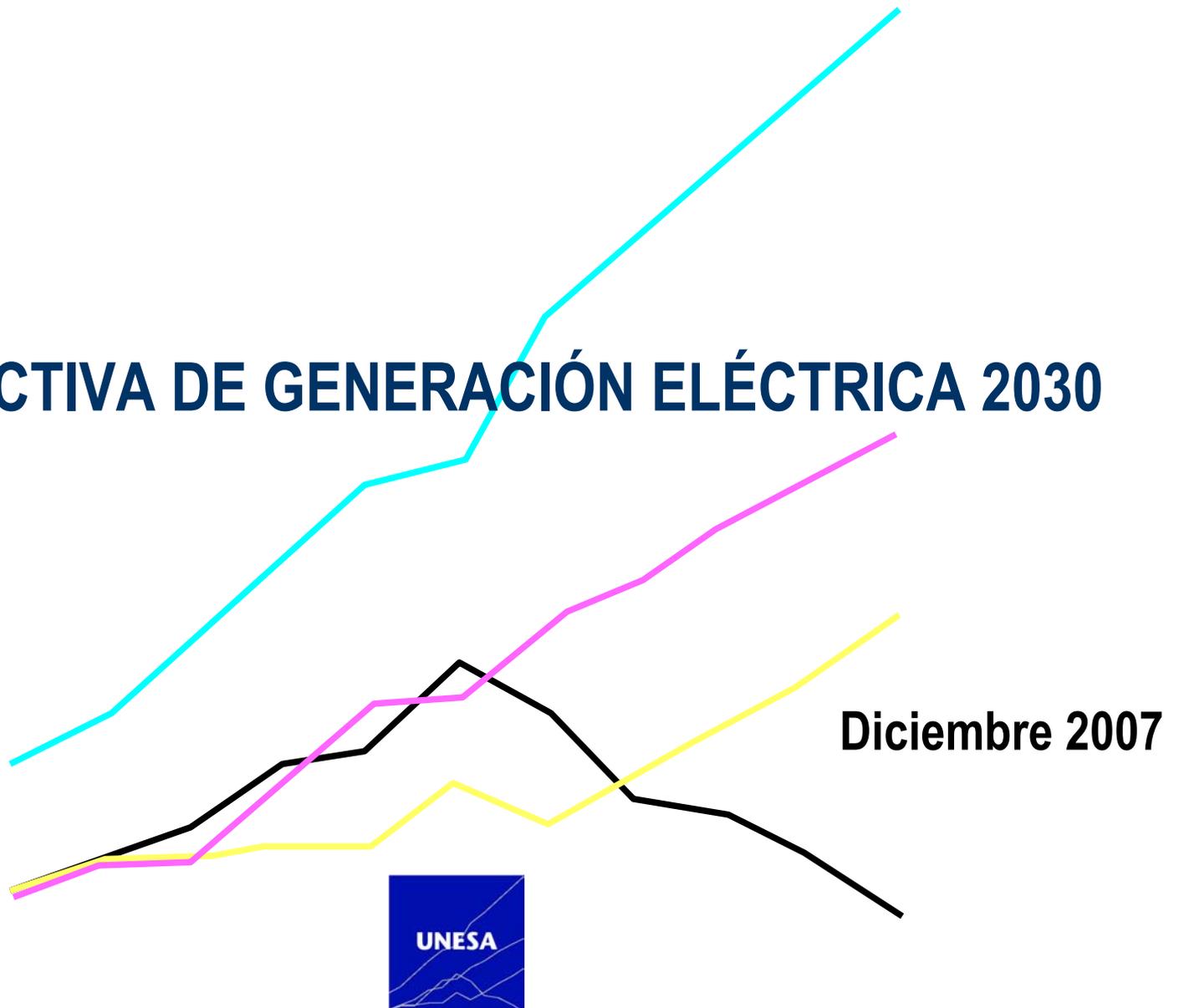


# PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030



# Prospectiva de generación eléctrica 2030

## El informe

# Objetivo del estudio

**▲▲▲ Propuesta que sirva de base para un diálogo abierto con todos los demás agentes del Sector Eléctrico.**

**▲▲▲ Análisis de las posibilidades y alternativas que se vislumbran para atender a la demanda en el horizonte del año 2030.**

**▲▲▲ Objetivo: llegar a un documento de consenso, para ofrecer a los Reguladores, a las Administraciones y al Parlamento la mejor opinión del total del Sector.**

**▲▲▲ En un sistema de mercado, al Sector le corresponde las decisiones de inversión en generación; a las Administraciones la planificación vinculante de redes de transporte.**

# La auditoria de EPRI

*“EPRI considera que el estudio de UNESA es técnicamente sólido y que las conclusiones técnicas son razonables, habida cuenta de las hipótesis y condicionantes considerados en el estudio. EPRI considera que las hipótesis de rendimiento económico y tecnológico utilizadas en el estudio son razonables y plausibles cuando se las compara con datos similares recopilados por EPRI para las mismas tecnologías. EPRI coincide con el enfoque de UNESA de considerar de forma integral un amplio abanico de opciones de tecnologías potenciales de generación en la evaluación de la futura cartera de generación española”.*

# Cuestiones básicas

**1**

**Especial atención a:**

- las opciones nucleares de futuro y de carbón sostenible
- los nuevos desarrollos de las renovables
- el compromiso medioambiental

**2**

**España debiera estar en cabeza en cuanto se refiere a la investigación y el desarrollo de las nuevas tecnologías energéticas y medioambientales**

**3**

**Continuar potenciando lo que históricamente ha sido el punto fuerte del Sector: un mix equilibrado de generación, en el que se incorporen en cada momento las nuevas tecnologías**

**4**

**La gestión del ahorro y la eficiencia energética constituye un factor esencial, sea cual fuere el escenario en el que nos movamos: el 20% de despilfarro**

# Sistemática de trabajo

- **Se basa en la fórmula que tradicionalmente ha utilizado siempre UNESA: el trabajo conjunto de nuestros profesionales con los expertos de cada una de las Empresas asociadas.**
- **Análisis de los distintos escenarios que, sobre bases reales, pueden plantearse de cara al futuro, mediante tres variables principales:**
  - ▶ **Evolución de la demanda a cubrir**
  - ▶ **Tecnologías disponibles**
  - ▶ **Estimación de costes, emisiones e inversiones**
- **Se han analizado dos escenarios y cinco casos de equipamiento de generación.**

# Metodología

- ❑ **Enfoque clásico, mediante un modelo de cobertura de la curva de carga, optimizando la explotación del parque generador.**
- ❑ **Calculando costes de inversión y operativos, e incluyendo todos los costes, con inclusión del CO<sub>2</sub> como coste de oportunidad.**
- ❑ **Con criterios de aprovechamiento de las inversiones recientemente realizadas y comprometidas para los próximos años.**

# Esquema de los trabajos realizados

## Hipótesis

Definición de la demanda a satisfacer

Equipo existente

Hipótesis de bajas de equipo

Nuevos equipos comprometidos para 2011-2013

Equipamiento adicional de EE.RR.

