través de subastas competitivas con precio ajustado anualmente por inflación - Contratos bilaterales en el mercado libre
Hidroeléctrica	Subastas competitivas	35 años - Fecha de vencimiento: 2035 hasta 2049(1)	- Posible renovación a discreción de la Autoridad Concedente (ANEEL) ⁽²⁾ - Posible indemnización tras la expiración de la concesión.	- Contratos PPA a 30 años para compañías distribuidoras a través de subastas competitivas con precio ajustado anualmente por inflación - Contratos bilaterales en el mercado libre

Información sobre resultados de la subasta: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>

(1) Corresponde a los primeros y últimos activos en finalizar la concesión, considerando los activos operativos y preoperativos (en construcción).

(2) Excepción de Belo Monte y Teles Pires – carecen de disposición contractual

Subastas de energía para el Mercado Regulado (ACR)



- Licencia ambiental previa obtenida por el Gobierno⁽¹⁾
- Contratos a largo plazo con distribuidores
- Precio establecido en la subasta y ajustado anualmente por inflación

Estrategia de Neoenergía

- ✓ No participar en proyectos de estructuración
- ✓ Ser el accionista mayoritario: explotar y consolidar el negocio

(1) Para proyectos de transmisión e hidroeléctricos

Instalaciones

Eólica terrestre	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
Australia	670	2005 - 2019	Mercado + PPA
Chipe	20	2011	FiT ⁽¹⁾
Grecia	275	1998-2020	FiT ⁽¹⁾
Francia	118	2007 - 2019	FiT ⁽¹⁾
Hungría	158	2008-2011	FiT ⁽¹⁾
Portugal	92	2005-2009	FiT ⁽¹⁾
Rumanía	80	2011	Mercado + Cert. verdes
Total	1.414		

Eólica marina	País	MW	Año de instalación	Régimen de rentas	Nivel de soporte
Wikinger	Alemania	350	2017	Compressed tariff ⁽²⁾	190 €/MWh / 8 años + 150 €/MWh / 4 años (invariable)

Solar fotovoltaica	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
Greece	6	2006-2012	FiT ⁽¹⁾

Baterías	MW	Año de instalación	Régimen de rentas
Australia	25	2019	Mercado

(1) FiT (Feed in Tariff): Tarifa regulada

(2) Compressed Tariff: Tarifa regulada

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	País	MW	Año de instalación
Mikronoros	Eólica terrestre	Grecia	34	2021
Rokani	Eólica terrestre	Grecia	17	2022
Askio II	Eólica terrestre	Grecia	34	2022
Askio III	Eólica terrestre	Grecia	50	2022
Montalto di Castro	Solar FV	Italia	23	2021
Algarve y Setúbal	Solar FV	Portugal	173	2021/2022
Port Augusta	Híbrido	Australia	317	2021
Total			647	

Marco regulatorio

Rumanía

Certificados verdes

- Definidos por la Ley N° 220/2008 con enmiendas posteriores.
- Los parques eólicos reciben 1 certificado verde por cada MWh que se produce durante 15 años, con un precio mínimo del certificado de 29,4€ y uno máximo de 35€.

Hungría

Feed-in-Tariff (FiT)

- Definida por la Ley N° 389/2007 con enmiendas posteriores.
- La electricidad se vende a una tarifa fija durante un periodo máximo de 15 años, actualizándose anualmente por inflación.

France

Feed-in-Tariff (FiT)

- Definida en el Arrêté 17/06/2014 y en el Código de la Energía.
- La FiT está limitada a 15 años y la tarifa está indexada, actualizada anualmente en noviembre.

Contrato por diferencias (CfD)

- Desde 2016, definido por los artículos L314-18 y siguiendo el Código de la Energía
- La duración del contrato es de 20 años
- El CfD se atribuye a través de una subasta

Feed-in-Tariff (FiT) para eólica marina

- Para la energía eólica marina, FiT de 20 años concedida a través de subastas, definida por L314-1 y siguiendo el Código de la Energía

Cyprus

Feed-in-Tariff (FiT)

- Definida conforme a la Ley N° 112/2013 (modificada después por 212/2015 y 157/2015). La feed-in tariff se limita a 20 años, aunque puede ampliarse por periodos de 5+5 años en ciertas condiciones.

Greece

Feed-in Tariff (tarifa regulada, FiT)

- Definida por la Ley N° 3468/2006 (actualmente amparada en la Ley N° 4254/2014). Este sistema finalizó el 31 de diciembre de 2015.
- El contrato FiT se restringe a 20 años y el precio FiT depende de las características del proyecto (tecnología, tamaño, tipo de interconexión, etc.). En algunas condiciones puede ampliarse en otros 7 años sujeto a revisión del precio FiT.

Feed-in-Premium (prima regulada, FiP)

- Definida por la Ley N° 4414/2016. Los contratos PPA FiP son contratos bilaterales por diferencias (CfD) limitados a 20 años que se adjudican a través de concursos competitivos por tecnología. Debido a la reducción de las FiT, bajo ciertas condiciones se puede extender por 7 años adicionales con una revisión en el precio y un límite en el NEHs. Los proyectos no tienen obligaciones de participar en el Mercado.

Portugal

Feed-in-Tariff(FiT)

- Definida por DL 339-C/2001 y DL 35/2013
FiT según DL 339-C/2001 limitada a 15 años. A tenor de la Opción B de DL 35/2013, los parques eólicos optan a recibir una ampliación de FiT de hasta 7 años con un mínimo de 74 €/MWh y un máximo de 98 €/MWh (precios de junio de 2020).

Australia

Certificados verdes

- Definido por la Ley de Energías Renovables (Electricidad) de 2000 con sus modificaciones posteriores.
- Los parques eólicos reciben 1 certificado verde por MWh producido hasta 2030. Las empresas de servicios públicos deben comprar certificados verdes para aproximadamente el 20% de consumo, hasta un precio máximo efectivo de 92 dólares australianos por certificado verde.

Estrategia enfocada en desarrollar *hubs* operacionales en regiones clave



Costa Esta de EE.UU.

- Primer proyecto de eólica marina a gran escala (2023/24)
- Gran cartera de eólica marina en la costa este a mínimo coste
- Aprovechando la experiencia de una *utility* integrada



UE & Mar báltico

- 5 proyectos operativos o en construcción
- Grandes carteras en el mar báltico con grandes sinergias
- Presencia establecida en Reino Unido, Alemania y Francia



Japón

- Foothold to develop Asia-Pacific industry
- Large floating pipeline
- Stable regulatory environment and high offshore ambitions

... con desarrollo temprano de la cartera a mínimo coste

RENOVABLES: EÓLICA MARINA

Mapa de eólica marina de Iberdrola



Notas: COD (Commercial Operation Date): Fecha de puesta en marcha
FIC (Final Investment Decision): Decisión final de inversión

RENOVABLES: EÓLICA MARINA

Proyectos en operación y en construcción

	Proyectos en operación (~1,3 GW)			Proyectos en construcción (~2,6 GW)			
Proyecto	WoDS	Wikinger	East Anglia 1	St. Brieuc	Baltic Eagle	Vineyard Wind ⁽³⁾	Park City Wind ⁽³⁾
País							
Localización	Mar de Irlanda	Mar Báltico	Mar del Norte	Océano atlántico	Mar Báltico	Océano atlántico	Océano atlántico
Coste del área marina	0	0	0	0	0	0	0
Capacidad (MW)	194 MW ⁽¹⁾	350 MW	714 MW	496 MW	476 MW	800 MW	804 MW
Año de puesta en marcha	2014	2017	2020	2023	2024	2024	2025
PPA/CFD	Precio de mercado + 2,0 ROC	194€/MWh / 8años + 154€/MWh / c.4años	CfD 119,89 £/MWh (real 2012+CPI)/15 años	155 €/MWh (real 2012) / 18años - indexada	Mercado+prima vble (min~65€/MWh)/20 años	88,77 \$/MWh en media / 20 años	79,83 \$/MWh en media / 20 años
Inversión	600 M GBP excl. transmisión ⁽²⁾	1.400 M Eur	2.600 M GBP incl. transmisión	2.400 M Eur	1.100 M Eur	3.000-3.200 M USD	3.000-3.200 M USD
Número de turbinas	108 turbinas Siemens-Gamesa (3,6 MW)	70 turbinas Siemens-Gamesa (5 MW)	102 turbinas Siemens-Gamesa (7 MW)	62 turbinas Siemens-Gamesa (8 MW)	50-52 turbinas Vestas (9,5 MW)	GE Halide-X 13 MW	N/A

(1) 50% of total 389 MW. Full consolidation 194 MW.

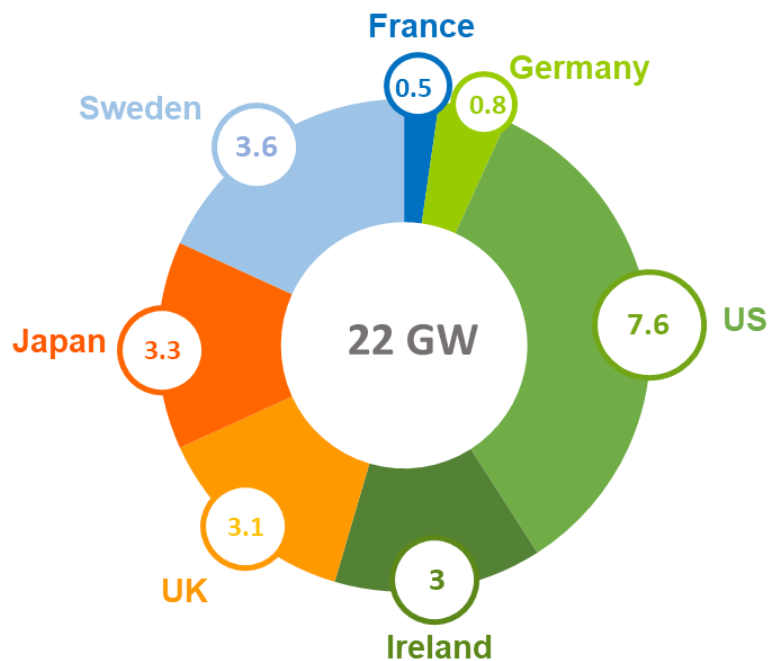
(2) Inversión total para los 389 MW de aprox. 1.300 M GBP excluyendo la línea de transmisión (OFTO)

(3) Información adicional en el Factbook de Avangrid: <http://www.avangrid.com/wps/portal/avangrid/Investors/investors/financialoperationalreports>

RENOVABLES: EÓLICA MARINA

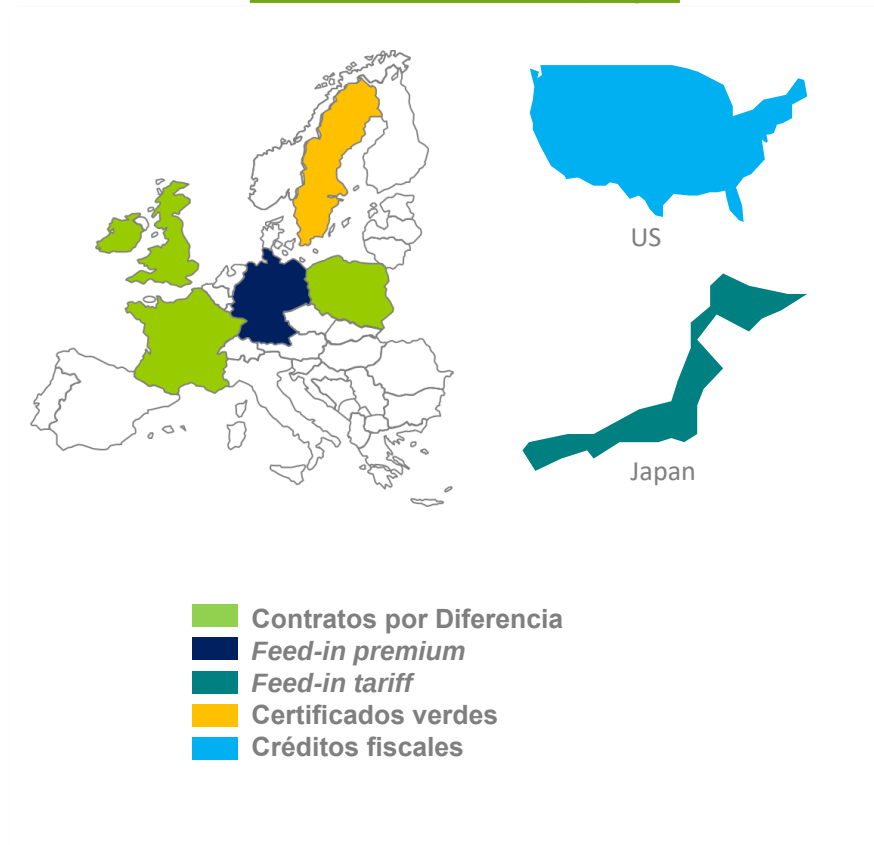
La cartera de eólica marina de Iberdrola alcanza los 22 GW...

Cartera de eólica marina ⁽¹⁾



(1) Incluyendo 2.600 MW en construcción

Mecanismo de apoyo



...asegurada en etapa temprana en mercados atractivos con mecanismos de apoyo establecidos

RENOVABLES: EÓLICA MARINA

Eólica marina de Iberdrola en EE.UU.



Tamaño del Proyecto	800 MW	804 MW	Analizando oportunidades de venta
Estado	MA	CT	Can supply VA or NC
Área de concesión	OCS-A 0501 ⁽¹⁾	OCS-A 0501 ⁽¹⁾	OCS-A 0508 ; a aprox. 28 millas de Outer Banks, NC y 41 millas de Virginia Beach, NC
Puesta en marcha esperada	Finales de 2024 (la construcción empieza en 2021 & las operaciones empiezan en 2023)	Finales de 2025	A finales de la década 2020-2030
Plazo	20 años	20 años	N/A
Precio del contrato	Precio medio: 88,77 \$/MWh Fase 1 (400 MW): Precio medio 94,52 \$/MWh (65\$/MWh en el año 1, subiendo 2,5% anual) Fase 2 (400 MW): Precio medio 83,02 \$/MWh (74\$/MWh en el año 1, subiendo 2,5% anual)	Precio medio: 79,83 \$/MWh (62,50 \$/MWh en el año 1, subiendo 2,5% anual)	N/A
ITC	30%	Por confirmar ⁽²⁾	Por confirmar
Factor de capacidad neto	~48-52%	Por confirmar	N/A
Capacidad	~156 MW (verano)/ ~278 MW (invierno) adjudicados en la subasta de capacidad ISO-NE en 2020 (incl. 54 MW adjudicados en 2019)	N/A	N/A
Hitos del proceso de permisos	Retirada del COP (<i>Construction and Operations Plan</i>) en el BOEM el 22 de enero; calendario de aprobación del BOEM por determinar	Presentado el COP ante el BOEM en julio de 2020; PPAs aprobados por el regulador de CT (PURA)	Presentado el COP ante el BOEM en diciembre de 2020
Otros	Seleccionado GE como proveedor preferente (Halide-X 13 MW)	Establece Bridgeport, CT, como <i>hub</i> eólico marino	Estudios geotécnicos y geofísicos realizados

(1) “Joint Venture” de Avangrid con CIP al 50%.
(2) Vineyard Wind ha aceptado negociar de buena fe una reducción del precio en caso de que el proyecto se beneficie de cualquier mejora en la rentabilidad del proyecto por tener acceso a un ITC >18%.

AGENDA

1. Iberdrola hoy (página 5)
2. Redes (página 15)
3. Renovables (página 46)
- 4. Generación y Clientes (página 95)**
5. Financiación (página 123)
6. ESG⁽¹⁾ (página 136)

(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

GENERACIÓN

Capacidad (MW)	España	EE.UU.	México	Brasil	IEI	Total
Nuclear	3.177	-	-	-	-	3.177
Ciclos Combinados de Gas propios	5.695	204	2.103	533	243	8.777
Ciclos Combinados de Gas para terceros	-	-	7.043	-	-	7.043
Cogeneración	353	636	202	-	-	1.191
Total	9.224	840	9.348	533	243	20.188

Producción (GWh)	España	EE.UU.	México	Brasil	IEI	Total
Nuclear	24.316	-	-	-	-	24.316
Ciclos Combinados de Gas propios	7.216	6	14.841	2.440	10	24.513
Ciclos Combinados de Gas para terceros	-	-	39.160	-	-	39.160
Cogeneración	2.166	2.745	1.640	-	-	6.550
Carbón	237	-	-	-	-	349
Total	33.935	2.751	55.641	2.440	10	94.778

Eficiencia media en instalaciones de generación térmica⁽¹⁾

	España		EE.UU.		Brasil		México		IEI	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Ciclo Combinado	51,09	52,07	N/A	N/A	54,88	54,53	56,17	55,79	N/A	N/A
Térmica convencional	32,84	34,34	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Cogeneración	68,14	69,48	47,53	47,23	N/A	N/A	58,45	53,67	N/A	N/A

	Total	
	2020	2019
Ciclo Combinado	55,54	55,11
Térmica convencional	32,84	34,34
Cogeneración	57,72	56,24

(1) Media de las eficiencias ponderadas por las producciones anuales de cada central térmica

Fuente: Informe de sostenibilidad https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/jga21_IA_InformeSostenibilidad20.pdf

GENERACIÓN: ESPAÑA

Instalaciones (1/2)

Nuclear	Región	Total MW	% IBE	MW atribuible a IBE	Año de instalación
Almaraz I	Cáceres	1.049	53%	553	1983
Almaraz II	Cáceres	1.044	53%	550	1984
Ascó II	Tarragona	1.035	15%	155	1984
Cofrentes	Valencia	1.102	100%	1.102	1986
Trillo	Guadalajara	1.066	48%	512	1988
Vandellós II	Tarragona	1.087	28%	304	1988
Total		6.384		3.177	

Ciclo combinado gas	Región	Total MW	Año de instalación
Castellón III	Castellón	793	2002
Castejón	Navarra	386	2003
Tarragona Power	Tarragona	424	2004
Aceca III	Toledo	392	2005
Arcos I	Cádiz	396	2005
Arcos II	Cádiz	379	2005
Santurce	Vizcaya	403	2005
Arcos III	Cádiz	837	2006
Escombreras	Murcia	831	2006
Castellón IV	Castellón	854	2008
Total		5.695	

Instalaciones (2/2)

Cogeneración	Región	Total MW	MW atribuible a IBE	Año de instalación
Energyworks Villarrobledo	Albacete	24	24	1995
Energyworks Carballo	La Coruña	13	13	1998
Peninsular Cogeneración SA	Madrid	39	19	2001
Energyworks Cartagena	Murcia	95	95	2002
Investee companies	n.a.	69	38	1990-2006
Energyworks Michelin (Vitoria. Valladolid y Aranda)	n.a.	126	126	2001-2002
Pig slurry treatment plants (4 plants)	n.a.	37	37	2003-2007
Total		403	353	

Bases para el modelo de remuneración: Ley 54/1997 y Ley 24/2013

	MERCADO	GESTOR	PRODUCTO	
Antes del despacho (hasta D-1)	Contratos bilaterales+ Mercado a plazo	OTC. OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado de Restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suministro	Mercados a corto plazo
	Mercado de SSCC: Reserva Secundaria Reserva de Potencia a Subir	REE	Reserva secundaria: MW Reserva terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía horaria	
	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real Restricciones técnicas tras intradiarios Reserva terciaria	REE	Energía a subir y a bajar	

Impuestos a la generación: Ley 15/2012

Céntimo verde	Impuesto sobre producción de electricidad ⁽²⁾	Tasa nuclear	Canon hidráulico
• Consumo de combustible en centrales eléctricas • 0,65 €/GJ gigajulio para carbón y gas ⁽¹⁾	• Impuesto del 7% sobre los ingresos totales	• Combustible nuclear gastado 2.190 €/ • Residuos nucleares 6.000€/m3 residuos)	• 25,5% sobre los ingresos totales • 2,5% centrales hasta 50MW • 2,5% bombeo
<u>IMPACTO</u> Carbón: aprox. 6,5 €/MWh	<u>IMPACTO</u>⁽³⁾ Aprox. 2-3 €/MWh	<u>IMPACTO</u> Aprox. 6 €/MWh	<u>IMPACTO</u>⁽³⁾ Aprox. 10-12 €/MWh

(1) Céntimo verde eliminado para consumo de gas y cogeneración desde el 7 de octubre 2018

(2) Suspendido durante 6 meses desde el 7 de octubre de 2018 (4T 2018 y 1T 2019)

(3) Impacto estimado para precios mayoristas en torno a 50 €/MWh

Circular de la CNMC 3/2020

- **Los peajes se aplican solamente al consumo final y al consumo de generación propia:**
 - La actividad de generación no paga impuesto de red eléctrica desde enero de 2019 (antes 0,5 €/MWh)
 - Los generadores tendrán que pagar el impuesto sobre la red eléctrica sólo por la energía neta que consuman de la red
 - La energía almacenada en el bombeo o en las baterías no pagará ningún impuesto sobre la red eléctrica

Pagos de Capacidad

- **Incentivo a la inversión: 10.000 €/MW al año por 20 años**

- Para las instalaciones construidas de 1998 a 2015, que no tenían ningún régimen subvencionado.
- Recibido por instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada mayor o igual a 50 MW.
- Inicialmente se configuró como un pago de 20.000 €/MW durante los primeros diez años de vida, que se revisó con motivo del RD Ley 9/2013 fijándolo en los actuales parámetros. Para ello, se calculó el número restante de años con derecho a cobro de cada instalación, duplicándose este período y rebajando el pago a los mencionados 10.000 €/MW. Por este motivo, el fin del incentivo depende de los años pendientes a partir de 2013. Además, el Real Decreto Ley 9/2013 limitó el derecho de concesión del incentivo para las nuevas instalaciones con fecha de operación comercial hasta el 1 de enero de 2016

