

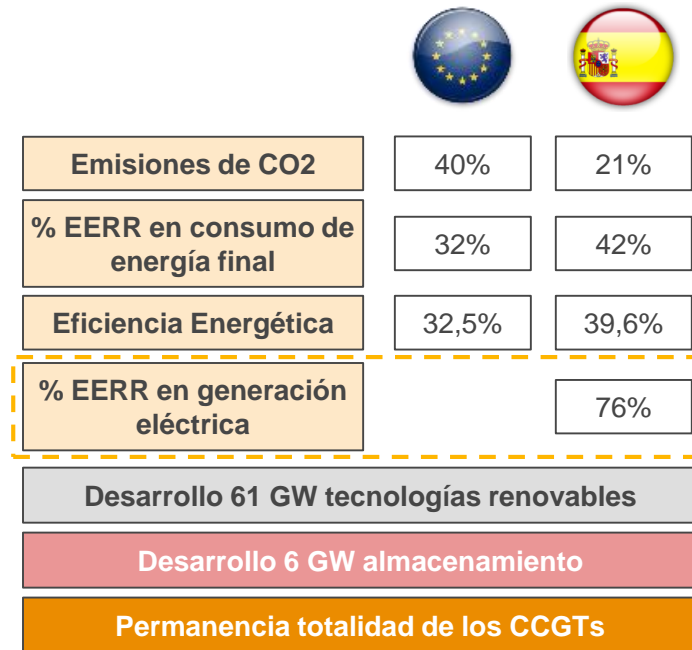
Propuesta de un mecanismo de capacidad para España en el contexto de la UE

Junio 2021



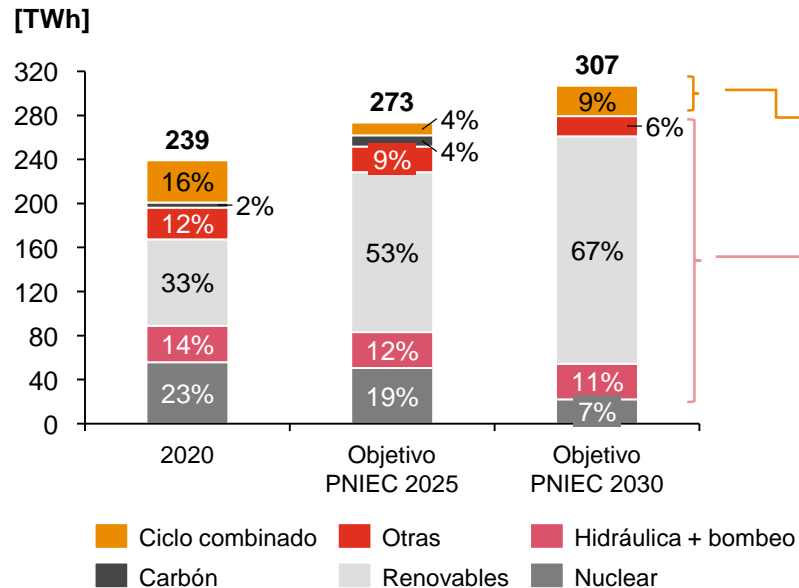
España se enfrenta al reto de transformar su modelo energético bajo la planificación establecida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que busca descarbonizar el sistema eléctrico

Objetivos PNIEC



Mix eléctrico a 2030

El PNIEC aspira a que las energías renovables dominen el mix eléctrico español, cuyo suministro esté respaldado por los ciclos combinados y las nucleares para los momentos de escasez de recurso renovable



Retos del sistema

Sin embargo, el modelo de mercado eléctrico "energy only" no promueve alcanzar los objetivos establecidos:

Tecnologías de costes variables

Cada vez operan menos en el mercado de electricidad, con lo que ya **les cuesta cubrir costes fijos**. Ello aboca a estas tecnologías a **plantear su cierre** por inviabilidad económica, y **no sería factible el desarrollo de capacidad de nueva potencia**, necesaria para el respaldo.

