



# **Pagos por capacidad en España: situación actual y perspectivas**

**Dr. Pablo Villaplana Conde**  
**Director Mercados Derivados de Energía, CNE.**

**XVI Reunión anual de ARIAE**  
**Cartagena de Indias, 20 de marzo de 2012**

- 1. Mercado solo energía**
- 2. Mercados con pago por capacidad y Tipología de pagos por capacidad**
- 3. Regulación de los pagos por capacidad en España (Orden ITC/2794/2007)**
- 4. Contexto energético en España**
- 5. Modificación mecanismo pagos por capacidad: Orden ITC/3127/2011 de 18 de noviembre**
- 6. Posibles alternativas**

- **Mercados solo energía:** la única fuente de ingresos es el precio de la energía producida y vendida.
  - ▶ En momentos de escasez el precio debería aumentar hasta alcanzar un nivel que refleje el valor (medio) de la energía no suministrada.
  - ▶ El nivel de precios es la variable que induce la entrada de nueva inversión (ciclos de inversión). Generadores existentes obtienen rentas de escasez que induce la realización de nuevas inversiones por parte de generadores nuevos o existentes.

⇒ **Existencia de periodos “ocasionales” de precios elevados que reflejan situaciones de escasez que (a) permiten recuperar los costes de inversión y (b) son la base (señal) del mecanismo para alcanzar el nivel adecuado de inversión.**

- ▶ Problemas (“fallos de mercado”):
  - ▶ Seguridad de suministro tiene ciertos elementos de bien público
  - ▶ Limitada elasticidad de la demanda al menos en el corto plazo (limitada capacidad para determinar el precio en situaciones de escasez)
  - ▶ Limitada elasticidad de la oferta (“barreras a la entrada”): Renta de escasez vs. poder de mercado.
  - ▶ Existencia de límites de precios (“price cap”).

⇒ **“Missing money”** : en la práctica diseños de mercado solo energía pueden no ser capaces de generar las señales correctas (incentivos) que permiten alcanzar un nivel óptimo de seguridad de suministro.

- El **Reino Unido** se encuentra actualmente en un proceso de **reforma** del sector eléctrico, y entre los elementos principales de la reforma se encuentra el desarrollo de un mecanismo de **mercado de capacidad**.
  - *“The GB electricity market has historically delivered secure and reliable supplies. But there is a **significant risk the market will no longer deliver the level of security of supply it has historically delivered**, principally because potential revenues in the energy-only market may not incentivise sufficient investment in capacity”*, DECC, Diciembre 2011
- En la próxima década se espera una **reducción de la capacidad disponible** en torno al 20% (cierre esperado de 19.1 GW de centrales de carbón (regulación UE sobre grandes plantas emisoras de CO<sub>2</sub>) y centrales nucleares (fin vida útil)
- El incremento de generación vía **energías renovables** no gestionables e intermitentes
  - Tecnologías gestionables operarán menor número de horas y con mayores cambios en su perfil de producción si bien aumenta la necesidad de su papel como “backup”
  - *“These factors are likely to exacerbate market failures in the electricity market as the increased unpredictability of the market potentially makes investment in flexible capacity more difficult”* (DECC, diciembre 2011)

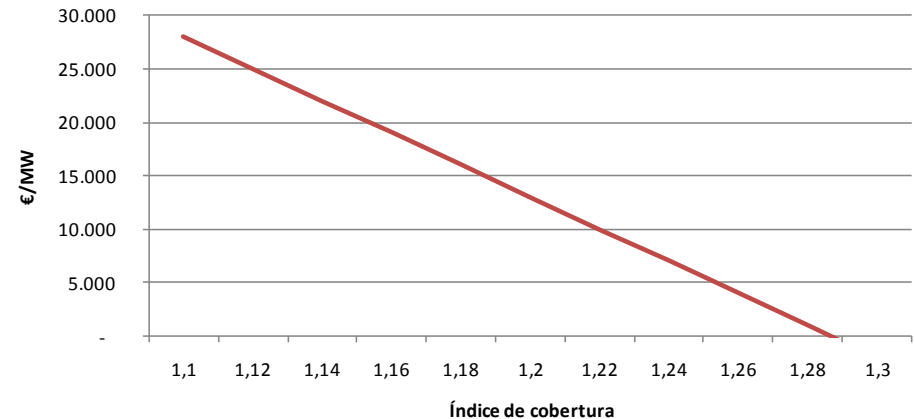
- **Mecanismos de pagos por capacidad:** mecanismo que permite asegurar el nivel de capacidad deseado con antelación al periodo de suministro.
  - Retribuye la capacidad (compra la capacidad de generación por adelantado) fomentando que se alcance el nivel de inversión deseado (seguridad de suministro) en la fecha futura deseada
  - Retribuyendo por adelantado estabiliza los flujos de caja del inversor y reduce la incertidumbre del proyecto (efecto sobre la rentabilidad exigida por los inversores). Mitiga el problema de “missing money”
  - Tiene cierto potencial para mitigar saltos (“spikes”) en los precios.
  - Puede reducir incentivos a los generadores de producir esos saltos a través de comportamientos no competitivos en el mercado de energía (“retirada de capacidad”)
- **Mecanismos de pagos de capacidad**
  - **Pagos administrativos.** Ejemplo España
  - **Mercados de capacidad**
    - Bilaterales (obligaciones de contratación por adelantado a los comercializadores). Ejemplo: Francia
    - Organizado/centralizado: autoridad central (autoridad regulatoria) establece el mecanismo. Ejemplo: Colombia, PJM, NY, New England

- **Pago por capacidad en España: Mecanismo de fijación de precio administrativo**
  - **Orden ITC/2794/2007**, modificada posteriormente por la Orden ITC/3127/2011 de 17 de noviembre
  - Previamente, “garantía de potencia”
  
- Bajo el concepto de **pago por capacidad** se incluyen **dos servicios**
  - **Incentivo a la inversión** en capacidad a largo plazo: promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión
  - Servicio de **disponibilidad a medio plazo**: contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior a 1 año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en periodos de punta
  
