

L2 Introducción a la cogeneración



Sistemas de Potencia - Tecnología Energética
Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Estructura Tecnología Energética Sistemas de Potencia

1. Demanda de energía y generación
- 2. Introducción a la cogeneración**
3. Tecnologías de cogeneración. TV
4. Tecnologías de cogeneración. TG
5. Tecnologías de cogeneración. MCIA
6. Evaluación de la demanda
7. Evaluación económica
8. Sistemas de almacenamiento de energía
9. Otras tecnologías de generación

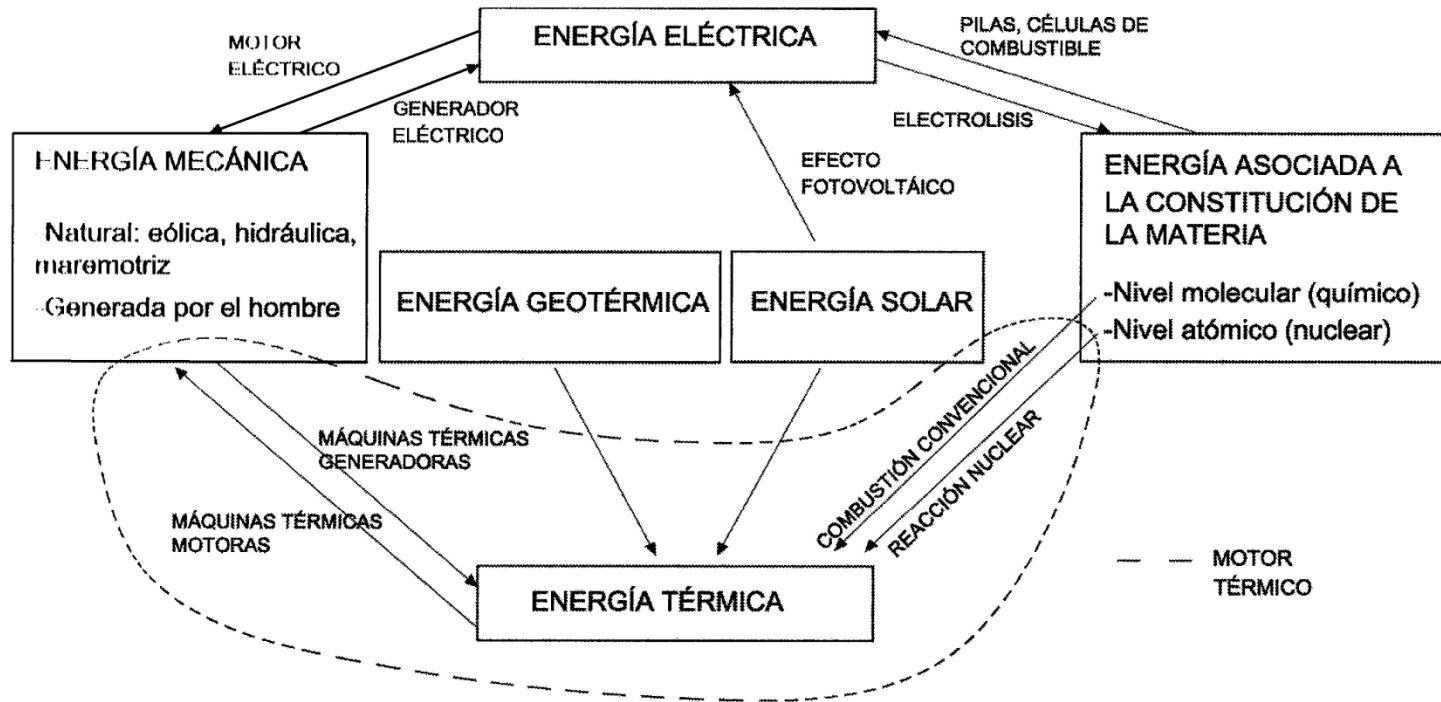
Estructura

1. Transformaciones energéticas
2. Concepto de cogeneración
3. Sistemas de cogeneración
4. Ventajas e inconvenientes de la cogeneración
5. Parámetros de un sistema de cogeneración
6. La cogeneración en el mix energético.

Objetivos

1. Conocer las posibles transformaciones energéticas
2. Conocer qué es la cogeneración
3. Conocer la historia de la cogeneración
4. Conocer los tipos de cogeneración
5. Entender los parámetros que caracterizan un sistema de cogeneración
6. Implicaciones de la cogeneración en distintos entes del mercado energético

Transformaciones energéticas



¿ Qué es la cogeneración?

- Distintos términos para el mismo concepto:

Cogeneración – CHP (combined heat and power) – Sistemas de energía total – Calefacción de Distrito (DH)

- Varias definiciones aceptadas:

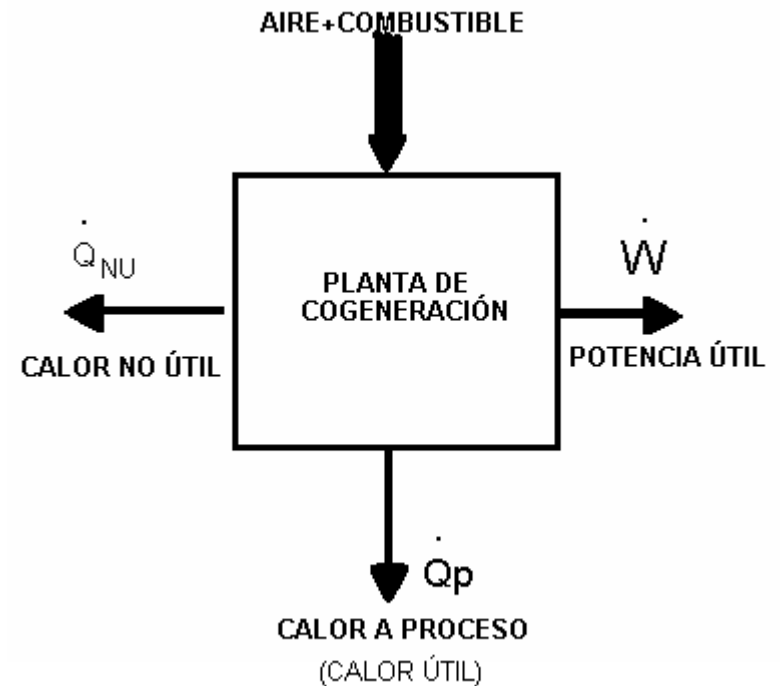
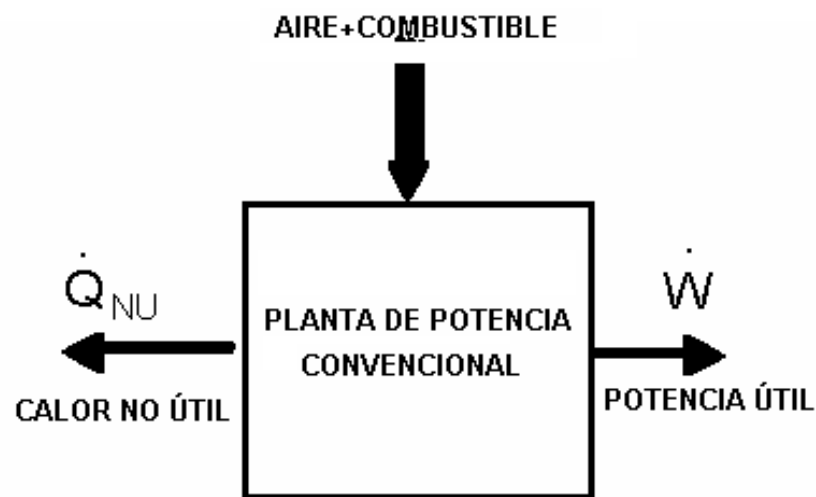
- Cogeneración es la producción, en proceso secuencial, de manera termodinámica, de 2 o más formas de energía útiles a partir de una fuente de energía primaria.
- Cogeneración es la producción combinada de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil a partir de una fuente de energía primaria.
- la generación simultánea de energía térmica y de energía eléctrica o mecánica en un solo proceso (DIRECTIVA 2012/27/UE)

- Conceptos importantes (DIRECTIVA 2012/27/UE):

- Calor útil: el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calefacción o refrigeración
- Demanda económicamente justificable de calor: la demanda que no supere las necesidades de calefacción o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración

¿ Qué es la cogeneración?

Cogeneración es la producción, en proceso secuencial, de manera termodinámica, de 2 o más formas de energía útiles a partir de una fuente de energía primaria.



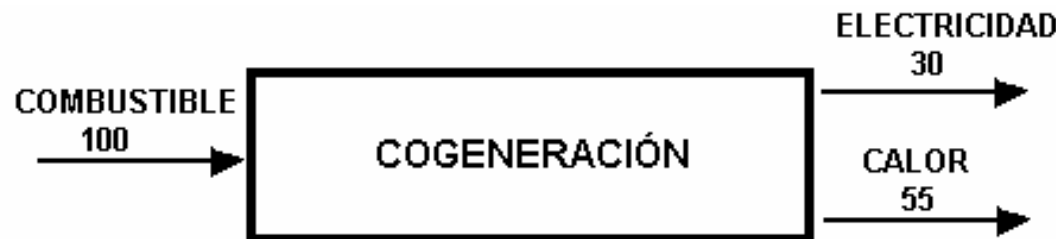
¿ Qué es la cogeneración?

DEMANDA: 36 UNIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA y 80 UNIDADES DE ENERGÍA TÉRMICA



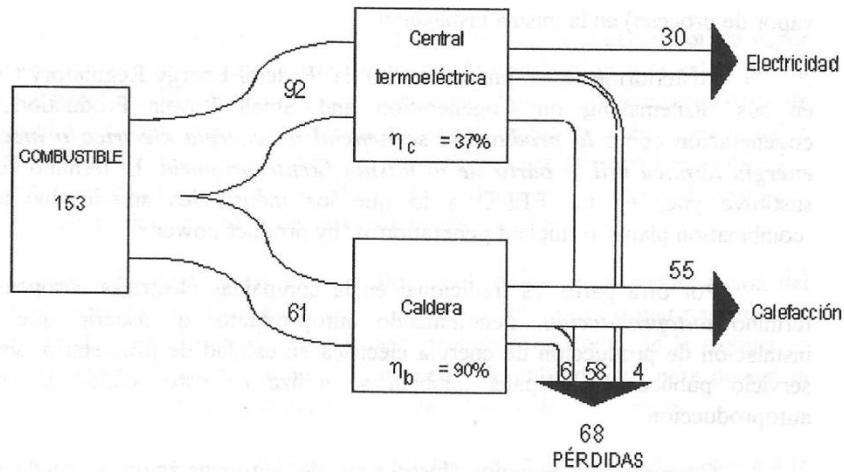
$$\eta = \frac{36 + 80}{200} = 0,58$$

DEMANDA: 30 UNIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA y 55 UNIDADES DE ENERGÍA TÉRMICA

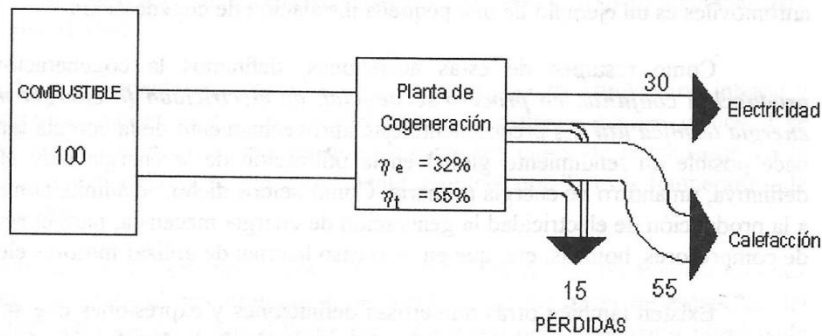


$$\eta = \frac{30 + 55}{100} = 0,85$$

¿ Qué es la cogeneración?