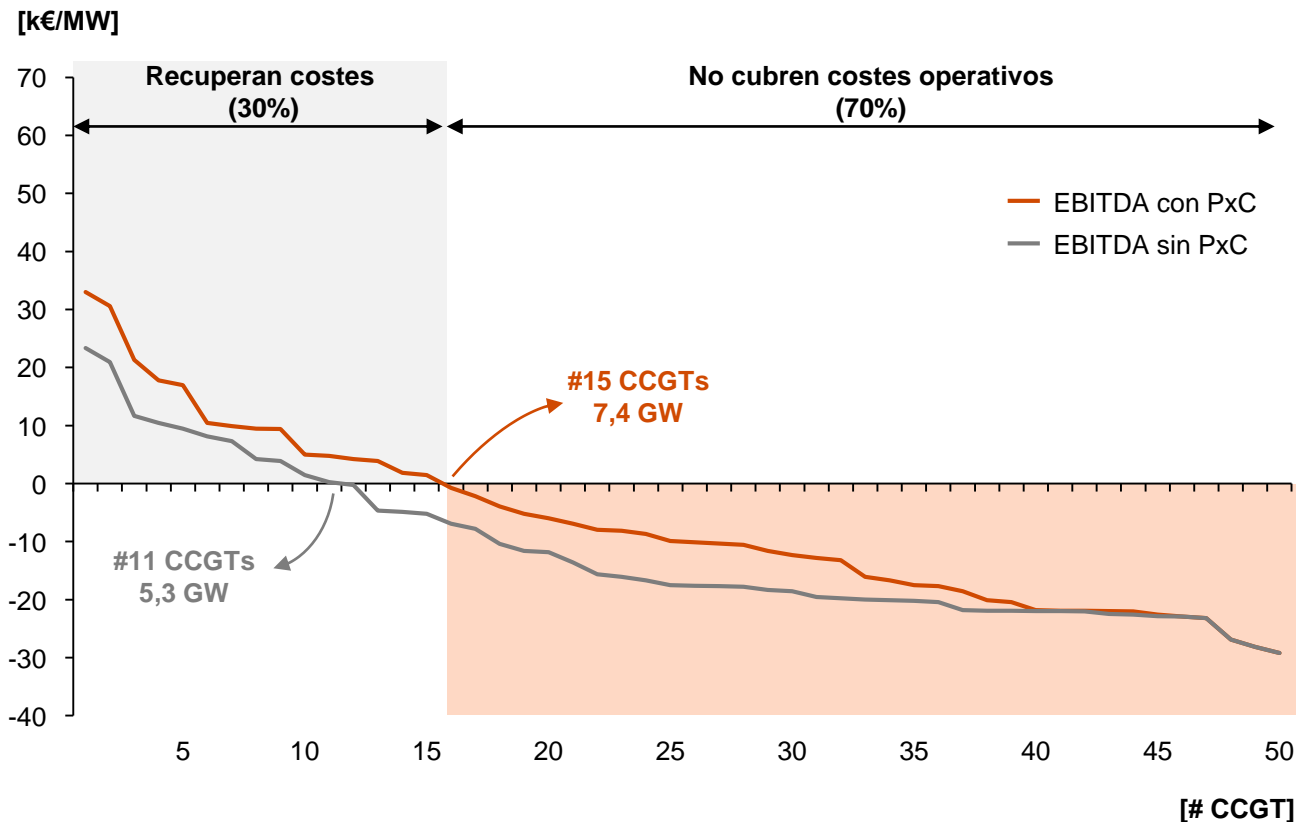
Tecnologías de costes fijos

La **incertidumbre sobre precios futuros y falta de señales de precio** no atrae la inversión. De hecho, si entrara demasiada renovable los precios horarios podrían ser muy bajos, ya que la renovable competiría entre sí, canibalizando ingresos. **Por su parte el almacenamiento necesita ver un plan de negocio de rentabilidad.**

El mercado eléctrico actual "energy only" no da respuesta a los agentes del sector, ya que ni atrae la inversión ni permite a plantas existentes recuperar sus costes, con lo que difícilmente puede impulsar los objetivos nacionales comprometidos en el PNIEC

Debido a las condiciones de funcionamiento de los CCGTs, más de 17 GW de potencia de CCGT presentan un EBITDA negativo, que se incrementará hasta los 19 GW una vez se agoten los actuales incentivos a la inversión

EBITDA de los CCGTs. Año móvil



- En el periodo entre agosto 2018 y julio 2019, 35 de los 50 ciclos combinados no lograron cubrir sus costes operativos, lo que representa un 70% del parque de CCGT.
- En los próximos años, los CCGTs que aún reciben incentivo a la inversión dejarán de percibirlo, sin el cual únicamente 11 ciclos combinados hubiesen podido ser viables económicamente bajo las condiciones de mercado actuales.
- Los 35 ciclos combinados que no han alcanzado un resultado económico positivo suman 17,2 GW de potencia instalada, que aumentaría en 2030 a 22,9 GW (46 ciclos combinados) debido a la disminución de las horas de funcionamiento de acuerdo con el PNIEC y al cese de los pagos por capacidad. Esto supondría la pérdida del 92% del parque de generación de CCGT.