- La justificación existencia de dos pagos es que la fiabilidad de suministro puede entenderse como la suma de seguridad en el muy corto plazo (mercados de operación del OS); y
  - **Suficiencia**: existencia de suficiente capacidad instalada y esperada en el futuro para responder la demanda de largo plazo (incentivo a la inversión)
  - **Firmeza**: gestión de capacidad de producción orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en el medio plazo (servicio de disponibilidad)

# Mecanismo de pago por capacidad en España (II)

## Orden ITC/2794/2007: Incentivo a la inversión

- **Orden ITC/2794/2007: Incentivo a la inversión** (II expresado en €/MW/año)
  - **20.000 €/MW/año** para instalaciones entre 1 enero 1998 y fecha entrada vigor Orden ITC/2794/2007. Duración del pago: **10 años**
  - Para instalaciones posteriores a 2007, retribución ligada al índice de cobertura
    - Si  $IC < 1,1$ ;  $II = 28.000$ .
    - Si  $1,1 \leq IC$ ;  $II = 193.000 - 150.000 \times IC$ .



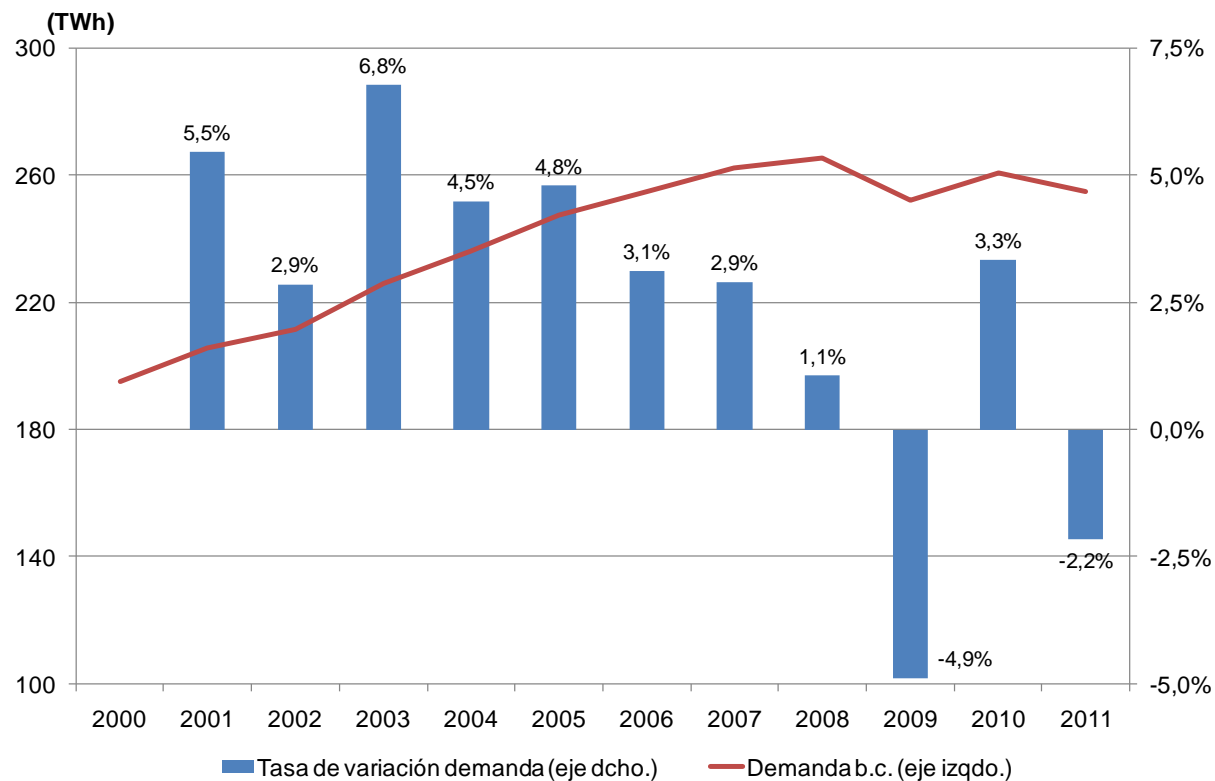
- **El esquema basado en el IC NO llegó a aplicarse nunca (falta de aprobación del procedimiento de cálculo del IC)**
- Se prevé la posibilidad de realizar subastas para la asignación del incentivo a la inversión (por ejemplo si el índice de cobertura se situaba por debajo de 1,1)

- El **servicio de disponibilidad** establecido en la Orden ITC/2794/2007 **no se ha desarrollado completamente**.
  - Servicio de disponibilidad únicamente fue definido de forma transitoria para el periodo de enero a julio de 2008
  - Desde agosto 2008 hasta la aprobación de la Orden ITC/3127/2011 de 18 de noviembre de 2011 no fue desarrollado ni aplicado.
  
- A finales de 2011 se desarrolla el servicio de disponibilidad (y se incrementa el incentivo a la inversión) a través de la Orden ITC/3127/2011 de 18 de noviembre
  - La propuesta de Orden fue informada por la CNE (informe 26/2011, accesible en la web). El informe de la CNE de 15 de septiembre no consideró apropiado la aprobación de la propuesta en base a varios factores (metodológicos, de incremento de coste para el consumidor), entre ellos el actual contexto de sobrecapacidad (enfoque seguridad de suministro).