SISTEMA COGENERACIÓN



Porcentaje de ahorro de energía primaria

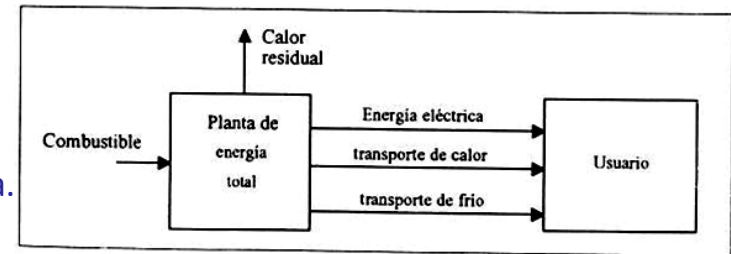
$$AEP\% = \left(1 - \frac{100}{153}\right) \cdot 100 = 35\%$$

Tipos de sistemas de cogeneración

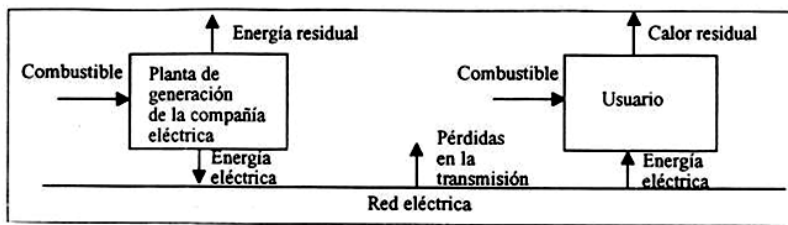
- **Proyectos en los que intervienen las compañías eléctricas:**
 - En colaboración con clientes industriales
 - Participan en el mercado como cogeneración
 - Con clientes residenciales minimizan horas valles y punta
 - Diversifican su negocio
 - Disminuyen el coste de capital de financiación
 - Aportan personal cualificado
- **Proyectos de cogeneración industriales:**
 - Reducen costos de adquisición de energía eléctrica y térmica
 - Dependen de legislación
- **Sistemas de calefacción de distrito (district heating):**
 - Dos grupos: ciudades enteras / urbanizaciones
 - Fluido de trabajo: vapor a baja presión / agua o líquido presurizado a la temperatura de servicio
 - Distancias cortas desde la central hasta el núcleo
 - Posibilidad de generación de frío
 - Dependen de legislación
- **Sistemas de energía total / sistemas de energía total integrado.**

Tipos de sistemas de cogeneración

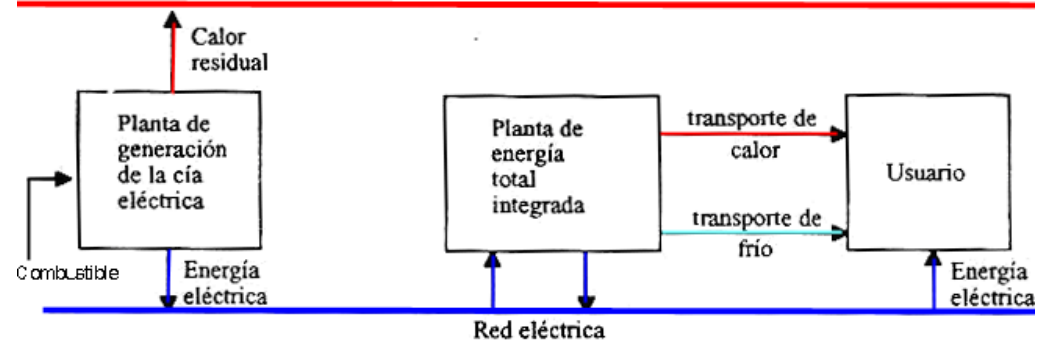
- **Sistemas de energía total:**
 - Más pequeños que Sistemas de calefacción de distrito.
 - La demanda térmica tiene un valor elevado durante pocas horas al año y una base durante el resto.
 - La demanda eléctrica tiene más horas punta y valle, con costes elevados.
 - Suministran electricidad, calefacción, refrigeración, ACS
 - Potencias inferiores a 10 MW
 - Funciona siguiendo a energía eléctrica
- **Sistemas de energía total integrado:**
 - Entrega energía eléctrica a la red y consume de ella.
 - Funciona siguiendo a demanda térmica



SISTEMA ENERGIA TOTAL



SISTEMA CONVENCIONAL



SISTEMA ENERGIA TOTAL INTEGRADO

Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

VENTAJAS PARA UN PAIS:

- Ahorro de energía primaria: este ahorro es consecuencia, en los ciclos de cabecera, de la menor cantidad de combustible atribuible a la electricidad (valores típicos son de 5850 kJ/kWh frente a 10450 kJ/kWh en un sistema convencional) y en los ciclos de cola, debido al aprovechamiento de los calores residuales.
- Mayor diversificación energética: menor dependencia de combustibles importados. Esto es debido a que la cogeneración permite aprovechar calores residuales y combustibles derivados del proceso.
- Disminución de la contaminación: incluyendo CO₂. Es el resultado del menor consumo global de combustible, como consecuencia del mejor aprovechamiento de la energía en la generación de electricidad, al no disiparse en el ambiente grandes cantidades de calor (como ocurre en los condensadores de las centrales termoeléctricas o nucleares).
- Ahorro económico: es imputable al menor coste en la generación y distribución de electricidad, respecto a los sistemas Convencionales
- Mejora de la estabilidad de la red: reduce la congestión así como el ‘ peak-shaving’

INCONVENIENTES PARA UN PAÍS:

- Normativa: es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica.
- Infraestructura: se requiere una infraestructura adecuada para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

Requiere agentes promotores

Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

VENTAJAS PARA LAS COMPAÑIAS ELÉCTRICAS:

- Incremento en la garantía del suministro eléctrico
- Posibilidad de rebajar la potencia de reserva, como consecuencia del aumento de las instalaciones generadoras.
- Utilización más económica de sus medios de producción, al sustituir la cogeneración a aquellas centrales con costes de generación más altos.

INCONVENIENTES PARA LAS COMPAÑIAS ELÉCTRICAS:

- Problemas de regulación de la red. La conexión en paralelo de los equipos del cogenerador con la red de distribución puede crear problemas de regulación de la red. Debido a los intercambios de energía entre ambos y como consecuencia de los posibles fallos de suministro de los equipos del autogenerador.
- Menor mercado. El cogenerador reduce el suministro de la compañía eléctrica con su propio autoabastecimiento y con la posible venta a la red o a terceros.

Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

VENTAJAS PARA EL USUARIO:

- Ahorro económico, como consecuencia del menor coste de la electricidad autoconsumida y el beneficio adicional por la venta.
- Mayor garantía de suministro, ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.

INCONVENIENTES PARA EL USUARIO:

- Inversión adicional, y además en una actividad apartada de las líneas normales de actuación de la empresa. Por otra parte, el empresario se enfrenta con riesgos poco conocidos para él, como evolución de los precios de la electricidad, etc.
- Aumento de la contaminación local, como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia factoría (se entiende, para los ciclos de cabecera).

Parámetros para evaluar la cogeneración

Rendimiento del generador $\eta_m = \frac{\dot{W}_n}{\dot{H}_f} = \frac{W_n}{\dot{m}_f H_p}$

Rendimiento eléctrico $\eta_e = \frac{\dot{W}_e}{\dot{H}_f} = \frac{W_e}{\dot{m}_f H_p}$

Rendimiento térmico $\eta_t = \frac{\dot{Q}}{\dot{H}_f} = \frac{Q}{\dot{m}_f H_p}$

Rendimiento total o global o Factor de utilización de energía (FUE):

para un ciclo se puede considerar
$$\text{FUE} = \frac{\dot{W}_e + \dot{Q}}{\dot{Q}}$$

Factor de utilización de la energía ponderado:
$$\text{FUE}_p = \frac{p_E \dot{W}_e + p_q \dot{Q}}{p_f \dot{m}_f H_p}$$

$$\text{FUE}_p = \frac{p_E}{p_f} \left(\frac{\dot{W}_e}{\dot{m}_f H_p} + \frac{p_q}{p_f} \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_f H_p} \right) = \frac{p_E}{p_f} \left(\eta_e + \frac{p_q}{p_f} \eta_t \right)$$

Rendimiento equivalente:
$$\eta_{equivalente} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{m}_f H_p} + \frac{p_q}{p_f} \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_f H_p}$$

\dot{W}_n : potencia del motor en el eje

\dot{W}_e : potencia eléctrica del motor en el eje
(considerando pérdidas por elementos auxiliares)

\dot{H}_f : potencia térmica consumida por el motor

\dot{Q} : calor útil

\dot{m}_f : gasto másico de fuel

H_p : poder calorífico inferior del fuel

$$\eta = \eta_e + \eta_t = \frac{\dot{W}_e + \dot{Q}}{\dot{H}_f}$$

p_e : factor electricidad

p_q : factor calor útil

p_f : factor combustible

$$\text{FUE}_p = \frac{p_E}{p_f} \eta_{equivalente}$$

Parámetros para evaluar la cogeneración

Rendimiento eléctrico artificial:

$$\eta_a = \frac{\dot{W}_e}{\dot{m}_f H_p - \frac{\dot{Q}_u}{\eta_b}} = \frac{\eta_e}{1 - \frac{\eta_t}{\eta_b}}$$

Consumo específico de combustible:

$$CEC = \frac{1}{\eta_a}$$

Rendimiento eléctrico equivalente (REE):

Rendimiento eléctrico comparable con una planta de sólo generación de energía eléctrica, descontando del combustible consumido el necesario para producir por sistemas convencionales el calor.