## Proceso iterativo

Definición de Equipo Fijo

Distintas opciones de equipamiento adicional (cinco)

Costes de las tecnologías

Dos escenarios de costes de combustible y derechos de emisión

## Resultados

Necesidades de inversión

Costes operativos

Emisiones de CO2

Dependencia energética

# Prospectiva de generación eléctrica 2030

## Bases del estudio

# Crecimiento de la demanda

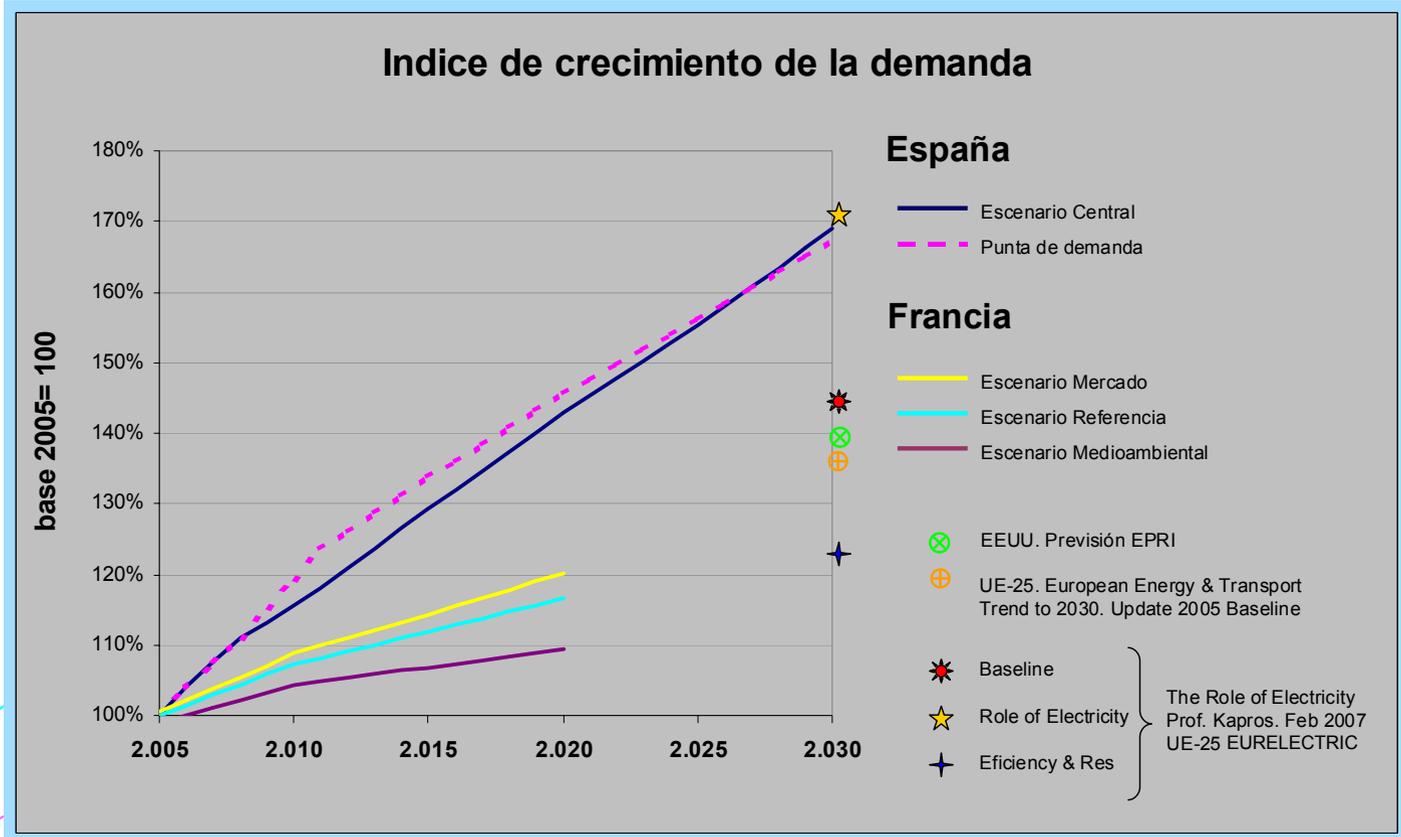
1

- ◆ **Senda de crecimiento moderado de la demanda como resultado de:**
  - Adopción de medidas de ahorro y de mejora de la eficiencia (E4, planes de acción y planes futuros)
  - Repercusión en los precios de los costes reales de la energía y medioambientales.
- ◆ **Aunque superior a la media prevista para la UE.**
- ◆ **Admitiendo un menor crecimiento de la punta de demanda que de la demanda anual a largo plazo.**

# Crecimiento de la demanda

## Evolución de la demanda

	Incremento anual						
	2005	2020	2025	2030	2005-20	2020-30	2005-30
<b>Demanda (TWh bc)</b>	253,4	362,3	394,1	428,8	2,4%	1,7%	2,13%
<b>Punta de demanda (MW bc)</b>	43.100	62.753	67.271	72.113	2,5%	1,4%	2,08%



# Evolución del equipo fijo

(Común a todos los casos)

1

- ◆ **Equipo Fijo:** el presente en todos los equipamientos (que se complementa con el equipo de base que da nombre al caso y el equipo de punta que resulta necesario)
  
- ◆ **Vida útil instalaciones:**
  - **Nuclear,** 60 años.
  - **Carbón,** 40 años ó 15 años adicionales en las CC.TT. reformadas.
  - **Ciclos Combinados,** 30 años.
  - **Hidroeléctrica, Renovables y Cogeneración** se sustituyen por potencia similar al final de su vida útil.

# Evolución del equipo fijo

(Común a todos los casos)