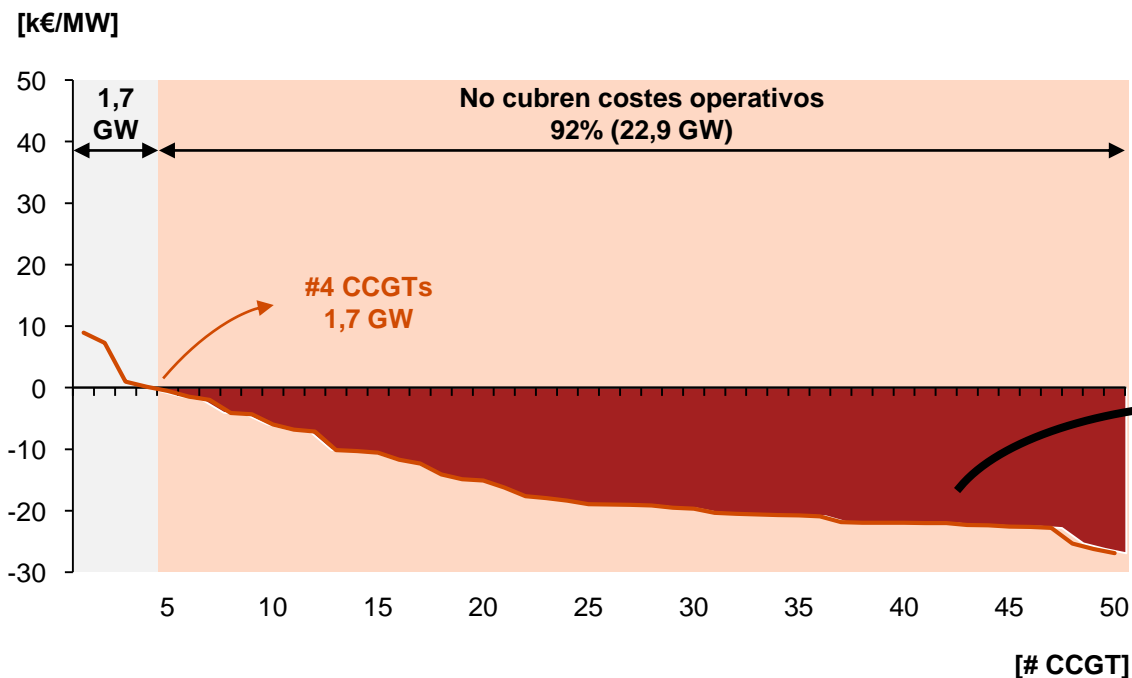
Algunos informes de la CNMC ya se adelantaban a esta situación...

CNMC 2012	Desde 2009, los CCGTs no recuperaban de media 20.110 €/MW de sus costes fijos
CNMC 2015	En 2015, únicamente 13 CCGTs recuperaban sus costes fijos

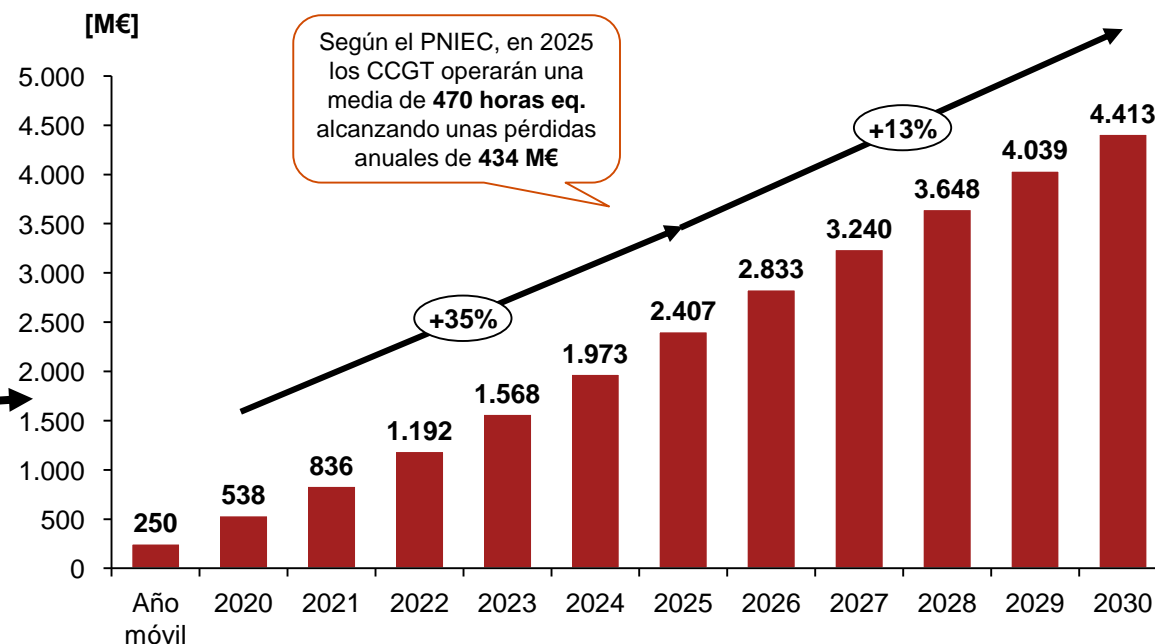
Fuente: Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro, 2012 CNMC, Informe de Supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica, 2015, CNMC y Análisis PwC

Mantener operativos los ~ 22,9 GW de CCGT que no recuperan costes fijos generaría unas pérdidas acumuladas para dichos CCGTs de ~ 4.400 M€ hasta 2030

EBITDA de los CCGTs. Horas equivalentes PNIEC 2030



Pérdidas acumuladas de los CCGTs. Periodo 2019-2030



- En el escenario de generación del PNIEC para 2030, considerando las mismas condiciones de mercado que en el año móvil y las horas equivalentes de funcionamiento del PNIEC 2030, además de la desaparición de los pagos por capacidad, únicamente 1,7 GW, correspondientes a 4 de los 50 ciclos combinados, lograrían cubrir sus costes operativos.

- Las pérdidas que acumularían los CCGTs, cumpliendo con las condiciones de operación del PNIEC, alcanzarían un valor de ~ 4.400 M€ en el año 2030.
- Actualmente, los pagos por capacidad están amortiguando las pérdidas del parque de CCGT, por lo que se incrementarán conforme este incentivo vaya desapareciendo.