Permite comparar la eficiencia eléctrica de una planta de cogeneración con el rendimiento eléctrico o global de una planta de sólo producción de energía eléctrica.

$$REE = \frac{E}{\frac{E}{Ref E_\eta} - AEP}$$

Relación Potencia Calor:

$$PHR = \frac{\dot{W}_e}{\dot{Q}}$$

$$PHR = \frac{\eta_e}{\eta_t} = \frac{\eta_e}{\eta - \eta_e}$$

Relación Calor/Electricidad:

$$RCE = \frac{\dot{Q}}{\dot{W}_e}$$

\dot{W}_n : potencia del motor en el eje

\dot{W}_e : potencia eléctrica del motor en el eje
(considerando pérdidas por elementos auxiliares)

\dot{H}_f : potencia térmica consumida por el motor

\dot{Q} : calor útil

\dot{m}_f : gasto másico de fuel

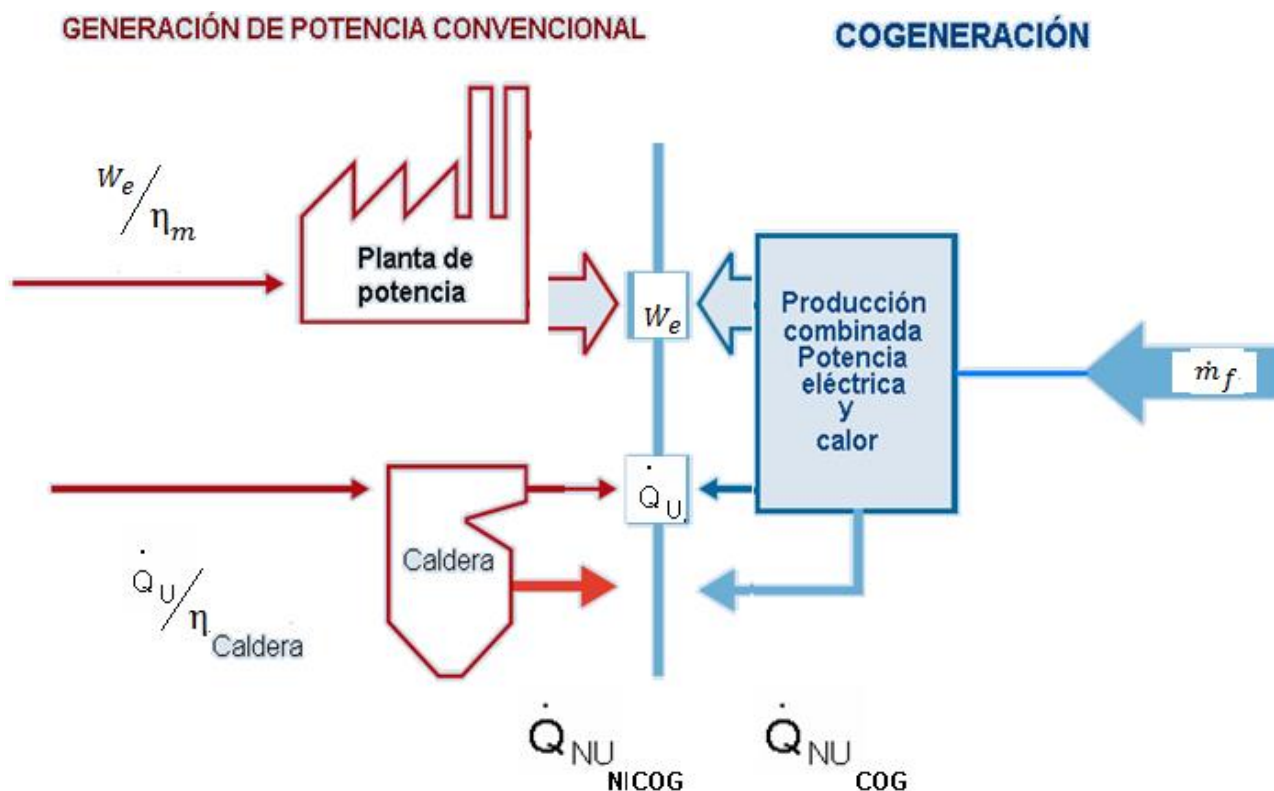
H_p : poder calorífico inferior del fuel

η_b : rendimiento de una instalación convencional para producir el calor

Parámetros para evaluar la cogeneración

Ahorro de energía primaria (AEP, ΔF):

$$\Delta F = \left(\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}} \right) - \dot{m}_f H_p$$



Parámetros para evaluar la cogeneración

Interesa conocer el ahorro porcentual de energía primaria, más que su valor absoluto.

Índice de Ahorro de Energía:

$$IAE = \frac{\Delta F}{\frac{\dot{W}_e}{\eta_m} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{caldera}}} \quad IAE = 1 - \frac{\frac{\eta_m}{\eta_e}}{1 + \left(RCE \frac{\eta_m}{\eta_e} \right)}$$

En la normativa (Directiva 2012/27/UE, RD 616/2007, RD 413/2014) se define el **Ahorro porcentual de energía primaria (Primary Energy Savings, PES)**:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100$$

CHP Hη es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración definida como la producción anual de calor útil dividida por la cantidad de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad de cogeneración

Ref Hη es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.

CHP Eη es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual de cogeneración dividida por la cantidad de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad de cogeneración

Ref Eη es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad

Parámetros para evaluar la cogeneración

Otros parámetros relacionados con el funcionamiento:

- Fiabilidad: relacionado con la cantidad de interrupciones no programadas como resultado del fallo del equipo

$$\% \text{ Fiabilidad} = \frac{T-(S+U)}{T-S} \times 100$$

T tiempo de servicio de la planta (h/año)

S tiempo programado de mantenimiento (h/año)

U tiempo no programado de mantenimiento (h/año)

- Disponibilidad: proporción de tiempo en el que la planta está disponible para usarse

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{T-(S+U)}{T} \times 100$$

Parámetros para evaluar la cogeneración

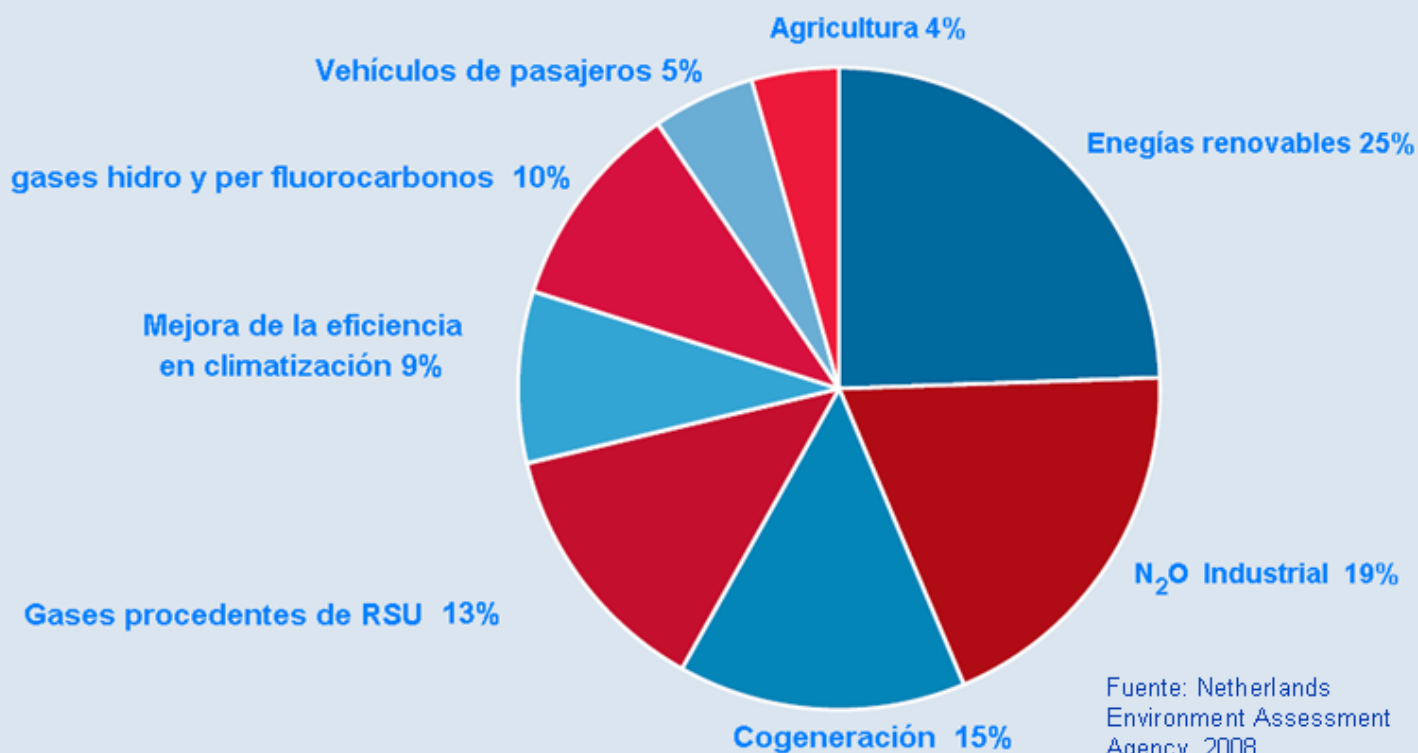
PARÁMETROS DE EFICIENCIA PARA ALGUNAS PLANTAS DE COGENERACIÓN

$\eta_{\text{caldera}}=0,9$ / $\eta_{\text{planta de potencia}}=0,4$ / $[Y_H/Y_E]=1/3$ / $F=1$