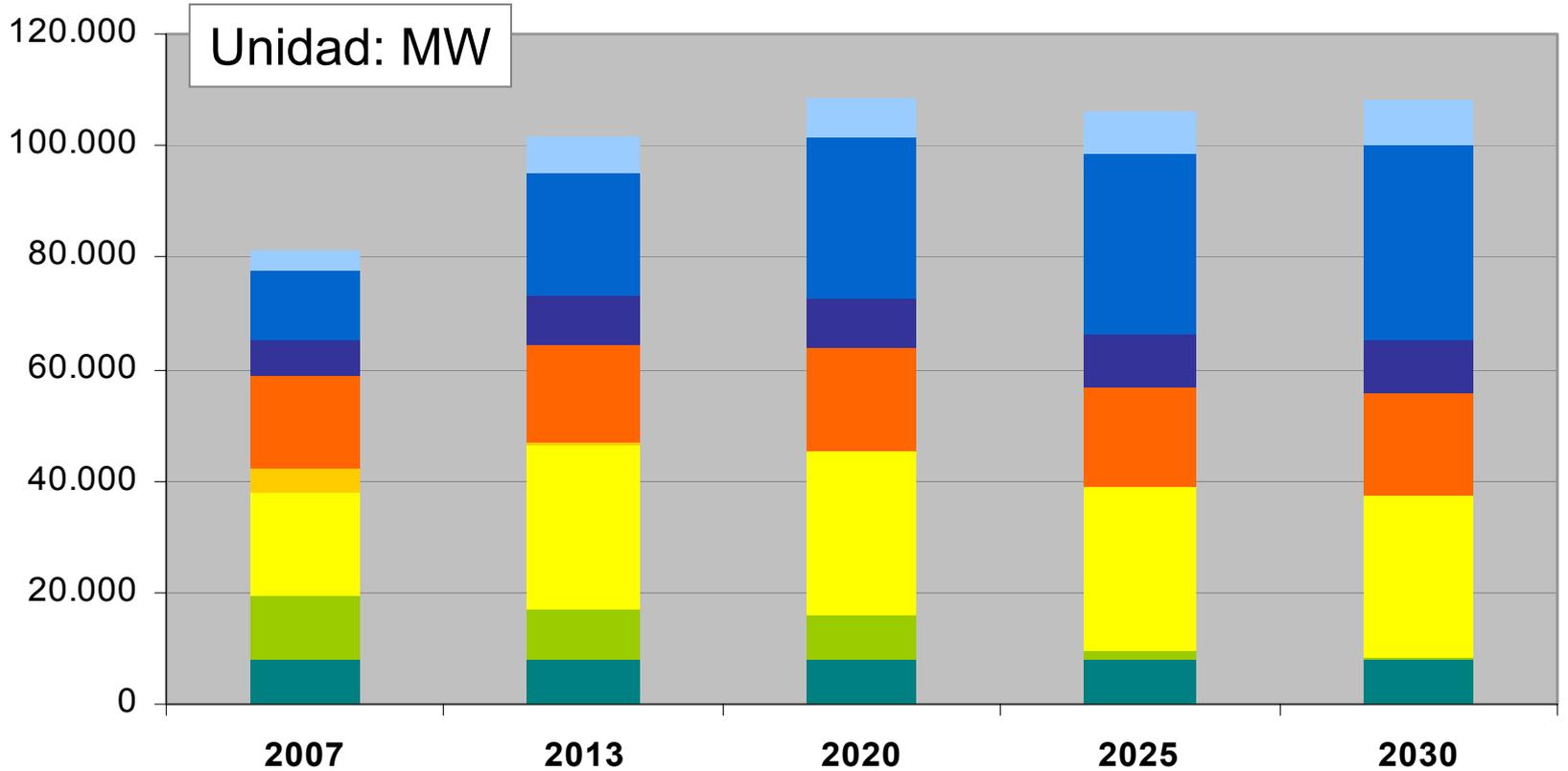
2

- ◆ **Equipo Fijo:** el presente en todos los equipamientos (que se complementa con el equipo de base que da nombre al caso y el equipo de punta que resulta necesario)
  
- ◆ **Incorporaciones:**
  - **Ciclos Combinados:** hasta totalizar 30.000 MW en 2013.
  - **Hidroeléctrica convencional+bombeo:** 700 MW en 2018-19.
  - **Energías Renovables:** cumplimiento objetivos del PER en 2011-13, según tecnologías.
  - **Eólica adicional al PER:** 1.000 MW/año entre 2012-20 y 500 MW/año entre 2021-30.
  - **Fotovoltaica:** 100 MW/año desde 2012 en adelante.

# Evolución del equipo fijo

(Común a todos los casos)

3



Nuclear

Ciclos Combinados

Hidroeléctrica Convencional y Bombeo

Eólica

Carbón

Centrales de Punta (FO+FG)

Cogeneración+Tratamiento Residuos

Resto Renovables

# Evolución del equipo fijo

(Común a todos los casos)

4

## Potencia de Equipo Fijo

Unidad: MW \*

	2007	2013	2020	2025	2030
<b>Nuclear</b>	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728
<b>Carbón</b>	11.547	9.313	8.207	1.710	581
<b>Ciclos Combinados</b>	18.387	29.187	29.187	29.187	29.187
<b>Centrales de Punta (FO+FG)</b>	4.499	520	0	0	0
<b>Hidroeléctrica Convencional y Bombeo</b>	16.670	17.685	18.385	18.385	18.385
<b>Régimen Especial</b>	22.191	37.064	44.964	48.964	51.964
- Cogeneración+Tratamiento Residuos	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100
- Eólica	12.500	22.000	29.000	32.500	35.000
- Resto Renovables	3.191	6.164	6.864	7.364	7.864
<b>Total Equipo Fijo</b>	<b>81.022</b>	<b>101.497</b>	<b>108.471</b>	<b>105.974</b>	<b>107.845</b>

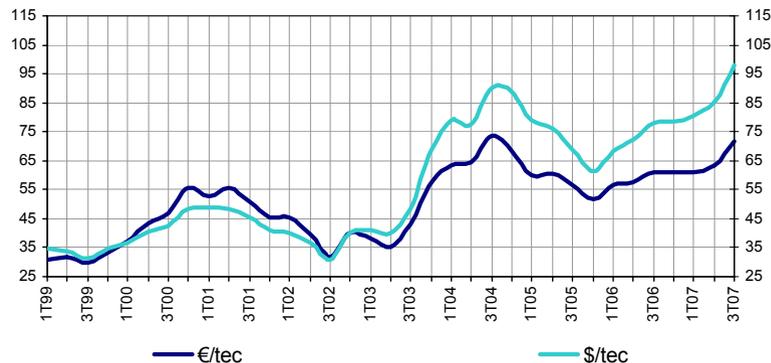
\* Brutos

# Escenarios de costes de los combustibles

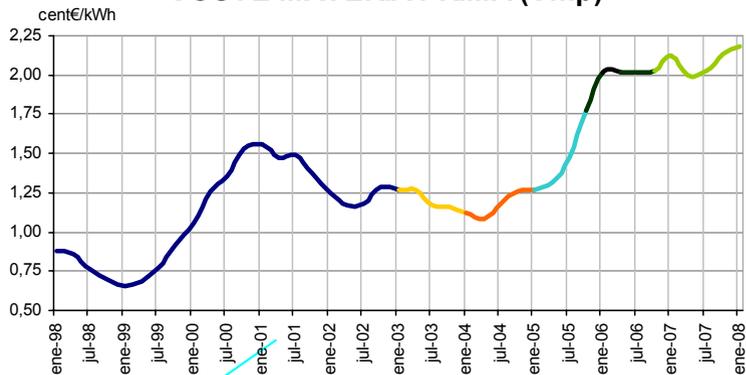
MERCADO EUROPEO DE EMISIONES DE CO2 Precios  
OTC cerrados - Mercado diario



EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN  
Índice MCIS EUROPA trimestral



COSTE MATERIA PRIMA (Cmp)



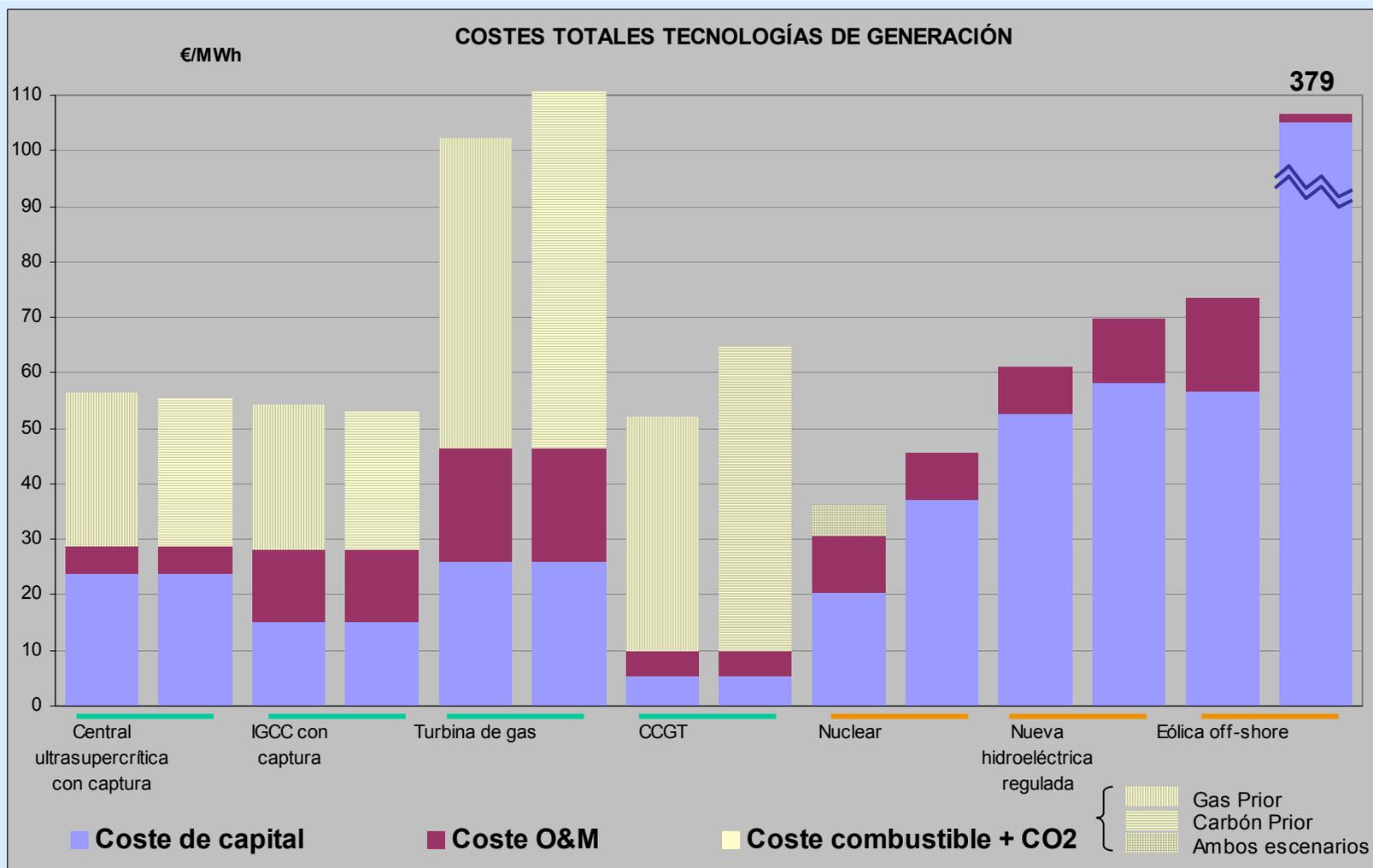
## Escenarios de precios de combustibles y CO<sub>2</sub>