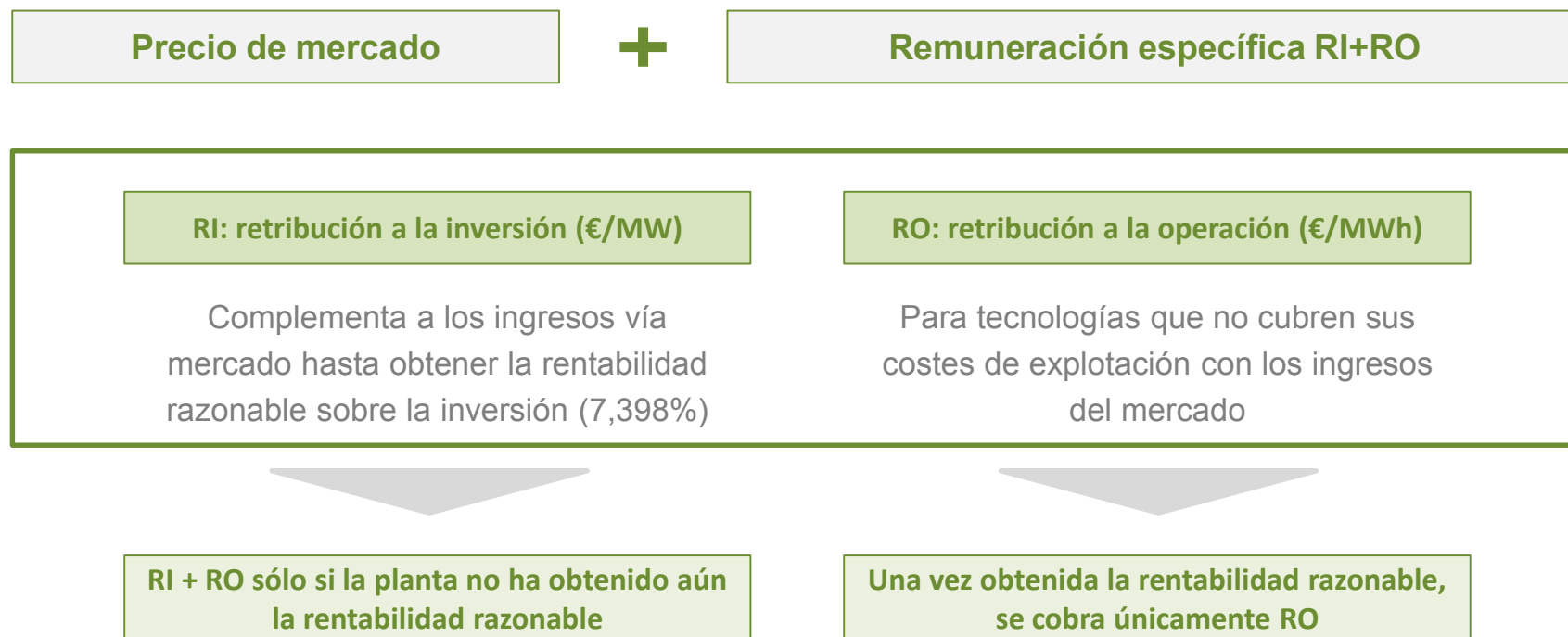
Cogeneración: Real Decreto-Ley 9/2013 y Real Decreto-Ley 17/2019

- **Retribución de 7,398% (antes de impuestos) hasta 2031 para instalaciones en operación antes del RDL 9/2013. Para instalaciones posteriores al RDL 9/2013, la retribución es del 7,09% hasta 2025 siguiendo la metodología WACC publicada por la CNMC**

Para aquellas instalaciones en funcionamiento antes del RDL 9/2013 con algún procedimiento arbitral o judicial pendiente relacionado con la modificación del Régimen Retributivo posterior al RD 661/2007, la terminación anticipada del procedimiento arbitral o judicial o la renuncia a la percepción de cualquier indemnización es un requisito obligatorio previo a la obtención de la tasa de rentabilidad permitida del 7,398% hasta 2031. (Real Decreto Ley 17/2019)

- **Remuneración vinculada al Bono del Tesoro a 10 años al año "n" más 300 pb, hasta el 31 de diciembre de 2019 (7,5%) y revisada cada 6 años (periodo reglamentario)**
- **Remuneración basada en los ingresos por participación en el mercado. con una remuneración adicional específica articulada en dos términos:**
 - **RI:** Término por unidad de capacidad instalada (€/MW) que cubre los costes de inversión de una instalación estándar que no pueden ser recuperados por la venta de energía. Este rendimiento de la inversión permite que la instalación alcance una rentabilidad razonable definida por el Gobierno.
 - **RO:** Término de explotación (€/MWh) que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de la participación en el mercado de dicha instalación estándar. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos no recibirá dicha retribución a la operación mientras sus ingresos por la venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.
- **Modificación parámetros:**
 - Cada 6 años se podrán modificar todos los parámetros (incluida la retribución razonable) para el resto de la vida útil excepto la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación;
 - La Orden TED/171/2020 establece los parámetros retributivos para la estimación de la retribución regulada de las renovables y la cogeneración para el periodo regulatorio 2020-2025. Los principales cambios son:
 - Se ha reconocido un mayor coste del CO2, un mayor precio del combustible y la retribución por el coste del Operador del Sistema (0,14 €/MWh)
 - Cada 3 años y para el resto del periodo regulatorio, se revisará la estimación de los ingresos del mercado, valorando la energía vendida a precio de mercado en base a la evolución del precio del mercado y la previsión de horas de funcionamiento
 - Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de operación dependan fundamentalmente del precio del combustible.

Cogeneración: base de remuneración RD 413/2014



(*) Se podrá conceder RI a la cogeneración a partir de 2023 como ajuste del mercado de RO debido a los bajos precios reales de la electricidad frente a los estimados en el semiperiodo 2020-2022

Nuclear

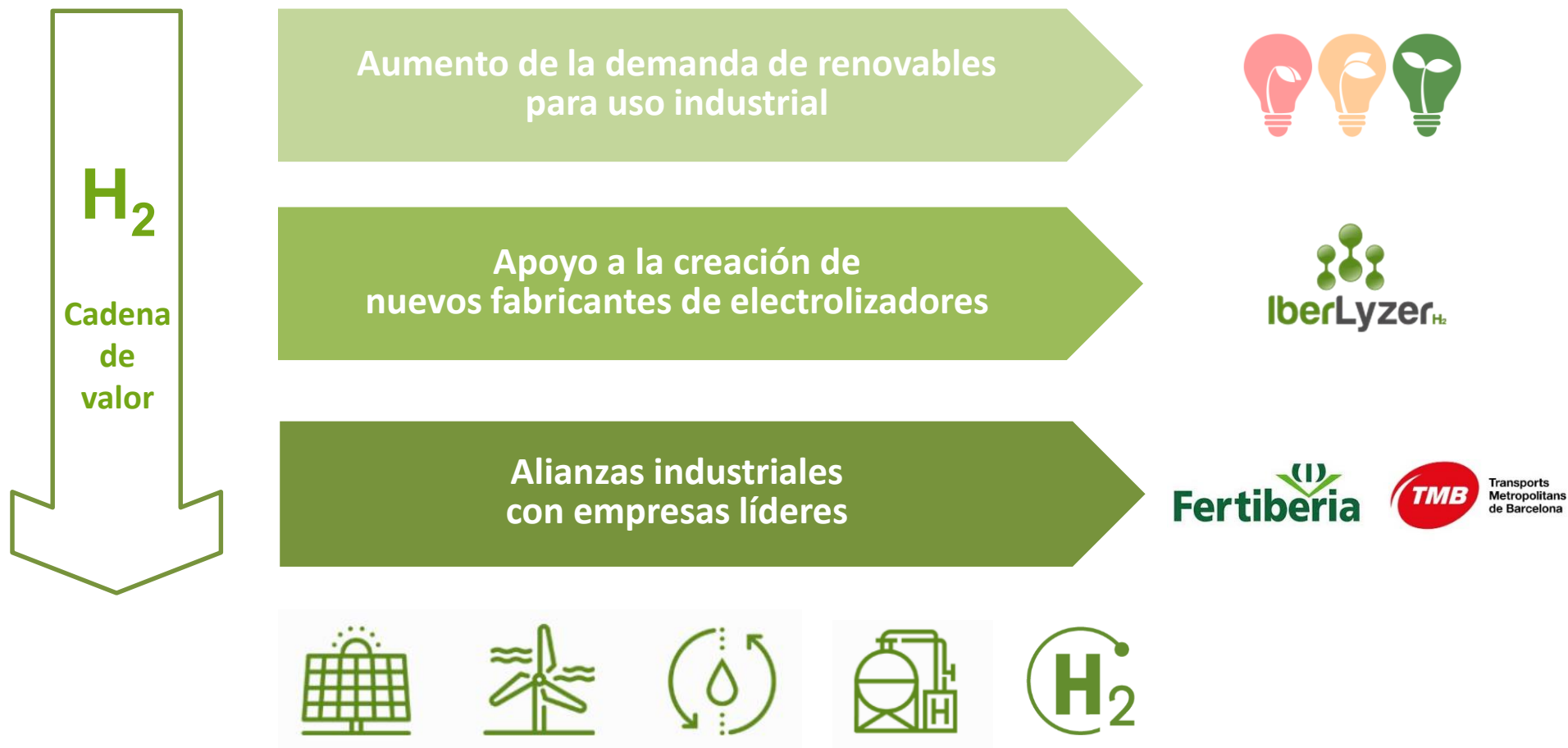
- El borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) considera que se cerrarán 4.200 MW de generación nuclear en el periodo 2025-2030.
- Los operadores nucleares, junto con ENRESA, han acordado un cierre ordenado de las centrales nucleares que cumple con todos los criterios de seguridad, técnicos, vida útil, residuos y de recursos de desmantelamiento.

Calendario de cierre		
Almaraz I	nov-27	44,2 años
Almaraz II	oct-28	44,3 años
Ascó I	oct-30	45,8 años
Cofrentes	nov-30	45,6 años
Ascó II	sep-32	46,4 años
Vandellós II	feb-35	46,9 años
Trillo	may-35	46,7 años
Vida media		45,7 años

- Las centrales nucleares Almaraz I&II y Vandellós II ya han obtenido la autorización de ampliación de la licencia de explotación (hasta las fechas de cierre acordadas en el protocolo firmado con ENRESA para Almaraz y hasta el 26 de julio de 2030 para Vandellós II). Las centrales nucleares de Cofrentes y Ascó I y II ya han solicitado la autorización de ampliación de la licencia de explotación para las fechas de cierre acordadas en el protocolo firmado con ENRESA.
- El Real Decreto 750/2019 incrementó la tasa de residuos nucleares impuesta por ENRESA a 7,98 €/ MWh desde el 1 de enero de 2020 (+19% vs. la tasa anterior de 6,69 €/ MWh).

Nota: El desmantelamiento y la gestión de los residuos radiactivos es un servicio público esencial, cuya gestión está encomendada por ley a la empresa estatal ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, SA)

Hidrógeno verde: una nueva oportunidad de crecimiento para Iberdrola



HIDRÓGENO VERDE

Alianza con **Fertiberia** para producir amoníaco verde

4 fases entre 2021 y 2027
en Puertollano (Ciudad Real) y Palos de la Frontera (Huelva)

*Inversión total de unos EUR 1.800 M y creación de más de 3.600 puestos de trabajo
>800 MW de capacidad de electrolizadores y 1.300 MW de capacidad solar
fotovoltaica*



Puertollano I – 2021 (Fase 1)



Castilla la Mancha. España

COD 2021

Capacidad:

- Solar PV 100 MWdc con paneles bifaciales, inversores monofásicos...
- Batería Baterías de iones de litio de 5 MW (20 MWh)
- Electrolizador 20 MW para suministrar H₂ a Fertiberia

Información de interés del proyecto :



Inversión
150 M Eur



700
Trabajos
Locales

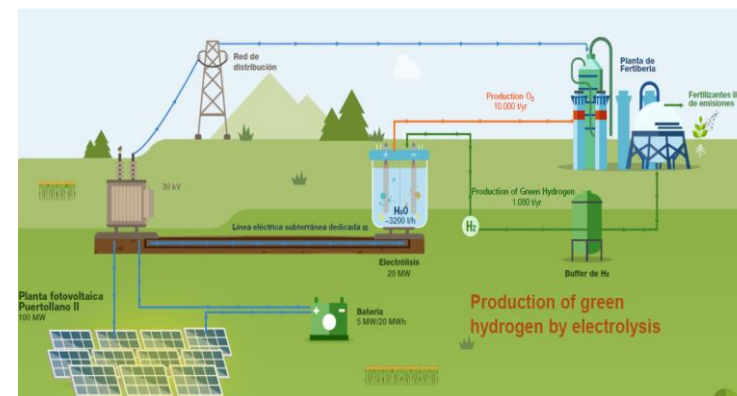


60.000 t CO2
evitadas/año



Producción
de H₂ verde

1.080 t H₂/año



Instalaciones

Ciclo combinado de gas ⁽¹⁾	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de ingresos
Dulces Nombres (Monterrey)	Nuevo León	1.008	2002	PPA (Productor de energía independiente)
Altamira III & IV	Tamaulipas	1.077	2003	PPA (Productor de energía independiente)
La Laguna II	Durango	537	2005	PPA (Productor de energía independiente)
Altamira V	Tamaulipas	1.143	2006	PPA (Productor de energía independiente)
Tamazunchale	San Luis Potosí	1.179	2007	PPA (Productor de energía independiente)
Dulces Nombres II (Monterrey V)	Nuevo León	300	2016	PPA comercial (autoabasto)
Baja California III	Baja California	324	2017	PPA (Independent Power Producer) / LIE ⁽²⁾
Escobedo	Nuevo León	878	2018	PPA (Independent Power Producer)
El Carmen	Nuevo León	866	2019	PPA comercial (LIE)
Topolobampo II	Sinaloa	911	2019	PPA (Productor de energía independiente)
Enertek	Tamaulipas	144	1998	PPA comercial (LIE) - antes CHP
Topolobampo III	Sinaloa	779	2020	PPA (Productor de energía independiente)
Total		9.146		

(1) Incluye 7.043 MW de capacidad instalada para terceros

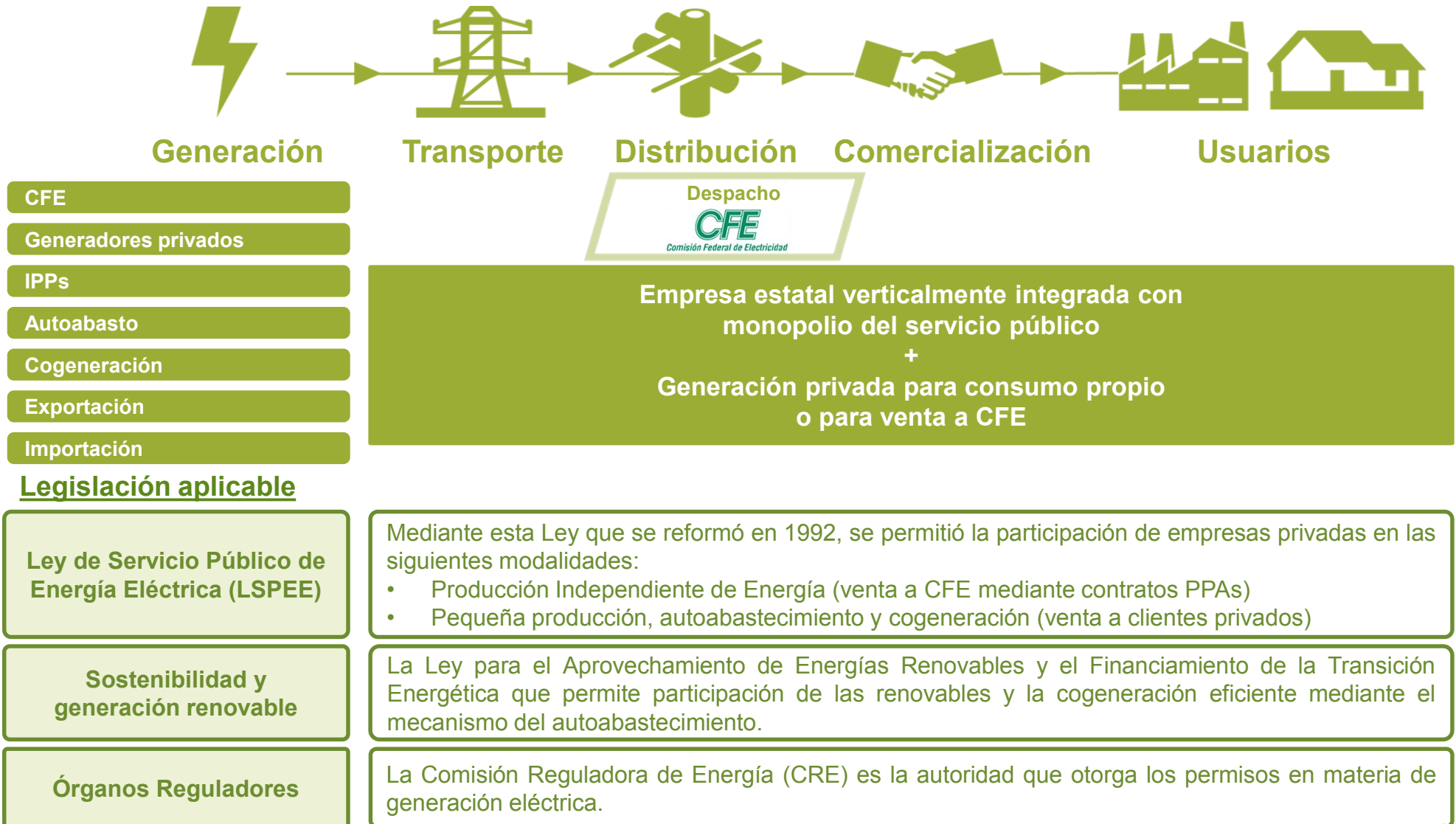
(2) LIE - Ley de Industria Eléctrica (2014)

Cogeneración	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de ingresos
Monterrey	Nuevo León	41	2003	PPA comercial (autoabasto)
Ramos	Coahuila	52	2016	PPA comercial (autoabasto)
Altamira	Tamaulipas	57	2017	PPA comercial (autoabasto)
Bajío	Querétaro	52	2018	PPA comercial (autoabasto)
Total		202		

Proyectos en construcción

Proyecto	Tipo	Estado	MW	Año de instalación	Régimen de ingresos
Tamazunchale II	CCGT	San Luis Potosí	514	2022	PPA comercial (autoabasto)
Total			514		

Marco regulatorio: previo a la reforma energética (1/3)



Marco regulatorio: previo a la reforma energética (2/3)

Legislación aplicable

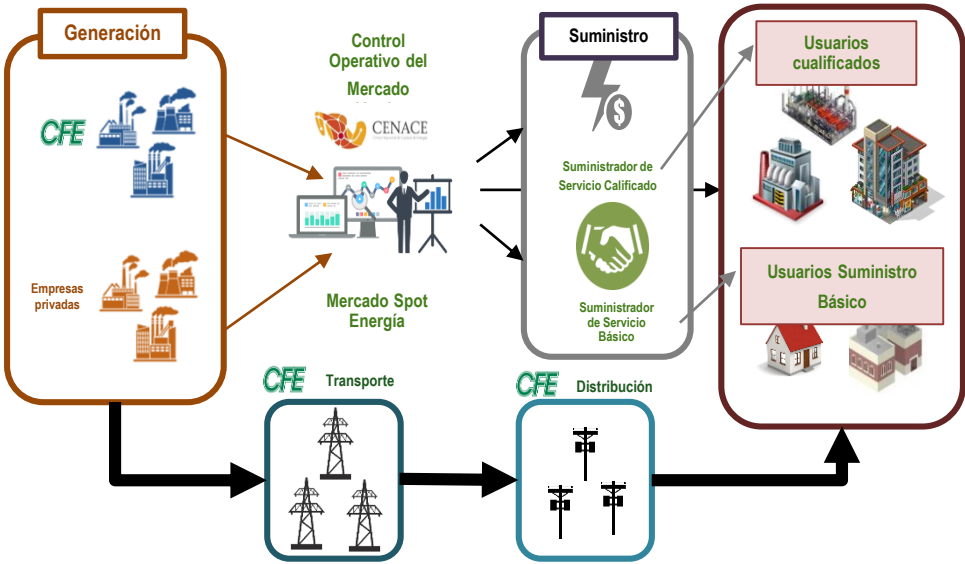
Reforma Energética

Reforma Constitucional: Permite la participación privada en las actividades de generación y comercialización. La transmisión y distribución continúan siendo servicio público prestado por CFE.

Ley Industria Eléctrica (LIE): Establece un nuevo modelo para el sector eléctrico basado en la libre competencia en servicios de generación y de comercialización a usuarios calificados (industriales). CFE presta en exclusiva servicios de transmisión y distribución y la generación y comercialización a usuarios básicos (domésticos). Define la estructura del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista. En marzo de 2021 se publicó una Reforma a la LIE que implicó diversas modificaciones. Actualmente se encuentra suspendida definitivamente por diversos amparos con carácter general en tanto se resuelve de forma definitiva.

Ley de Transición Energética: Define las bases legales para impulsar una transformación hacia un modelo energético y económica sustentable en el largo plazo.

Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista



Fundamentos de la LIE

Respetar los derechos de los Permisos Legados (LSPEE)	Establece que los permisos otorgados bajo la LSPEE se respetarán en todos sus términos y condiciones. En su caso, estos permisos pueden migrar voluntariamente al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Liberalización del suministro eléctrico	Se permite que empresas privadas presten el servicio de Suministro a Usuarios Calificados (industriales). La Reforma a la LIE de 2021 establece nuevos criterios para el otorgamiento y revocación de permisos, introduciendo discrecionalidad al sujetar su otorgamiento a criterios de planeación.
Certificados de Energías Limpias (CEL)	Principal instrumento junto con las subastas para promover las inversiones en energías limpias. Permite alcanzar la meta de tener un 35% de generación con energías limpias para el 2024. La Reforma a la LIE del 2021 modifica el criterio para el otorgamiento de CEL.
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	Se define un Mercado que opera a través de las Bases del Mercado. La Reforma a la LIE del 2021 modificaría el despacho de las centrales en el Mercado sin considerar el orden de mérito económico.