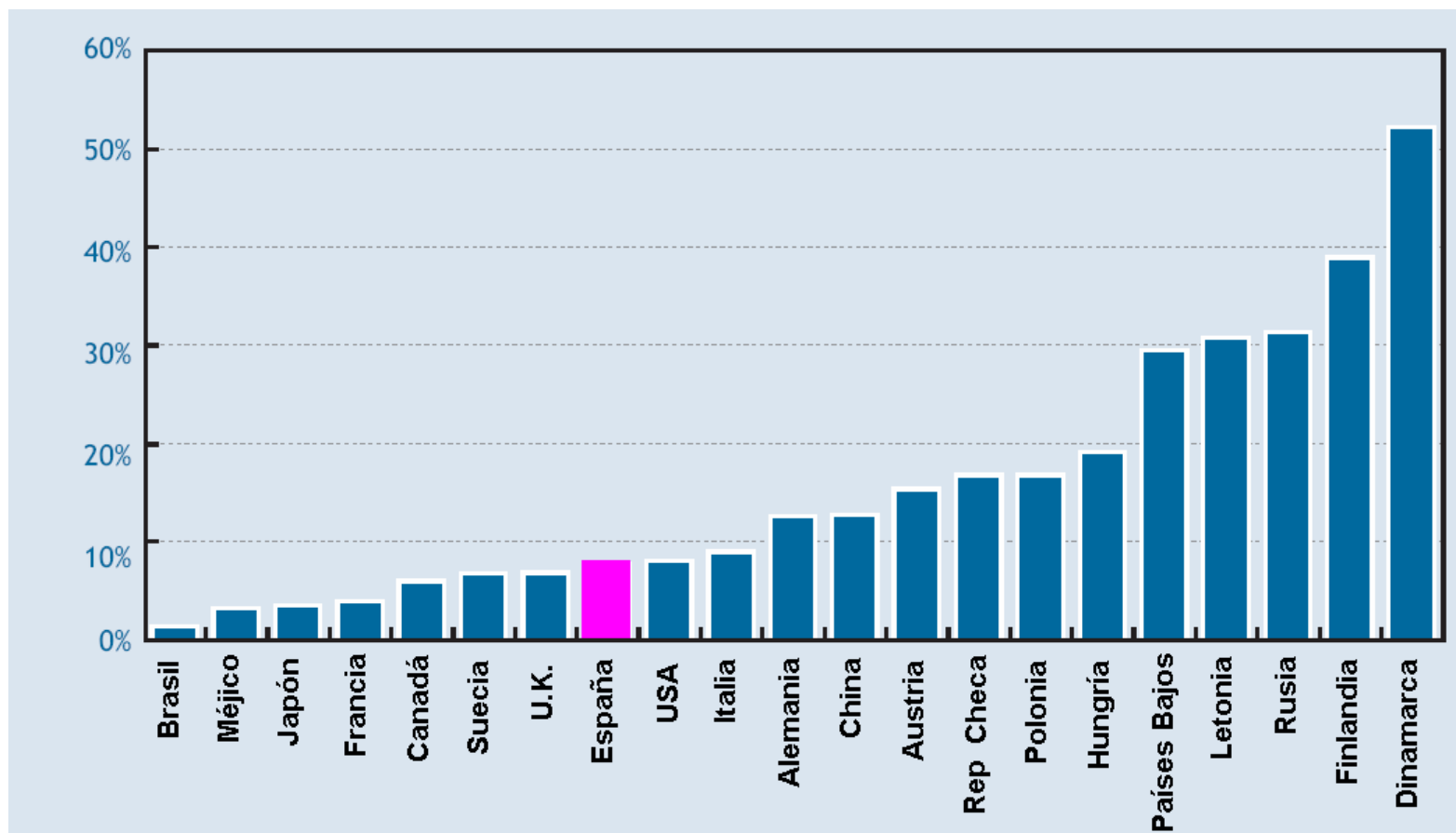
INSTALACIÓN	W	$Q_{U\ CG}$	FUE	$\eta_{\text{equivalente}}$	$\eta_{\text{electrico equivalente}}$	IAE
Turbina de vapor de condensación con extracción	0,38	0,10	0,48	0,41	0,43	0,057
Turbina de vapor de contrapresión	0,25	0,60	0,85	0,45	0,75	0,235
Turbina de gas con caldera de recuperación	0,30	0,55	0,85	0,47	0,77	0,265
Ciclo combinado con turbina de contrapresión	0,40	0,42	0,82	0,54	0,75	0,318

Algunos datos sobre cogeneración

REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EU - 25 EN EL PERÍODO 1990 - 2005 CON DIFERENTES ESTRATEGIAS



La cogeneración en España

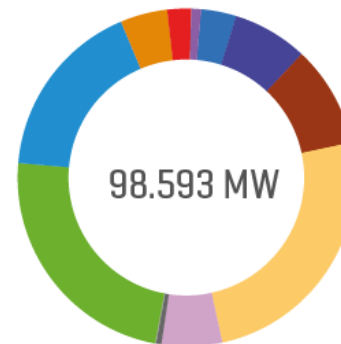


- Fuente: IEA a partir de 2001, 2005 y 2006

La cogeneración en España

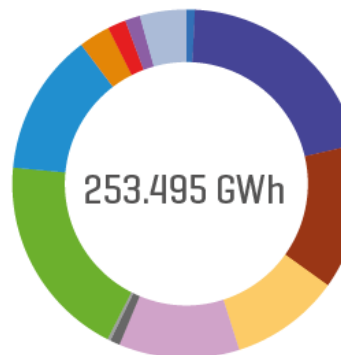
Potencia eléctrica instalada peninsular a 31 de diciembre del 2018 [%]

■ Nuclear	7,2%	■ Eólica	23,4%
■ Carbón	9,7%	■ Hidráulica	17,3%
■ Ciclo combinado	24,9%	■ Solar fotovoltaica	4,5%
■ Cogeneración	5,8%	■ Solar térmica	2,3%
■ Residuos no renovables	0,5%	■ Otras renovables	0,9%
■ Turbinación bombeo	3,4%	■ Residuos renovables	0,1%



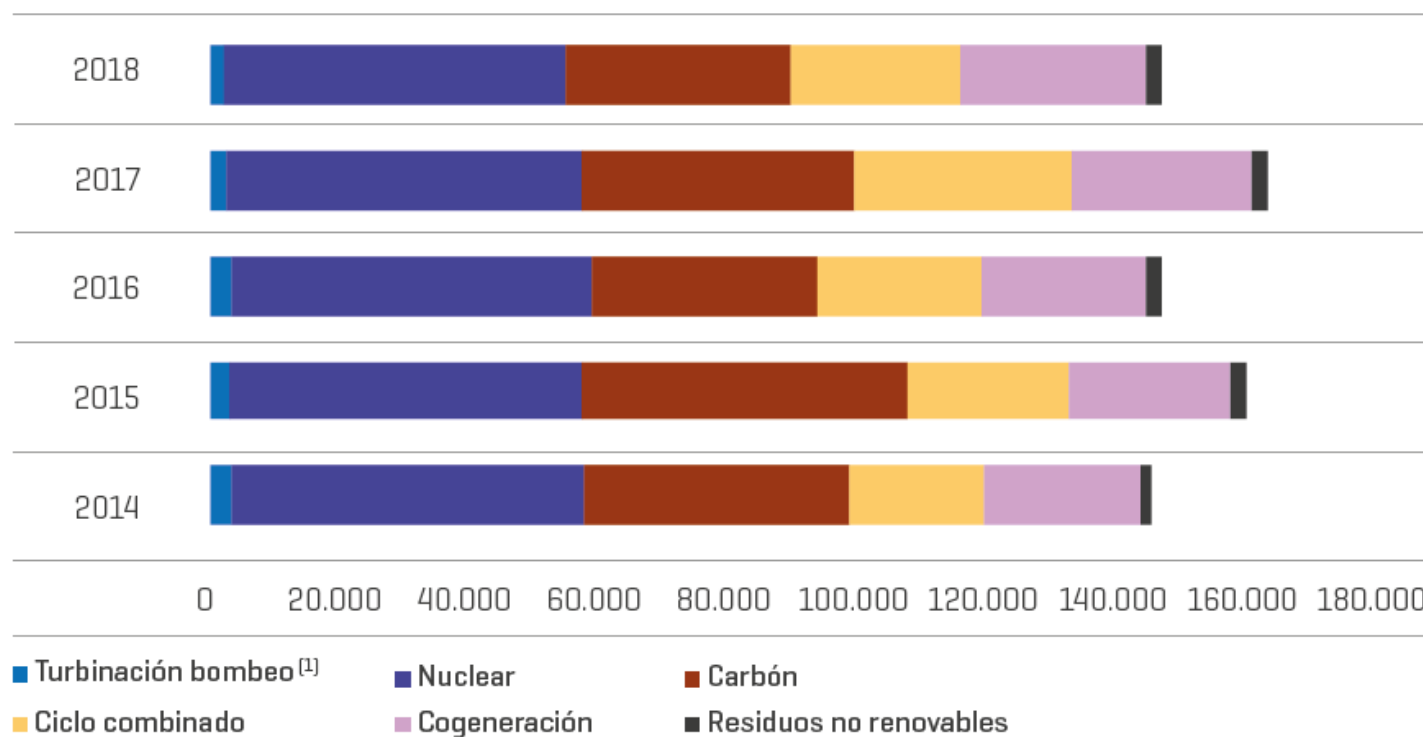
Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 [%]

■ Nuclear	20,6%	■ Eólica	19,0%
■ Carbón	13,5%	■ Hidráulica	13,2%
■ Ciclo combinado	10,2%	■ Solar fotovoltaica	2,9%
■ Cogeneración	11,2%	■ Solar térmica	1,7%
■ Residuos no renovables	0,9%	■ Otras renovables	1,4%
■ Turbinación bombeo ⁽¹⁾	0,8%	■ Residuos renovables	0,3%
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	4,3%



La cogeneración en España

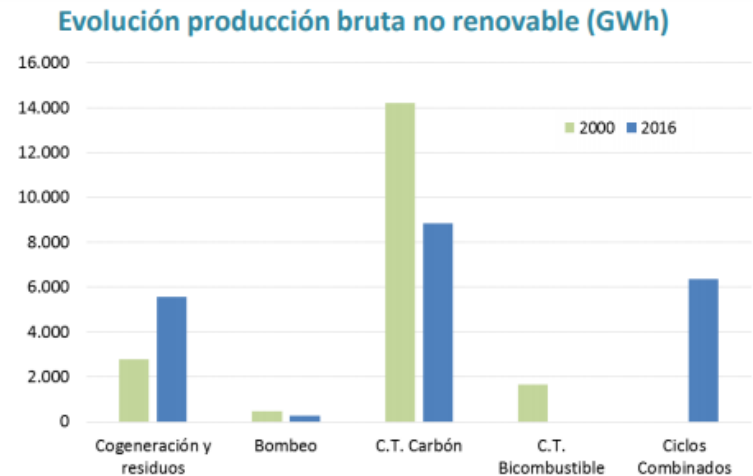
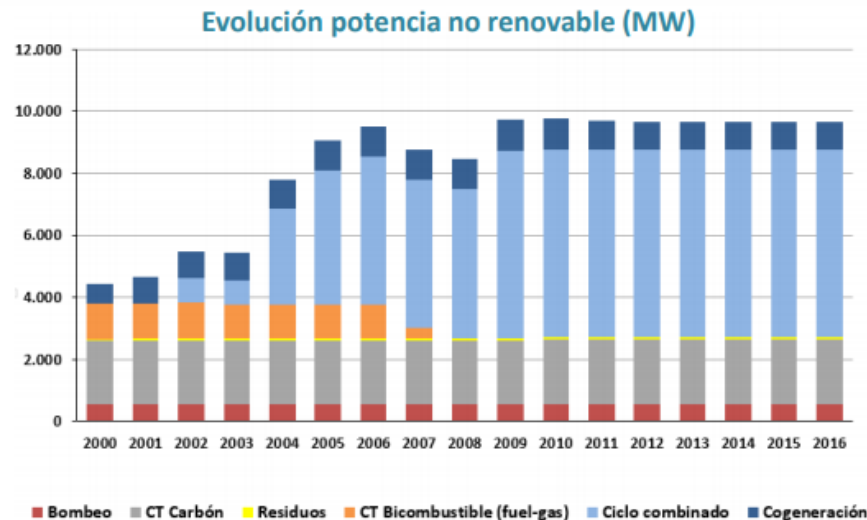
Evolución de la generación eléctrica peninsular no renovable [GWh]