	Escenario Carbón Prioritario	Escenario Gas Prioritario
Precios del gas (€/MWh de PCS)	20	12
Precio del carbón (\$/tec)	70	70
Precio del CO <sub>2</sub> (€/t)	20	30

# Costes de generación en distintas tecnologías

- ◆ Referencias de las empresas eléctricas y estudios de organismos internacionales.
- ◆ Criterios conservadores en las tecnologías desarrolladas.
- ◆ Tendencia a la baja en las tecnologías en desarrollo, relativamente compensada por los mayores requerimientos tecnológicos y los emplazamientos menos rentables.
- ◆ Carbón con captura: necesidad de desarrollo tecnológico y de reducción de costes.
- ◆ Internalizando todos los costes en cada una de las tecnologías, incluidos los de las infraestructuras asociadas:
  - **Nuclear:** ciclo completo del combustible.
  - **Carbón:** incluye coste de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
  - **Gas:** incluye los costes asociados a la cadena de suministro del gas.
  - **Redes:** No incluido el mayor coste de la generación distribuida.
  - **CO<sub>2</sub>:** Incluido como coste de oportunidad.

# Costes de generación en distintas tecnologías de generación contempladas (en moneda constante)



# Equipamientos analizados

1

## EQUIPAMIENTO

Cinco casos de equipamiento analizados \*

Base

**Nuclear**  
**6.500 MW**  
de nueva  
nuclear

**Carbón con captura**  
y almacenamiento  
**6.500 MW**  
de Carbón con  
captura

**Máx. penetración**  
**EE.RR.**  
**27.000 MW** de  
**Renovables**  
adicionales

**Mixto**

**2.600 MW Nucleares +**  
**3.900 MW de Carbón con**  
**captura**

\* Además se incorpora el Equipo Fijo y el Equipo de Punta necesarios para garantizar la cobertura.

# Equipamientos analizados

## Resumen - Potencias Instaladas en 2030 (MW netos)

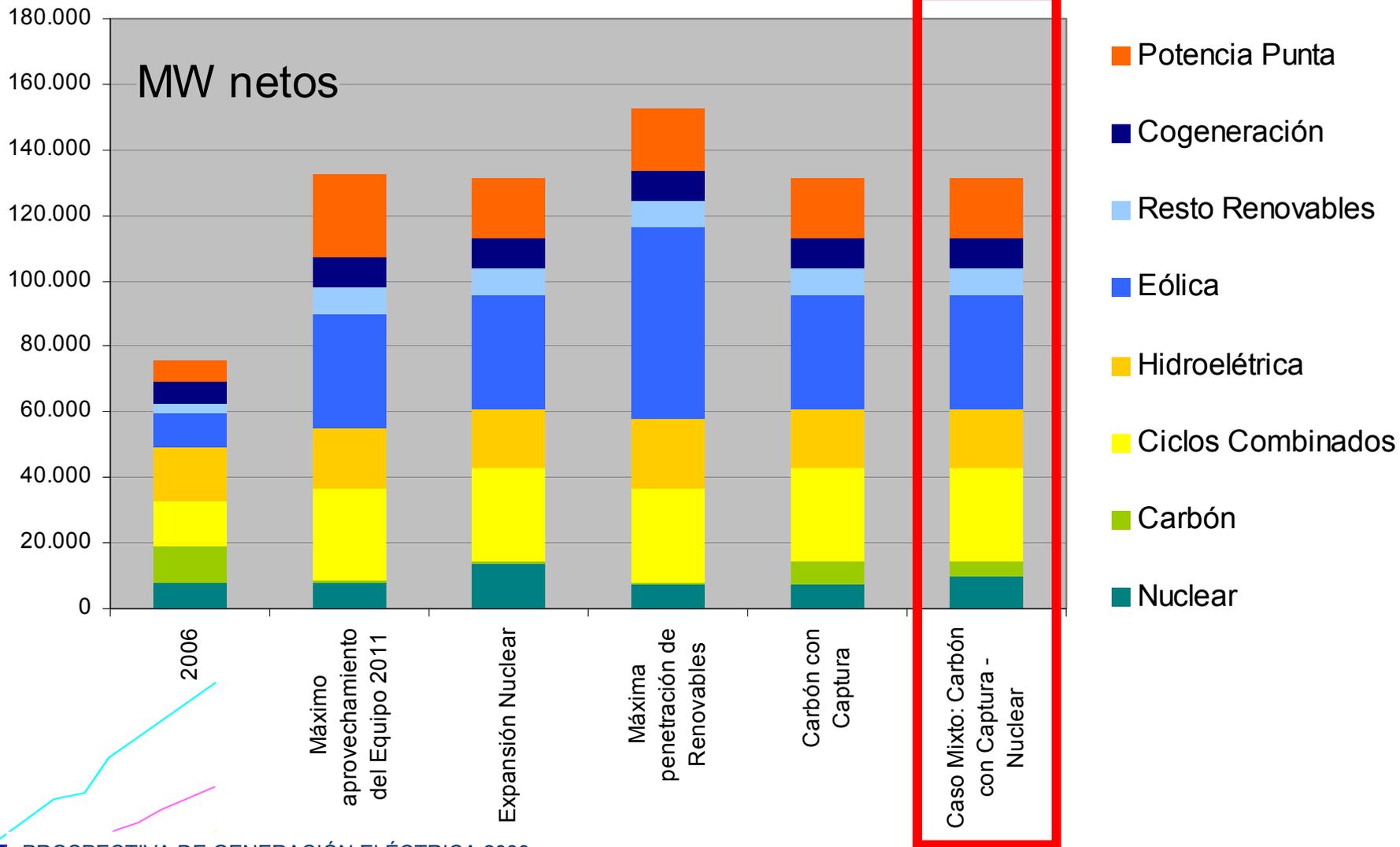
2

### AÑO 2030

Casos:	2006	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Nuclear	7.496	7.496	13.801	7.496	7.496	10.018
Carbón	10.853	562	562	562	6.834	4.325
Ciclos Combinados	13.939	28.384	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	16.407	18.110	18.110	21.360	18.110	18.110
Régimen Especial	20.258	51.964	51.964	75.714	51.964	51.964
<i>Eólica</i>	<i>10.715</i>	<i>35.000</i>	<i>35.000</i>	<i>58.750</i>	<i>35.000</i>	<i>35.000</i>
<i>Resto Renovables</i>	<i>2.798</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>
<i>Cogeneración</i>	<i>6.745</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>
Potencia Punta	6.315	25.202	18.412	19.182	18.651	18.693
<b>Total MW bc</b>	<b>75.267</b>	<b>131.717</b>	<b>131.232</b>	<b>152.698</b>	<b>131.438</b>	<b>131.494</b>