- Crisis económica que ha supuesto que la demanda de energía eléctrica en 2011 se sitúe en 255 TWh (niveles similares a los del año 2006)
- Fuerte proceso inversor en tecnologías de generación desde el año 2000, principalmente en ciclos combinados y renovables (eólica)
  - Ciclos Combinados: 25.269 MW
  - Eólica: 21.106 MW
- Elevado margen de cobertura (desde 2008 el margen de cobertura ha superado el 20%)
- Reducción del número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados
  - Efecto adicional del mecanismo de restricciones técnicas por garantía de suministro (preferencia de producción de centrales de carbón nacional)

# Demanda anual (GWh) y tasa de variación (Datos de 2000 a 2011)



## **Demanda energía eléctrica (b.c.)**

*Año 2006: 257 TWh*

*Año 2007: 262 TWh*

*Año 2008: 265 TWh*

*Año 2009: 252 TWh*

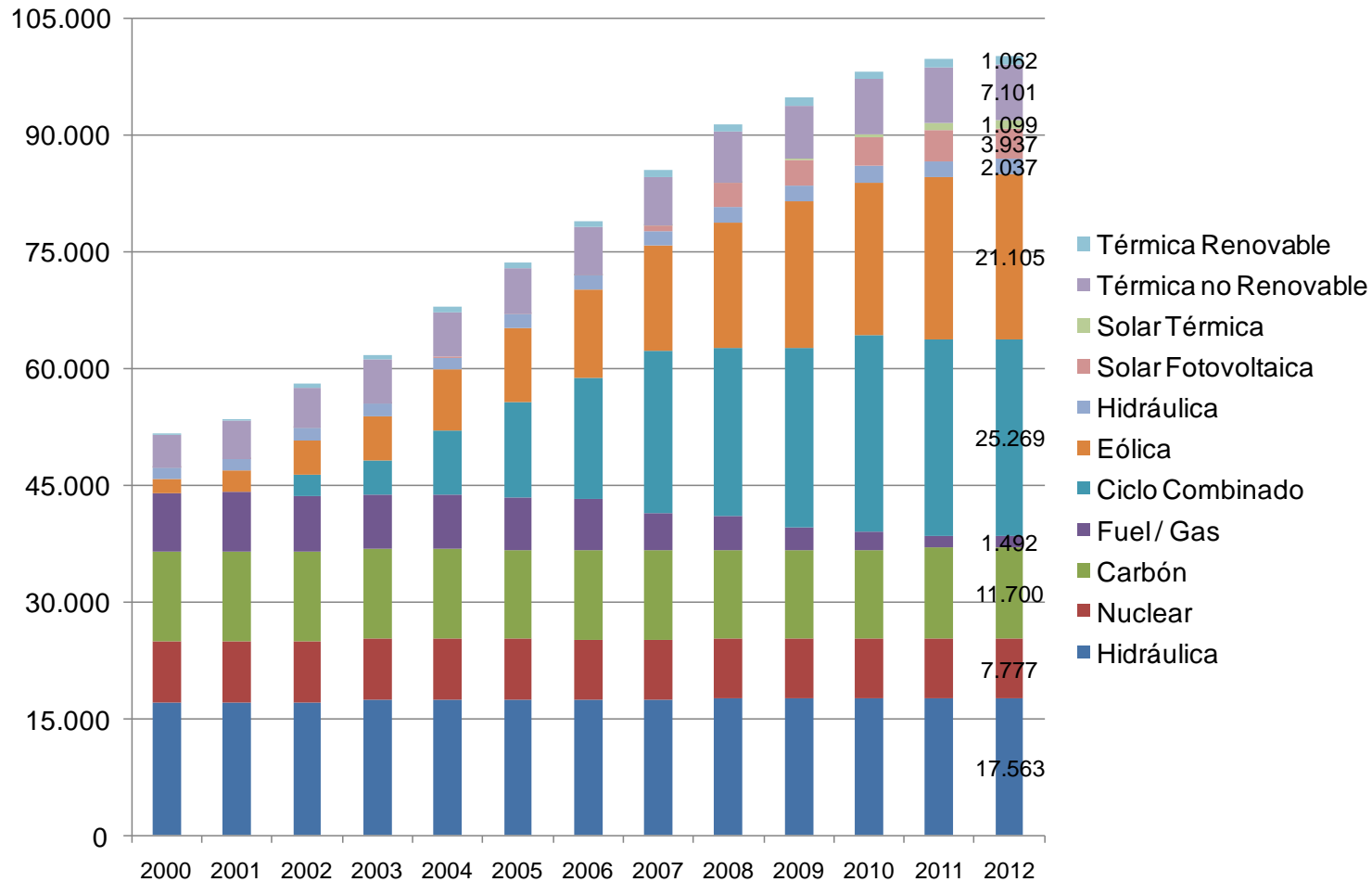
*Año 2010: 260 TWh*

*Año 2011: 255 TWh*

Fuentes: elaboración propia con datos de los informes anuales de REE

# Potencia anual instalada por tecnología (MW)

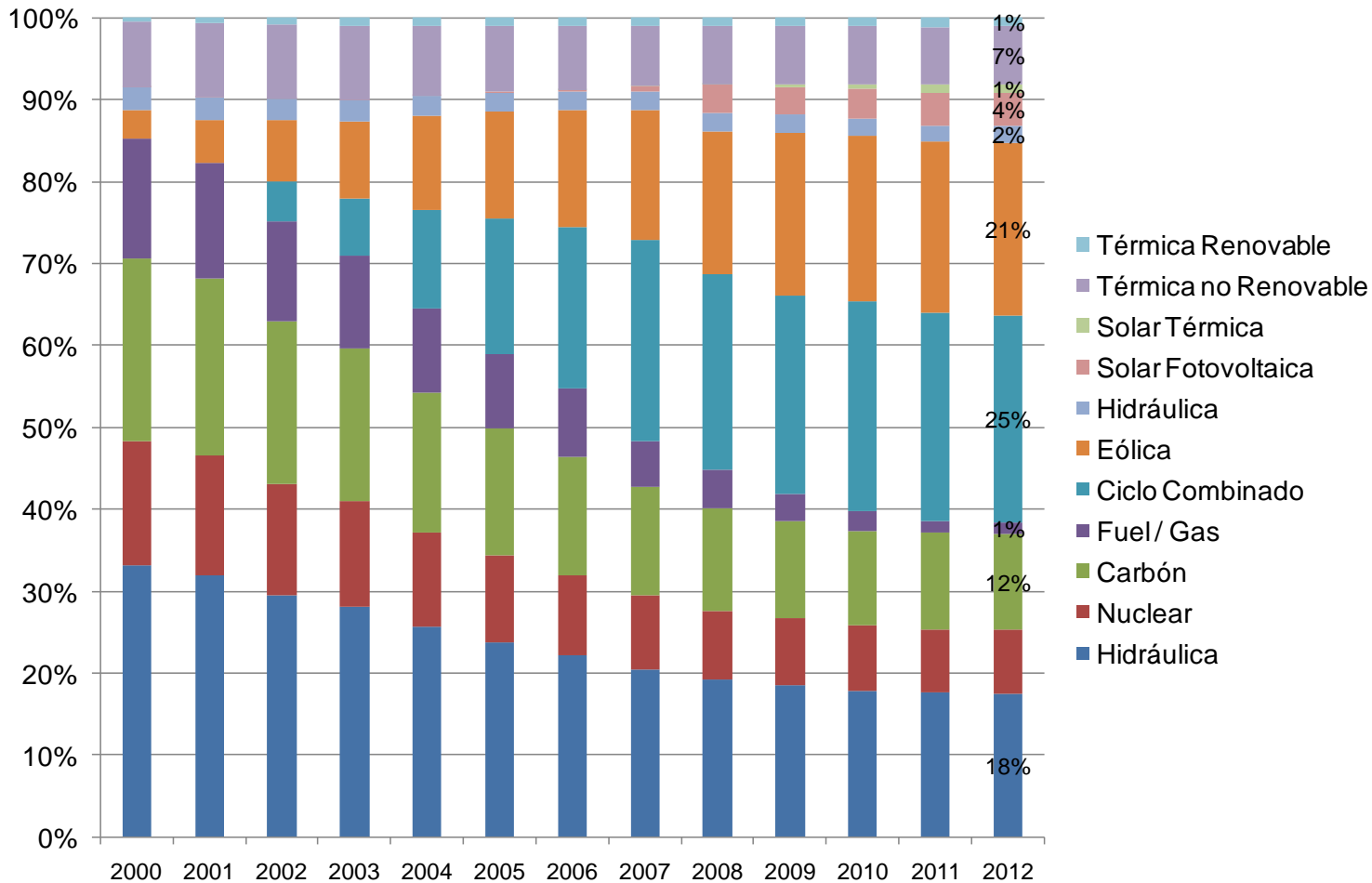
(Datos de 2000 a 2012)