Marco regulatorio: (3/3)

Ley Servicio Público Energía Eléctrica – LSPEE (1992)

Productor Independiente de Electricidad (PIE)

- Contratos PPA de 25 años resultantes de licitaciones desarrolladas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El activo es propiedad de Iberdrola cuando finaliza el contrato PPA
- Ingresos predecibles:

Cargos fijos (\$/kW)	Capacidad	~19%
	O&M	~7%
	Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible	~6%
Cargos variables (\$/kWh)	Combustible (repercutido/pass through)	~67%
	O&M	~1%

Autoabasto

- Suministro de energía y capacidad a socios-consumidores (clientes industriales) de acuerdo a diferentes criterios de facturación específicos para cada cliente:
 - Descuento sobre la tarifa regulada (Suministro Básico)
 - PPA - Precio fijo por capacidad contratada, etc.
- En mayo de 2020 la CRE aprobó el incremento en las tarifas de porteo convencional. Iberdrola presentó amparo en contra de dicha resolución, solicitando la aplicación de medidas cautelares para paralizar su aplicación. Se denegaron dichas medidas y se está a la espera de la resolución del fondo del amparo.

Ley Industria Eléctrica – LIE (2014)

- Generación para satisfacer necesidades de Iberdrola Clientes (*Suministrador de Servicios Calificados*) con Contrato de Cobertura Eléctrica de los productos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

Energía	Servicios Auxiliares	Potencia
---------	----------------------	----------

- Estos productos pueden comercializarse en el mercado o a través de contratos bilaterales

Instalaciones y marco regulatorio

	Estado	Tipo	MW
Termopernambuco	Pernambuco	CCGT	533

	Proceso de concesión	Plazo de concesión/ autorización	Renovación	Ingresos
Gas ⁽¹⁾	Solicitud de autorización en ANEEL	30 años - Fecha de Vencimiento: Dic 2030	Posible renovación si lo solicita el agente y a discreción de la Autoridad Concedente (ANEEL)	Contratos PPA a 20 años para CELPE (390 MW) y COELBA (65 MW) Programa Prioridad Térmica (PPT)

(1) Se refiere a condiciones de Termopernambuco

Instalaciones

Ciclo combinado de gas	País	MW	Año de instalación	Régimen de ingresos
Smithfield OCGT	Australia	123	1996	Mercado
South Australian Gas Turbines	Australia	120	2017 ⁽¹⁾	Mercado
		243		

(1) Adquirido en noviembre de 2020

Datos a diciembre de 2020

Clientes y *Smart Solutions*: Datos principales 2020

26 millones de contratos con clientes

MÉXICO

4k contratos I&C con clientes
53 TWh ventas de energía

BRASIL

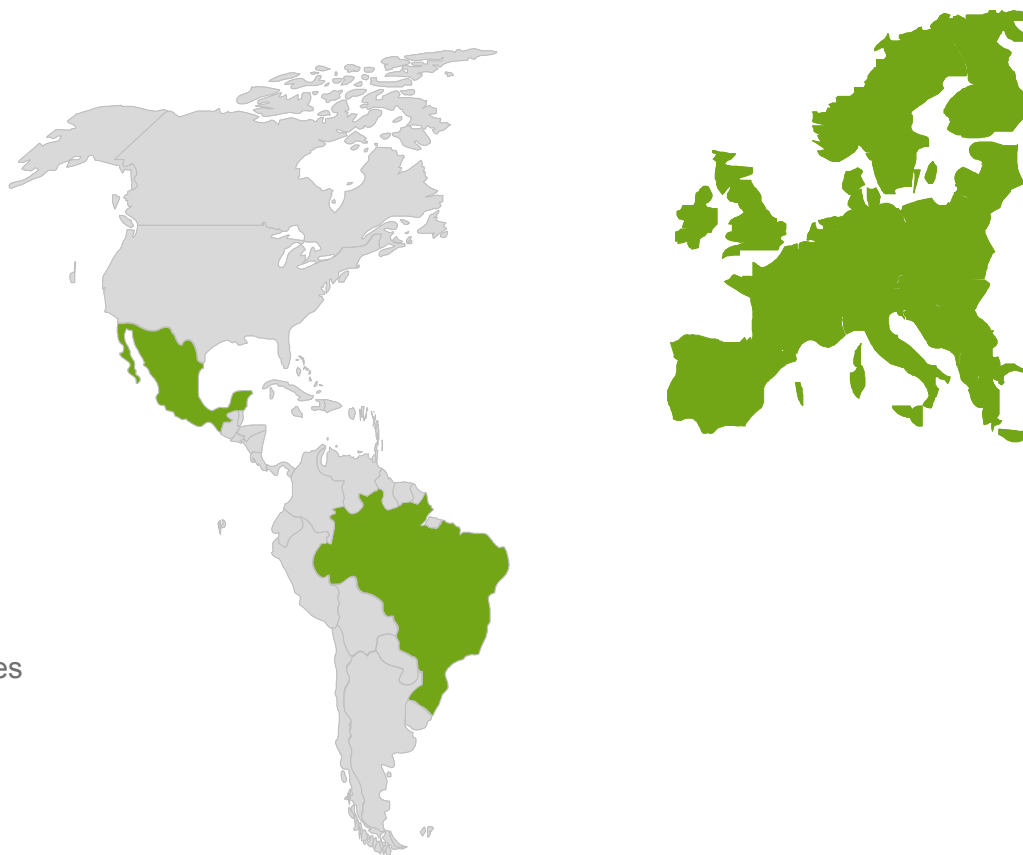
153k contratos I&C con clientes
15 TWh ventas de energía

REINO UNIDO

7 M servicios a los clientes
43 TWh ventas de energía

ESPAÑA Y EUROPA

19 M servicios a los clientes
87 TWh ventas de energía



Resolver las necesidades de los clientes con soluciones inteligentes



Smart Home

- Servicios de asistencia y mantenimiento, protección de pagos. Servicios personalizados de optimización energética, dispositivos domésticos inteligentes:
 - Reparaciones de emergencia eléctrica y de gas.
 - Protección de electrodomésticos y aire acondicionado
 - Protección de pago
 - Asistente inteligente
 - Dispositivos domésticos inteligentes (monitor de consumo, termostato inteligente, etc.)



Smart Clima

- Soluciones de climatización avanzadas y sostenibles con servicios de mantenimiento y garantía total:
 - Bombas de calor (aerotermia y aire acondicionado)
 - Otros sistemas eficientes de calefacción y agua caliente
 - Aislamiento térmico para aumentar el confort
 - Instalaciones individuales y comunitarias
 - Trabajando por la electrificación del calor y la descarbonización.

Doméstico y
empresarial

Asociaciones de
propietarios

Negocios y
Administración



Smart Solar

- Solución solar integral que le permite ahorrar generando y consumiendo su propia energía renovable:
 - Energía 100% renovable, ayudando a proteger el medio ambiente
 - Instalación, mantenimiento y financiación
 - Plan personalizado para ahorrar en su factura
 - Compensación de la energía sobrante no consumida
 - Digitalización a través de la App, obteniendo información en tiempo real de la producción y consumo de la instalación Smart Solar.

Doméstico y
empresarial

I&C

Comunidades
solares/consumo compartido



Smart Mobility

- La solución de Iberdrola para su vehículo eléctrico:
 - Solución de carga con el dispositivo que mejor se adapte a las necesidades del cliente.
 - Ahorro con el Plan Vehículo Eléctrico. Plan de electricidad personalizado con energía 100% verde
 - Control desde el móvil:
 - App Smart Mobility Home para controlar y programar la carga.
 - App de carga pública para localizar los puntos de carga disponibles.

Soluciones de
uso doméstico

Soluciones de
uso público

Soluciones
empresariales

Servicios a clientes: más de 25 M de contratos

Miles de contratos	2020	2019	Var. (%)
España	17.408	16.844	+3,3%
Liberalizado	13.942	13.394	+4,1%
Electricidad	6.547	6.626	-1,2%
Gas	1.097	1.048	+4,6%
<i>Smart solutions</i>	6.298	5.719	+10,1%
Tarifa de último recurso	3.466	3.450	+0,5%
Internacional	1.794	1.513	+18,5%
Portugal	909	867	+4,8%
Francia	396	231	+71,2%
Italia	409	385	+6,4%
Alemania	28	23	+26,1%
Irlanda	33	7	+358,6%
EE.UU	18	0	N/A
Reino Unido	6.815	6.609	+3,1%
Electricidad	2.827	2.816	+0,4%
Gas	1.912	1.891	+1,1%
<i>Smart solutions</i>	360	374	-3,7%
Contadores inteligentes	1.715	1.529	+12,2%
México	4	3	+26,8%
Brasil	153	113	+35,2%
Electricidad	0,5	0,4	+20,8%
<i>Smart Solutions</i>	152	112	+35,3%
TOTAL	26.173,4	25.082,2	+4,4%

Miles de contratos	2020	2019	Var. (%)
Internacional	1.794	1.513	+18,5%
Portugal	909	867	+4,8%
Electricidad	338	333	+1,6%
Gas	68	56	+20,5%
<i>Smart Solutions</i>	502	478	+5,1%
Francia	396	231	+71,2%
Electricidad	181	105	+72,3%
Gas	101	66	+54,0%
<i>Smart Solutions</i>	114	61	+88,1%
Italia	409	385	+6,4%
Electricidad	157	138	+13,4%
Gas	83	75	+10,2%
<i>Smart Solutions</i>	170	172	-0,9%
Alemania	28	23	+26,1%
Electricidad	28	23	+26,1%
Gas	0	0	N/A
<i>Smart Solutions</i>	0	0	N/A
Irlanda	33	7	+358,6%
Electricidad	22	5	+334,7%
Gas	12	2	+407,5%
<i>Smart Solutions</i>	0	0	N/A
EE.UU	18	0	N/A
Electricidad	17	0	N/A
Gas	0	0	N/A
<i>Smart Solutions</i>	1	0	N/A

Tarifa regulada (PVPC) y Bono Social: RD 216/2014 / RD Ley 15/2018

PVPC

- Tarifa regulada. Disponible para consumidores con capacidad contratada < 10 kW
- Componentes:
 - Precios horarios fijados en el mercado mayorista, publicados por Red Eléctrica
 - Peajes de Acceso y cargos, publicados en BOE
 - Margen comercial, publicado en BOE
 - Impuestos (IVA 21% / Impuesto Electricidad aprox. 5%)

Bono Social

- Descuento (25% / 40%) sobre la factura del suministro de electricidad, teniendo en cuenta:
 - Criterios de renta
 - Límites de consumo
- Se distinguen dos tipos de consumidores vulnerables y colectivos con circunstancias especiales
- Financiado por las comercializadoras
- **TED/788/2020:** establece una cuota de **financiación para Iberdrola del 34,4%**. lo que supone una reducción del 0,2% respecto a 2019.

Tarifas de acceso a la electricidad

- El Real Decreto-ley 1/2019 asignó a la CNMC la competencia para desarrollar la metodología para establecer las tarifas de las redes eléctricas, mientras que el Gobierno ha mantenido la competencia para regular otros cargos relacionados con el sector eléctrico. De esta forma, las nuevas tarifas de acceso de terceros se desagregan en cánones (competencia del Ministerio, destinados a recaudar los costes de la política) y tarifas de red (competencia de la CNMC, destinados a recaudar los costes asociados al uso de las redes).
- Las nuevas tarifas de red y los nuevos cargos del sistema eléctrico entrarán en vigor a partir del **1 de junio de 2021**

Metodología de la CNMC para las tarifas de la red eléctrica. Circular 3/2020

- Se mantiene la distinción de estructura fija (€/kW) -variable (c€/kWh).
- Los clientes domésticos ($P \leq 15$ kW) se unifican en un único grupo tarifario (2.0TD), que sustituye a las 6 tarifas domésticas actuales (2.0A, 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS).
- Se modifican los periodos tarifarios: 3 periodos para clientes domésticos y 6 periodos para PYMES y clientes industriales.
- Se incorpora una tarifa opcional para los puntos públicos de recarga de vehículos eléctricos, que resulta atractiva para los puntos de bajo uso

Real Decreto 148/2021 sobre la metodología de cálculo de las tarifas del sistema eléctrico (Incentivos a las renovables, déficits tarifarios históricos y costes de la generación regulada extrapeninsular)

- El RD establece una estructura de cargos similar a las tarifas de las redes eléctricas
- El nuevo esquema de cargos permitirá recuperar una cantidad equivalente a la obtenida con los precios actuales para cada segmento tarifario.

Efecto conjunto: tarifas de la red eléctrica + tarifas del sistema eléctrico

Nivel de tensión contratado	Tarifas y tasas de la red anterior	Nuevas tarifas y tasas de la red
< 15 kW (Baja tensión)	60% término fijo 40% término variable	50% término fijo 50% término variable
>15 kW (Alta tensión)	80% término fijo 20% término variable	60% término fijo 40% término variable

Nota: Tarifas de baja tensión: Se aplicarán a los suministros realizados a tensiones no superiores a 1 kV

- Tarifa 2.0TD: tarifa simple para baja tensión, potencia inferior a 15 kW. Tres periodos de energía y dos de potencia.
- Tarifa 3.0TD: tarifa general para baja tensión, potencia superior a 15 kW. Seis periodos de energía y potencia.

CLIENTES: ENTORNO NORMATIVO DEL REINO UNIDO

Forma de control

- Opera en el mercado energético liberalizado del Reino Unido para el gas y la electricidad bajo el regulador energético Ofgem con un marco regulatorio de obligaciones tanto prescriptivas de principio.
- A junio de 2019, el mercado energético doméstico del Reino Unido consta de aproximadamente 23,5 millones de puntos de suministro de gas y 28,5 millones de puntos de suministro de electricidad*.

Regulación de precios

- Existe una regulación de precios para determinados grupos de clientes con tarifas por defecto (incluidas las tarifas variables estándar) a través de la limitación de la tarifa por defecto que entró en vigor el 1 de enero de 2019 y se amplió para incluir a los clientes con contadores de prepago a partir del 1 de enero de 2021, tras la expiración del límite de los contadores de prepago (que estaba en vigor desde abril de 2017).
- El techo afecta colectivamente a unos 15 millones de clientes.
- El nivel del techo se revisa cada 6 meses y durante 2020 el gobierno decidió ampliar el techo más allá de 2020 hasta finales de 2021 como mínimo. Podrá prorrogarse anualmente hasta 2023 si Ofgem considera que no se dan las condiciones para una competencia efectiva.

Ayudas obligatorias para los clientes de rentas bajas y pobreza energética

- *Warm Home Discount Scheme* es un programa gubernamental destinado a combatir la pobreza energética y consiste en un descuento único en las facturas de energía, fijado en 140 libras. El programa se abona a los clientes de colectivos de bajos ingresos o que reciben créditos de pensión, y se paga a más de 2,2 millones de clientes. El programa *Warm Home Discount* se mantendrá al menos hasta 2025/26.
- *Energy Company Obligation Scheme* es un plan gubernamental para ayudar a reducir las emisiones de carbono y hacer frente a la pobreza energética. El programa exige a los proveedores que inviertan en medidas de eficiencia energética. El tamaño de la obligación de cada proveedor se basa en el número de clientes y el volumen de suministro.

*Ofgem no ha publicado una actualización para 2020 de su informe sobre el estado del mercado y por lo tanto, estas cifras corresponden al informe sobre el estado del mercado de Ofgem de 2019

Marco regulatorio para Iberdrola Clientes

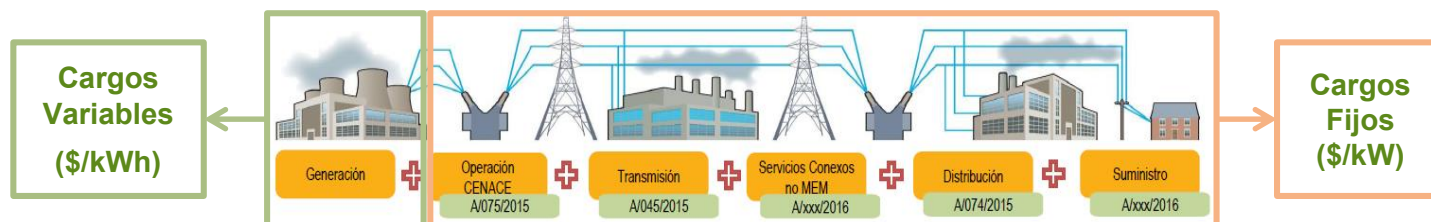
Legacy Regime LSPEE (1992)

- Se comercializa la energía y capacidad generadas por las centrales de Iberdrola que se encuentran bajo el régimen de autoabastecimiento o cogeneración.
- Contratos de medio y largo plazo con socios-consumidores (clientes industriales) de acuerdo a distintos criterios de contratación que son específicos para cada cliente.
- En mayo de 2020 la CRE aprobó el incremento en las tarifas del porteo renovable (estampilla), así como las tarifas de porteo convencional. Se han otorgado medidas cautelares para paralizar la aplicación de la tarifa de porteo estampilla. En el caso de porteo convencional, las medidas cautelares fueron denegadas y se está a la espera de la resolución del fondo del amparo

MEM (Ley Industria Eléctrica (2014))

Tarifa regulada del Suministro Básico

- Tarifa aditiva que recoge los costes de cada una de las actividades del sistema. El Gobierno Federal estableció como objetivo mantener sin incrementos la tarifa de suministro básico a lo largo del sexenio.
- Componentes de la tarifa aditiva:



Iberdrola Clientes (Suministrador de Servicios Calificados)

- Suministro a clientes liberalizados (cargas con demanda >1 MW).
- Requisitos de cobertura a largo plazo con plantas propias de Iberdrola fijados por la CRE (Comisión Reguladora de Energía).
- Tarifa de suministro calificado:
 - Cargos fijos: de acuerdo los costes regulados de la tarifa del suministro básico
 - Cargos variables: según el portfolio de generación que abastece a Iberdrola Clientes en el mercado

AGENDA

1. Iberdrola hoy (página 5)
2. Redes (página 15)
3. Renovables (página 46)
4. Generación y Clientes (página 95)
5. **Financiación** (página 123)
6. **ESG⁽¹⁾** (página 136)

(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

La Financiación Verde como principal instrumento



Responsabilidad

Garantía

Taxonomía

Revisión del uso de fondos garantiza **transparencia sobre el impacto y su uso**

Reporting, segunda opinión² y **verificación externa** para ofrecer garantías

Activos y actividades considerados **dentro de la taxonomía de la UE**



Base de activos + Transición energética = Maximizar el acceso al Mercado de Bonos Verdes

Permitiéndonos incrementar la base inversora y, como consecuencia, reducir el coste de la deuda (Prima “Verde” media para compañías de hasta 15 pb¹)

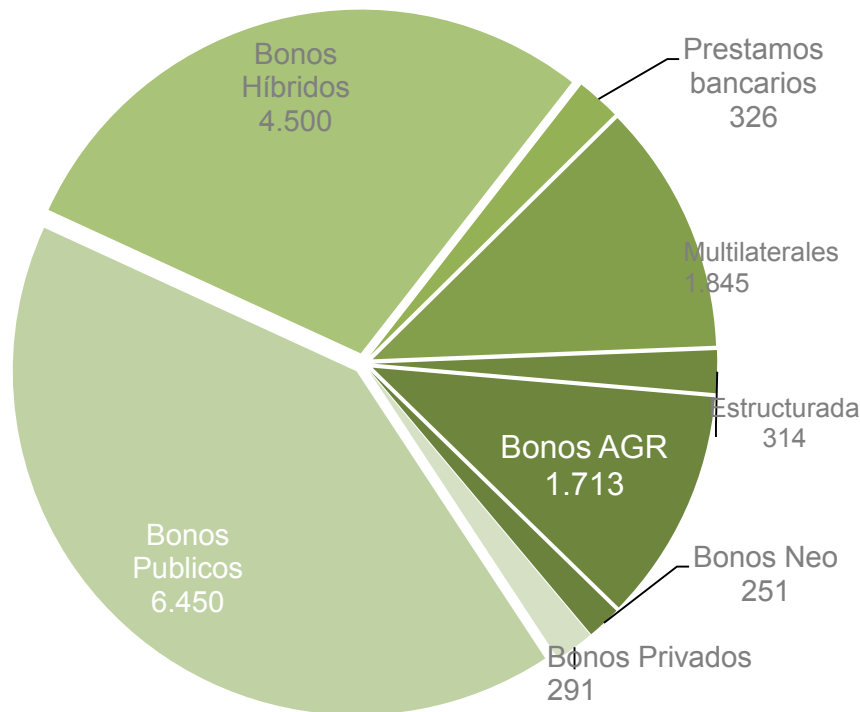
1. Basada en informe Citi de 20 de Sept: “The Green, Social,& Sustainability Bond Market”