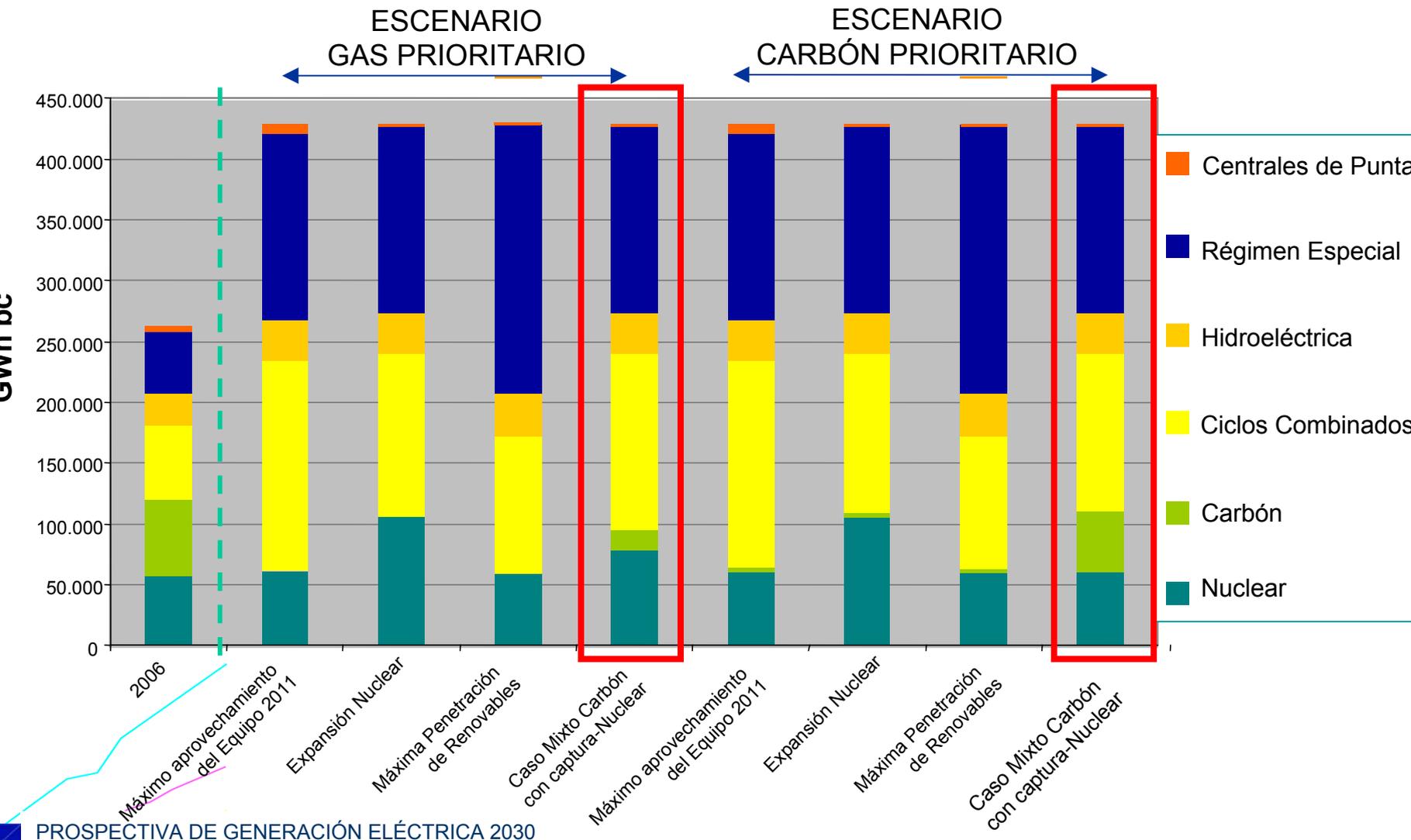
# Equipamientos analizados

## Potencias instaladas en 2030 (MW netos)



# Equipamientos analizados Balances de Generación en 2030

con los distintos Equipamientos y Escenarios de Costes de Combustible



# Equipamientos analizados

## Balances de Generación en 2030

**GWh netos**

	Gas Natural Prioritario			
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Caso Mixto: Carbón con Captura-Nuclear
Nuclear	60.405	105.228	59.804	78.348
Carbón	1.012	255	65	16.879
Ciclos Combinados	173.053	135.216	111.377	145.246
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603
Régimen Especial	153.892	153.892	220.001	153.892
<i>Eólica</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>	<i>151.974</i>	<i>86.500</i>
<i>Resto Renovables</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>
<i>Cogeneración</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	1.806
<b>Total GWh bc</b>	<b>428.773</b>			<b>428.773</b>