^[1] Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

La cogeneración en España

Generación eléctrica con fuentes fósiles

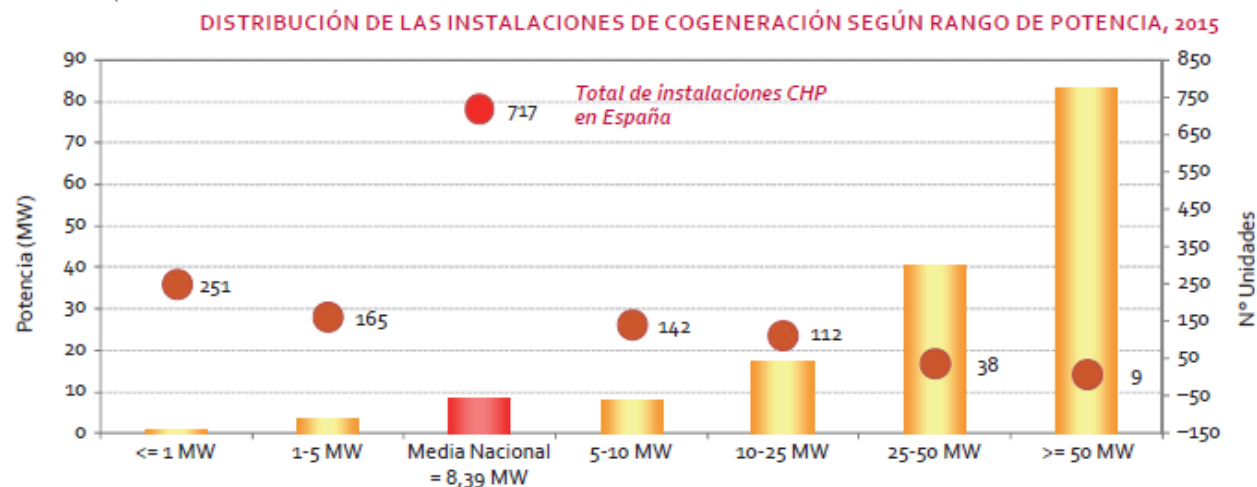
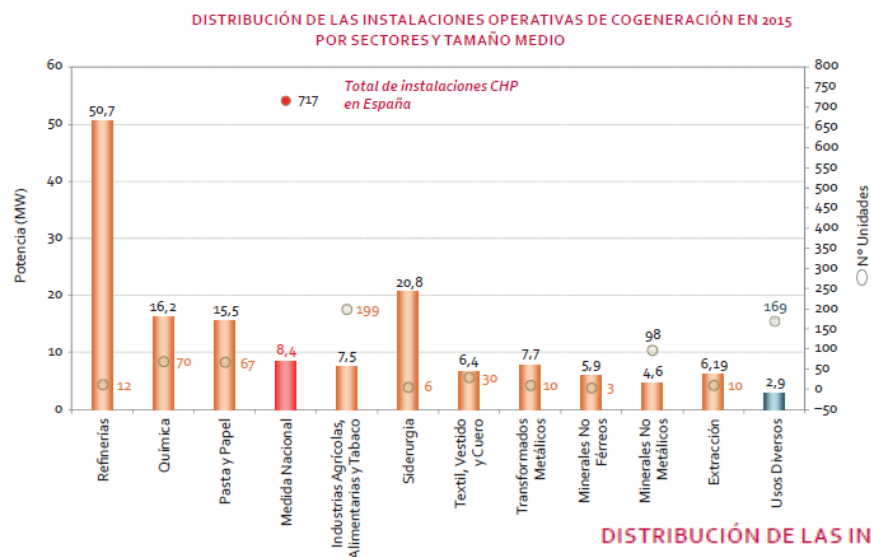


- La potencia eléctrica con fuentes fósiles representa el 61% de la potencia instalada, con una producción del 20.996 GWh (61% de la energía eléctrica total generada).
- En 2016 las centrales de carbón redujeron su producción en 34% y los ciclos combinados la incrementaron un 10%.
- Las instalaciones de **cogeneración** representan el 26% de la energía eléctrica generada con fuentes fósiles.

La cogeneración en España

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)									
	2013	2014	2015	2016	2017	ENE'18	DIF MES ANT	DIF '16-'15	DIF '17-'16	DIF '18-'17
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.679	-79	-105	-240	-79
NO OPERATIVA ÚLT. 36 MESES (TIPO III)	299	n/d	1.054	909	1.214	1.135	-79	-65	245	-79
NO OPERATIVA ÚLT. 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	29	2	343	-402	2
NO OPERATIVA ÚLT. 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	26	2	-442	-116	2
NO OPERATIVA	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.189	-75	-164	-274	-75
OPERATIVA	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.489	-4	59	34	-4
% no operativo por la reforma	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,9%				

La cogeneración en España



- <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/energia-espana-2016.pdf>

La cogeneración en España

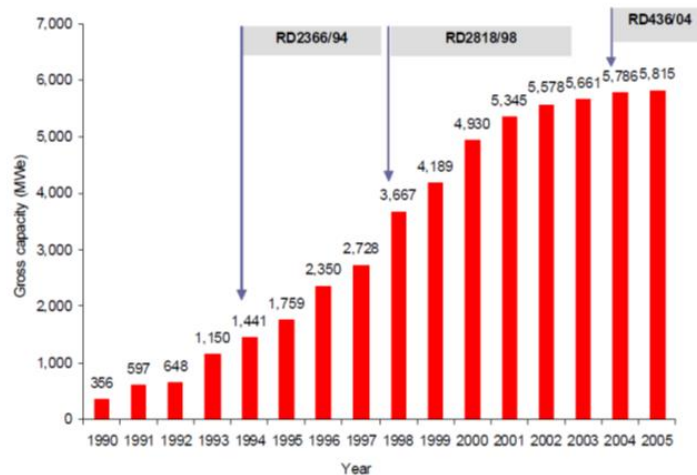
- 2018: estabilizarla en 4.489 Mw operando a enero de este año - con una base instalada de 5.679 MW
- 2018: La cobertura a la cobertura a la demanda eléctrica nacional bruta es 10,7%
- Reglamentación principal: Ley 23/2013 del sector eléctrico, y su desarrollo normativo en el RD 413/2014
- La cogeneración lleva asociada una elevación de la eficiencia del sistema eléctrico español y una disminución de las emisiones contaminantes, principalmente las de gases de efecto invernadero

La cogeneración en el mundo. Previsiones

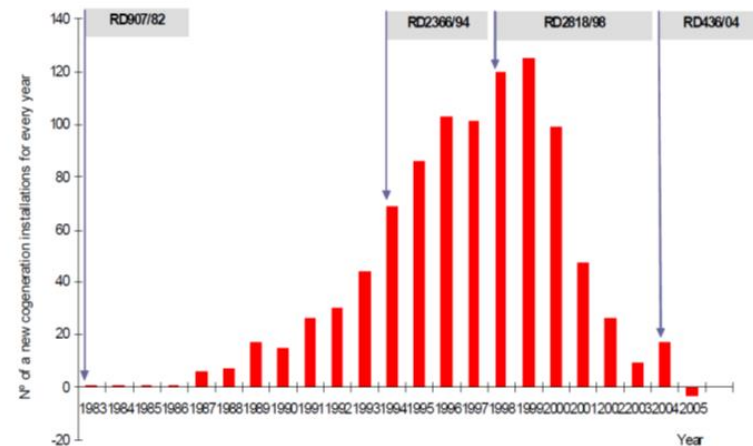
- Para EU-25, se estima que el potencial de la cogeneración se sitúa en el rango 150 – 250 GWe, doblando la potencia actual instalada para 2025. En este escenario la potencia eléctrica instalada con plantas de cogeneración superará el 17% (COGEN Europe 2006)
- El Gobierno Canadiense estimó en 2002, un potencial de la cogeneración del orden de 15,5 GWe en 2015, cerca del 12% de la potencia instalada en esa fecha.
- Para EEUU, el potencial de cogeneración en términos de potencia eléctrica instalada es de 110 – 150 GW en 2015, alcanzando un 12 – 21 % de la potencia total instalada en la fecha.
- El Gobierno de U.K. ha estimado que el potencial de la cogeneración es del 17% de la potencia eléctrica total instalada en 2010 (actualmente es del 7,5%)
- El objetivo marcado por el Gobierno Alemán en 2007 fue el de duplicar, en 2020, la potencia eléctrica instalada en esa fecha con plantas de cogeneración.
- En la India, el potencial de cogeneración en el sector industrial supera los 7,5 GWe (Powerline 2007)
- El potencia de cogeneración en Japón para 2030 se ha identificado en 29,4 GWe, , más del 10% de la potencia eléctrica prevista en la fecha

Evolución histórica de la cogeneración en España

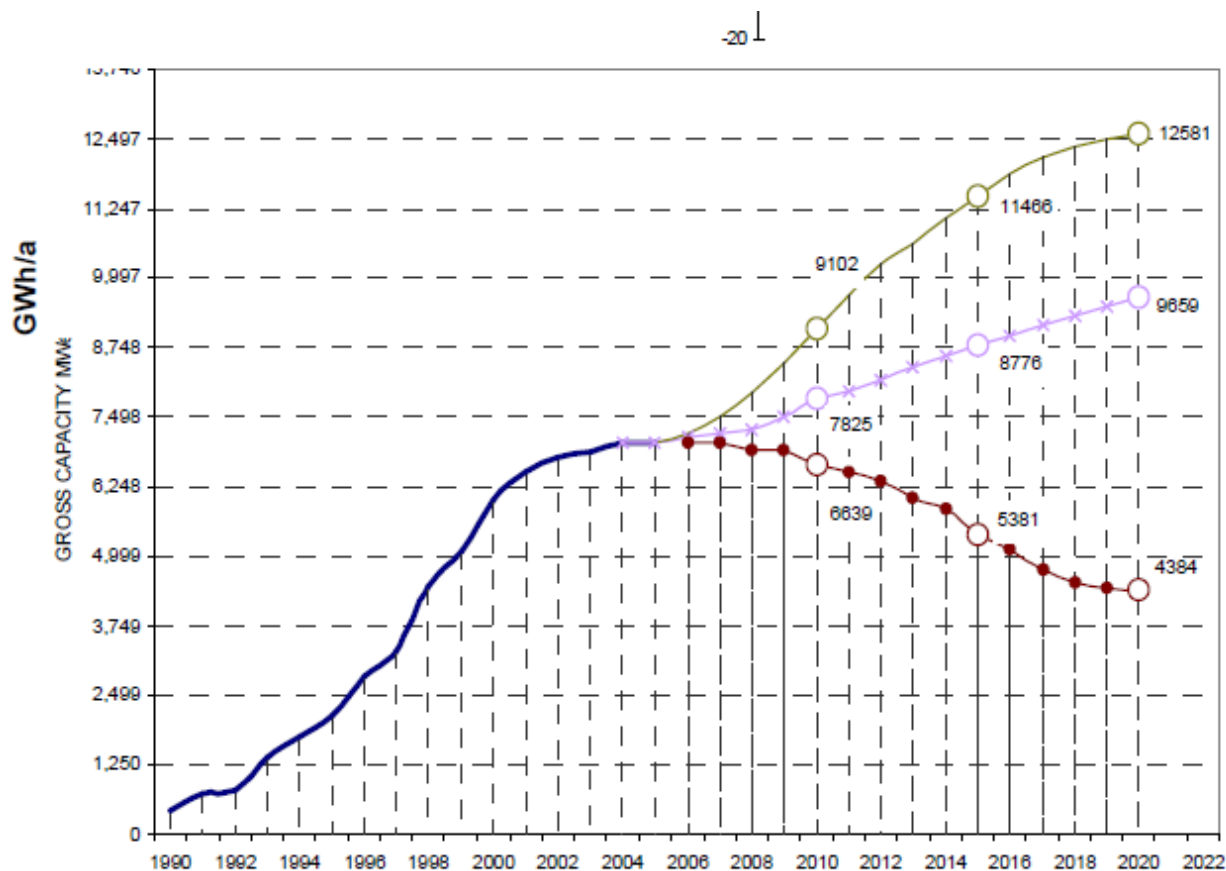
Evolución de la Potencia instalada de Cogeneración