Nota: no se han considerado pérdidas contables, únicamente pérdidas operativas con impacto en caja. Cálculos realizados en € de 2019.
Fuente: PNIEC, Análisis PwC

La situación que atraviesa el mix eléctrico es similar en otros países de nuestro entorno, lo que ha llevado a la Unión Europea a autorizar el desarrollo de mecanismos que remuneren también potencia firme

Condiciones de la Unión Europea para el desarrollo de un mecanismo de capacidad

<p>1 En primer lugar, los Estados miembro deberán evaluar la cobertura de la demanda dentro de su territorio...</p>		<p>Podía parecer que España actualmente no tiene un problema de cobertura desde el punto de vista meramente técnico. Sin embargo, si evaluamos la situación económica de centrales existentes y nuevas inversiones, y las decisiones que ello pueda derivar, no será posible garantizar la cobertura de la demanda</p> 
<p>2 ... en caso de detectar problemas de cobertura (distorsiones reglamentarias o deficiencias de mercado), deberá elaborar un plan de ejecución (se somete a la Comisión) con un calendario para la adopción de medidas para eliminar dichos problemas. Este plan debe evaluar, en primer término, las medidas contempladas en el artículo 20...</p>		<p>España tiene un problema de cobertura por causas económicas. Las medidas propuestas en el artículo 20 aliviarían, pero en ningún caso solventarían el problema Prueba de ello es que otros países que ya las han puesto en marcha han tenido que abandonar el modelo <i>energy only</i> a favor de un mecanismo de retribución a la capacidad</p> 
<p>3 ..., y en caso de que estás sean insuficientes (aspecto que se deberá acreditar), en última instancia cabe acudir a los mecanismos de capacidad que actúan como mecanismo subsidiario</p>		<p>Se puede desarrollar un mecanismo de capacidad para España que (i) permita mantener la potencia firme existente y (ii) atraiga nuevas inversiones si este se diseña de acuerdo a un conjunto de principios, ya implementados en otros grandes mercados europeos</p> 
<p>4 Estos mecanismos serán temporales y serán aprobados por la Comisión por una duración no superior a diez años</p>		<p>La adaptación de principios básicos de otros mecanismos europeos impulsaría la aprobación del español, ya que los ajustes para adaptarlo a nuestro mercado no distorsionarían aprobaciones ya otorgadas</p> 

España cumple con los criterios que la Unión Europea califica como necesarios para que un Estado Miembro recurra a un mecanismo de capacidad para solventar un problema de seguridad de suministro

Lo anterior hace necesario que exista un mecanismo de capacidad en España, complementario a otras medidas, que logre impulsar un mercado eléctrico eficiente

Aspectos a resolver por un mecanismo de capacidad en España

Atraer nueva inversión de cara a alcanzar los objetivos del PNIEC

De cara a alcanzar los objetivos del PNIEC **se deben instalar energías renovables, bombeos, almacenamiento**. Estos últimos no tienen el *business case* asegurado con ingresos solo por mercado de energía.

Solucionar el problema de *missing money* de la potencia existente, en un contexto de sobrecapacidad del sistema eléctrico

Las **tecnologías térmicas marginalistas**, en concreto los CCGTs, **no cubren costes** con su progresivamente menor participación en los mercados de energía. Su participación disminuye y **los eventos de escasez que se prevén no son suficientes**, aun sin límites de precio, para revertir su situación.

Responder a las necesidades del operador del sistema y su previsión de capacidad firme

La capacidad firme debe reunir unos **requisitos técnicos del OS** que la hagan válida para el modelo energético a 2030: mucha energía no gestionable que requiera de tiempos de respuesta rápidos y cobertura de respaldo en situaciones sostenidas de escasez.

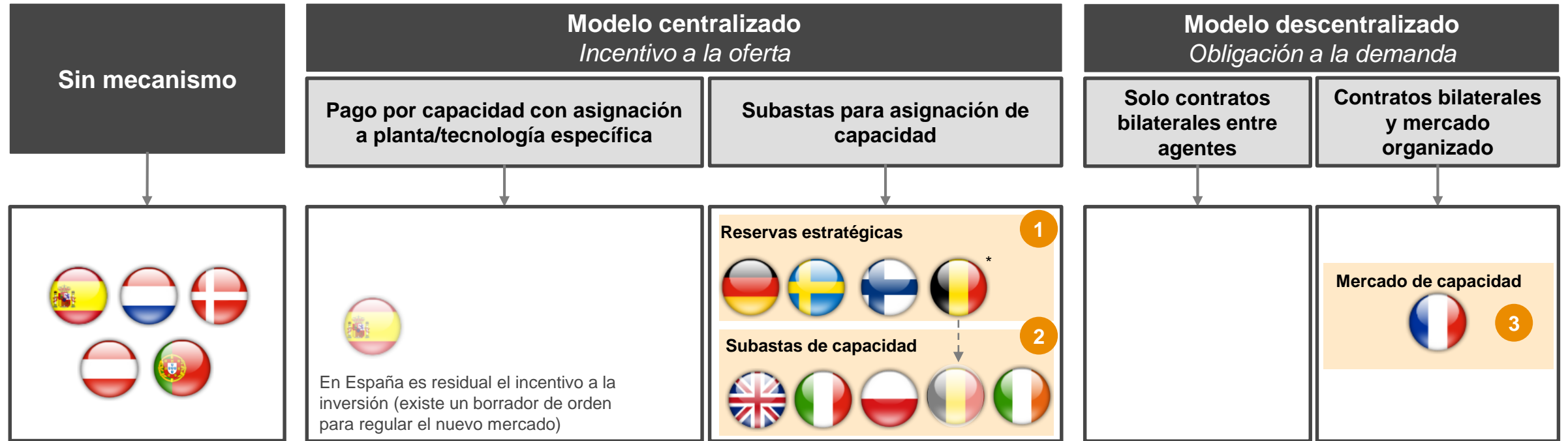
Asumir que España es una isla energética y que cuenta con una baja capacidad de interconexión, especialmente en situación de estrés