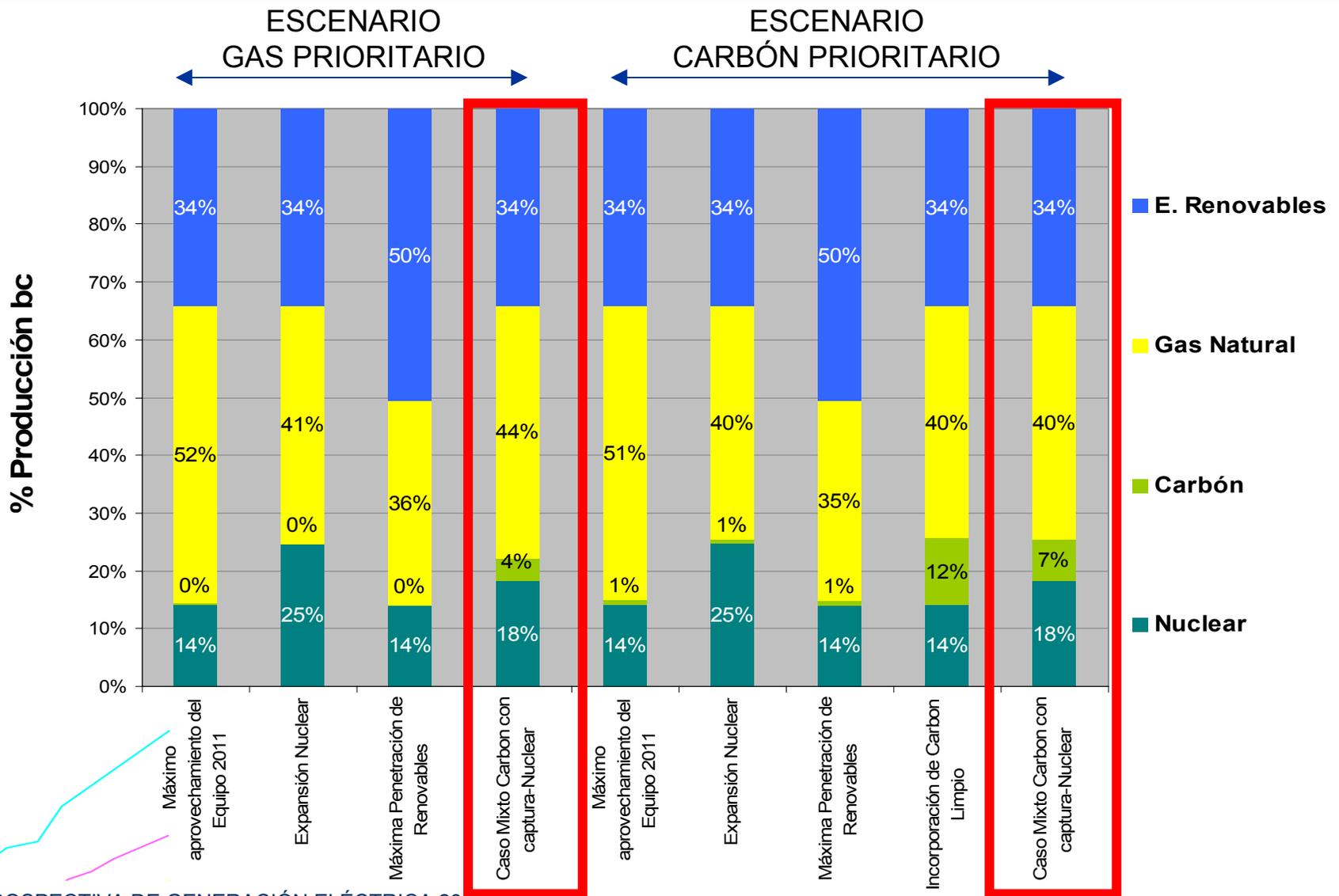
# Equipamientos analizados

## Balances de Generación en 2030

**GWh netos**

	Carbón Prioritario				
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con Captura	Caso Mixto: Carbón con Captura Nuclear
<b>Nuclear</b>	60.405	105.228	59.804	60.405	78.348
<b>Carbón</b>	4.073	3.988	3.763	49.313	31.129
<b>Ciclos Combinados</b>	169.993	131.484	107.680	131.016	131.243
<b>Hidroeléctrica</b>	32.603	32.603	36.232	32.603	32.603
<b>Régimen Especial</b>	153.892	153.892	220.001	153.892	153.892
<i>Eólica</i>	86.500	86.500	151.974	86.500	86.500
<i>Resto Renovables</i>	27.077	27.077	27.077	27.077	27.077
<i>Cogeneración</i>	40.950	40.950	40.950	40.950	40.950
<b>Potencia Punta</b>	7.808	1.580	1.294	1.545	1.559
<b>Total GWh bc</b>	<b>428.773</b>				<b>428.773</b>

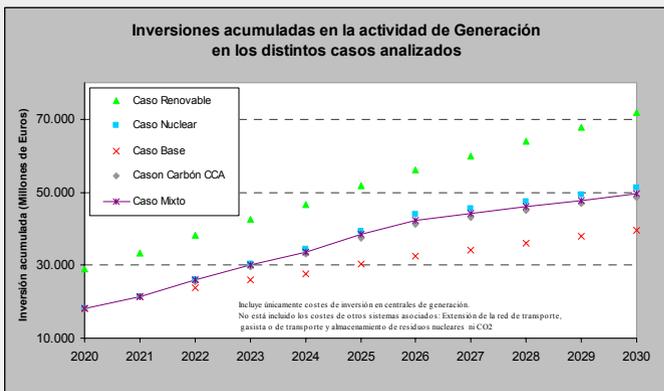
# Estructura de la producción en 2030



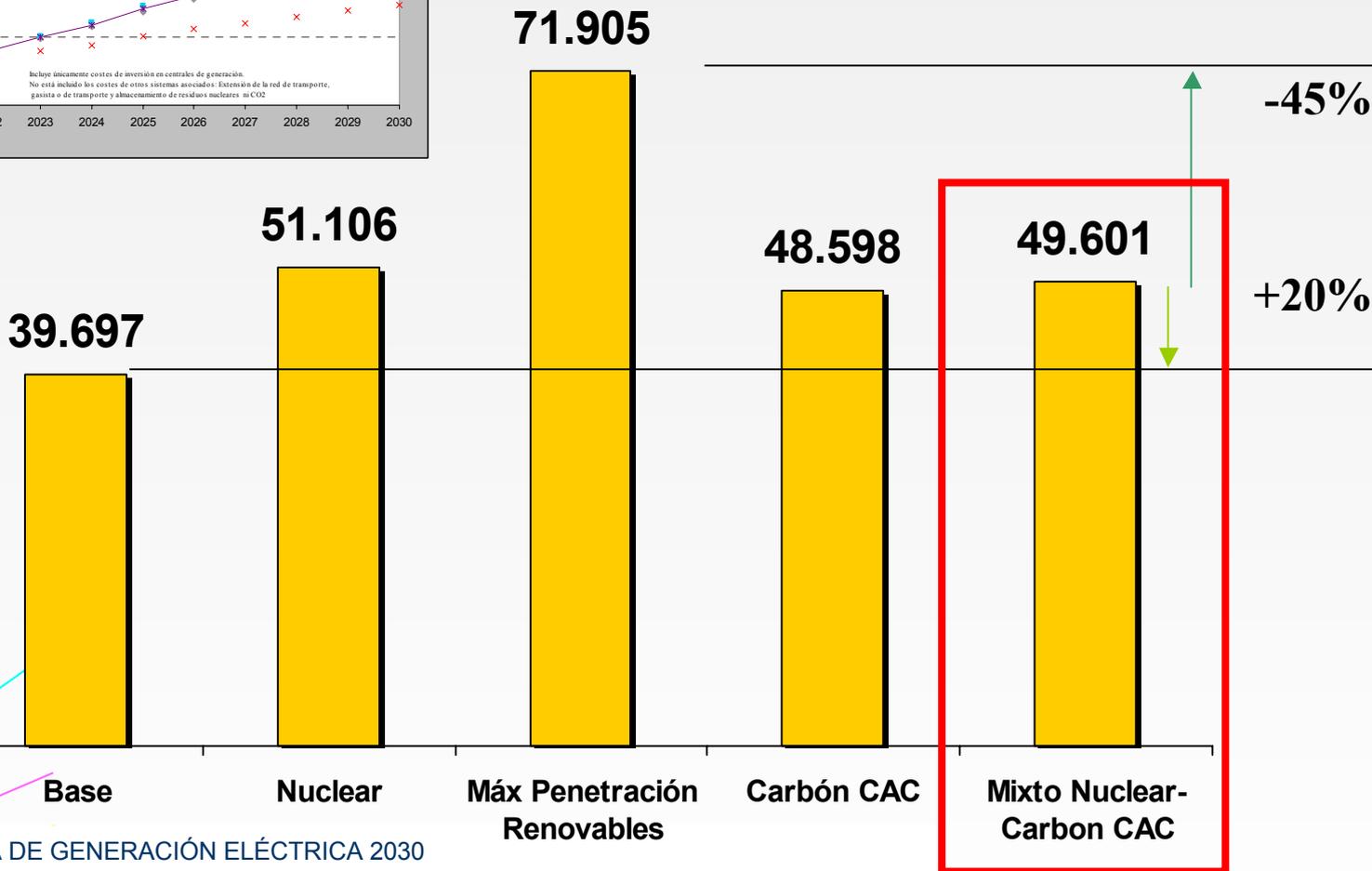
# Prospectiva de generación eléctrica 2030