Fuente: elaboración propia con datos de potencia instalada a 31 de diciembre de REE  
 (Datos de 2012 con potencia instalada a 31 de enero)

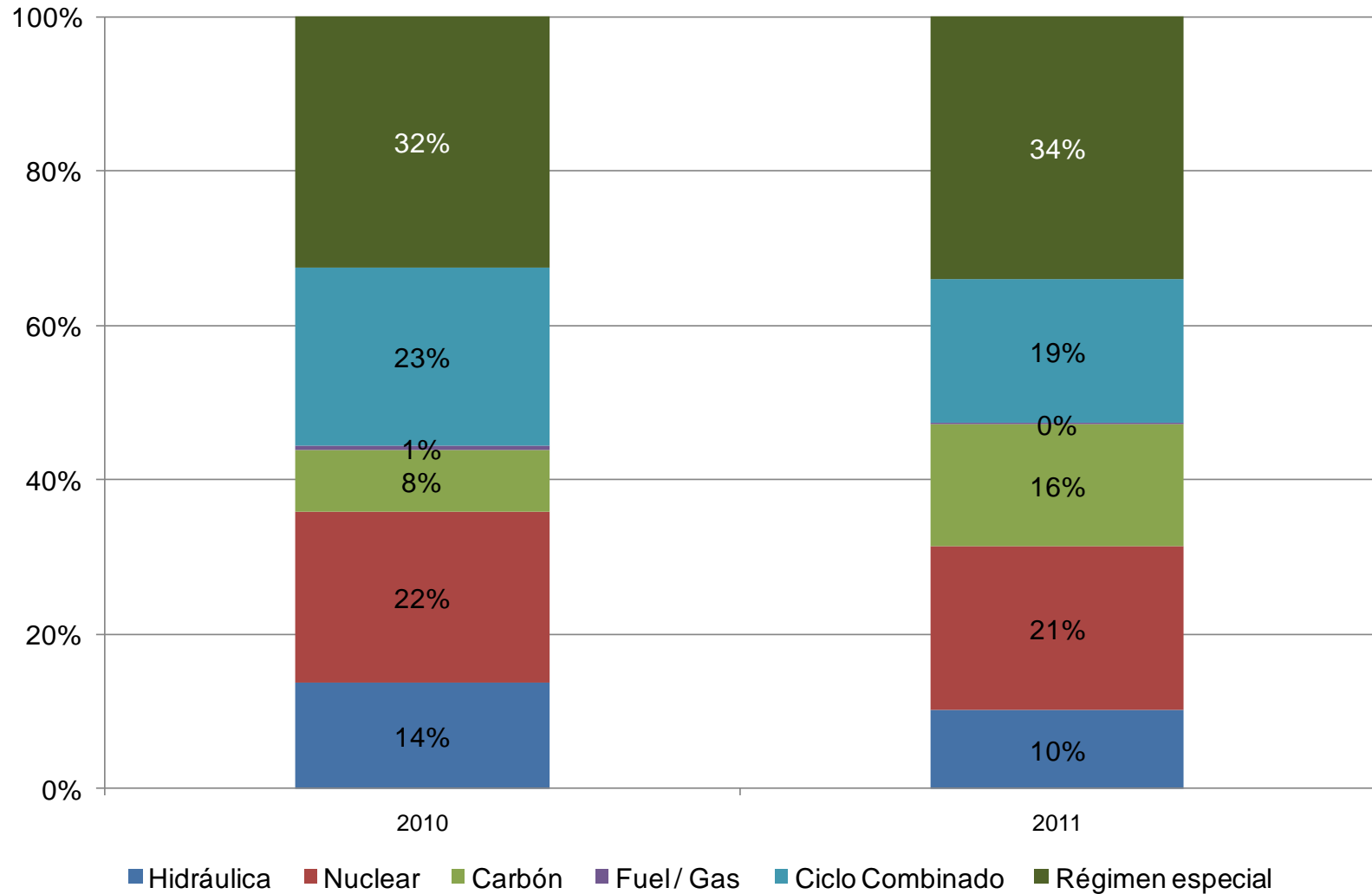
# Potencia anual instalada por tecnología (%)

(Datos de 2000 a 2012)