El mercado debe avanzar hacia el mercado único europeo, permitiendo la participación transfronteriza, pero considerando **la capacidad real transfronteriza** en situaciones de escasez.



Esta situación ha provocado que en Europa se hayan implementado diversos mecanismos de capacidad

Mecanismos de pagos por capacidad en los principales países europeos





El tipo de mecanismo depende de las particularidades y necesidades de cada país, siendo las subastas para la asignación de capacidad, dentro del modelo centralizado de incentivo a la oferta, el modelo preferido por la mayor parte de los países europeos

*El actual mecanismo de reservas estratégicas de Bélgica va a ser sustituido por un mecanismo basado en subastas de capacidad.

Fuente: Comisión Europea, ACER y TSOs de los países

La implementación de estos principios variaría ligeramente en función del tipo de mecanismo que finalmente se desarrolle (centralizado vs descentralizado)

Tipos de subastas de capacidad vigentes en Europa

		Modelo centralizado (referencia Reino Unido)	Modelo descentralizado (referencia Francia)
 <p>Inclusión Aspectos particulares</p>  <p>Proceso adaptado al caso español</p>	Modelo	Centralizado con subastas de único comprador (REE) y precio fijo por duración predeterminada de los contratos del producto potencia firme	Descentralizado con negociación bilateral + mercado organizado con la demanda como comprador obligado del producto de certificado de potencia
	Frecuencia	Subastas anuales de productos Y-4 / Y-1	Mercado con antelación (Y-4) y ajuste Y+2 con subasta centralizada anual Y-4 exclusiva para nueva potencia
	Duración	Contrato anual salvo para nueva potencia (hasta. 15 años)	Negociación del producto para un año de entrega con subasta de nueva potencia con adjudicaciones por hasta 15 años
	Mercado 2º	Ajuste de la posición (e.g. indisponibilidades, retrasos) con notificación y registro en REE	El propio modelo se fundamenta en un mercado que permite el ajuste de la posición
	Financiación	Vía componente regulado , como sobrecoste al precio del mercado eléctrico en función del perfil de consumo horario (continuista con el modelo actual)	Vía sujetos obligados , a repercutir al consumidor. El coste de las subastas de nueva potencia se debería incorporar a los sujetos obligados
		<ul style="list-style-type: none"> En el mercado español, REE tendría que validar la suficiencia del mecanismo para la cobertura del conjunto del sistema o ver si hay problemas zonales. En caso de identificarse la necesidad de incorporar elementos zonales, en otros países de nuestro entorno se recurre al <i>market splitting</i>. En el modelo español se plantea un mecanismo pay-as-bid, si bien se podría plantear como alternativa un mecanismo de subasta de reloj descendente con varias rondas que permitan ir revelando el precio 	<ul style="list-style-type: none"> De cara a dar visibilidad a los proveedores de capacidad en el contexto español de sobrecapacidad, se plantea organizar una subasta inicial (Y-4/Y-3) obligando a la demanda a adquirir un % de su consumo Se plantea que el OS pueda adquirir un porcentaje de garantía de potencia a largo plazo para equilibrar a los agentes en el corto. Se considera necesario exigir garantías financieras, para prevenir que la mortandad de comercializadoras afecte al resto de la demanda Las subastas iniciales fijarían un precio inicial de referencia del producto, a trasladar a las Comercializadoras de Referencia como coste de sus certificados de garantía de potencia Serán necesarias subastas específicas para nueva capacidad, cuyo coste se debería diluir entre los sujetos obligados para evitar dos modelos de financiación (regulado y liberalizado)

Existen una serie de principios de diseño de mercado de capacidad, comunes a la mayoría de los Estados Miembro que permitirían (i) mantener la potencia firme existente y (ii) atraer nuevas inversiones, impulsando el cumplimiento de los ambiciosos objetivos del PNIEC