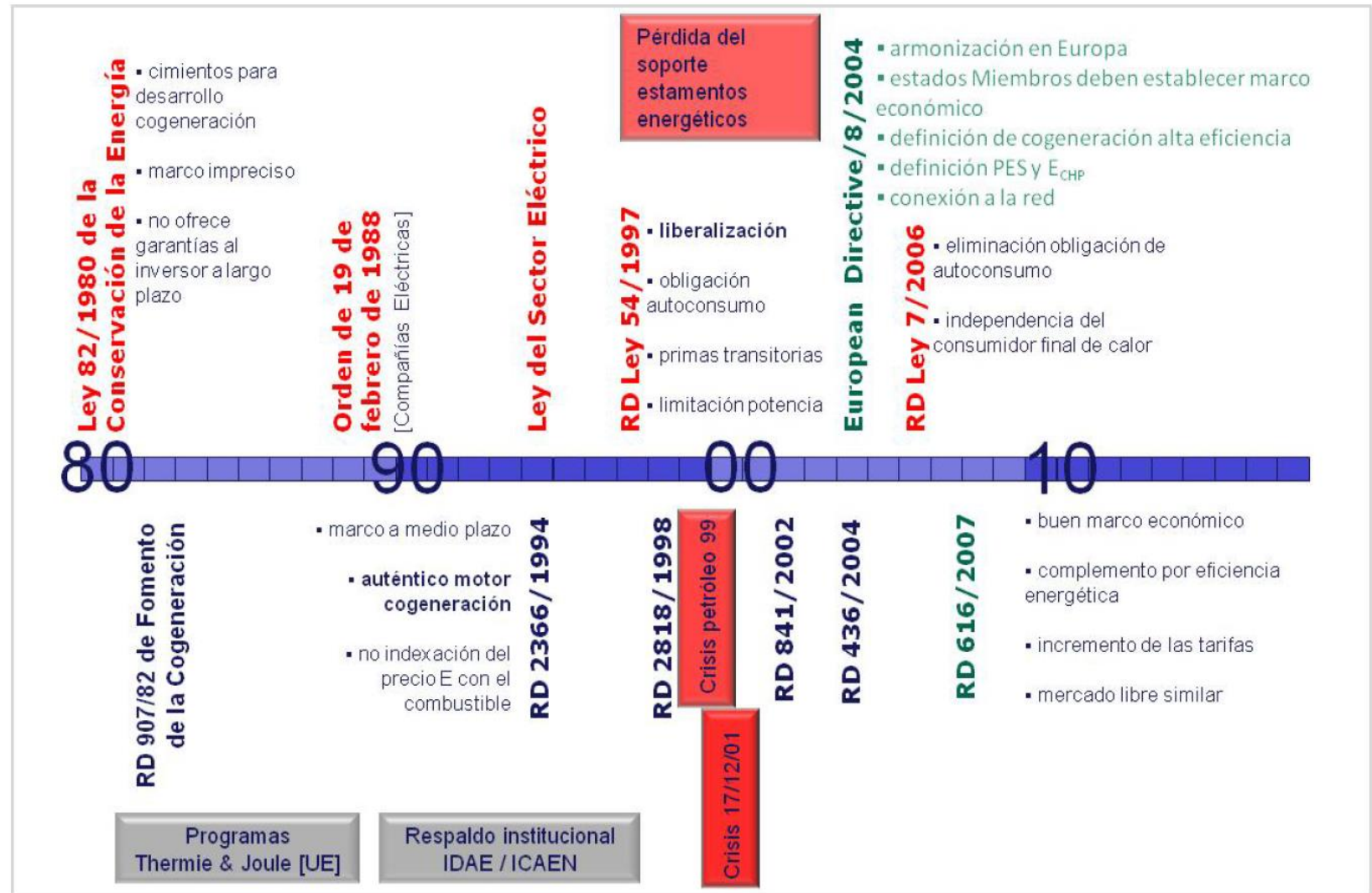
Evolución Número de Plantas de Cogeneración



Evolución histórica de la cogeneración en España. Proyecciones en 2005



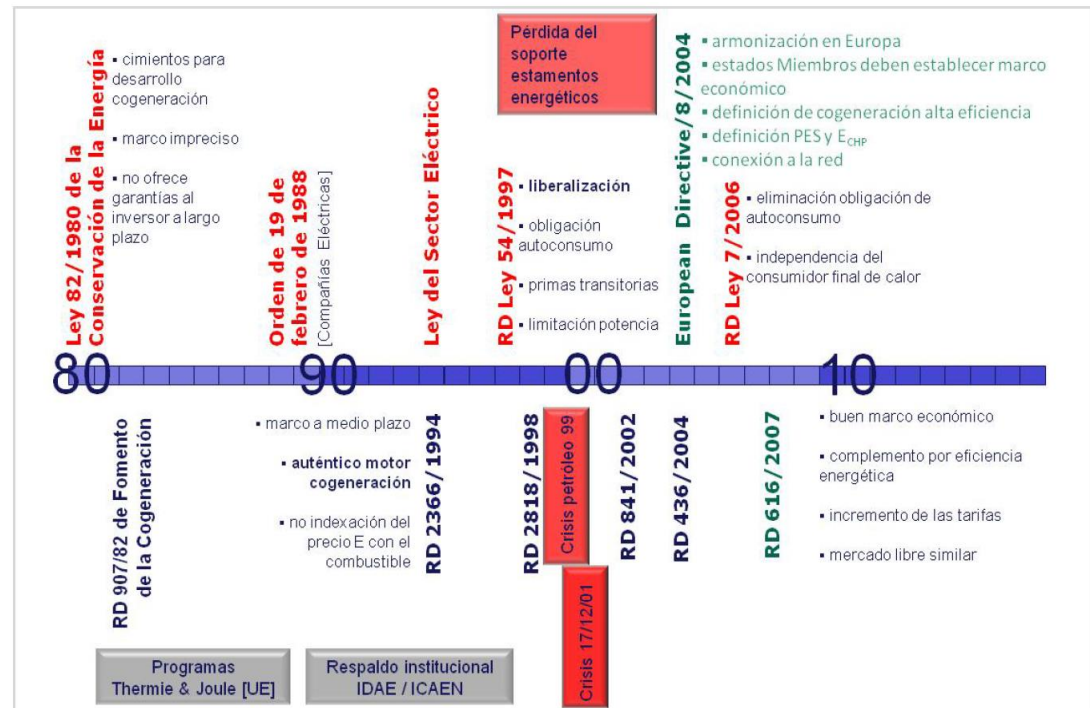
Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa



Evolución histórica de la cogeneración en España.

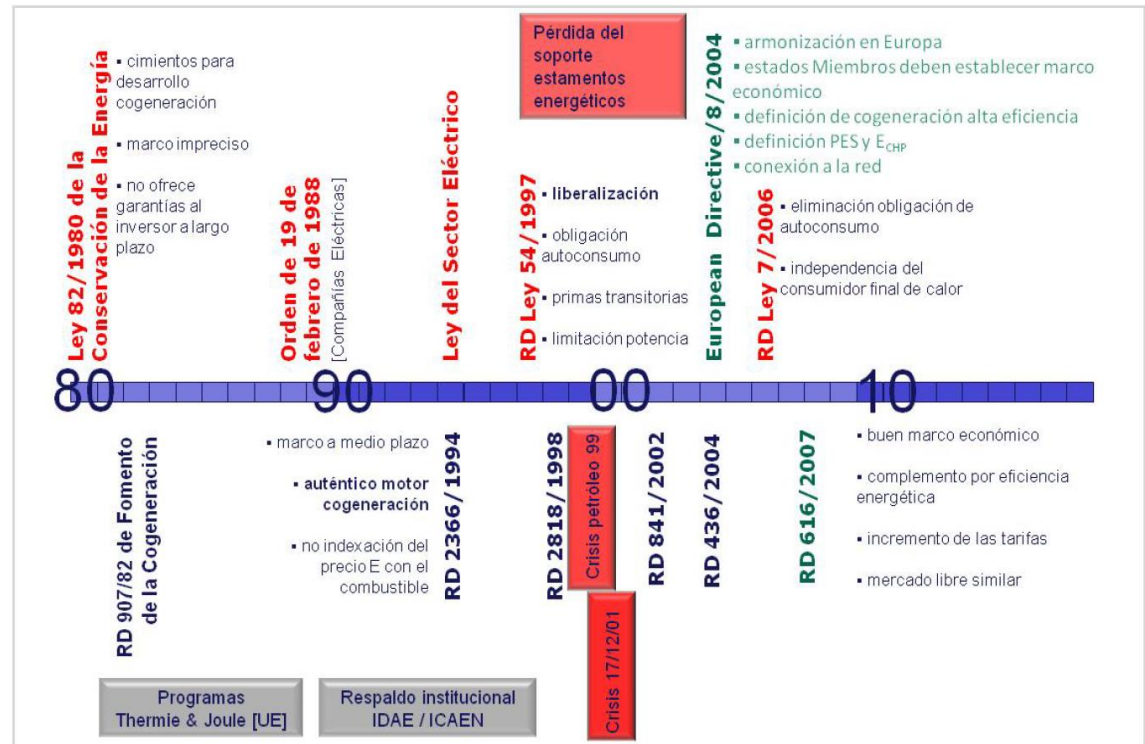
Evolución normativa

- primer instrumento que permitió su desarrollo fue la Ley 82/80 de Conservación de la Energía y el posterior decreto 907/82 de Fomento de la Cogeneración
- 1994 de la Ley del Sector Eléctrico y posterior RD 2366/94
- Instituciones de promoción de la cogeneración. El IDAE y el ICAEN.



Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa

- Las compañías eléctricas
- Las empresas de combustible
- Las entidades financieras



Evolución histórica de la cogeneración en España.

Evolución normativa

La política de liberalización energética y el nuevo marco de 1998.

El marco liberalizador propugnado por la Ley 54/1997 y su posterior desarrollo a través del RD 2818/1998

Imposición de barreras específicas a su desarrollo:

- a) Creación del concepto productor-consumidor que prohibió la venta total de la producción neta a la red y obligaba al consumidor térmico a autoconsumir del cogenerador (la Ley 59 propugnaba la libre elección de la cía. Eléctrica).
- b) La obligación de autoconsumir entre un 30 y un 50% de la electricidad generada obliga en muchos casos a dimensionar la planta en función de la demanda eléctrica y no del calor
- c) La disminución de la potencia instalable de 100 a 50 MW
- d) La limitación de las primas a un período transitorio (mientras duren los CTC), tanto para las nuevas instalaciones como para las antiguas (RD 2366/94)

Los proyectos acogidos al RD 2818/98 se reducen respecto al pasado y se inicia un importante freno al desarrollo de la cogeneración

Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa

La escalada del precio de los combustibles y la limitación de la tarifa eléctrica.