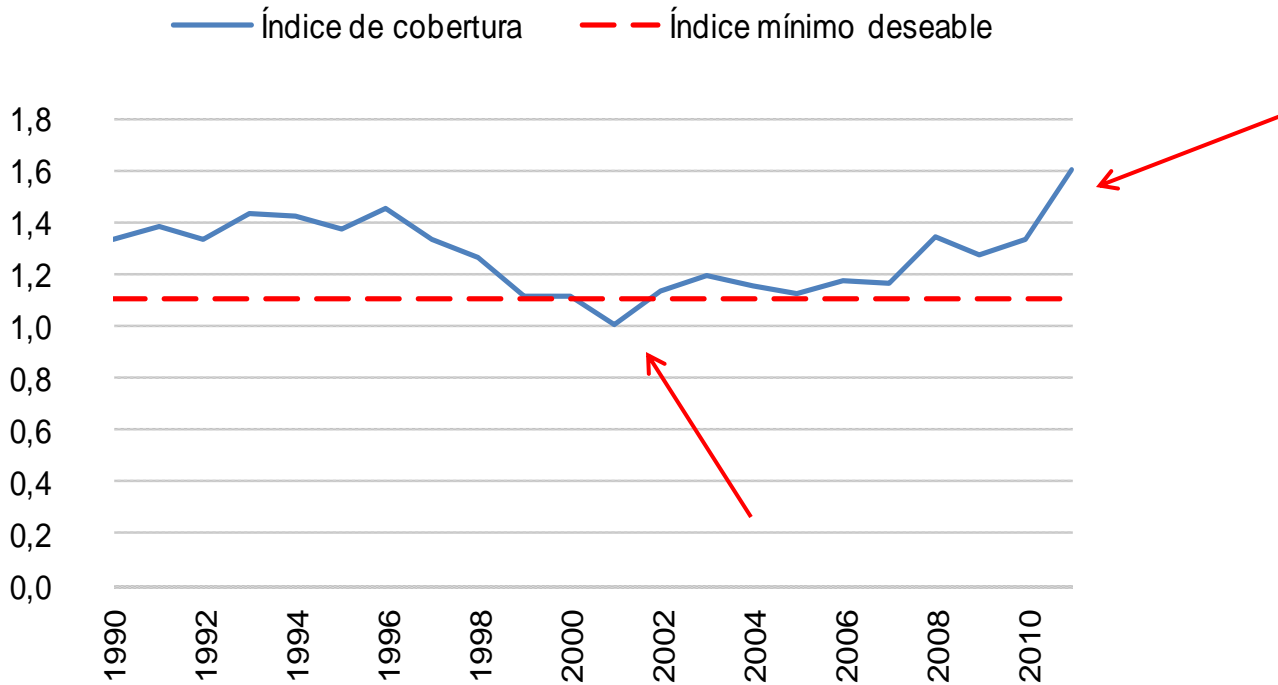


Fuente: elaboración propia con datos de potencia instalada a 31 de diciembre de REE  
(Datos de 2012 con potencia instalada a 31 de enero)

# Producción anual por tecnologías



# Evolución del margen de cobertura

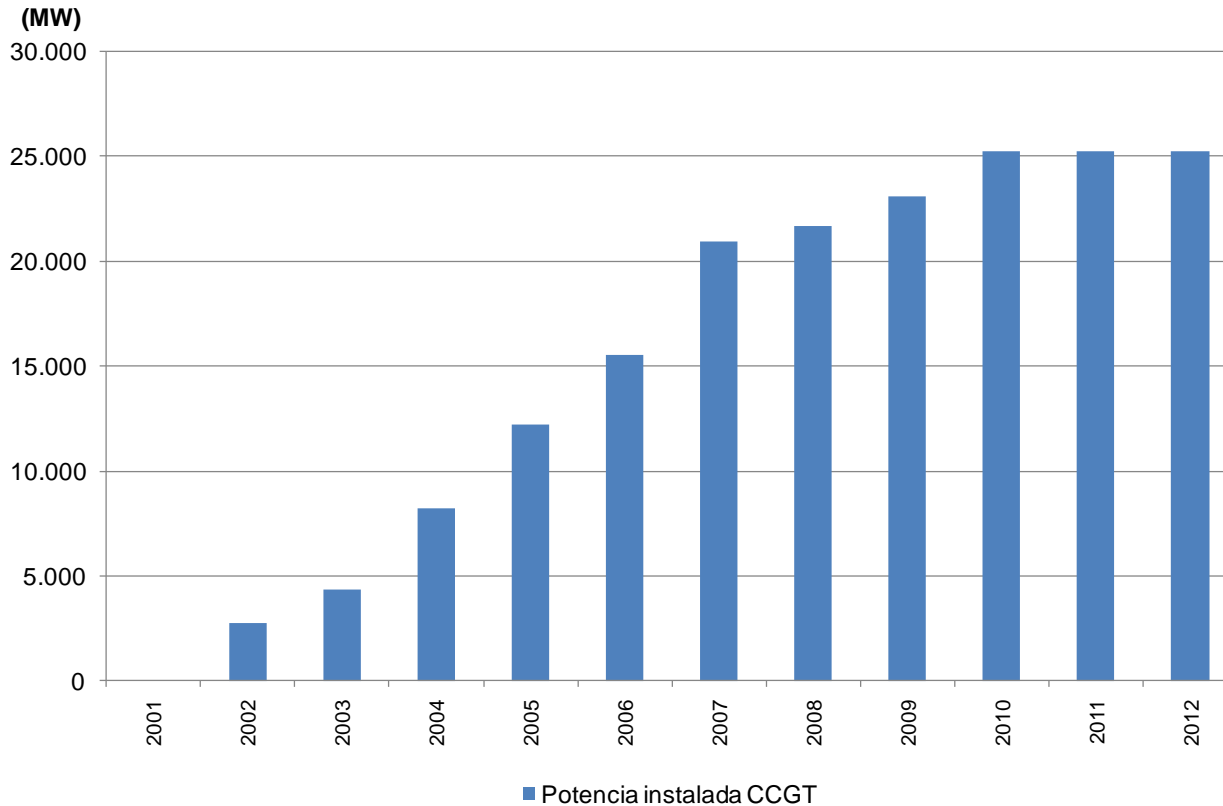


Fuentes: datos REE

Índice de cobertura calculado para la punta máxima del año teniendo en cuenta:

- Térmica del régimen ordinario: potencia neta menos la potencia indisponible por revisión y por fallo.
- Hidráulica del régimen ordinario: estimación de potencia hidráulica disponible teniendo en cuenta las reservas hidráulicas del día de la punta
- Régimen especial: producción disponible

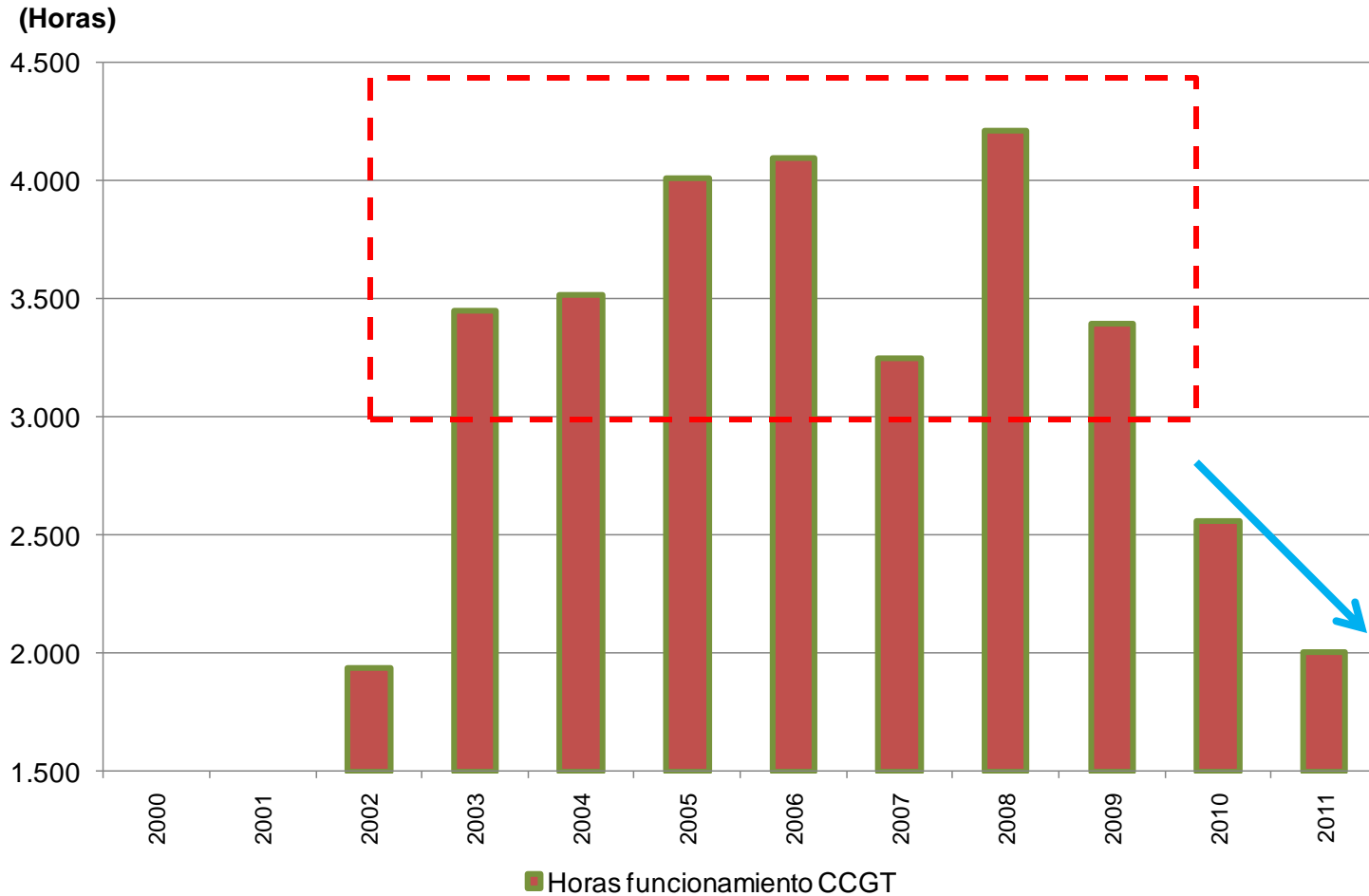
# Potencia anual instalada en ciclos combinados de gas (MW)



Titulares de CCGT	Potencia Neta (MW)
GAS NATURAL FENOSA	6.822
IBERDROLA	5.797
OTROS	3.056
ENDESA	2.884
EON	1.997
HC	1.693
AES	1.199
GDF SUEZ	791
CEPSA	390
REPSOL	196
<b>Total</b>	<b>24.825</b>

Fuente: elaboración propia con datos de potencia instalada a 31 de diciembre de REE  
(Datos de 2012 con potencia instalada a 31 de enero)

# Funcionamiento de ciclos combinados: horas anuales equivalentes



Fuentes: datos REE



# Mecanismo de pago por capacidad en España (II)

Orden ITC/3127/2011 de 18 de noviembre

- La Orden ITC/3127/2011 de 18 de noviembre **modifica algunos aspectos del mecanismo de pagos por capacidad existente**
  - *“Crisis económica ha supuesto una ruptura de la senda evolutiva de la demanda” , “compromiso para producir el 20% de la energía primaria a partir de fuentes de energía renovable en 2020”*
  - Modifica el **incentivo a la inversión** aumentándolo hasta los **26.000 €/MW/año**.
  - **Regula el servicio de disponibilidad** con el objeto de promover la disponibilidad de instalaciones de RO en un horizonte temporal de un año
    - ▶ **Año móvil:** 15 de diciembre de 2011 a 14 de diciembre de 2012
    - ▶ Retribución: en función de la **potencia neta instalada** (MW) y de un índice de **disponibilidad**:

$$RSD_{ij} = a * ind_j * PN_i$$

$RSD_{ij}$ : Retribución anual del grupo i correspondiente a la tecnología j.(€)

a: retribución anual por disponibilidad (€/MW)

$ind_j$ : disponibilidad de la tecnología j (en términos unitarios)