Aspectos esenciales de un mecanismo de capacidad para España

<p>Principios comunes de diseño en el contexto</p>	<p>Agentes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismo tecnológicamente neutro, abierto a los proveedores que puedan poner capacidad firme a disposición del sistema, previa certificación de capacidad, con ajustes para plantas beneficiarias de otra retribución regulada • La fijación de límites de emisión (más estrictos en nueva potencia) para la participación incentivaría a las tecnologías más limpias • REE principal órgano gestor del volumen necesario, planificación, requisitos técnicos (<i>de-rating</i>), monitorización y control • Participación de la capacidad transfronteriza, el almacenamiento y la demanda, habilitando de forma efectiva su participación, en la medida que puedan dar la potencia firme necesaria, con los requisitos técnicos demandados 	
	<p>Productos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El proceso de previsión y articulación del mecanismo debería tener carácter anual, no ejecutándose de forma puntual • Debería estructurarse con base a dos necesidades del sistema, de forma que se dé visibilidad a los agentes para que puedan planificar las decisiones (nuevas inversiones, hibernaciones) a largo plazo (horizonte de toma de decisión de al menos 4 años vista) y exista un ajuste para adecuar la potencia a la necesidad real de cada año y atraer a agentes con poca previsión de largo plazo, como la demanda o capacidad transfronteriza (horizonte a 1 año vista) • La retribución se percibiría con duración de 1 año, por cada periodo de asignación del mecanismo, a excepción de contratos de mayor duración para fomentar decisiones de inversión/recondicionamiento de plantas 	 <p>Largo plazo + Corto plazo</p> <p>1 año existente 15 años nueva</p>
	<p>Operativa</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La fijación de precios máximos garantiza que no se repercuta al consumidor un precio mayor que lo realmente necesario • REE debe monitorizar a los beneficiarios, controlando su respaldo real al sistema y penalizando, si aplica, los incumplimientos • En cualquiera de las variantes del mecanismo, la CNMC debe supervisar el mercado, su eficiencia y la competitividad • Para evitar incumplimientos y dado el amplio horizonte de antelación (al menos 4 años), se hace necesaria la existencia de un mercado secundario que permita a los agentes ajustar su posición. Solo plantas certificadas deberían poder operar en el mismo 	
	<p>Urgencia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La situación actual de los agentes hace necesario incluir en el diseño un mecanismo transitorio para poder poner en marcha las soluciones que el sistema necesita a la mayor celeridad (horizonte de implementación inmediato) 	

De cara a los beneficiarios y los criterios de elegibilidad establecidos, debe quedar claro que el principal requisito necesario para participar en el mecanismo debe ser contar con la posibilidad de otorgar capacidad firme en las condiciones demandadas por el OS

Principios de diseño

		Propuesta de diseño
<p>Agentes</p>	Beneficiarios	<ul style="list-style-type: none"> Mecanismo de capacidad tecnológicamente neutro en el que cualquier proveedor de potencia firme puede participar: <ul style="list-style-type: none"> Plantas de generación Instalaciones de almacenamiento Respuesta de la demanda Capacidad transfronteriza
	Criterios de elegibilidad	<ul style="list-style-type: none"> Los proveedores deben haber completado un proceso de precualificación/certificación, de forma individual, siguiendo criterios definidos por el operador del sistema (se permitirá la agregación de la demanda con identificación específica de los CUPS designados) En caso de recibir otro tipo de retribución regulada: <ol style="list-style-type: none"> No se le permitirá la participación en el mercado de capacidad Se realizarán ajustes en su retribución El tamaño mínimo de bloque se fijará en 1 MW y se determinará la existencia o no de un límite de agregación para la demanda <ul style="list-style-type: none"> Bloque mínimo: 2 MW No existe de límite superior El bloque mínimo se encuentra alineado con servicios de ajuste Límite superior: 50 MW Se establecerán los límites de CO2 definidos por la UE, siendo más estrictos para la nueva potencia

El operador del sistema es el agente responsable de calcular cuánta capacidad firme es necesaria en el sistema así como de los requisitos necesarios con los que deben contar los proveedores para participar en el mecanismo

Principios de diseño

Propuesta de diseño	
<p>Agentes</p>	<p>Determinación de la capacidad necesaria</p> <ul style="list-style-type: none"> • La capacidad necesaria para cada año de entrega debe estimarla el operador del sistema (en línea con la metodología ENTSOE, cuando esta entre en vigor, siendo REE el actor clave de la definición) • De cara a dar visibilidad al conjunto de agentes, sería razonable que REE actualizase de forma anual una preestimación con un horizonte a largo plazo (ej. 10 años), acompañada de la estimación definitiva para la adjudicación / negociación de los productos (corto plazo, Y-1, y largo plazo, al menos Y-4) • Para la capacidad necesaria a entregar en un determinado año, el operador del sistema debería poder reservar un porcentaje para el producto de corto plazo (Y-1). A determinar por REE
	<p>Proceso de precualificación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Todos los proveedores de capacidad que quieran participar en el mecanismo deben precualificarse/certificarse (proceso gestionado por REE). Dependiendo del mecanismo se articulará de una forma u otra • Los participantes podrán ofrecer capacidad sobre la base de su potencia nominal, ajustada <i>ex ante</i> en base a parámetros que representan disponibilidad de las tecnologías (de-rating). El agente que deberá decidir estos criterios es REE aunque se propone que estos se basen en el desempeño histórico de las tecnologías y que sean actualizados anualmente • La nueva potencia seguirá los mismos criterios si bien tendrá que haber una doble validación una vez entre en funcionamiento de forma previa al año de entrega (ej. test de estrés) • Se podrían valorar criterios adicionales por tecnología ligados a la capacidad real a disposición del sistema (nivel embalse en bombeo, contratación peajes CCGTs, con comprobación de cumplimiento en Y-1, etc.)