# Resultados

# Inversiones acumuladas en generación



■ Millones € 2007



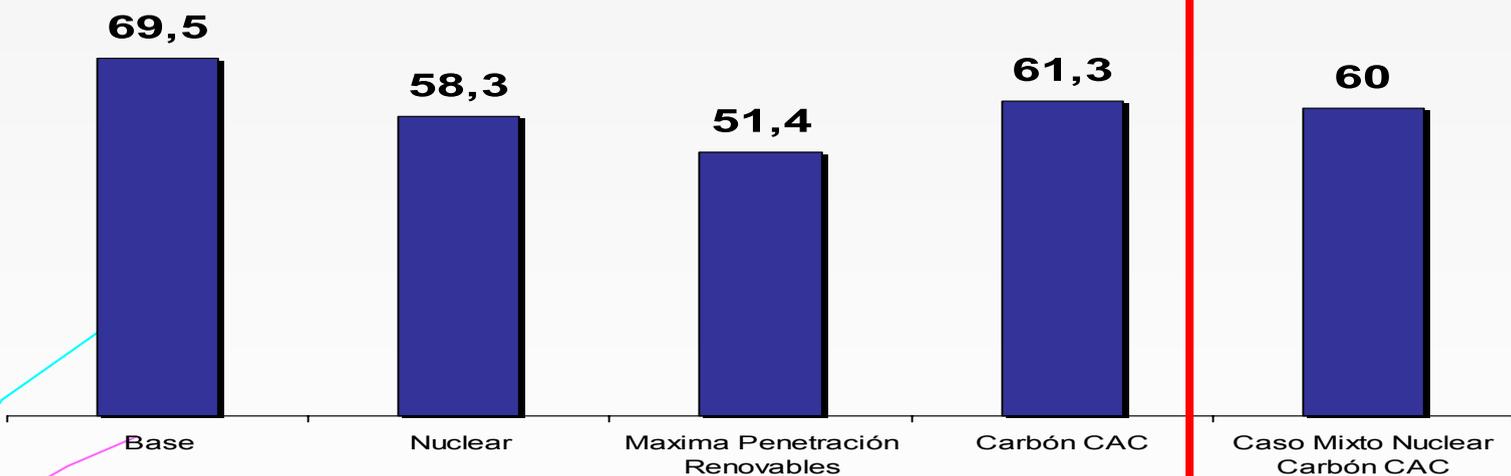
# Emisiones de CO<sub>2</sub>

(Valor medio anual de la década 2020-2030)