2. Second Party Opinion

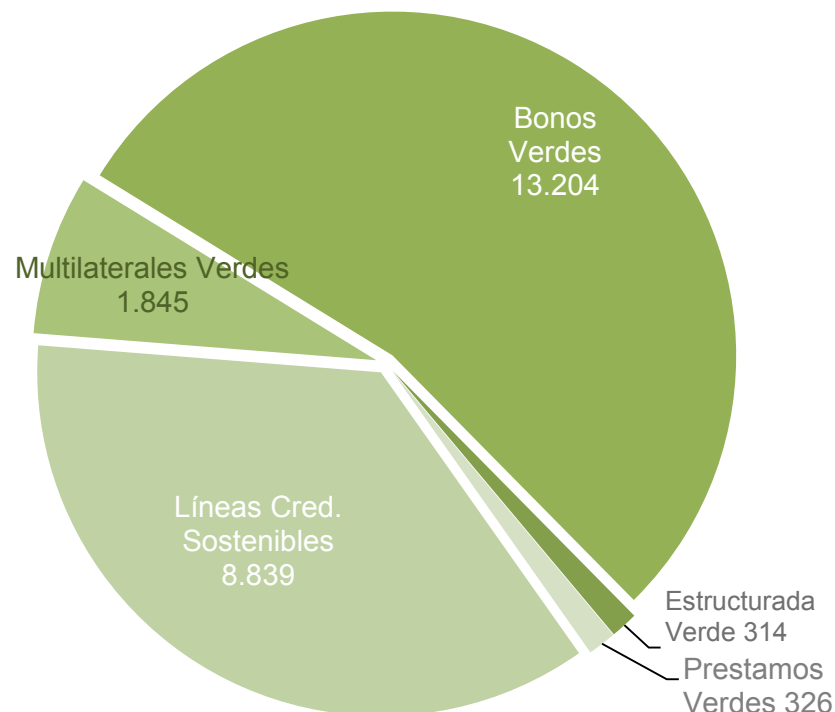
Financiación verde / sostenible

Iberdrola es el **primer grupo mundial** en bonos verdes emitidos

Financiación Verde: 15.689M€



Financiación Verde/Sostenible: 24.529 M€



Iberdrola firma nuevas operaciones en 2020 por un total de 4.500 M Eur¹ de financiación verde para un total de 24.500 M Eur en financiación verde/sostenible² hasta la fecha³

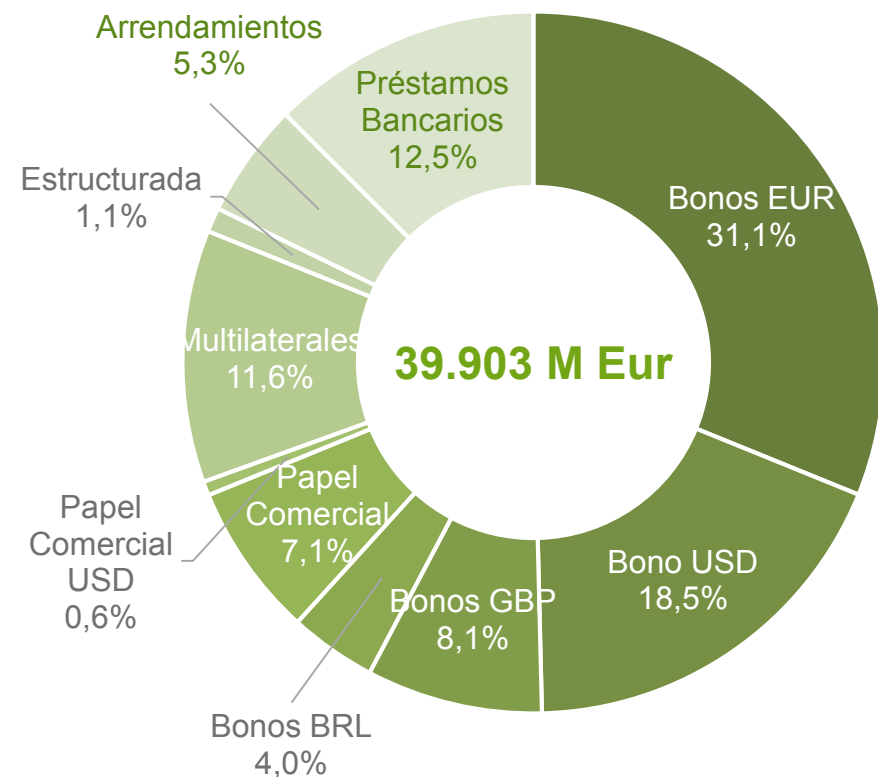
Información relacionada con Bonos Verdes: <https://www.iberdrola.com/accionistas-inversores/inversores/renta-fija/financiacion-verde>

1. Incluyendo 2.000 M EUR firmado en febrero de 2021

2. Incluyendo líneas de crédito sostenibles

3. A 24 de Febrero de 2021

Estructura de deuda actual por mercados diciembre 2020



Importe actual en híbridos: 5.500 M EUR¹

Mercado de bonos

- Principal fuente de financiación a largo plazo
- Acceso a diferentes mercados: local y global

Multilaterales

- Iberdrola considerado como socio estratégico (BEI, BNDES, ICO)
- Nuevos bancos de desarrollo financiarán la inversión sostenible

Mercado bancario

- Cartera diversificada con los principales bancos internacionales/locales
- Bajo porcentaje actual permite incrementarlo si es competitivo

Mercado Híbridos

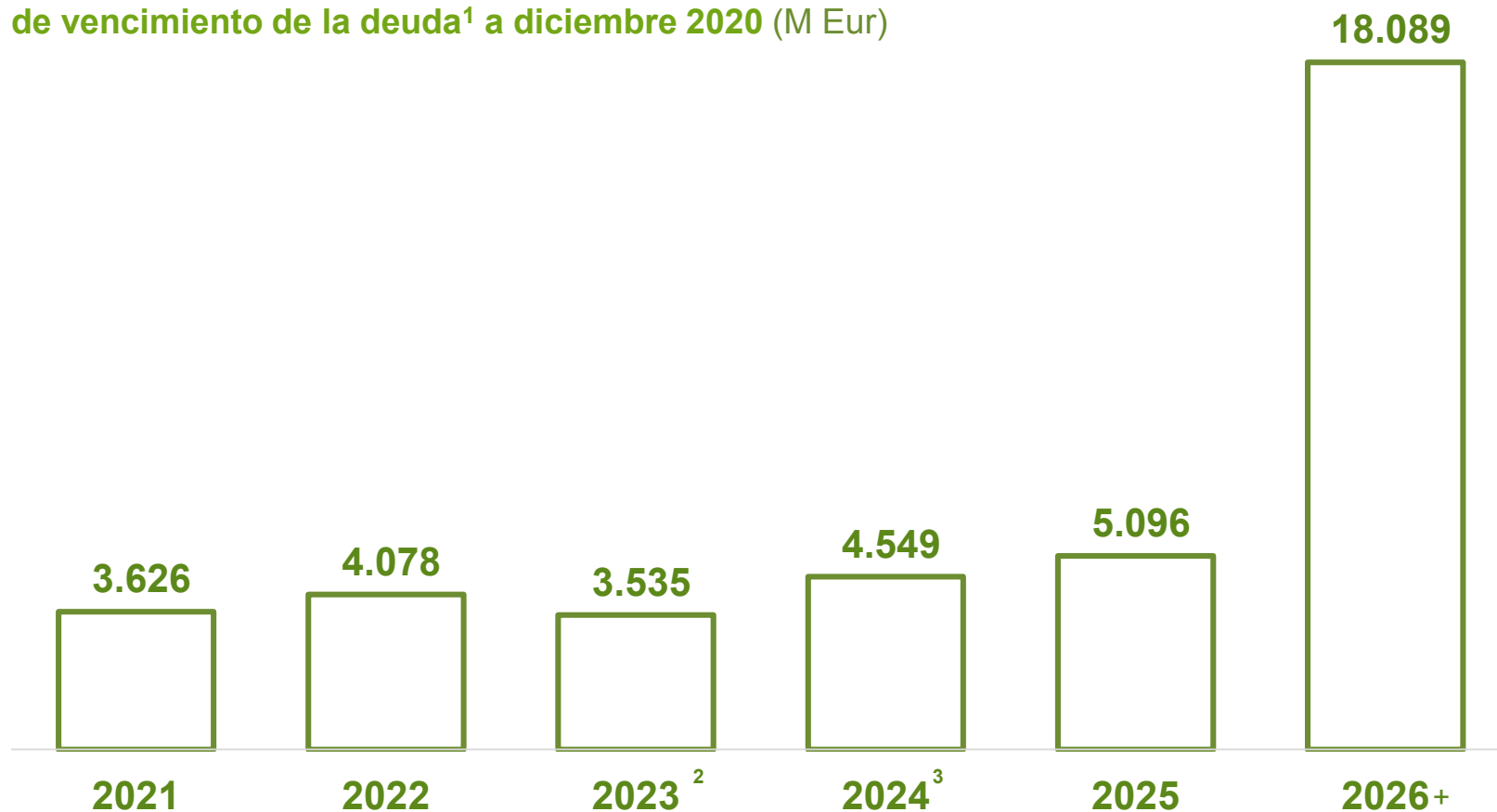
- El bajo saldo de híbridos actual permite incrementarse durante el plan

1. Cifra a Dic-20. El saldo actual de híbridos en abril de 2021 es de 7.500 M Eur

Vencimiento de la deuda

Vencimiento medio de la deuda cercano a 7 años

Perfil de vencimiento de la deuda¹ a diciembre 2020 (M Eur)

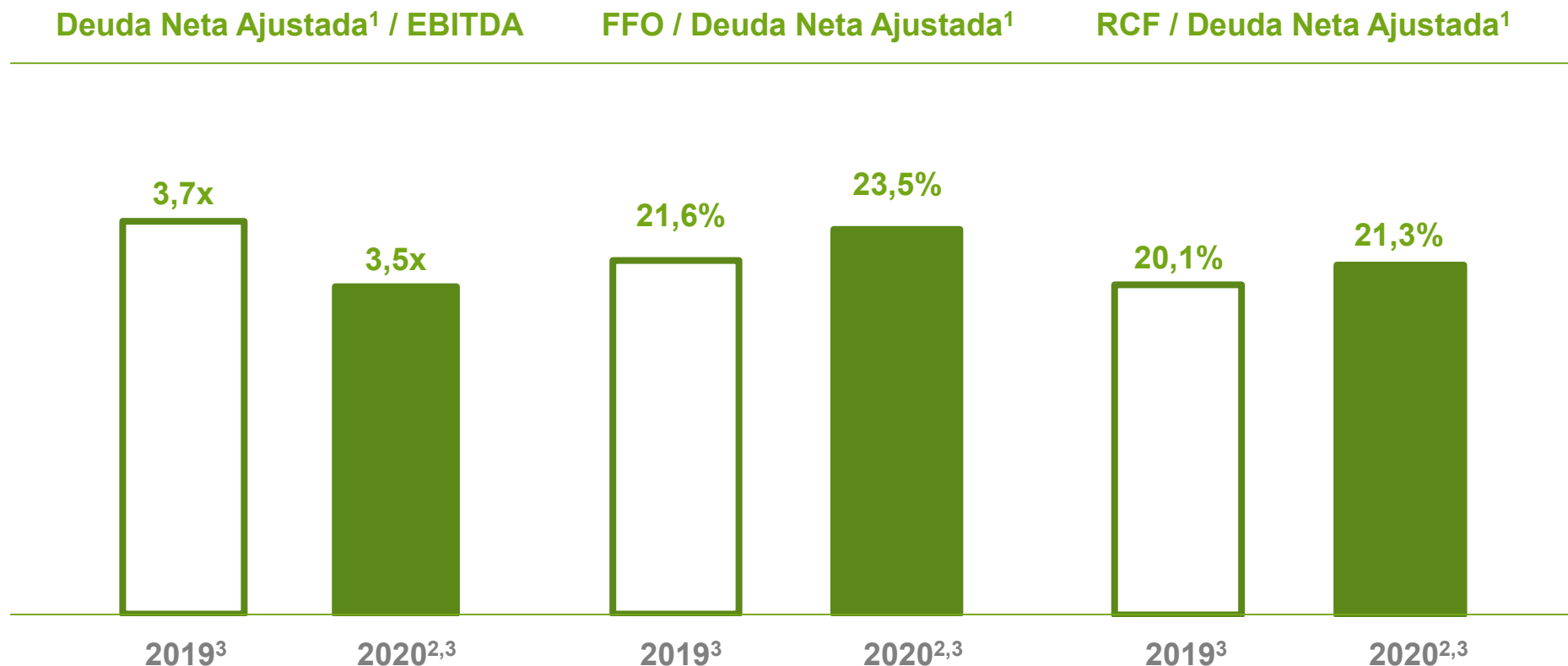


1. Deuda bruta ajustada excluyendo las líneas de crédito. Vencimiento del papel comercial en 2026+

2. Incluidos 400 millones de dólares con opción de prórroga de 1 o 2 años

3. Incluidos 500 millones de dólares con opción de prórroga de 1 o 2 años

Sólidas métricas crediticias con un Apalancamiento Ajustado¹ del 42,3% a diciembre de 2020 (desde el 44,0% en 2019)



Ratios de solvencia contable bien alineados con los umbrales de las agencias de rating (BBB+/Baa1)

1. Ajustado por los derivados de autocartera con liquidación física que a la fecha actual no se espera que se ejecuten (602 M€ a dic 2019 y 784 M€ a dic 2020)
2. Proforma incluyendo Infigen y Aalto power
3. Excluyendo las provisiones para planes de eficiencia

Ratings de crédito

S&P Global

MOODY's

FitchRatings



Fecha	
Rating	Perspectiva

Fecha	
Rating	Perspectiva

Fecha	
Rating	Perspectiva

Febrero 2021	
BBB+	Estable

Diciembre 2020	
Baa1	Estable

Noviembre 2020	
BBB+	Estable



Septiembre 2020	
BBB+	Estable

Marzo 2020	
Baa1	Negativo

Abril 2020	
BBB+	Estable



Diciembre 2020	
BBB+	Estable

Julio 2020	
Baa1	Estable



Abril 2020	
BB-	Estable

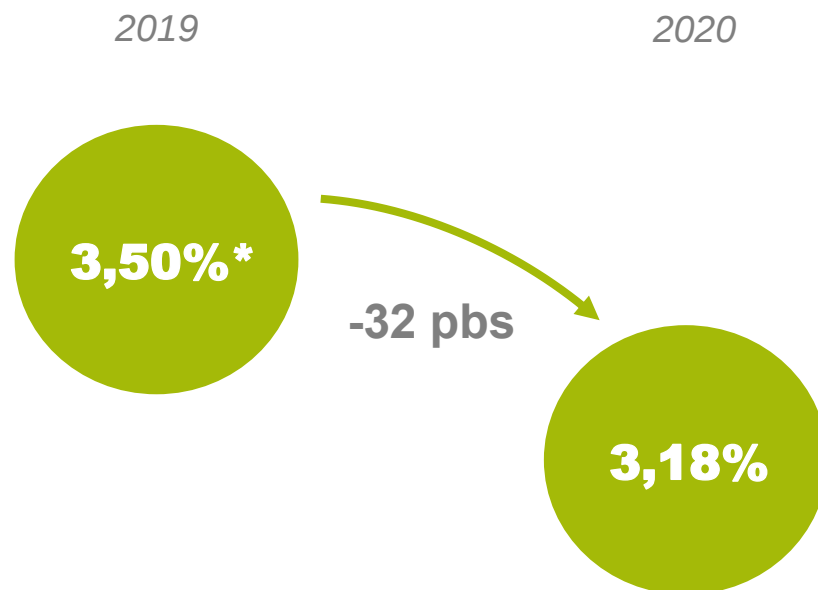
Coste de la deuda

Coste medio de la deuda neta disminuye hasta 32 pbs, a pesar de una deuda media ligeramente superior

Coste financiero de la deuda bruta por monedas (%)

	2019*	2020
€	1,5%	1,7%
\$	4,2%	3,5%
£	4,2%	2,9%
R\$	6,9%	5,1%

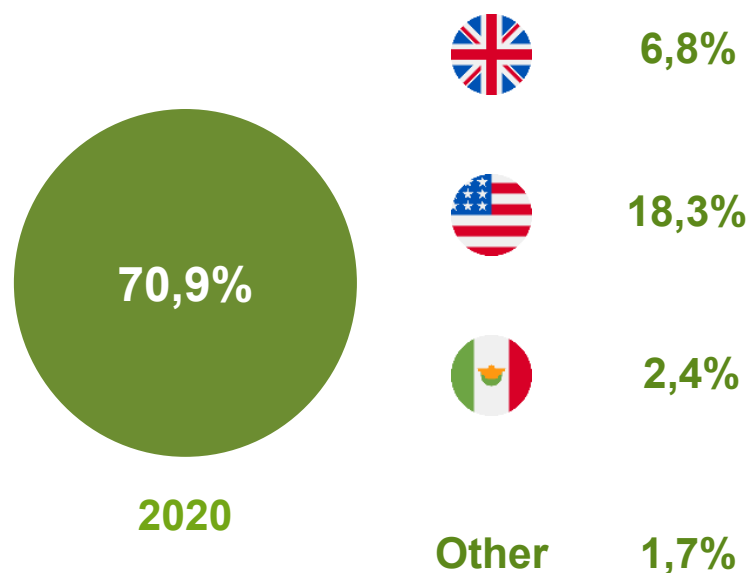
Coste de la deuda (%)



*Diciembre 2019 reexpresado incluyendo el coste de los swaps de divisas vinculados a la deuda ya incluidos en diciembre 2020

Subordinación estructural

Nuestro modelo se basa en la financiación de las necesidades del Grupo desde el Holding



 % de deuda bruta¹ en el holding

Ratio de subordinación inferior al 30% en 2020, alineado con la política financiera y los niveles históricos



Acceso directo a los flujos de caja de las filiales no apalancadas y controladas al 100% por Iberdrola (gran parte del EBITDA del Grupo ~ 70%)



Alta visibilidad de los flujos de caja centralizados (regulados y contratados a largo plazo)



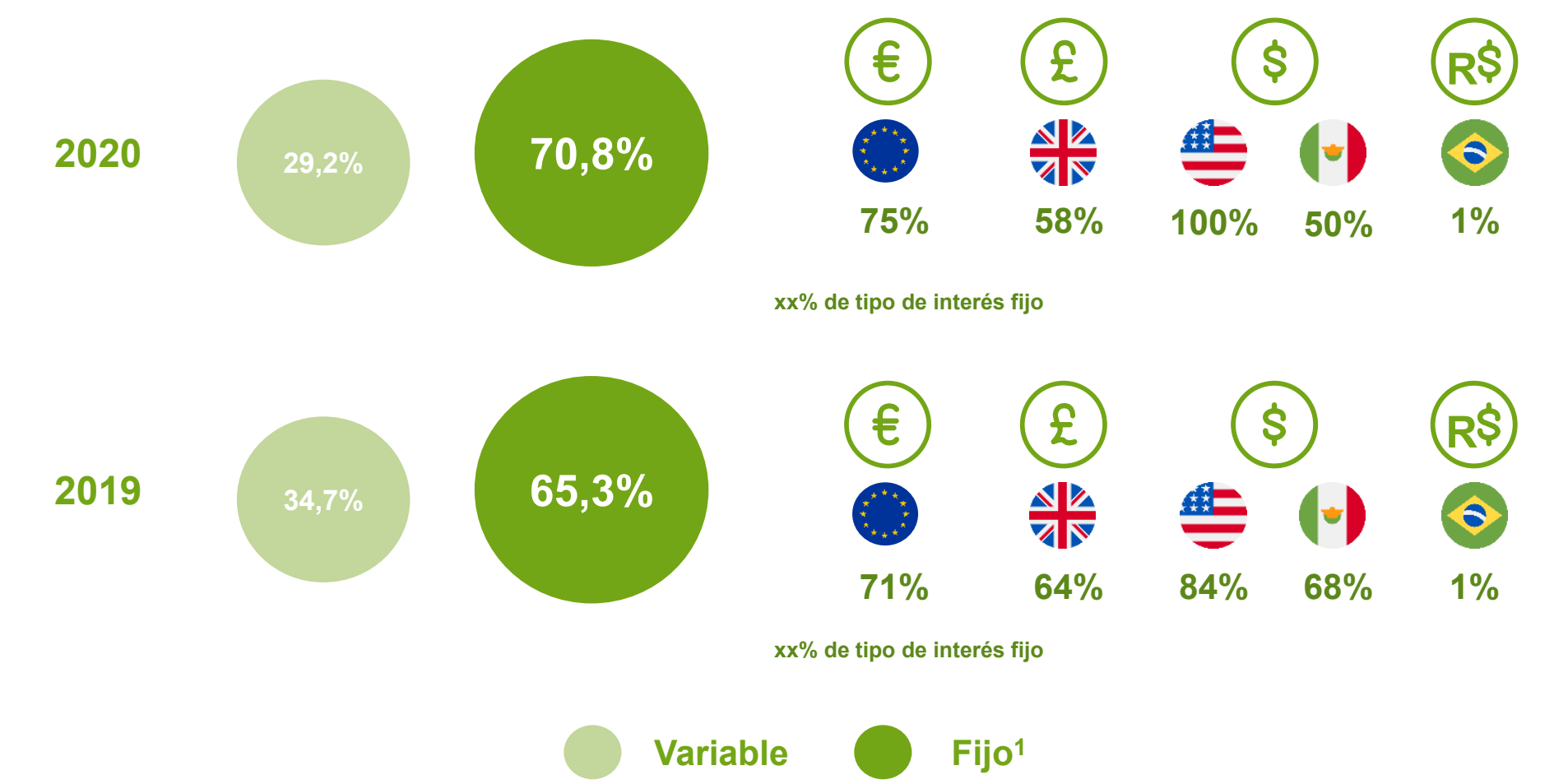
Tesorería centralizada y buena liquidez en el Holding



1. Incluyendo el 50% de los híbridos y excluyendo Neoenergía (4.100 millones de euros en Dic-20)

Gestión del riesgo de los tipos de interés

Gestión conservadora pero activa del riesgo de los tipos de interés en consonancia con nuestra estructura de beneficios



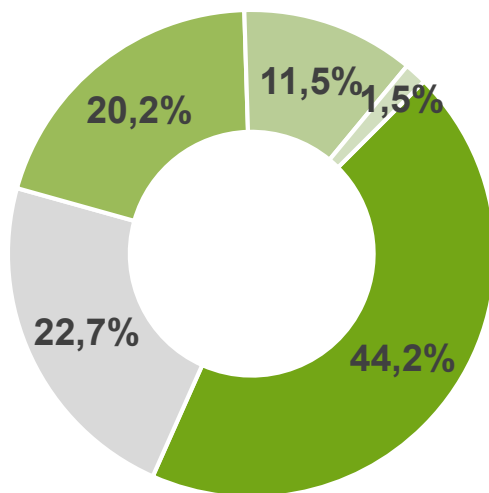
1. Incluyendo los derivados de cobertura de los tipos de interés futuros (Diciembre 2020: 2.820 millones de euros, incluidos los firmados en 2021 hasta la fecha; diciembre 2019: 4.551 millones de euros), la deuda a tipo fijo pasa al 71,4% (diciembre de 2020) y al 73,1% (diciembre de 2019).