- a) Las compañías eléctricas se ven obligadas a reducir drásticamente los precios de la electricidad en los consumidores elegibles, lo que unido a la obligación de autoconsumir la energía generada, pone en nuevas dificultades a los cogeneradores.
- b) Dicha reducción de precios, muchas veces por debajo del coste de producción (los CTC's permitían esta política), se llevó a cabo por miedo a la pérdida de mercado y a la necesidad de disminuir la inflación ante la entrada en la CE.
- c) El aumento del precio del petróleo (y en consecuencia, del gas) pone de manifiesto que el marco económico de los cogeneradores acogidos al RD 2366/94 es erróneo al no contemplar una relación lógica entre precio de la electricidad y su coste de producción en una actividad REGULADA, que impedía a las empresas eléctricas superar un precio tope (de 6 pts/kWh) bajo la amenaza de pérdida de los CTC's.

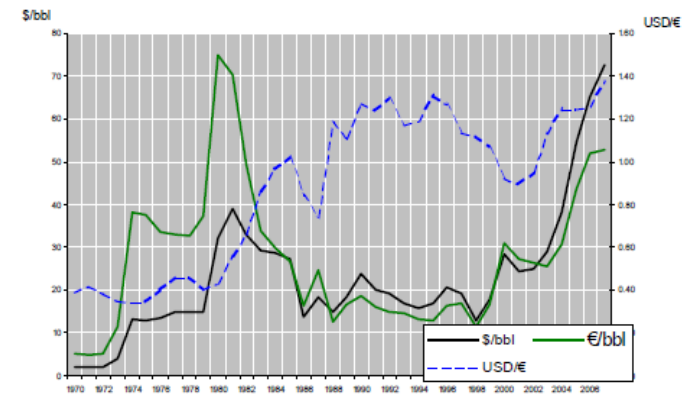


Figura 4. Evolución del precio del barril de petróleo y el cambio USD

Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa

Los hechos de Diciembre del 2001. El sistema ordinario llega a su límite.

Demanda solicitada	37.718 MW
Producciones:	
Producción térmica convencional	20.925
Producción hidráulica	6.857
Producción de bombeo	1.927
Interrumpibilidad	1.727
Importaciones de Francia	812
Régimen especial (básicamente cogeneración)	4.970
Total	37.218
Deslastres	500

La rehabilitación de la cogeneración (RD 841).

Cogeneradores para superar este déficit de producción del sistema ordinario:

- a) El Gobierno Central ofreció incentivos especiales a los cogeneradores.
- b) Se solicitó que todas las plantas funcionasen a máxima potencia.
- c) Se publicó el RD 841/2002 que ofrecía apoyos económicos importantes a los cogeneradores que saliesen al mercado.

Para comprender la absoluta supeditación al régimen ordinario de la legislación de 2002, basta decir que las primas otorgadas por el RD 841 estaban supeditadas al desarrollo de los ciclos combinados, y este RD se extinguía cuando estos ciclos alcanzaban una determinada potencia instalada.

Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa

En Diciembre del 2001 el sistema ordinario llega a su límite.

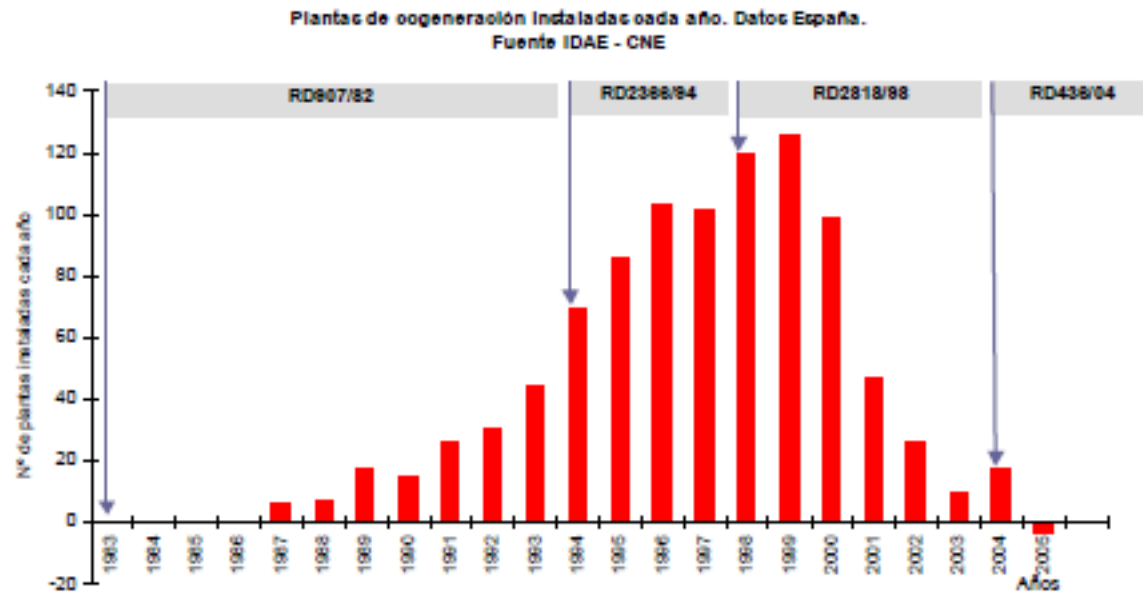


Figura 5. Nº de plantas construidas anualmente

Evolución histórica de la cogeneración en España. Evolución normativa

Desde 2007. RRDD 661 y 616 y las expectativas de futuro



Figura 6. Presencia de la cogeneración en todas las actividades del Sector Eléctrico

desde 2007. RRDD 661 y 616 y las expectativas de futuro

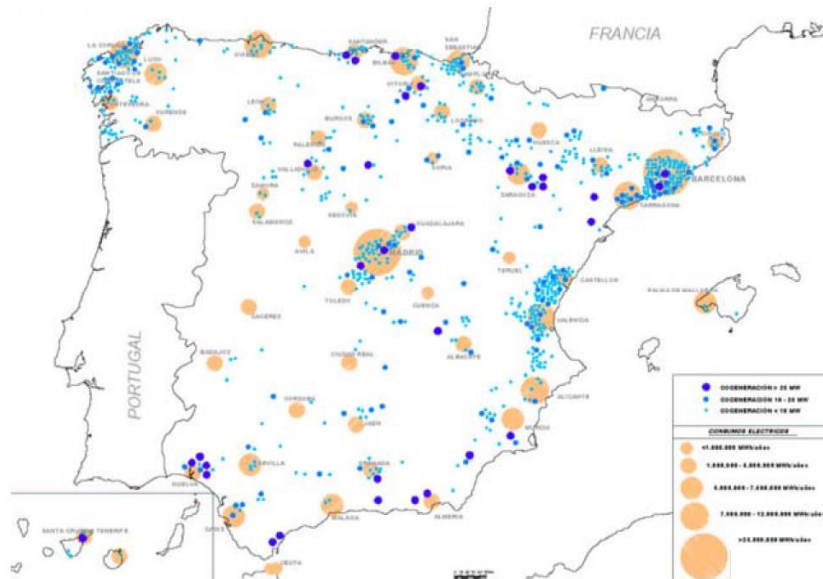


Figura 7. La cogeneración se ubica donde se requiere energía

- Se ubica en las áreas de mayor consumo y, al tratarse de generación distribuida, evita pérdidas en las redes y aporta eficiencia, economía y competitividad en la industria nacional.
- Su eficiencia energética ha permitido grandes ahorros de energía primaria (REE del orden del 55-65%)
- producción en “horario industrial”, que muchas veces supera las 8000 h/a, le permite ahorros de energía primaria.
- Garantía de potencia que permite a su usuario asegurar su suministro eléctrico y térmico en forma competitiva y rentable.

2013 y 2014. Nuevo cambio de reglas de juego e incertidumbre de futuro

- Exceso de capacidad instalada.
- Gran penetración de las renovables y generación en régimen especial. Ciclos combinado con un factor de utilización del 10%
- En 2014 nueva normativa para generación en régimen especial. Las condiciones para adquirir la condición de cogenerador son similares
- Se limita la rentabilidad posible de una instalación evaluando obtenidos en períodos previos. Criterios complejos cuyo origen y fundamento no son claros.
- Desaparece el posible impulso a la cogeneración arrastrada por erráticos planteamientos en política energética sometidos a intereses políticos y la presión de fuertes grupos de presión .

La cogeneración tras el RD 413/2014

2013 y 2014. Nuevo cambio de reglas de juego e incertidumbre de futuro

Real Decreto 413/2014 regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

- Cambios en estructura retributiva
- Cambios en rangos de operación y aplicabilidad

La cogeneración tras el RD 413/2014

Ámbito de aplicación

- Según el artículo 2, se catalogan las distintas instalaciones en varias categorías, siendo solo dos de ellas las que nos interesan:
- Serán consideradas **categoría a)** todas aquellas instalaciones que incluyan una central de cogeneración, teniendo como fin la producción de electricidad, a partir de energías residuales.
 - Dentro de esta categoría encontraremos varios grupos:
 - Grupo a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración
 - Grupo a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales, con un fin distinto al de la producción eléctrica
 - Las instalaciones del **grupo a.1** usarán como combustible el gas natural, el petróleo o el carbón; pero además se utilizará el parámetro de *límite del consumo* para formar los subgrupos:

La cogeneración tras el RD 423/2014

Ámbito de aplicación

- El subgrupo a.1.1 consumirá hasta un 95% de gas natural, el subgrupo a.1.2 tendrá los mismo límites, pero siendo el petróleo el combustible usado y en el subgrupo a.1.3 se encontrarán aquellas instalaciones que no cumplan los límites de consumo establecidos con anterioridad
- Serán consideradas **categoría b)** toda instalación que use como energía primaria alguna de las energía renovables no fósiles

Dicha categoría también se divide en grupos, interesándonos únicamente los grupos b.6 y b.7

El primero de engloba centrales de cogeneración que usen como combustible la biomasa, procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, masas forestales...

Por el contrario, el segundo grupo abarca las centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquido a partir de la biomasa

La cogeneración tras el RD 423/2014

Derechos de los productores

Las plantas que generadoras tendrán como derechos:

- Venta o adquisición de energía
- Acceso a redes de transporte y distribución
- Prioridad en acceso y conexión a red
- Posibilidad de participar en el servicio de ajuste
- Recibir el Régimen Retributivo Específico
- Despachar energía a través del Operador del Sistema

La cogeneración tras el RD 423/2014

Obligaciones de los productores

Suscribir contratos con las empresas de red

Disponer de equipos de medida

Inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de
Producción de energía eléctrica

Mantener el factor de potencia (fdp) entre el 0.98 capacitivo y
el 0.98 inductivo

Seguir las indicaciones del Operador del Sistema

Enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR),
la información pertinente

La cogeneración tras el RD 423/2014

¿Qué es la Potencia Instalada?