Escenario: Gas prioritario



Escenario: Carbón prioritario

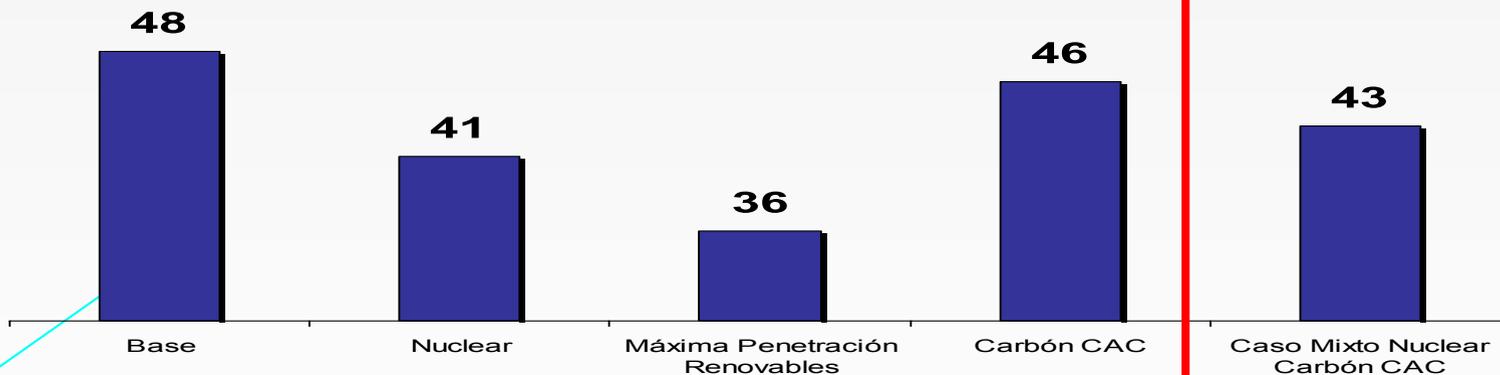


# Dependencia energética

Escenario: Gas prioritario



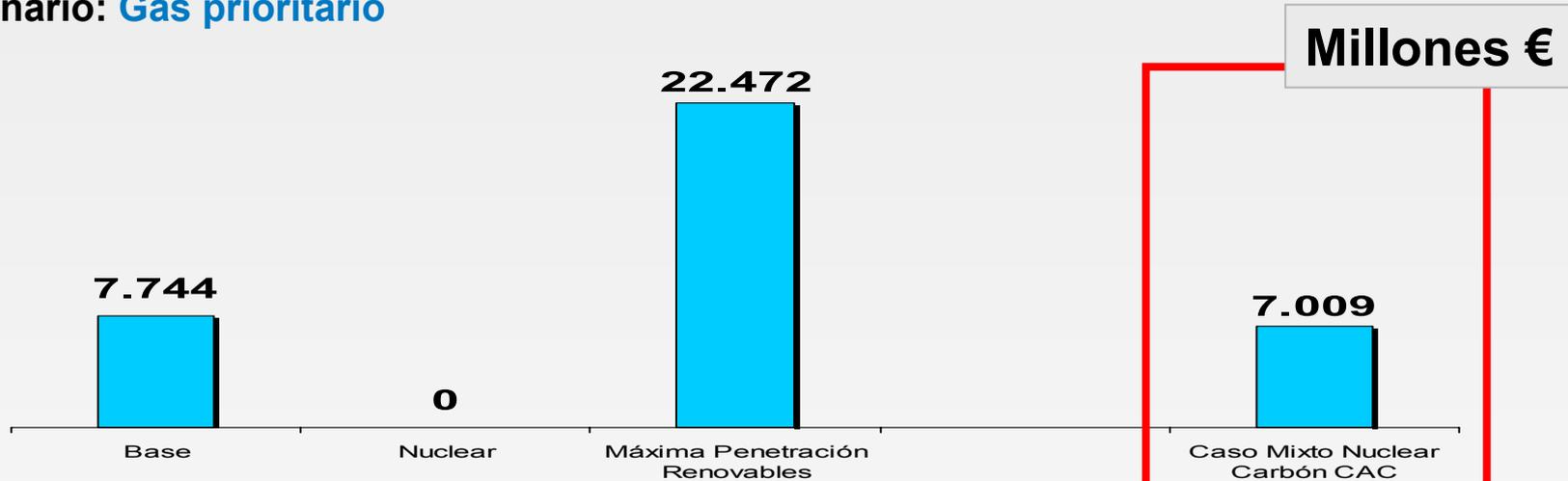
Escenario: Carbón prioritario



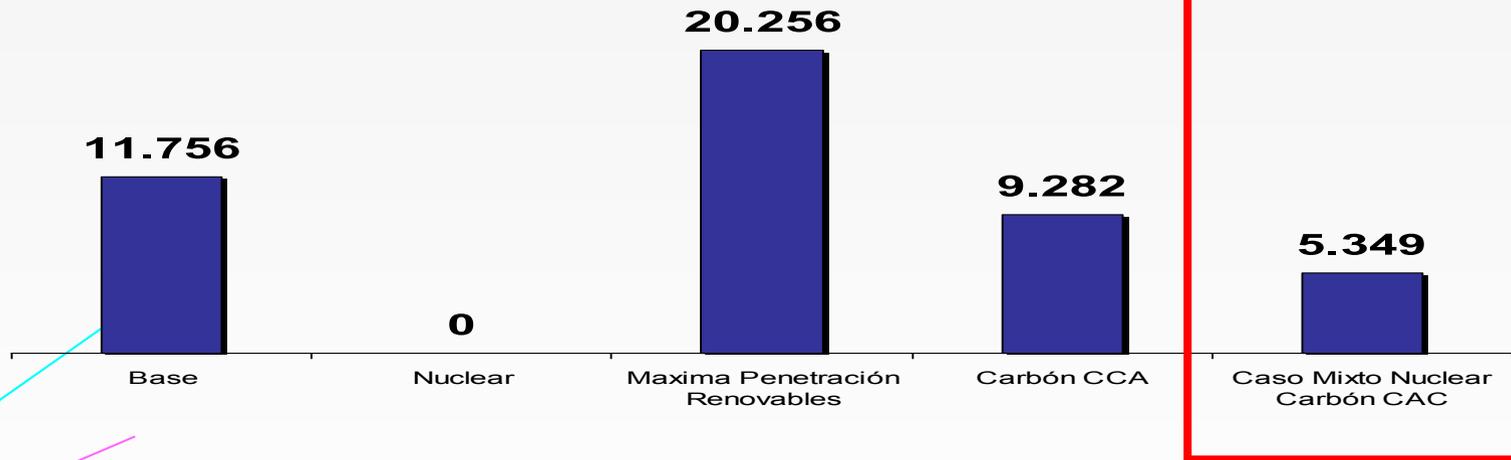
# Diferencia de costes totales acumulados 2020-2030\*

(Combustibles+ O&M+ Coste CO2+ Costes de Capital+ Retribución del Régimen Especial)

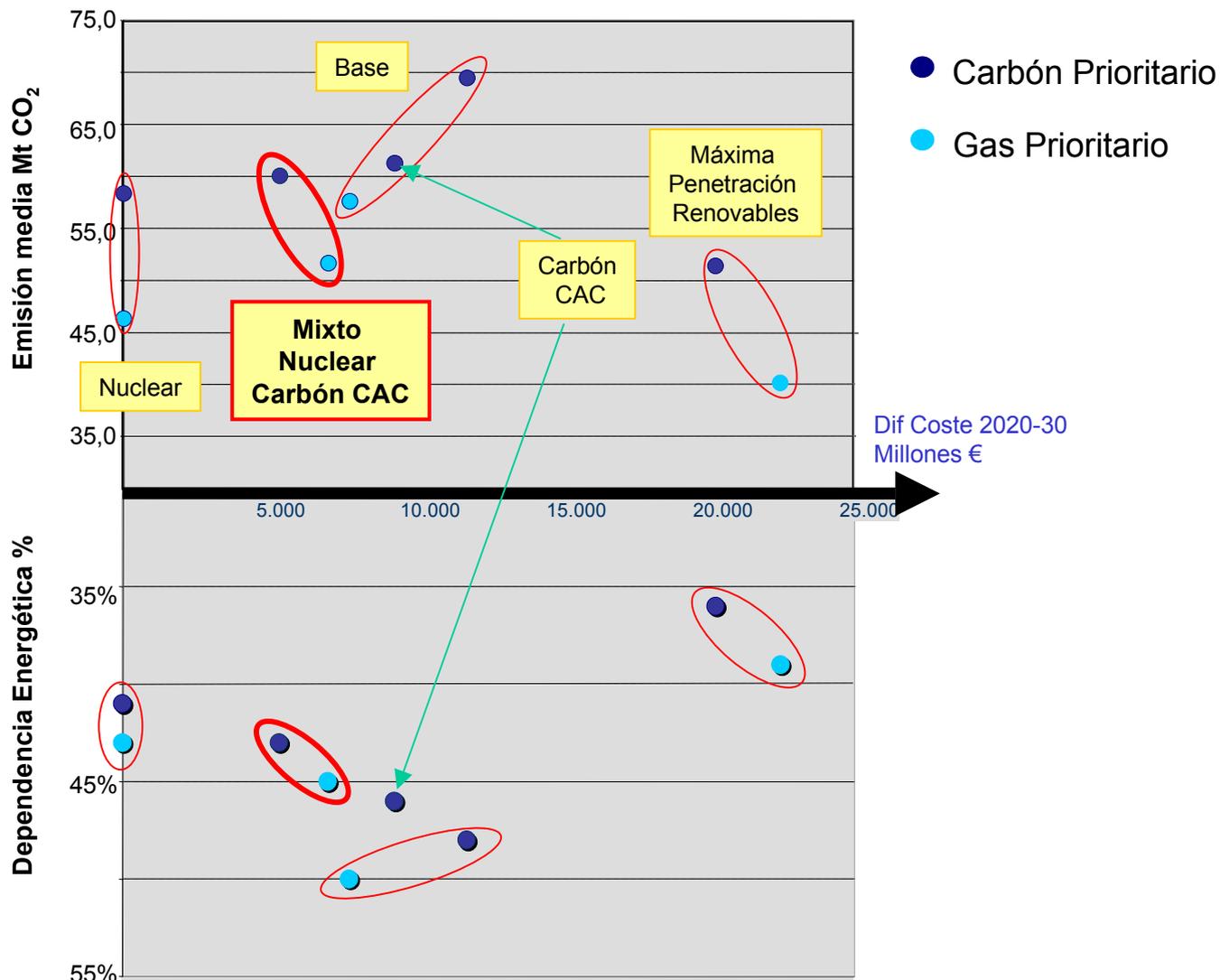
Escenario: Gas prioritario



Escenario: Carbón prioritario



# Síntesis de resultados



# Prospectiva de generación eléctrica 2030

## Conclusiones

# Conclusiones

- ❑ Es fundamental para el sistema eléctrico **mantener el parque nuclear** existente, desde los puntos de vista:
  - ↪ de emisiones de gases de efecto invernadero,
  - ↪ de reducción de la dependencia energética,
  - ↪ de laminación de los costes del sistema y de las necesidades de inversión.
- ❑ Es fundamental incorporar a **largo plazo tecnologías de base que garanticen su disponibilidad**, que contribuyan a **reducir las emisiones** de gases de efecto invernadero y que presenten **costes relativamente estables**.
- ❑ Con estos criterios, las posibilidades son: **nuevas centrales nucleares y centrales de carbón limpio con captura y almacenamiento**. Ambas tecnologías no debieran considerarse alternativas, sino **complementarias entre sí, con el equipamiento de gas natural disponible**.

# Conclusiones

- ❑ De la misma forma y desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero y de reducción de la dependencia energética, es importante continuar en la **senda de introducción de una mayor cuota de energías renovables**. Su penetración debiera depender de la capacidad de estas tecnologías para reducir sus costes y de que se avance en la integración técnica de las mismas en el sistema.
- ❑ Es importante conseguir un **uso eficiente de la energía y contener las puntas de demanda**. Para ello las políticas de correcta formación de los precios y de información al público en materia de ahorro, eficiencia y racionalidad en el uso de la energía son aspectos ineludibles.

# Conclusiones

❑ La clave para obtener un sistema eléctrico robusto y sostenible reside en la diversificación de fuentes de energía primaria, de sus orígenes geográficos de suministro, de tecnologías y de emplazamientos, así como una red de transporte y distribución lo suficientemente mallada e interconectada.

**Muchas gracias  
por su atención**

**[www.unesa.es](http://www.unesa.es)**