Gestión del riesgo de tipo de cambio: estructural

La cobertura estructural de divisas se realiza teniendo la deuda en la misma moneda y en un porcentaje similar al de FFO

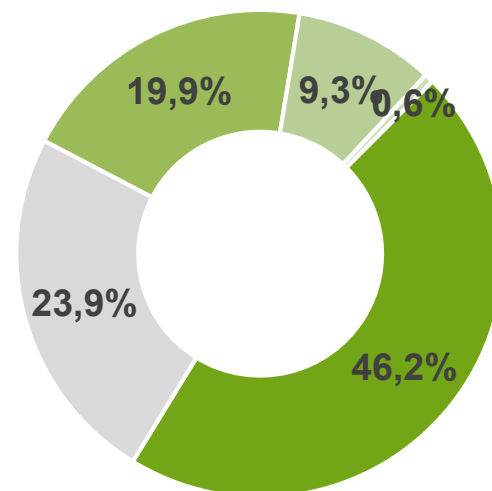
Minimizar la volatilidad del ratio FFO/deuda neta

FFO por monedas



■ EUR ■ USD ■ GBP ■ BRL ■ MXN

Deuda por monedas



■ EUR ■ USD ■ GBP ■ BRL ■ MXN

...protegiendo la solvencia y la calificación crediticia

El riesgo de tipo de cambio en la cuenta de pérdidas y ganancias está gestionado mediante derivados

Cobertura de la exposición del Beneficio Neto al riesgo de tipo de cambio en divisas frente al Euro

El riesgo de tipo de cambio del Beneficio Neto se gestiona anualmente

La gestión del tipo de cambio a largo plazo no es posible ya que generaría gran volatilidad en la cuenta de pérdidas y ganancias

Conciliación de la Deuda

Nota 22 del Informe anual consolidado de Iberdrola 2020

Miles de euros	31/12/2020
Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables (Nota 29)	38.037
Instrumentos derivados pasivos	592
Arrendamientos (Nota 32)	2.058
Deuda financiera bruta	40.687
Derivados de autocartera con liquidación física que a la fecha se considera no se van a ejecutar	784
Deuda financiera bruta ajustada	39.903
Instrumentos derivados activos	1.037
Depósitos en garantía del valor de derivados CSA (Notas 4 y 16.b)	50
Inversiones financieras temporales (entre 3 y 12 meses) (Notas 4 y 16.b)	247
Efectivo y equivalentes (Nota 21)	3.427
Total activos tesoreros	4.761
Deuda financiera neta ajustada	35.142

5.500 M Eur de Híbridos¹ no incluidos en el saldo de deuda neta ya que contablemente son considerados como patrimonio

1. Cifra a Dic-20. El saldo actual de híbridos en abril de 2021 es de 7.500 M Eur

AGENDA

1. Iberdrola hoy (página 5)
2. Redes (página 15)
3. Renovables (página 46)
4. Generación y Clientes (página 95)
5. Financiación (página 123)
6. **ESG⁽¹⁾** (página 136)

(1) ESG (Environmental, Social and Governance): Criterios de inversión Ambientales, Sociales y de Gobernanza

ESG en Iberdrola

Líderes en el impulso de los ODS y el cambio climático, ya incorporados en la estrategia de la compañía



Transición
energética



Comprometidos
con los ODS



Cambio climático



Economía circular



Medio ambiente



Movilidad
sostenible



Transición Justa



FOCO PRINCIPAL



CONTRIBUCIÓN DIRECTA



ODS como parte de la estrategia empresarial de Iberdrola

Iberdrola contribuye a **TODOS** los objetivos de desarrollo sostenible, centrándose en los **ODS 7 y 13**, pero con una **contribución directa a 4 ODS adicionales**

Foco Principal



- **100.000 M Eur** invertidos para liderar la transición energética
- Líder mundial en energía eólica con **20 GW instalados**
- **73,7 Mt de emisiones de CO2 evitadas** en los últimos tres años
- Iberdrola ha llevado la electricidad a **8,2 M de personas con el programa "Electricidad para todos"** desde 2014
- Líderes en bonos verdes emitidos: **15.000 M Eur** a día de hoy



- **Neutra en carbono en Europa en 2030**, lo que le permitirá reducir sus emisiones de intensidad de CO₂ a nivel global hasta **50g/kWh**, al final de la década
- **El 79%** de la capacidad instalada del grupo **procede de fuentes libres de emisiones**
- Iberdrola ya ha **desmantelado todas sus centrales de carbón**
- Objetivo de plantar **20 M de árboles para 2030**, capturando unos **6 Mt de CO₂** en 30 años

Contribución Directa



- **Una de las eléctricas con mejor productividad del agua** (ventas/agua utilizada), según la ranking *Global 100*
- Reducir la intensidad del **uso/producción de agua en un 50% en 2030 en comparación con 2019**
- En 2020, **Iberdrola devolvió al medio ambiente el 96% del agua extraída**, ahorrando **1.800 hm³**
- Iberdrola forma parte del **CEO Water Mandate de Naciones Unidas**



- Vector de empleo y crecimiento que invertirá: **75.000 M Eur entre 2020 y 2025**
- Las inversiones y compras de bienes contribuirán a mantener unos **500.000 puestos de trabajo en todo el mundo de aquí a 2025**
- **Primera empresa privada de Europa y la segunda del mundo por inversión en I+D con 330 M Eur/año en 2022 y 400 M Eur/año en 2025**



- Más de 700 acciones de **protección de la biodiversidad al año**
- Promovemos la plantación de **20 M de árboles para 2030** centrándonos en la restauración de los ecosistemas
- Iberdrola ha recibido el **primer certificado AENOR de Huella Ambiental Corporativa**



- Iberdrola forma parte del **Pacto Mundial de las Naciones Unidas** (desde 2002), del **Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible**¹ y de **We Mean Business**²
- **Apoyamos diferentes Acuerdos de ODS** clave para lograr el cumplimiento de los 17 objetivos incluidos en la Agenda 2030
- Iberdrola es miembro de varias **asociaciones de finanzas sostenibles** que promueven este mercado



- **Salud y el bienestar**: un motor en Iberdrola.
- **1ª empresa multinacional en obtener el Certificado de Empresa Saludable otorgado por AENOR**³ a nivel mundial (julio 2019)
- **1ª empresa en obtener la certificación de AENOR a nivel mundial en el protocolo de actuación COVID-19** (julio 2020)
- La empresa del sector eléctrico que ha mostrado mayor compromiso y responsabilidad social ante el COVID-19, según un informe de Merco.
- **El 96% de los empleados de las sociedades europeas cuentan con la certificación ISO 45.001** en materia de salud y seguridad en el trabajo.

¹ World Business Council for Sustainable Development: <https://www.wbcsd.org/Overview/Our-members>

² We Mean Business: <https://www.wemeanbusinesscoalition.org/>

³ De acuerdo con el modelo de la Organización Mundial de la Salud (OMS)

Plan ESG, "Energía para avanzar"

Más de 350 tareas cimentadas en **20 años de liderazgo en estrategia sostenible...**



E

- Liderando la transición energética desde hace más de dos décadas
- Innovación y energías limpias en el centro de nuestra estrategia
- Objetivos de descarbonización claros y públicos
- Protección de la biodiversidad

S

- Creando empleo estable, seguro e inclusivo
- Contribuyendo a mejorar la calidad de vida de las personas
- Trabajando por el acceso universal a la energía
- Ayudando a los más vulnerables

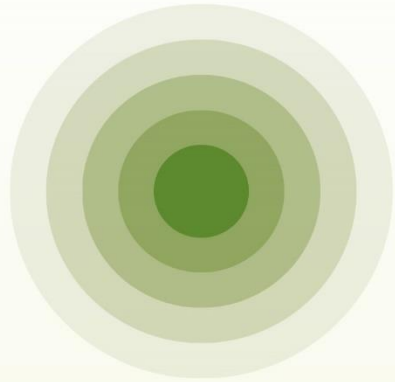
G

- Mejores prácticas en materia de gobierno corporativo
- Apoyo al mercado de la financiación sostenible
- Fomento de las políticas sociales responsables en la cadena de suministro

...para luchar contra el cambio climático, proteger el planeta y contribuir a nuestras comunidades

Principales objetivos ESG

		2020	2022e	2025e	
E	Emissiones por kWh	gCO ₂ /kWh	98	~100	<70
	Biodiversidad: reforestación	Árboles, en millones		2,5	8
	Agua: consumo	m³/GWh	434	<500	<420
	Redes inteligentes	% de redes de AV y MV	70	75	83
	Contadores inteligentes	Número, en millones	14,9	16,7	21,2
	I+D inversión	Millones de Euros	293	330	400
S	Horas de formación	Horas por empleado al año	53	~55	~56
	Clientes: servicios y productos	Número, en millones	9	12	18
	Empleo generado	Contribución al empleo	~400.000	>400.000	>500.000
	Mujeres en posiciones de liderazgo	% de puestos de gestión	22	25	~30
	Brecha salarial por género	% ratio mujer / hombre	+7,3%	+/-2%	+/-2%
	Electricidad para Todos	Beneficiarios, en millones	8	11,5	14
	Fundación	Beneficiarios, en millones		1,3	1,4
G	Mejores prácticas de Gobierno	Inclusión en Sistema de Gobierno Corporativo	✓	✓	✓
	Ciberseguridad	Número de evaluaciones de seguridad anuales	1.200	1.800	2.000
	Proveedores	% de proveedores con políticas de sostenibilidad	47%	70%	75%



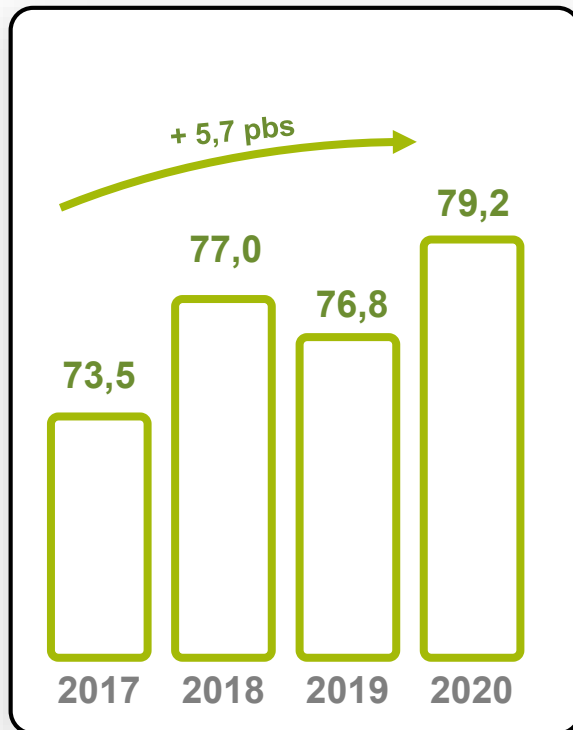
Environment

(Medio ambiente)

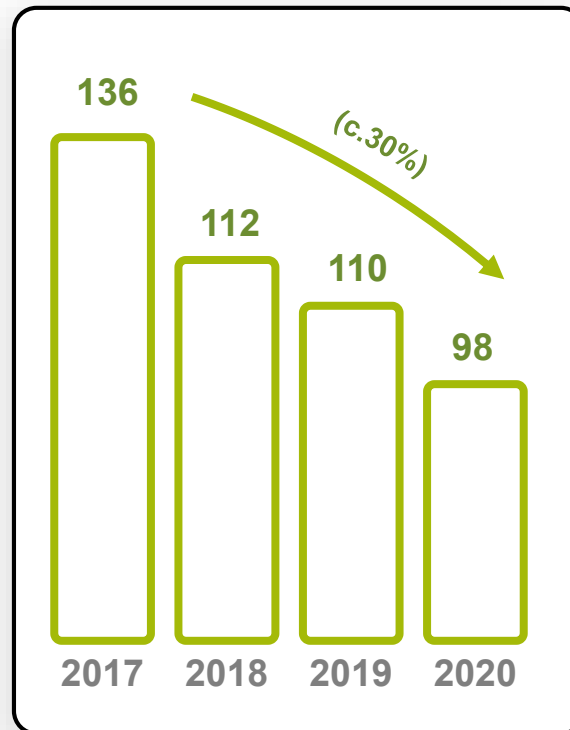
Medio ambiente: indicadores clave (I)

79% de la capacidad instalada propia libre de emisiones...

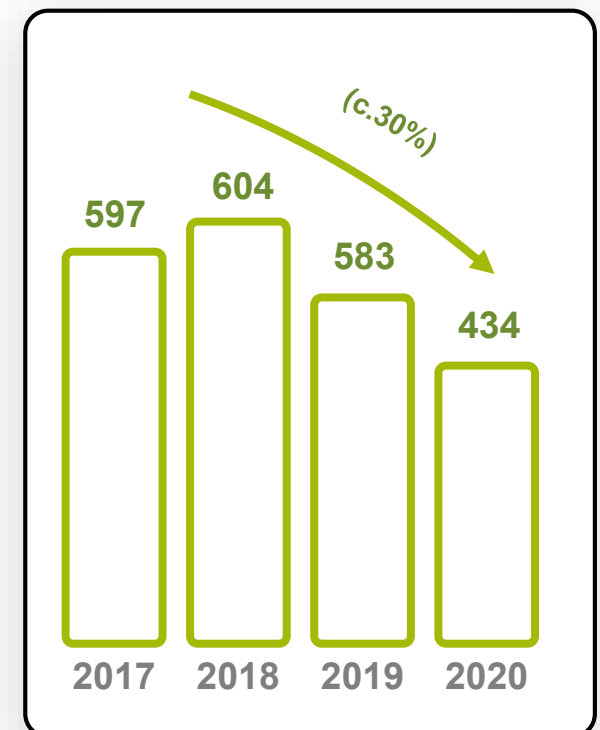
Capacidad instalada propia
libre de emisiones (%)



Emisiones específicas
propias de CO₂ (t/GWh)



Uso de agua / producción
global (m³/GWh)

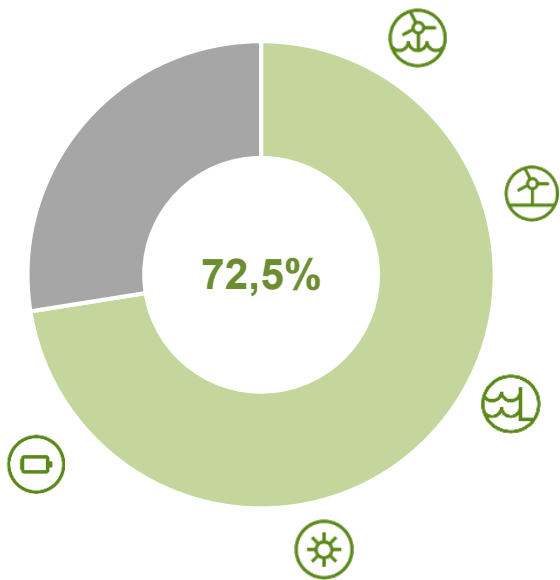


...con un 73% de capacidad renovable propia instalada hasta 2020

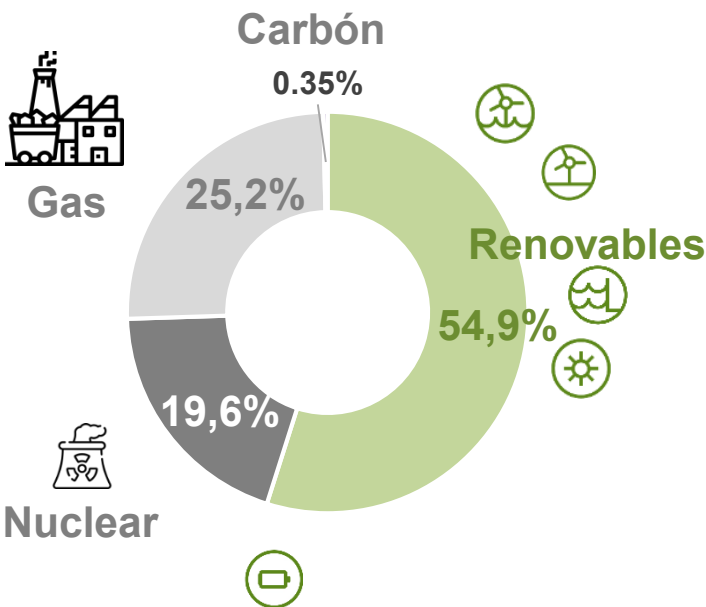
Medio ambiente: indicadores clave (II)

Desde 2020, Iberdrola no tiene exposición al carbón (*coal free*)...

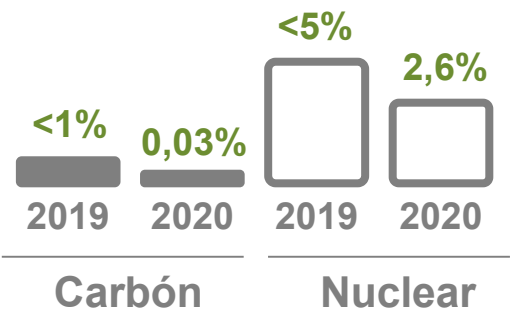
Capacidad instalada renovable propia (%)



2020 Producción propia (GWh)



Ingresos Carbón y Nuclear / Ingresos totales (%)



... sin casi ingresos proveniente del carbón y menos del 3% de ingresos de energía nuclear

Medio ambiente: seis puntos principales

COMPROMETIDOS CON EL MEDIO AMBIENTE





Nuestra gestión medioambiental se basa en los principios de **respeto al medio ambiente, diálogo con grupos de interés** y un **Sistema de Gestión Medioambiental único** para el grupo



HUELLA AMBIENTAL

- Nuestro compromiso con la transparencia se pone de manifiesto en la publicación anual de la Huella Ambiental Corporativa (HAC) verificada por la norma ISO14072
- Permite a la empresa identificar el grado en que su actividad afecta a las diferentes categorías de impacto ambiental, rastrear su causa y reducir estos impactos



CERTIFICACIONES Y VERIFICACIONES

- A través de diferentes certificaciones y verificaciones basadas en normas internacionales, Iberdrola demuestra que cuenta con un sólido Sistema de Gestión Ambiental que se rige por la premisa de la mejora continua



INFORME DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

- Iberdrola ha elaborado un inventario de gases de efecto invernadero (GEI) basado en estándares internacionales como el GHG (*Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*) y la norma ISO 14064 1:2012 (UNE).