$PN_i$ : potencia neta del grupo i (MW)

dic 2011-dic 2012	
Valores	
Indice a	5.150 €/MW
Indice $ind_j$ :	
- Centrales carbón	0,912
- Centrales CCGT	0,913
- Centrales fuel-oil	0,877
- Centrales hidráulicas bombeo y embalse	0,237

# Posible desarrollo de un nuevo mecanismo de pagos por capacidad basado en mecanismos competitivos I

- La propuesta de Orden fue informada por la CNE (informe CNE 26/2011 accesible en la web)
- La CNE consideró que cabía mejorar la propuesta y que no era apremiante la publicación de la Orden. Las mejoras debían considerar al menos:
  - *Análisis de las ventajas e inconvenientes del uso de mecanismos de fijación del precio, frente a **mecanismos de fijación de cantidades para la seguridad de suministro***
  - ***Procesos de subastas**, tanto para el servicio de disponibilidad como para el incentivo a la inversión, sin discriminación por tecnologías*
  - *Incentivar la **capacidad disponible firme** para ambos productos/servicios*
- La Orden ITC/3127/2011 establece que la CNE deberá elaborar una propuesta de pagos por capacidad que contenga:
  - ▶ Propuesta de mecanismo competitivo que permita garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo dotando a dicho sistema de los incentivos adecuados para llevar a cabo inversiones eficientes
  - ▶ Propuesta de mecanismo de pagos por capacidad que dote al sistema eléctrico de un margen adecuado a través de la disponibilidad, teniendo en cuenta la existencia de los mecanismos disponibles actuales.

# Posible desarrollo de un nuevo mecanismo de pagos por capacidad basado en mecanismos competitivos II

- Actualmente, esquema actual de pagos por capacidad basado en un esquema administrativo con dos pagos diferenciados: incentivo a la inversión y pago por disponibilidad
- Contexto energético actual caracterizado por la crisis económica y fuerte proceso inversor anterior

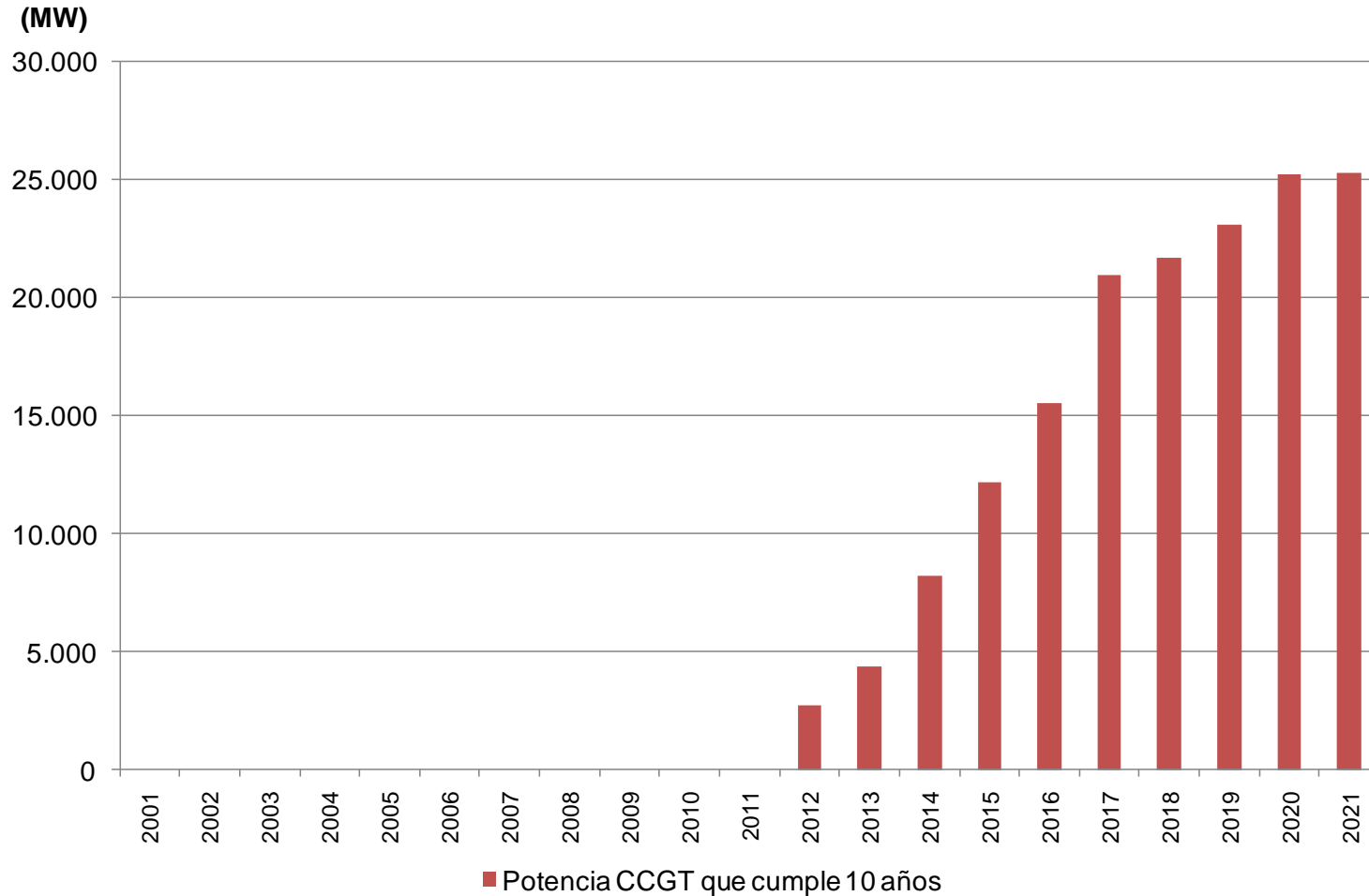
## DESARROLLO DE UN ESQUEMA DE PAGOS POR CAPACIDAD BASADO EN MECANISMOS COMPETITIVOS