Respecto a los productos, en el contexto de sobrecapacidad del sistema eléctrico español y el reto de atraer la inversión y solventar los problemas de “missing money” de algunos agentes, la visibilidad y antelación de las entregas cobran gran importancia

Principios de diseño

		Propuesta de diseño			
<p>Productos</p>	Frecuencia del mecanismo	<ul style="list-style-type: none"> El proceso de previsión, análisis de necesidades y actualización del mecanismo tendrá carácter anual (el mercado de comercializadores/capacidad o bien las subastas, se realizarán anualmente) pero será necesario que existan calendarios del OS a 10 años vista con un primer preanálisis de la capacidad a subastar/negociar) 			
	Entrega del producto	<ul style="list-style-type: none"> Producto de entrega a largo plazo (al menos 4 años de antelación) que dará visibilidad y señal de precio a los proveedores de capacidad e inversores de nueva potencia Producto de entrega a corto plazo (al menos un año de antelación) que servirá de ajuste debido a la existencia de pronósticos de demanda más precisos, atracción de la demanda, posible solución transitoria a la capacidad transfronteriza 			
	Duración de los contratos	Producto de largo plazo <ul style="list-style-type: none"> Contratos anuales Excepto para nueva capacidad y reacondicionada 	Producto de corto plazo <ul style="list-style-type: none"> Contratos anuales 		
	Producto transitorio	<ul style="list-style-type: none"> Debido a la urgencia con que debe tramitarse el mecanismo (aprobación <i>fast-track</i>), hasta la implementación completa del mismo, debe desarrollarse una solución o mecanismo transitorio que permita solventar el problema actual al que se enfrentan las tecnologías marginalistas. Es decir, que de forma independiente a los plazos anteriormente expuestos, se articule una alternativa para que éste este operativo, idealmente, a mediados de 2022 – principios de 2023 			
	Hibernación	<ul style="list-style-type: none"> El mecanismo de capacidad debe ir acompañado de elementos que permitan la libre salida (desde el punto de vista práctico), o hibernación temporal, de la potencia que no perciba el mecanismo o no le compense sus pérdidas 			

Si se decide plantear el mecanismo centralizado con comprador único (operador del sistema), lo anterior habría de articularse con base en los siguientes puntos

Elementos particulares del modelo centralizado

Propuesta de diseño – Modelo centralizado	
 Operativa	Participación transfronteriza <ul style="list-style-type: none"> • Sí, previa certificación en línea con metodología ENTSOE y monitorización por el TSO • Planteamos un mecanismo transitorio similar al caso belga: reserva de capacidad transfronteriza de la subasta Y-4 en el año para subasta en el Y-1 (dimensionada por REE) de potencia transfronteriza certificada
	Supervisión <ul style="list-style-type: none"> • La CNMC deberá analizar el resultado de las subastas de capacidad y llevar a cabo la emisión de los informes pertinentes así como controlar que no exista ningún tipo de práctica que pueda afectar a la competitividad en el mecanismo • REE controlará y supervisará la capacidad real disponible en el sistema y podrá realizar test de disponibilidad a los adjudicatarios sin previo aviso
	Penalizaciones <ul style="list-style-type: none"> • Si un proveedor de capacidad no cumple sus obligaciones de entrega, o no supera el régimen de pruebas aplicado a los proveedores de capacidad, se le aplicarán cargos de penalización • El ratio de penalización se debería establecer como un porcentaje del precio marginal de la subasta, a pagar aquellas horas de incumplimiento de la obligación • Deberían existir límites de penalización • Para la nueva capacidad también existirán penalizaciones por el incumplimiento del desarrollo de la nueva potencia
	Financiación del mercado de capacidad <ul style="list-style-type: none"> • Consideramos que lo oportuno es que el coste regulado de la medida sea un sobre coste del mercado (enfoque continuista con los actuales ingresos de los pagos por capacidad) • El coste de la subasta se integrará en el precio de la energía, que se imputa al comercializador a través del perfil de su compra (generando señal de que la potencia también es un servicio) • REE debería comunicar al Ministerio/CNMC el coste total de la subasta (duración de los contratos, capacidad adjudicataria, precio...)

El desarrollo de los mecanismos de capacidad como elemento necesario para poder desarrollar la libertad de cierre y la hibernación

Libertad de salida y principios configuradores de la normativa europea del mercado interior electricidad

Marco normativo

Directiva (UE) 2019/944 sobre el mercado interior de la electricidad

- Los Estados Miembros garantizarán que **no existan barreras injustificadas** dentro del mercado interior **para la salida** del mismo (Art. 3.3).
- Mercado interior compatible con la libre circulación de mercancías, la libertad de establecimiento y la libre prestación de servicios del TFUE.

Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad

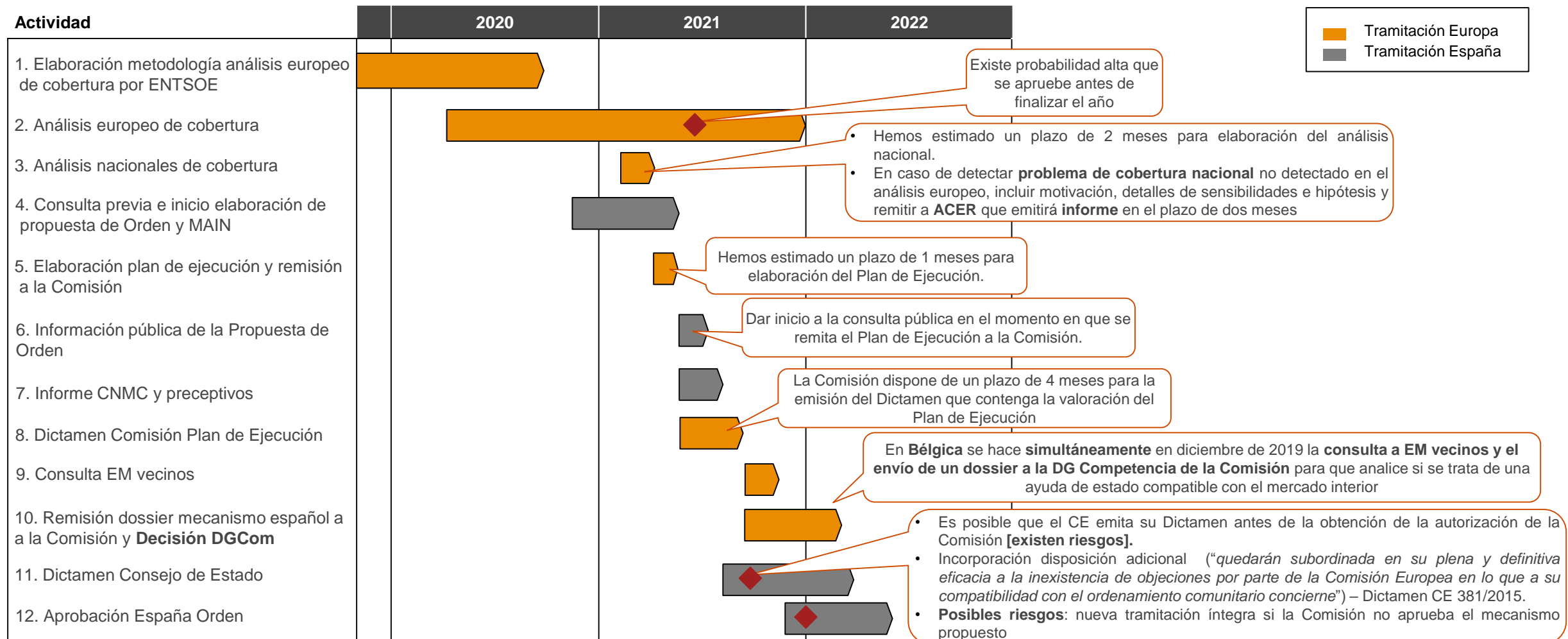
- Las normas del mercado **permitirán la salida de empresas en función de su evaluación de la viabilidad económica** de sus operaciones (Art. 3.n).
- La metodología del análisis europeo de cobertura debe incluir la evaluación de la probabilidad de cierre y suspensión de actividad (Art. 23.5.b).

Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020

*“Un efecto potencialmente nocivo de las ayudas estatales con objetivos medioambientales y energéticos es que impidan que los mecanismos del mercado ofrezcan resultados eficientes al recompensar a los productores más eficientes e innovadores y presionando a los menos eficientes para mejorar, reestructurarse o abandonar el mercado. Ello podría dar lugar a una situación en la que, debido a las ayudas concedidas a algunas empresas, unos competidores más eficientes o innovadores (por ejemplo, dotados de una tecnología diferente, posiblemente menos contaminante) que de lo contrario podrían penetrar en el mercado y crecer, no estén en condiciones de hacerlo. A largo plazo, **interferir en el proceso competitivo de entrada y salida puede asfixiar la innovación y ralentizar las mejoras de productividad en todo el sector.**”*

Hoja de ruta para la aprobación del mecanismo de capacidad español

Plazos medios de aprobación para nuevos mecanismos de capacidad



Gracias

[pwc.com](https://www.pwc.com)

El presente documento ha sido preparado dentro del ámbito del proyecto “*Asesoramiento en el diseño de un propuesta de mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico Español*” para Sedigas y según los términos de nuestra carta de contratación. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. (en adelante, PwC) no acepta ninguna responsabilidad ante terceros que pudieran hacer uso del contenido de este Informe, sin la aceptación previa de PwC.

PwC, sus socios, empleados o colaboradores no garantizan (ni implícita ni explícitamente) la exactitud ni la suficiencia de la información contenida en este Informe ni asume ningún tipo de compromiso, obligación ni responsabilidad frente a nadie que actúe sobre la base de la información contenida en este Informe y tome alguna decisión basada en el mismo.

© 2020 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.