INTENSIDAD DE EMISIONES

- Iberdrola ha conseguido reducir sus emisiones directas en un tercio en los últimos cinco años
- Este es uno de los hitos que ha llevado a la compañía a ser la única empresa eléctrica europea seleccionada en las 21 ediciones del Índice Dow Jones de Sostenibilidad

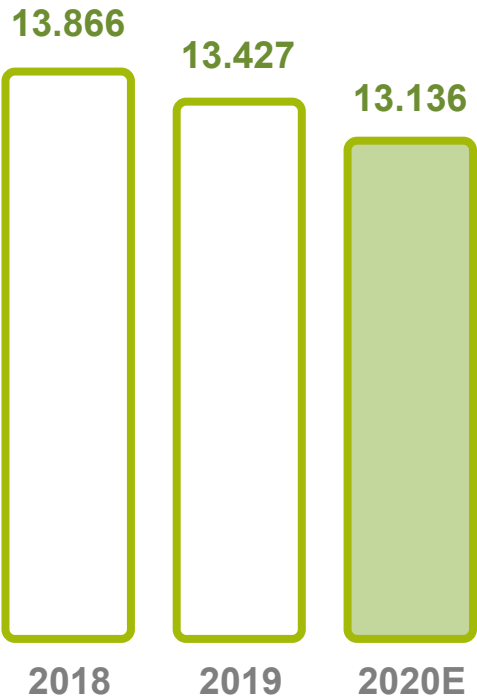
77% de la energía producida con un sistema de **gestión medioambiental certificado** en 2020



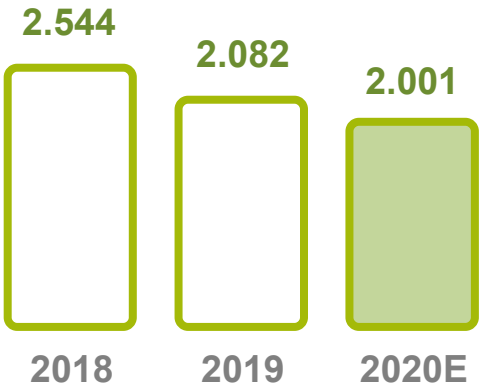
79% de la capacidad instalada propia sin emisiones



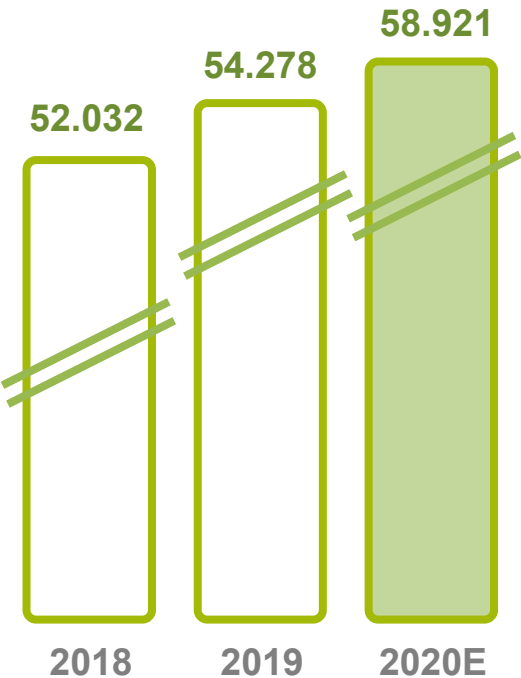
Alcance 1: Emisiones directas (Mt)



Alcance 2: Emisiones indirectas (Mt)



Alcance 3: Otras emisiones indirectas (Mt)



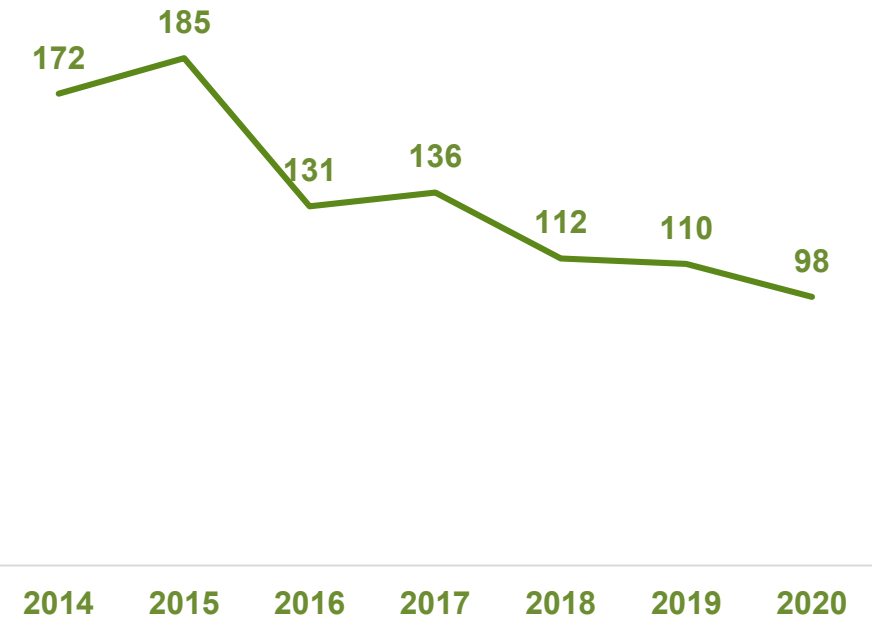
 Emisiones a verificar en 2021



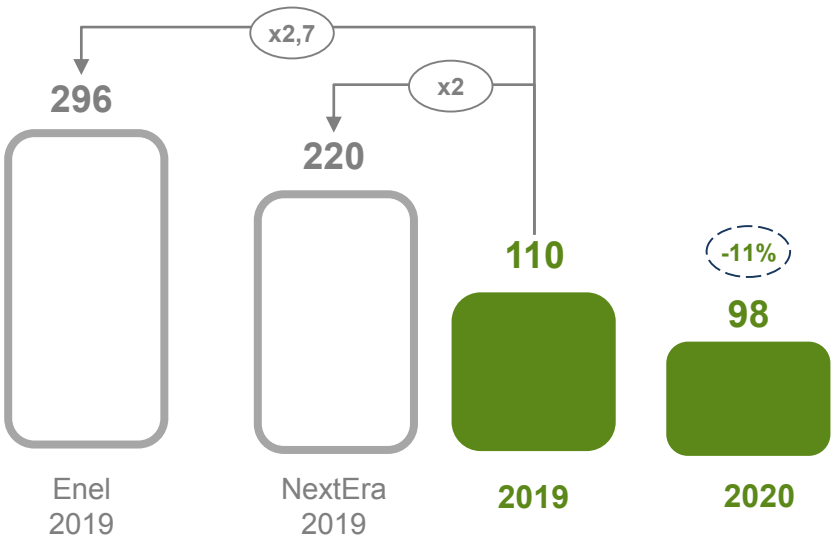
MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

Iberdrola ha sido la única eléctrica europea incluida en las 21 ediciones del prestigioso Índice Dow Jones de Sostenibilidad

Emisiones específicas propias de CO₂ (t/GWh)



Vs Competidores





Objetivo “pérdida neta nula” de biodiversidad para el año 2030



Principio de conservación

- **Iberdrola cuenta con una Política de Biodiversidad, que se aplica a todas las unidades de negocio y regiones donde opera la compañía.** La política establece como principios básicos de actuación (entre otros). **Integrar la conservación de la biodiversidad en los procesos de toma de decisiones** en las fases de ejecución, operación y desmantelamiento **de los proyectos de infraestructuras.**



Enfoque de gestión

- Cuatro líneas de actuación prioritarias:
 1. **Política de biodiversidad**
 2. **Pacto por la biodiversidad**
 3. **Planes de seguimiento y control ambiental**
 4. **Gestión de conservación positiva**



Interacción con la biodiversidad

- El Grupo Iberdrola trabaja para **evitar, minimizar, restaurar y compensar el impacto** sobre el capital natural y la biodiversidad.
- Antes de iniciar el proceso administrativo, Iberdrola consulta a los distintos grupos de Interés sobre los nuevos proyectos
- Incorpora buenas prácticas constructivas yendo más allá de las exigencias legales
- Tras la tramitación, y durante la construcción Iberdrola sigue trabajando conjuntamente con los Grupos de interés buscando que la afección ambiental sea la menor posible



Planes de acción

- Proteger la biodiversidad, **aplicando una jerarquía de mitigación** a lo largo del ciclo de vida del proyecto
- **Comprender y conservar la biodiversidad**, aplicando el principio de precaución para evitar o minimizar su impacto y fomentar su conservación.
- **Colaborar con los grupos de interés** para integrarlas en los planes de acción y participar en proyectos de investigación.
- **Comprometerse a sensibilizar** sobre la importancia de la biodiversidad y comunicarla internamente.



Ocupación de áreas protegidas

- **España:**
 - Dentro de las reservas de la biosfera, parques nacionales, humedales Ramsar y parques naturales, estos embalses ocupan el 1,15% de la superficie de estos espacios protegidos sólo el 7% de nuestros parques eólicos están en zonas naturales protegidas
- **Reino Unido:**
 - ScottishPower no tiene parques eólicos terrestres en zonas protegidas
- **Estados Unidos:**
 - Sólo uno de los 64 parques eólicos terrestres (2%) se encuentra dentro de una zona protegida con alta biodiversidad



Hábitats y especies

- Promovemos la plantación de **20 M de árboles para 2030**
- Iberdrola identifica las especies amenazadas incluidas en la Lista Roja de la UICN y en las listas nacionales y regionales con hábitats en las zonas donde opera para evitar cualquier impacto.

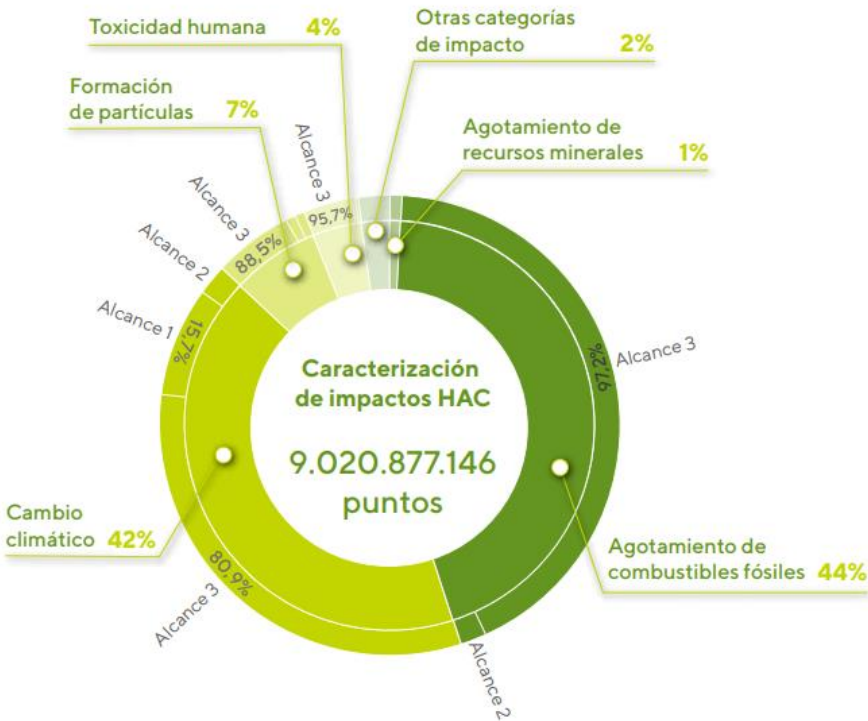


Nuestra Huella Ambiental Corporativa (HAC)¹, que se publica cada año, evalúa los efectos de Iberdrola sobre el medio ambiente, basándose en el Análisis del Ciclo de Vida (ACV)

Desglose de la huella por subholding



Desglose de la huella por impactos ambientales



Está basado en la ISO 14072 y verificado por AENOR desde 2015

¹ 2020 Datos: disponibles en mayo de 2021
Informe de la huella ambiental corporativa Año 2019 : https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/sostenibilidad/docs/IB_Informe_Huella_Ambiental.pdf



Optimizamos la gestión del agua y velamos por su uso según las mejores prácticas



Búsqueda de
la eficiencia



Control
del consumo



Potenciar la
reutilización



Evitar la
contaminación

- ✓ **Retorno del 96% del agua captada al medio receptor**
- ✓ **Se ahorraron 1.800 hm³ de agua captada gracias a su reutilización en ciclos cerrados o ciclos cerrados o semiabierto**
- ✓ **Se reciclaron 15 hm³ de agua de origen residual en los procesos de refrigeración**

Objetivo 2025 de <420 m³/GWh de consumo de agua (frente a 434 m³/GWh a partir de 2020)



La **ECONOMÍA CIRCULAR** es la base del modelo de negocio sostenible del grupo Iberdrola: promovemos la **Ecoeficiencia** reduciendo progresivamente el impacto ambiental de nuestras operaciones, instalaciones, productos y servicios

PROGRESO



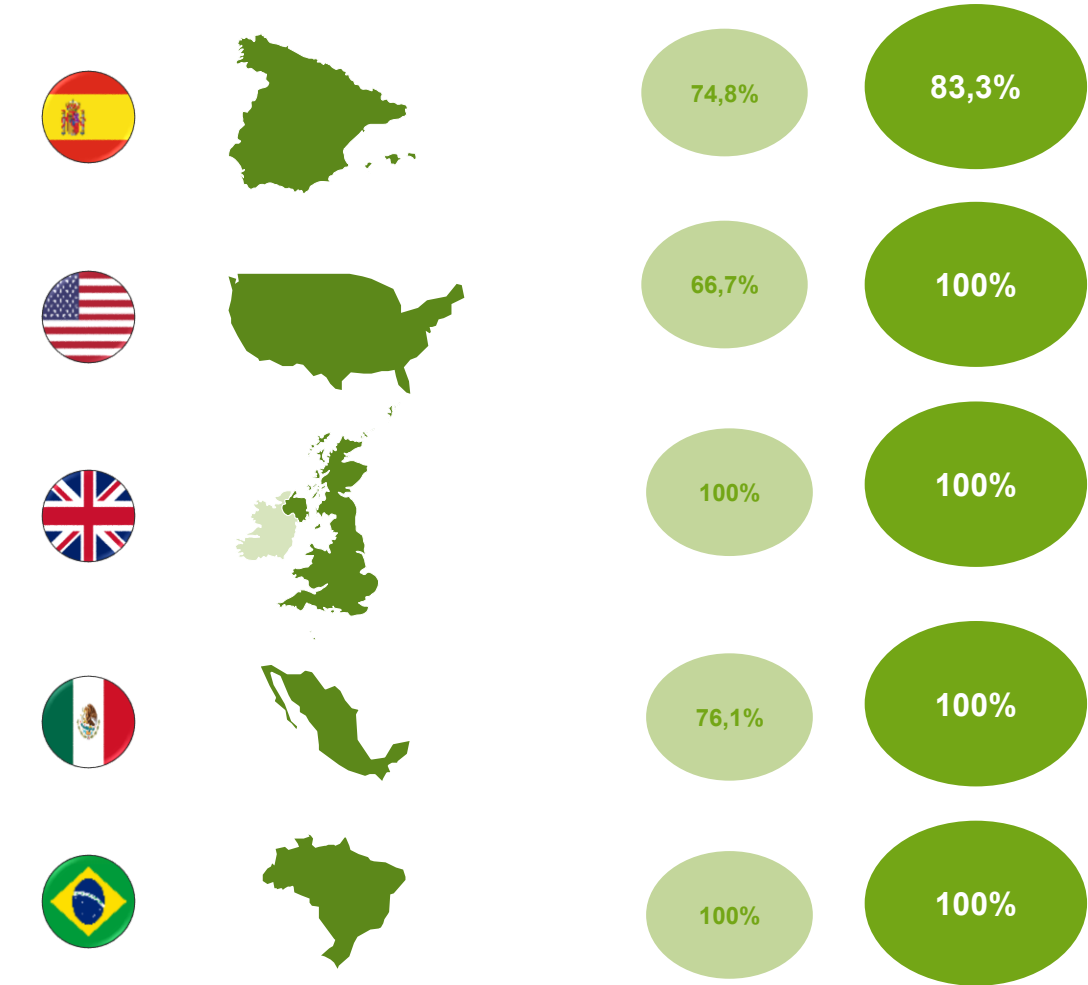
El grupo Iberdrola considera la eficiencia energética desde una triple perspectiva:

- ① **Como empresa energética**, aumentar la eficiencia energética introduciendo las últimas tecnologías y equipos de generación, transporte y distribución de energía, y reducir el consumo auxiliar y el consumo de agua de refrigeración
- ② **Como proveedor de electricidad**, informar y formar a los usuarios y ofrecerles soluciones que les ayuden a ser más eficientes energéticamente y a reducir el impacto medioambiental de sus hábitos y consumo de energía
- ③ **Como empresa consumidora de energía**, se centra en la mejora continua de la eficiencia energética en todas sus operaciones

Eficiencia energética (II)



En 2020, **el 97,2%¹ de la producción** se logró utilizando **fuentes locales de energía** frente al 79,1% en 2019



A finales de **2020** las empresas del grupo, en su conjunto, tenían un total de **34,4 M de usuarios** (**33,9 M en 2019**)

1. Incluye IEI con el 100% de la producción con fuentes locales de energía tanto en 2019 como en 2020 respectivamente

Primera empresa privada de Europa y la segunda del mundo por inversión en I+D

En 2020, **Iberdrola** invirtió en I+D **293 M Eur (vs 280 M Eur en 2019)**, con una inversión acumulada de más de **2.000 M Eur en la última década**



I+D Renovables

- **Tecnologías disruptivas:** eólica marina y solar flotante, bombas, baterías, hibridación de tecnologías
- Mejora de la **eficiencia de los activos y procesos**
- Fomentar la **integración de las energías renovables**
- **Reducción de costes** en el diseño y la construcción de las instalaciones



I+D Redes

- Foco principal en el desarrollo y la expansión de las **redes inteligentes**
- Implantación de redes inteligentes (% de redes de AT y MT): **70% a partir de 2020**
- Integración de nuevas tecnologías (**baterías, recursos energéticos distribuidos (DER), vehículos eléctricos...**)
- Mejora de la **atención al cliente**



I+D Generación y Clientes

- Nuevos desarrollos que favorezcan la **flexibilidad, la eficiencia operativa y la seguridad de las instalaciones**
- Reducir nuestro **impacto medioambiental**
- **Nuevos productos** que aseguran un servicio eficiente, rápido y de calidad (Smart Assistant, Chat Bots,...)
- **Soluciones inteligentes** (Smart Solar, Smart Home, Movilidad eléctrica, tarifas personalizadas...)



Digitalización

- **Hasta 2017, Iberdrola invirtió 5.600 M Eur en digitalización y se prevé una inversión adicional de 4.800 M Eur hasta 2022.**
- Iberdrola **gestiona digitalmente** sus activos de generación eléctrica y ha transformado sus redes en inteligentes **con herramientas digitales e Inteligencia Artificial.**

I+D+i – Innovación abierta y asociación*

Nuestro modelo de **innovación abierta** nos permite **colaborar con empleados, proveedores de tecnología, universidades, organizaciones industriales e instituciones públicas** a través de nuestros **programas y centros tecnológicos**

Centro mundial de innovación en redes inteligentes

Centro Mundial de Innovación en Redes Inteligentes (Bizkaia)



GLOBAL

Un centro global conectado con **partners internacionales** en el que se desarrollarán nuevas soluciones.



BASADO EN ALIANZAS

Una **alianza público-privada**, con financiación de la Diputación de Bizkaia y otras colaboraciones.



ORIENTADO A MERCADO

Productos industrializables que se puedan instalar en las redes eléctricas de distribución de todo el mundo.



ATRACCIÓN DEL TALENTO

Destinado a **acelerar la colaboración y la innovación para atraer talento**.

Iberdrola Innovación Oriente Medio, Qatar

Centro de innovación líder en el mundo para abordar la digitalización del sector energético



REDES INTELIGENTES

- Medición avanzada
- Monitorización/sensores
- Ciberseguridad



INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

- Control de microrredes
- Energía solar distribuida y almacenamiento
- Modelado del sistema



GESTIÓN ENERGÉTICA

- Eficiencia energética
- Sistemas de gestión energética
- Análisis de big data

Iberdrola U- Programa Universitario Iberdrola

Nuevo modelo de relación con **8 prestigiosas universidades**, conectando a **más de 290.000 miembros**, entre estudiantes, profesores y becarios para **desarrollar diferentes iniciativas**:

1 Cátedras

2 Proyectos de I+D+i

3 Jóvenes emprendedores

4 Formación

5 Iberdrola Alumni



IBERDROLA



* <https://www.iberdrola.com/innovacion>



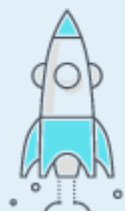
Más de 10 años innovando con startups...



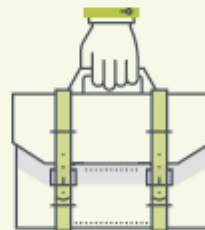
70 millones de euros
invertidos en *start-ups* en
todo el mundo



40 millones de euros
para crear e invertir en
empresas que apoyen la
electrificación y sectores
difíciles de descarbonizar



**3.000 empresas
emergentes**
en nuestro ecosistema
(aumentando 300/año)



**8 *start-ups* en nuestra
cartera**
(+25 pruebas reales/año
como primer paso para
establecer un *partnership*)

...con un presupuesto total de 110 Eur M



Objetivos del programa de 'start-ups' Perseo



Identificación temprana de tendencias clave para el futuro de la empresa



Acceso a tecnologías y modelos de negocio rompedores



Fomento de una cultura innovadora y emprendedora



Dinamizar sectores industriales con alto potencial de crecimiento e impulsar, de este modo, la revitalización económica y social



Más allá de la inversión...

Programa de desafíos para empresas emergentes

Convocatorias abiertas a la comunidad de 'start-ups' para abordar los principales retos de la transición energética



Optimización de redes de media y baja tensión

Su objetivo era encontrar soluciones basadas en electrónica de potencia para optimizar las redes de media y baja tensión, mejorando su flexibilidad.



Automatización de redes

Buscábamos soluciones para optimizar la construcción de instalaciones de transmisión eléctrica, mejorando la eficiencia y productividad de los procesos. Conoce a los ganadores.



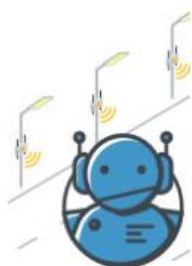
Monitorización de aerogeneradores

Con este reto pretendíamos mejorar los sistemas de monitorización en parques eólicos, especialmente en los más antiguos.



Protección de avifauna en redes eléctricas

Iberdrola buscaba soluciones innovadoras que permitieran mejorar la convivencia entre las redes aéreas y la fauna y flora de alrededor.



Detección de alumbrado público y cableado

Buscábamos soluciones para detectar y validar los puntos de alumbrado público y cableado no registrados. Lo ganó Concert Technologies con la plataforma Imagery.



Soluciones de carga eléctrica colaborativa

Este reto buscaba soluciones para usuarios de vehículo eléctrico que quisieran compartir un punto de carga o usar puntos de carga de terceros.



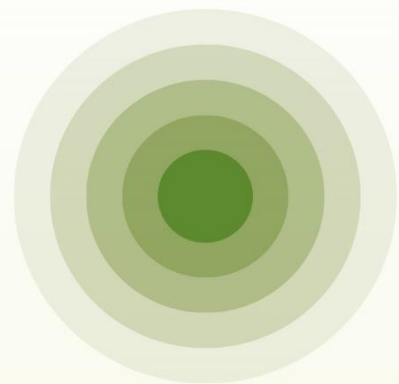
Protección de mamíferos marinos

Con este reto, la compañía pretendía encontrar tecnología que minimizara el impacto de la instalación de parques eólicos marinos en los mamíferos de la zona.