- Posible esquema (en fase de análisis previo entre las alternativas posibles): SUBASTA DE **RELIABILITY OPTIONS**
- Producto físico similar a una opción de compra (call), con un precio de ejercicio (Strike price) indexado (“precio de escasez”)
- El generador que resulta ganador en la subasta cobra una prima fija establecida en la subasta (pago anual) – *Pago por capacidad basado en mecanismo competitivo*
- El generador se compromete a producir en el momento que el precio en el mercado de referencia (ejemplo: mercado spot) se sitúa por encima del precio de ejercicio (o a pagar la diferencia en caso de no producir)
- El mecanismo genera de forma automática el incentivo a que el generador esté disponible en momentos de escasez (precios elevados, en particular por encima del precio de ejercicio) – *concepto de incentivo a la inversión y disponibilidad se articulan conjuntamente*

# Posible desarrollo de un nuevo mecanismo de pagos por capacidad basado en mecanismos competitivos III

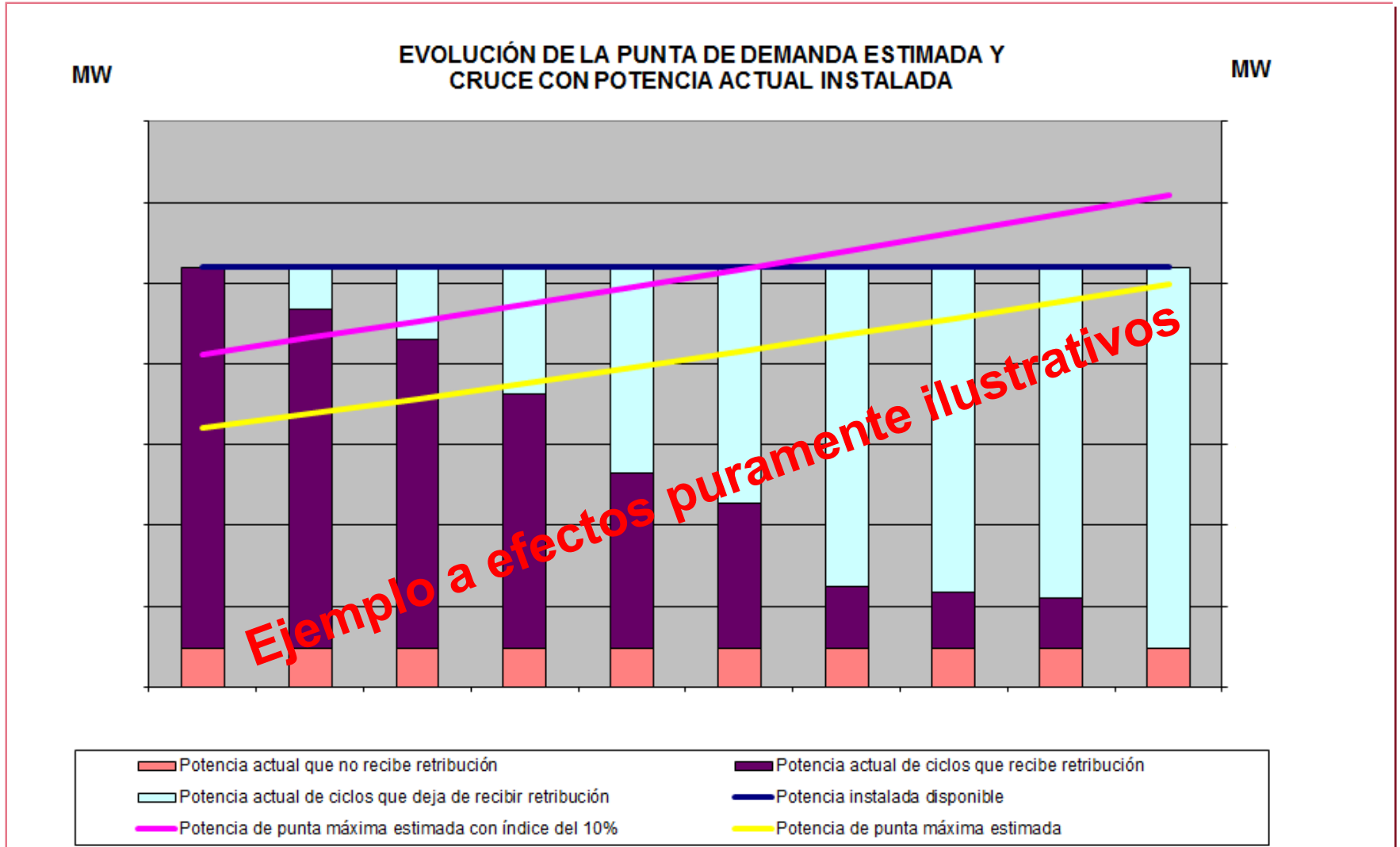
- Desarrollo del esquema básico de “Reliability Options” debe tener en cuenta el marco institucional y las características del mercado donde se desarrolla. Algunos elementos a tener en cuenta (posiblemente no exhaustivo):
  - Pago por capacidad: **incentivo a la inversión /disponibilidad**
    - Concepto de pago por capacidad: ¿debe mantenerse al menos temporalmente el desglose de conceptos incentivo / disponibilidad?.
    - ¿Pago por disponibilidad en fase inicial?. Subastas de disponibilidad (¿discriminando por tecnologías?) de corto plazo durante la fase intermedia. Mecanismo de salida de aquellas instalaciones que lo deseen (¿hibernación?)
  - **Agentes** que participan en la subasta: deben participar generadores **existentes y nuevos** en las subastas de “reliability options”. Elementos diferenciadores (experiencia en mercado de capacidad a plazo de PJM)
  - Tratamiento de **tecnologías**
    - Participación de la demanda. Posibilidad de integración (en el medio plazo) del “servicio de interrumpibilidad”
  - Mecanismos de mitigación de poder de mercado: curva de demanda con pendiente (elasticidad)
  - Etc...

# Potencia en ciclos combinados que cumple 10 años desde su instalación (MW)



Fuente: elaboración propia con datos de potencia instalada a 31 de diciembre de REE  
(Datos de 2012 con potencia instalada a 31 de enero)

# Ejemplo ilustrativo – finalización esquema actual PpC y evolución demanda (punta)



---

**Muchas gracias por su atención.**