7 Retos lanzados en 2020

~350 'start-ups' participaron en los desafíos

15 ganadores con proyectos piloto en curso



Social

Compromiso social

Comprometidos con la creación de valor, el progreso y el bienestar de las personas



Respuesta a la
COVID-19



Diversidad e
inclusión



Contribución social



Corporate culture



Deporte femenino



Deporte
paralímpico



Voluntariado
corporativo

- Los **protocolos de actuación del Grupo para COVID-19** fueron los primeros en ser certificados por AENOR a nivel mundial
- Cadena de suministro que genera **400.000 empleos directos, indirectos e inducidos** en todo el mundo, que serán unos 500.000 en 2025
- **Cerca de 52 M Eur** donados por Iberdrola en equipos de salud y prevención.
- **Adelantar las compras a los proveedores durante la crisis de COVID 19** en el primer semestre de 2020, para mantener la cadena de suministro operativa

- Aumentar la presencia de **mujeres en puestos directivos, hasta el 30 % en 2025**
- Crear un **comité** encargado de promover y supervisar los avances en materia de diversidad e inclusión¹
- **Concienciar a los empleados** sobre el valor que la diversidad aporta a Iberdrola, para incorporar comportamientos que fomenten una mejor toma de decisiones
- **Reforzar la inclusión y la diversidad** en la comunicación interna y externa

- **Plan "Energy to Thrive"**, para reforzar nuestros pilares ambientales, sociales y de gobernanza (ESG)
- Invertimos para mirar hacia la transición energética **75.000 M Eur hasta 2025**
- Rentabilidad total para los accionistas del **800% en los últimos 20 años**
- Tener un efecto tractor en nuestros más de **22.000 proveedores**, con adjudicaciones por valor de **14.000 M Eur en 2020**
- Implantación de una **política de gestión responsable de la cadena de suministro**

- Compromiso con la **formación y el desarrollo** de todos sus profesionales : enorme esfuerzo en 2020 para adoptar gran parte de la actividad formativa por medios telemáticos
- La **remuneración media de hombres y mujeres** dentro del grupo consolidado es bastante similar. Trabaja para la **promoción de las carreras STEM²** en más grupos minoritarios
- Garantizar **un lugar de trabajo seguro y saludable en todo el grupo**

- **Primera empresa que adquiere un compromiso global** para fomentar la participación de las **mujeres en el deporte**
- En 2020 Iberdrola lanzó los Premios **Iberdrola SuperA** con el objetivo de reconocer y dar **visibilidad a las mejores iniciativas puestas en marcha en España** a favor de la igualdad y el empoderamiento de la mujer

- El Plan ADOP³ (**Plan de Apoyo al Deporte Objetivo Paralímpico**) es una iniciativa del Comité Paralímpico Español, el Consejo Superior de Deportes (CSD) y el Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030
- El Plan ADOP incluye un **Programa de Becas** que proporciona a los deportistas ayudas económicas y un **Programa de Servicios** que incluye un sistema integral de apoyo a la formación

- Casi **4.000 empleados de diez países** participaron en el **Día Internacional del Voluntariado 2020**
- Bajo nuestro lema **Juntos Construimos el Mundo**. Trabajadores de nuestras geografías han llevado a cabo más de **60 iniciativas benéficas** relacionadas con el cuidado del medio ambiente, la **inclusión de colectivos vulnerables** y la **emergencia social**

¹Informe de Diversidad e Inclusión 2019: [IA_InformeDiversidadInclusion_2019.pdf \(iberdrola.com\)](https://iberdrola.com/IA_InformeDiversidadInclusion_2019.pdf)

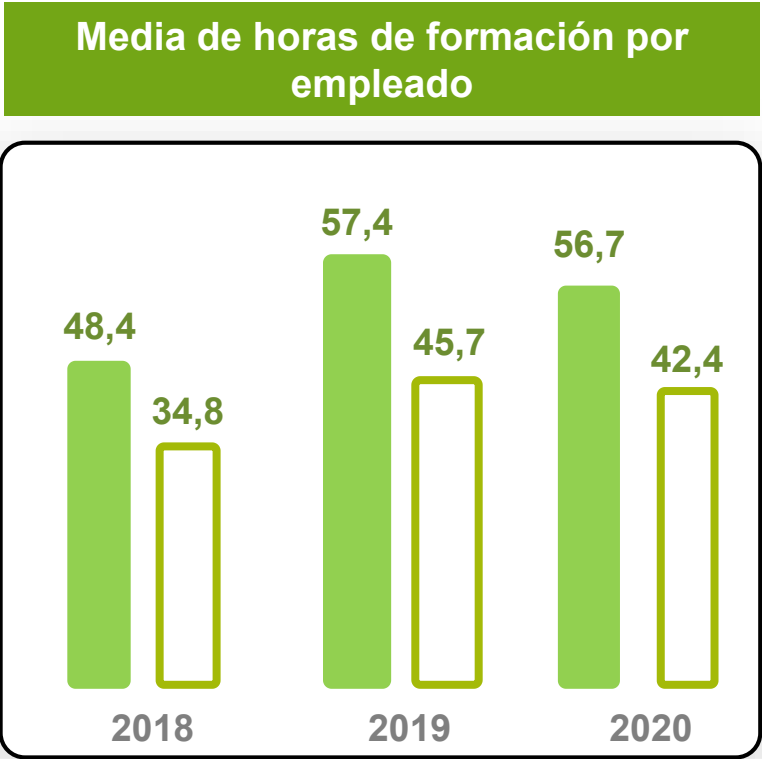
²Carrera STEM: Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas

³Plan ADOP: <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/deporte-paralimpico> <https://www.paralimpicos.es/adop/verano>

Formación y desarrollo profesional



Los compromisos de Iberdrola con la formación y el desarrollo de sus profesionales se extienden a todas categorías profesionales, a todos los niveles de responsabilidad, y sin distinción de género



Men Women

Debido a la situación excepcional provocada por el COVID-19, fue necesario un enorme esfuerzo para adoptar una gran parte de la actividad de formación por medios telemáticos



Iberdrola ha reducido los accidentes laborales de su propia plantilla en un 12% en los últimos tres años

5 PRINCIPIOS ESENCIALES



SEGUIMOS
NUESTROS
PROCESOS,
reglas y procedimientos



FOMENTAMOS
LA SALUD
y el bienestar dentro
y fuera del trabajo



SOLO ASUMIMOS
EL TRABAJO
para el cual somos
competentes



CUIDAMOS DE
LOS DEMÁS
y trabajamos
como un equipo

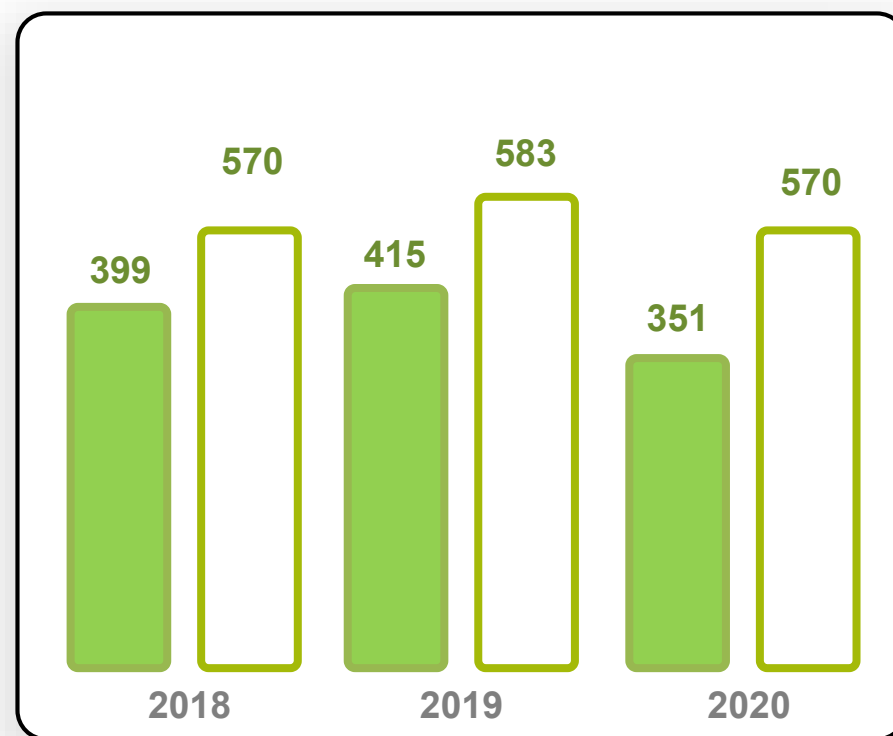


PENSAMOS
ANTES DE ACTUAR:
evaluamos y
controlamos los
riesgos

 Personal
propio

 Personal de
contratas

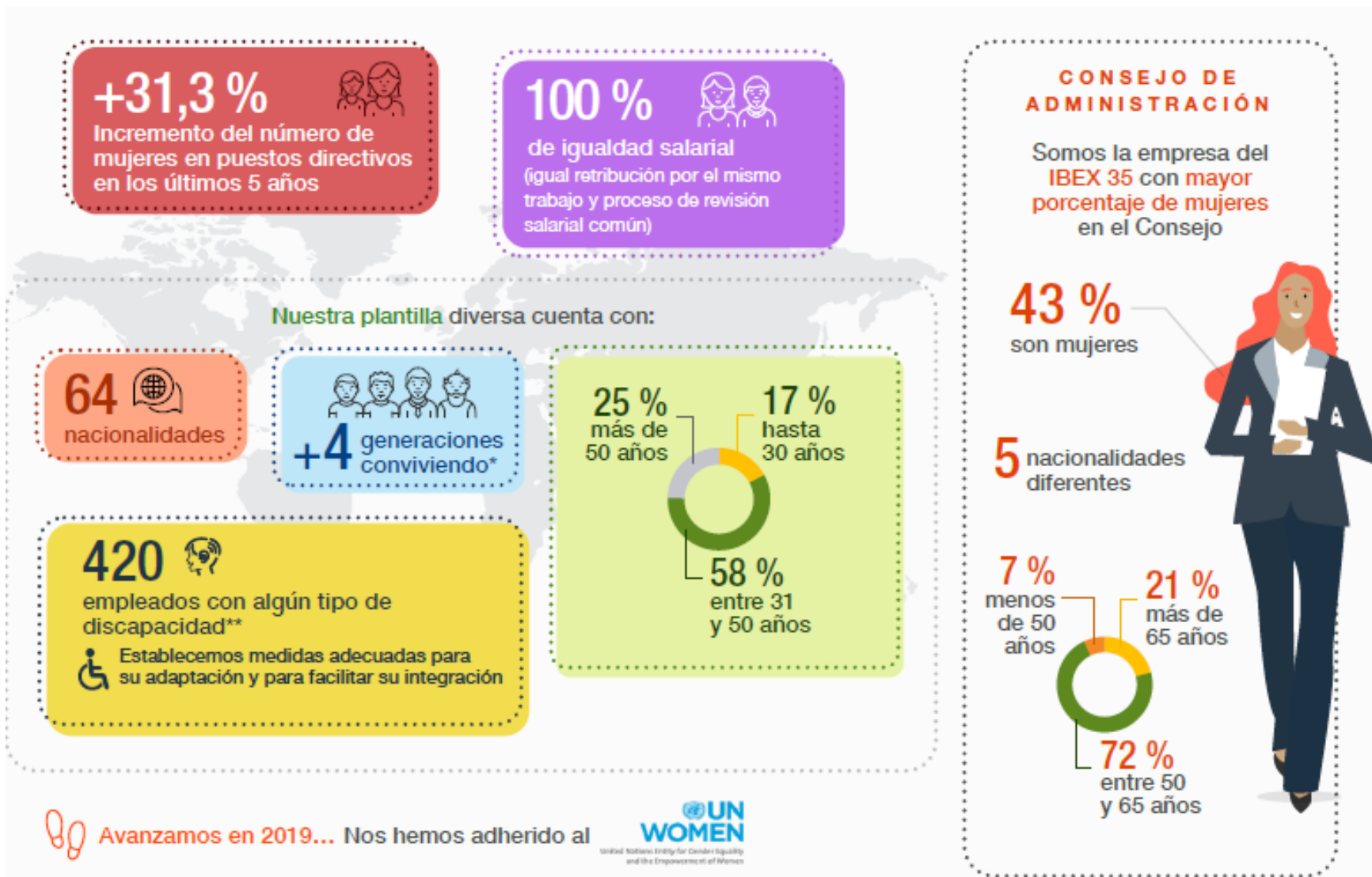
Accidentalidad (nº)



Los empleados propios cubiertos por el sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo representan el **96%** en 2020. Empleados propios con discapacidad: **554 en 2020**

Diversidad e inclusión

Nuestro progreso hacia una sociedad más justa e igualitaria*

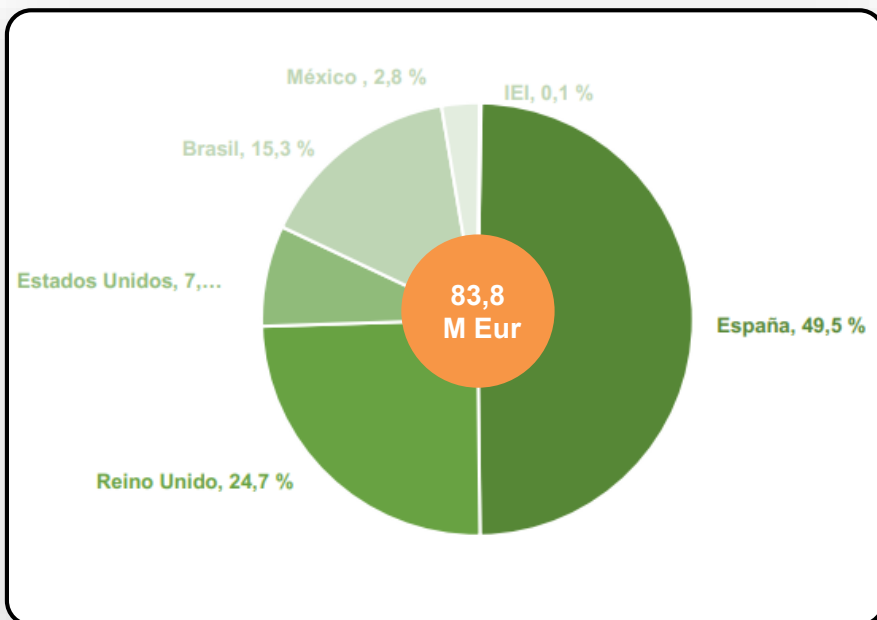


* Datos del informe sobre diversidad e inclusión de 2019 [IA_InformeDiversidadInclusion_2019.pdf \(iberdrola.com\)](#)

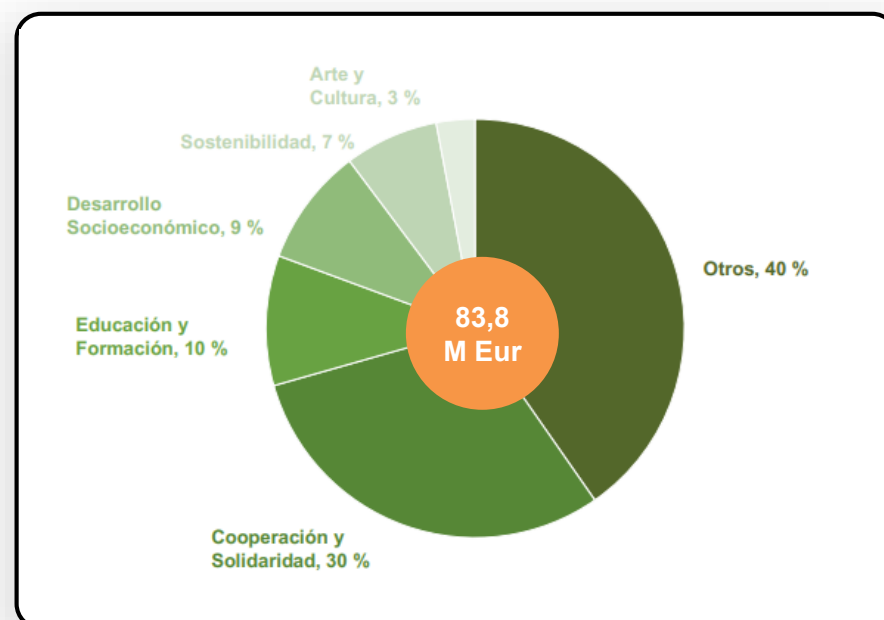
Contribución a la Comunidad

Iberdrola utiliza el modelo del **London Benchmarking Group (LBG)** para medir y evaluar las contribuciones empresariales a la comunidad

Contribución de Iberdrola por países



Contribución de Iberdrola por programas



En 2020, la aportación de Iberdrola asciende a 83,84 M Eur (+61% frente a 2019)

Luz para Todos

Nuestro objetivo es llevar la electricidad a más de **16 M de personas en 2030**



Desde enero de 2014, hemos contribuido a que **8,2 M de personas** se beneficien del acceso a la electricidad cumpliendo nuestro compromiso para 2020 dos años antes de lo previsto

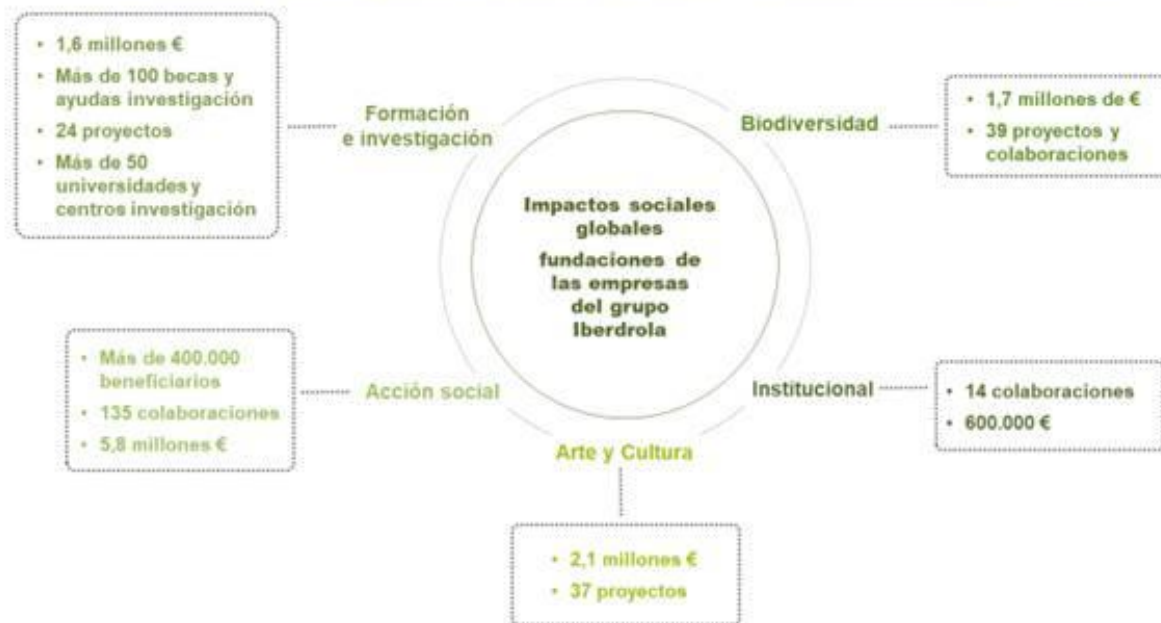
Fundaciones

Las Fundaciones Iberdrola representan el compromiso de Iberdrola con el desarrollo económico y social de los países en los que desarrolla su actividad, destinando casi **12 M Eur en 2020**

2020 Fundamentos de los programas de Iberdrola: Impacto en las principales áreas

11,8 M Eur
(+28,3% vs 2019)

Fundaciones de las empresas del grupo Iberdrola – Resultados en las áreas de actuación en 2020 (€)



Además, cerca de **52 M Eur** donados por Iberdrola en equipos de salud y prevención en respuesta a COVID-19

Contribucion de impuestos directos

Contribución fiscal directa de 7.475 M Eur en 2020 (2.938 M Eur de contribuciones de la empresa y 4.537 M Eur por pagos de terceros)

Contribución fiscal de Iberdrola por países			
Impuestos por país (M€)	Contribuciones propias	Contribuciones por pagos de terceros	Total
España	1.478	1.902	3.380
Reino Unido	372	258	630
Estados Unidos	661	274	935
Brasil	202	1.782	1.984
México	128	115	243
Resto	97	206	303
Total	2.938	4.537	7.475

... sumando una contribución fiscal anual de más de 15.000 M Eur¹

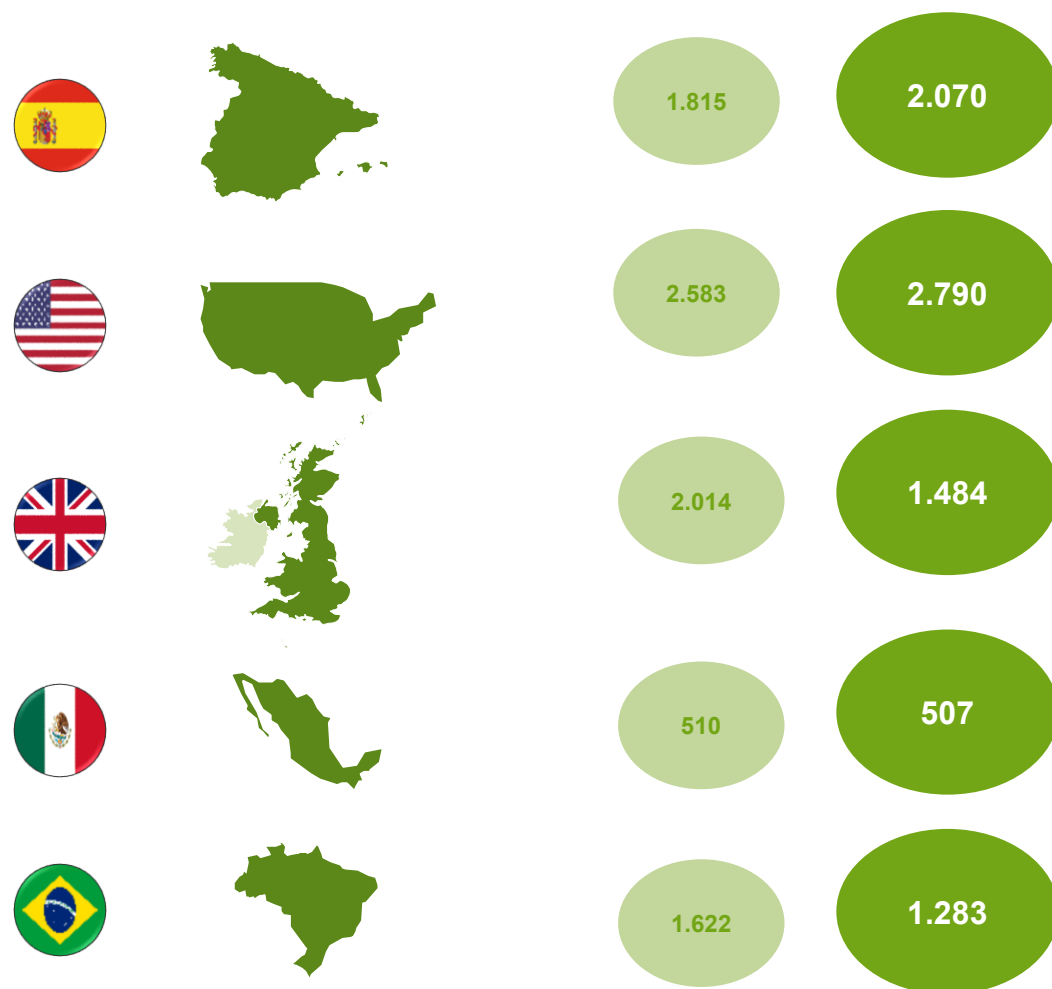
Informe de sostenibilidad 2020: https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/jga21_IA_InformeSostenibilidad20.pdf

Informe de Transparencia Fiscal 2020: https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/IA_InformeTransparenciaFiscal_2020.pdf 166

¹Incluye la contribución fiscal directa, indirecta e inducida

Compras

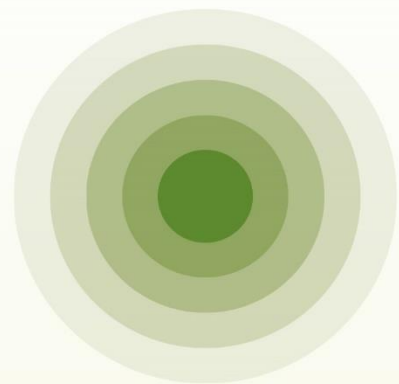
Iberdrola realizó pedidos a unos **20.000 proveedores** por un total de **8.494 M Eur en 2020¹**



Adelantar las compras a los proveedores durante la crisis de COVID 19 en el primer semestre de 2020, para mantener la cadena de suministro operativa, emitiendo órdenes de compra a más de 10.000 proveedores con un valor de 7.000 M Eur.

% Compras locales frente al volumen total: **89% en 2020**

¹ Incluye IEI (173 M Eur en 2019 y 360 MEur en 2020)



Governance

Gobierno corporativo

Iberdrola, a la vanguardia en **Gobierno Corporativo** y Cumplimiento...

- ✓ **Líder en Gobierno Corporativo desde hace años de acuerdo con los más altos estándares nacionales e internacionales para empresas cotizadas**



7 Años consecutivos como la empresa española con mejores prácticas de Gobierno Corporativo por los Premios World Finance de Gobierno Corporativo

- ✓ **Las sociedades subholding cotizadas y no cotizadas y las filiales también tienen las normas internacionales más estrictas**
- ✓ **Actualización continua del Sistema de Gobernanza y Sostenibilidad**
 - Articulando su contenido en torno a tres aspectos: Medio ambiente, social y gobierno corporativo (ESG)
 - Aplicación continua de las mejores políticas de Diversidad e Inclusión, actualizadas en 2020
- ✓ **El sistema de cumplimiento refleja las mejores prácticas y las normas internacionales:**
 - Incluida en la lista de las empresas más éticas del mundo desde 2014
 - Verificación de Líder de cumplimiento emitida por el Instituto Ethisphere (EEUU)
 - Premio al mejor sistema de compliance 2018 -2019 otorgado por Expansión
- ✓ **Gobernanza climática**
 - Aplicación de la TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures)

... con el pleno **compromiso de seguir siendo un referente**

Iberdrola y la TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures)

Una de las primeras empresas en comprometerse públicamente a aplicar las recomendaciones de la TCFD antes de 2020 con una retroalimentación constructiva continua para aprobar y mejorar la TCFD



Gobierno Corporativo

- Describir la **supervisión del Consejo de Administración** de los riesgos y oportunidades relacionados con el clima
- Describir el papel del **directivo** en la evaluación y gestión de los riesgos y oportunidades relacionados con el clima



Estrategia

- Describir los procesos de la organización **para identificar y evaluar los riesgos relacionados con el clima**
- Describir los procesos de la organización **para gestionar los riesgos relacionados con el clima**
- Describir cómo se integran los procesos de **identificación, evaluación y gestión de los riesgos** relacionados con el clima en la gestión global de riesgos de la organización



Gestión de riesgos

- Describir los **riesgos y oportunidades** relacionados con el clima que la organización ha identificado a corto, medio y largo plazo
- Describir el **impacto de los riesgos y oportunidades** relacionados con el clima en los negocios, la estrategia y la planificación financiera de la organización
- Describir la capacidad de **resiliencia de la estrategia de la organización**, teniendo en cuenta diferentes escenarios relacionados con el clima, incluido un escenario de 2°C o inferior



Métricas y objetivos

- Desglosar **las métricas** utilizadas por la organización para evaluar los riesgos y oportunidades relacionados con el clima en línea con su estrategia y procesos de gestión de riesgos
- **Desglosar las emisiones de gases de efecto invernadero de Alcance 1, 2 y, si procede, de Alcance 3**, así como los riesgos relacionados.
- Describa las **métricas utilizadas** por la organización para gestionar los riesgos y oportunidades relacionados con el clima y los resultados respecto a los objetivos marcados

Aplicación de las recomendaciones de la TCFD

Las recomendaciones de la TCFD **se aplican en su totalidad**, incluido el análisis de escenarios...

Net Zero Scenario		2030 Operating Impact					2030 EBITDA Impact (EUR M)			
Negocio		Impact Type	Region	Low/NM	Medium	High	<100/NM	100-300	>300	
	Comercial	GWh	Europe		▲		▲			
			Rest of the World		▲					
	Generación Global	MW/GWh	Spain and UK	▬						
			US			▲				
			Brazil	▲						▲
			IEI			▲				
			MEX	▬						
	Redes	Capex EUR M	Europe		▲				▲	
			US and Brazil			▲				
▲ Positive Impact ▬ No Material ▼ Negative Impact										

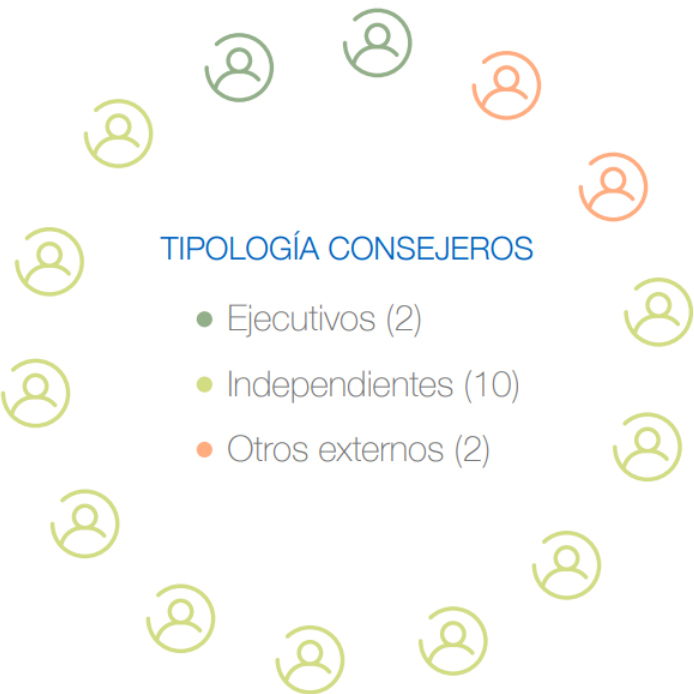
... que muestran un modelo de **negocio muy resiliente** incluso en un escenario más débil¹ que el escenario base; pero oportunidades mucho mayores en el camino hacia las **“emisiones netas nulas” en 2050**

¹ Escenario Stated Policies de la Agencia Internacional de la Energía

Estructura del Consejo de Administración a diciembre de 2020

Un órgano **plural** e **independiente** que se renueva constantemente y supervisa la estrategia del organismo

Composición del Consejo (14 miembros)



Comisiones consultivas del Consejo de Administración

Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo



Comisión de Nombramientos



Comisión de Retribuciones



Comisión de Desarrollo Sostenible



Estructura del Consejo de Administración a diciembre de 2020 (II)

Las **mujeres** representan el **36%** de los miembros del Consejo de Administración, con el **objetivo de llegar al menos al 40% en 2022**



✓ **Jose Ignacio Sánchez Galán** - Presidente y consejero delegado

✓ **Francisco Martínez Córcoles** – Director general de los negocios



✓ **Juan Manuel González Serna** - Vicepresidente y consejero coordinador

✓ **María Helena Antolín Raybaud** - Miembro

✓ **José Walfredo Fernández** - Miembro

✓ **Manuel Moreu Munaiz** - Miembro

✓ **Xabier Sagredo Ormaza**- Miembro

✓ **Anthony L. Gardner**- Miembro

✓ **Sara de la Rica Goiricelaya**- Miembro

✓ **Nicola Mary Brewer**- Miembro

✓ **Regina Helena Jorge Nunes** - Miembro

✓ **Ángel Jesús Acebes Paniagua**- Miembro



✓ **Iñigo Victor de Oriol** - Miembro

✓ **Samantha Barber** - Miembro



Director principal como contrapeso a la figura combinada de **CEO/Presidente**

Propuesta de Remuneración Variable Anual 2021

El límite máximo de la remuneración variable anual se mantiene a niveles de 2020



El aumento continuo de la presencia femenina en puestos relevantes, la presencia en índices internacionales y la mejora del ratio de horas de formación recibidas por empleado son los objetivos ESG para 2021 en la remuneración variable del Presidente

Bonus Estratégico (PILP) 2020-2022 propuesta

Peso del 30% de criterios ESG en la remuneración a largo plazo de los directivos

Económicos/ Financieros	✓ Crecimiento del beneficio neto, rango objetivo para 2022 de [3.700 M Eur- 4.200 M Eur] ✓ Fortaleza financiera, rango objetivo de FFO/deuda neta para 2022 de [2019 FFO/deuda neta - 22%]	30%
Mercado	Remuneración al accionista frente al índice Eurostoxx Utilities, rango objetivo de [-5% - +5%]	20%
ESG		30%
 	✓ Rango de emisión media de CO₂ 2020-2022 de [emisión media de CO₂ 2017-2019 - 105 g CO2/kWh]	10%
   	✓ Adopción de prácticas sostenibles por los proveedores más relevantes:[30% - 70%]	10%
	✓ Relación de la brecha salarial entre hombres y mujeres: [2% de diferencia máxima]	10%

Periodo de evaluación **de 3 años (2020-2021)** y periodo de pago entre **2023-2025**

Pilares estratégicos de ciberseguridad



Gobernanza

- Sistema de **gobernanza de la ciberseguridad**, con normas estándar y una clara asignación de funciones y responsabilidades
- Que nos permita **integrar la ciberseguridad** en los procesos de toma de decisiones empresariales



Cultura de la ciberseguridad

- Identificar y desarrollar las habilidades de **ciberseguridad** necesarias en las diferentes áreas del Grupo
- Promover una cultura de ciberseguridad en todos los niveles de la organización



Gestión de riesgos

- Definir y aplicar planes integrales de **gestión de riesgos cibernéticos**
- Centrándose en la protección de los procesos e infraestructuras críticas del negocio



Resiliencia

- Desarrollar capacidades sólidas para detectar y responder a los incidentes de ciberseguridad
- **Minimizar el impacto en los objetivos de la empresa y la continuidad de los servicios esenciales**



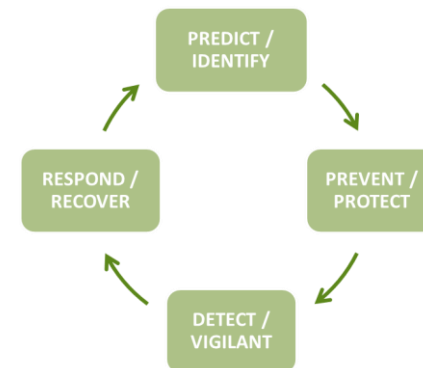
Garantía

- Establecer una **garantía reforzada para las ciber infraestructuras** críticas/de alto riesgo para identificar y mitigar los riesgos y vulnerabilidades pertinentes
- Más allá de las obligaciones de cumplimiento



Colaboración

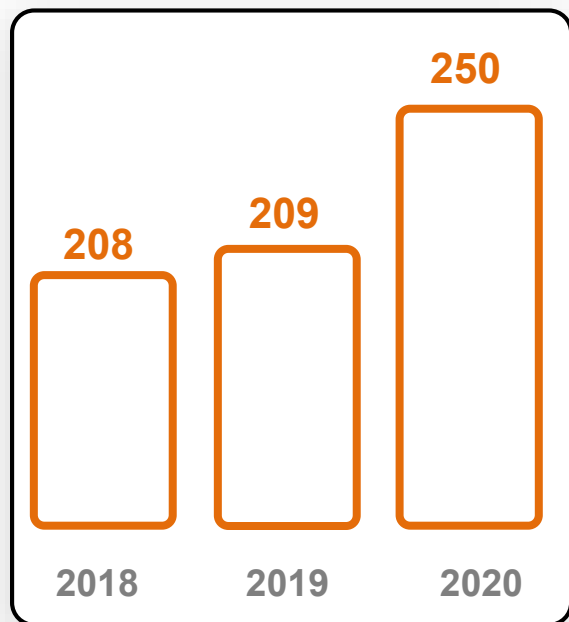
- Colaborar con los reguladores y las agencias gubernamentales, los proveedores de productos y servicios, otras empresas y los agentes del ecosistema para **reforzar la resiliencia sistémica**



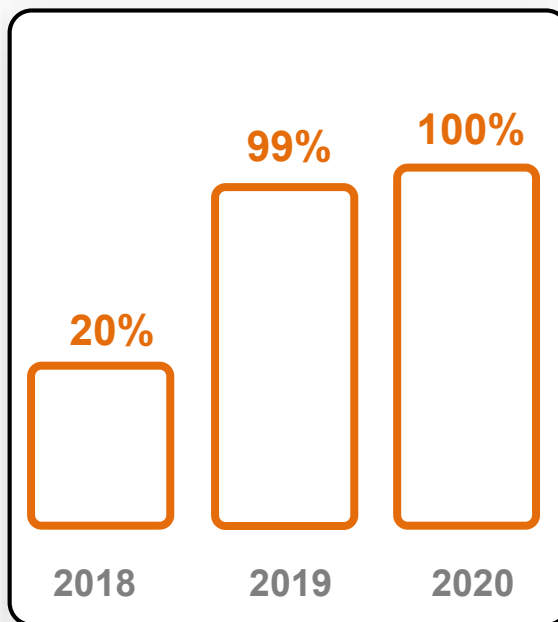
Métricas clave de ciberseguridad

Acompañar el proceso de digitalización de la empresa y adaptarse a la evolución del escenario de amenazas

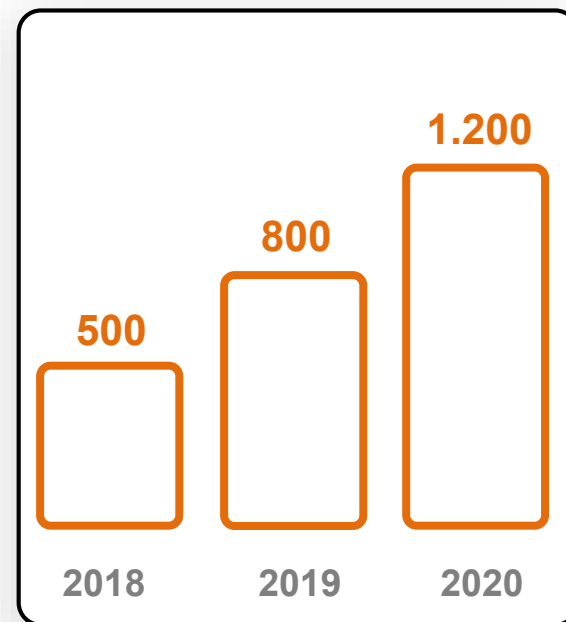
Número de actividades de formación en ciberseguridad al año



Porcentaje de conexiones remotas protegidas con MFA¹



Número de evaluaciones de seguridad y vulnerabilidad al año

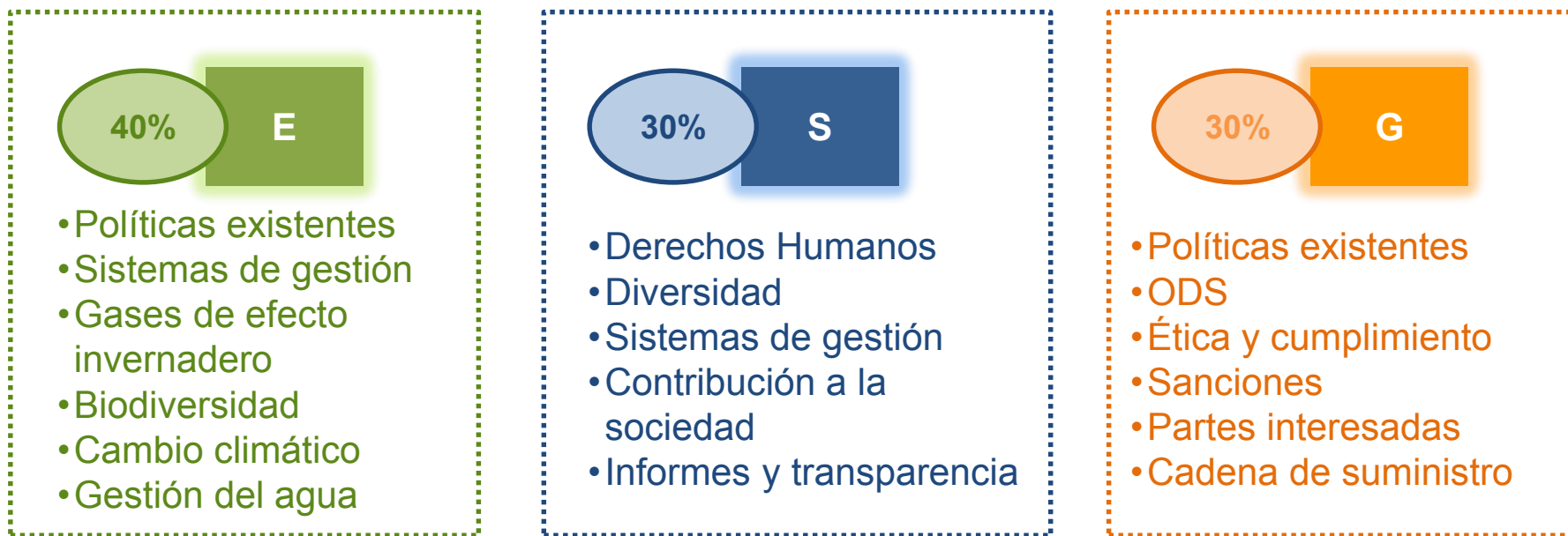


1. Multi-Factor Authentication (MFA)

Nuevo modelo de evaluación de la sostenibilidad de los proveedores

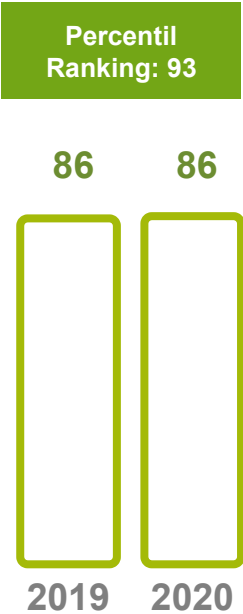
Nuevo modelo de evaluación de la sostenibilidad, ajustado a la realidad internacional del Grupo Iberdrola y **organizado en torno a los tres pilares básicos de la sostenibilidad (basado en 47 factores)**

Objetivo de que al menos el **70% de los principales proveedores de Iberdrola** (estimados >1.000 proveedores en todo el mundo) **estén sujetos a políticas y estándares de desarrollo sostenible** (medidos en el modelo de evaluación ESG) **en 2022**

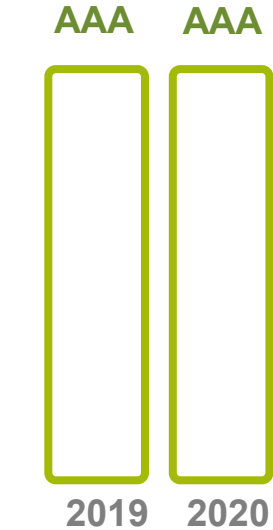


- Evaluación ESG totalmente integrada en el proceso de toma de decisiones de compra
- Los proveedores que no cumplen los valores mínimos ESG reciben un plan de mejora personalizado para ayudarles a mejorar su sostenibilidad

Destacada clasificación en los mejores índices del mundo



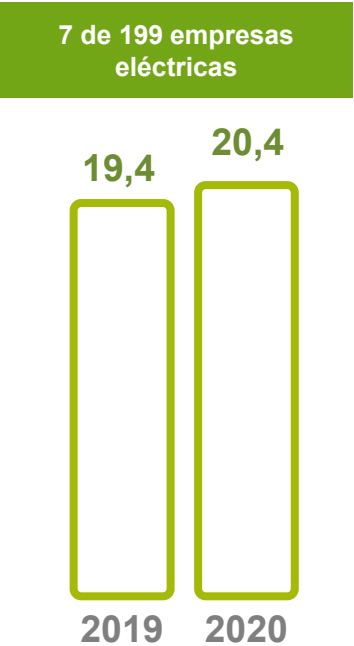
Escala de 0 a 100



Escala de CCC a AAA



Escala de 0 a 5



Escala de 0 a 100



Clasificado como "Silver Class" en el sector eléctrico



A-



Iberdrola incluida



Iberdrola clasificada como *Prime*



Única empresa eléctrica española incluida en todas las ediciones.
Seleccionada en reconocimiento a sus políticas de igualdad de oportunidades y de género.



Iberdrola seleccionada