- En el Artículo 3 se define como la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción
- Vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en las placas características de los grupos motor, turbina o alternador, instalados en serie
- Sin embargo, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo, la potencia instalada será la menor de las sumas de potencias de las placas características

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

- Con la finalidad de competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una *rentabilidad razonable*, aquellas instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes podrán percibir un régimen económico específico adicional a la retribución por su participación en el mercado eléctrico

¿Qué es la rentabilidad razonable?

- Según se acuerda en el RD-Ley 9/2013 y en la LSE, el RD 413/2014, la rentabilidad razonable equivale al rendimiento medio en el mercado secundario de Obligaciones del Estado a diez años, más 300 puntos básicos, antes de impuestos (7.39%)

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

- Con la finalidad de discernir qué instalaciones pueden acogerse a este régimen y cuáles no, se definen en el RD los términos *instalaciones tipo* y *parámetros retributivos*
- Las instalaciones tipo se catalogarán según se la tecnología de la instalación, la potencia instalada, su antigüedad, sistema eléctrico...
- La catalogación se llevará a cabo por el MINETUR

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Parámetros Retributivos

El otro criterio de selección, a la hora de asignar la retribución, serán los parámetro retributivos, los cuales son:

- Retribución a la inversión R_{inv}
- Retribución a la operación R_o
- Nº de horas de funcionamiento máximo a efectos de percepción de la R_o

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico Retribución a la Inversión

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VRj}}{(1 + t_j)^{VRj} - 1}$$

Donde:

$Rinv_{j,a}$: Retribución a la inversión anual por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», cada año del semiperiodo regulatorio «j», expresada en €/MW. El valor de $Rinv$ es el mismo en cada año de un semiperiodo regulatorio.

$C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno. El coeficiente de ajuste representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado.

Para el cálculo del coeficiente de ajuste se considerará el valor neto del activo de la instalación tipo al inicio del periodo regulatorio, la estimación de los ingresos y de los costes de explotación de la instalación tipo hasta el final de su vida útil regulatoria, y la tasa de actualización correspondiente. La metodología de cálculo se establece en el anexo VI.

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW. El valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia será función del valor neto del activo al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente. En el anexo VI se establece la metodología para el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia.

t_j : Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19.

VR_j : Vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperiodo regulatorio «j» a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria, según el valor establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Retribución a la Operación

- "La retribución a la operación por unidad de energía de la instalación tipo se calculará de forma que adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada iguale a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo, todo ello en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada"

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación

- "Las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares podrán percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación"

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación

- "Las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares podrán percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación"

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Vida útil de la instalación

- Superado el valor asociado al parámetro, estimado por el MINETUR, la instalación dejará de percibir las retribuciones por operación y por inversión; por lo que solo les quedarán los ingresos provocados por su participación en el mercado

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Parámetros Retributivos

- Todos estos parámetros pueden ser revisados al comienzo de cada semiperiodo regulatorio, abarcando el primer semiperiodo del 14 de julio de 2013 al 31 de diciembre de 2016

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Además de estar catalogadas como instalaciones tipo y tener unos ciertos parámetros retributivos, para percibir esa retribución se debe:

- Adscribir al centro de control de generación ($P_{inst} > 5\text{MW}$)
- Enviar al MINETUR la información con respecto a la energía eléctrica generada, al cumplimiento del rendimiento eléctrico, al ahorro porcentual de energía primaria...
- Estar constituidas por equipos principalmente nuevos y sin uso previo
- Acreditar a final de cada año el calor útil producido por la planta y el aprovechado (Instalaciones de cogeneración de alta eficiencia)

La cogeneración tras el RD 423/2014

Régimen Retributivo Específico

Para el caso singular de las instalaciones que ya estén en uso, se podrán acoger al régimen en cuestión siempre que estuvieran reconocida sus retribuciones primadas, a la entrada en vigor del RD-Ley 9/2013

La cogeneración tras el RD 423/2014

Devengo y Liquidaciones

- La Administración comenzará a devengarse a partir del mes siguiente a la fecha de autorización de explotación definitiva y tendrá como fin de plazo el mes siguiente a la fecha de inscripción en el registro de RRE
- Además, si existen modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación, que afecten al RRE, se procederá a dividir dicho periodo y calcular la retribución asociada a cada división
- Cada mes, la Administración con las liquidaciones que se realizarán directamente o a través del representante de los productores

La cogeneración tras el RD 423/2014

Procedimientos y Registros Administrativos

- Se mantiene la obligatoriedad de que las instalaciones se encuentren inscritas en un registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, en función de su potencia instalada (RAIPRE)

Sección Primera >50MW

Sección Segunda =<50MW

- La inscripción consta de la fase previa y de la fase definitiva; ésta última requiere la demostración de la potencia bruta de la instalación, la potencia neta y un mínimo de conformidad con los mecanismos de hibernación (Aumentar la eficiencia del sistema eléctrico español)

La cogeneración tras el RD 423/2014

Registro de Régimen Específico

- Otorgamiento y adecuado seguimiento de la retribución específica a las instalaciones de producción
- La inscripción consta de la estado de preasignación y el estado de explotación
- Será necesario haber depositado un aval, que determinará MINETUR, para poder encontrarse en el estado de preasignación

La cogeneración tras el RD 423/2014

Motivos por los que se cancelaría el estado de preasignación

- Cierre de la instalación
- Renuncia al RRE
- Alteración o falsedad en el registro documental, relativo a las instalaciones híbridas
- Omisión de cambios realizados en la instalación (Art. 51)
- No declarar las ayudas públicas recibidas con anterioridad (Art. 24)
- Reiteración en el incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y/o combustibles
- Demostración de que se han alterado las condiciones que sirvieron para otorgarle a la instalación el RRE
- Falsedad en las declaraciones responsables

Caso Práctico

- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. Por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

ANEXO I

Equivalencia entre categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, con las del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes

Las tablas de este anexo no asignan códigos e instalaciones tipo para aquellos subgrupos tecnológicos para los que no existe ninguna instalación afectada por la disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En todo caso, las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se entenderán incluidas en las correspondientes categorías, grupos y subgrupos del artículo 2 de dicho real decreto.

1. Instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1994	IT-01039
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1995	IT-01040
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1996	IT-01041
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1997	IT-01042
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1998	IT-01043
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1999	IT-01044
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2000	IT-01045
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2001	IT-01046
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2003	IT-01047
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2004	IT-01048

Caso Práctico

ANEXO II

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo para las instalaciones definidas en el apartado 1 del artículo 2.

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retrribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (***) (h)
IT-00995	25	4.312	24,059	-	440	160
IT-00996	25	15.932	24,440	-	440	160
IT-00997	25	24.456	24,720	-	440	160
IT-00998	25	27.033	24,805	-	440	160
IT-00999	25	38.516	25,181	-	440	160
IT-01000	25	41.202	25,270	-	440	160
IT-01001	25	43.157	25,334	-	440	160
IT-01002	25	49.123	25,530	-	440	160
IT-01003	25	53.792	25,683	-	440	160
IT-01004	25	54.149	25,709	-	-	-
IT-01011	25	0	-	-	-	-
IT-01012	25	0	-	-	-	-
IT-01013	25	0	-	-	-	-
IT-01014	25	1.436	-	-	440	160
IT-01015	25	15.958	-	-	440	160
IT-01016	25	29.637	-	-	440	160
IT-01017	25	47.363	-	-	440	160
IT-01018	25	54.985	-	-	440	160
IT-01019	25	59.860	-	-	440	160
IT-01020	25	73.257	-	-	440	160
IT-01021	25	86.221	-	-	440	160
IT-01022	25	93.373	-	-	440	160
IT-01023	25	93.062	-	-	440	160
IT-01024	25	95.576	-	-	440	160
IT-01025	25	90.068	-	-	440	160
IT-01026	25	101.793	-	-	440	160
IT-01027	25	103.425	-	-	440	160
IT-01028	25	107.018	-	-	-	-
IT-01035	25	0	26,402	-	-	-
IT-01036	25	28.306	27,102	-	600	200
IT-01037	25	84.236	13,327	-	600	200
IT-01038	25	88.777	0,000	-	600	200
IT-01039	25	142.411	105,916	-	500	160
IT-01040	25	133.158	105,530	-	500	160
IT-01041	25	106.477	104,478	-	500	160
IT-01042	25	77.149	103,312	-	500	160
IT-01043	25	55.588	102,422	-	500	160
IT-01044	25	62.174	100.125	-	500	160

2. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión R_{inv} 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación R_o (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N_h (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento U_f (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a N_h y U_f anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-01014	25	0,0086	3.065	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01015	25	0,0884	34.063	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01016	25	0,1531	63.260	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01017	25	0,2252	101.096	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01018	25	0,2526	117.366	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01019	25	0,2690	127.771	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01020	25	0,3115	156.367	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01021	25	0,3484	184.040	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01022	25	0,3671	199.304	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01023	25	0,3660	198.642	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01024	25	0,3721	204.006	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01025	25	0,3575	192.251	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01026	25	0,3871	217.278	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01027	25	0,3907	220.760	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01028	25	0,3990	228.431	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01029	25	0,3658	201.016	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01030	25	0,3901	223.304	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01031	25	0,3860	220.980	-	-	2.200	800	10%	20%	30%
IT-01035	25	0,0000	0	30,123	-	-	-	-	-	-
IT-01036	25	1,0000	60.419	30,823	-	3.000	1.000	10%	20%	30%
IT-01037	25	1,0000	179.803	7,470	-	3.000	1.000	10%	20%	30%
IT-01038	25	1,0000	189.495	-	-	3.000	1.000	10%	20%	30%
IT-01039	25	1,0000	303.973	97,468	-	2.500	760	15%	30%	45%
IT-01040	25	1,0000	284.223	97,123	-	2.500	760	15%	30%	45%

3. Retribución a la operación aplicable en 2015 y 2016 a determinadas instalaciones tipo.

Código de identificación	Retribución a la Operación Ro	Retribución a la Operación Ro
	(€/MWh)	(€/MWh)
	2015	2016
IT-00999	10,5530	10,9030
IT-01000	10,6410	10,9910
IT-01001	10,7050	11,0560
IT-01002	10,9010	11,2510
IT-01003	11,0540	11,4050
IT-01004	11,0660	11,4160
IT-01005	11,0660	11,4160
IT-01006	11,0660	11,4160
IT-01007	-	11,4160
IT-01035	29,616	30,170
IT-01036	30,315	30,869
IT-01037	6,698	6,995

Código de identificación

IT-01039

Caracterización de la Instalación Tipo

ANEXO VIII

Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de los anexos II y V

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):

1.296.955

Vida Útil Regulatoria (años):

25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema		Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
1994	73,13	11,78	-	28,95	-	78,13	-	-	-
1995	76,75	10,76	-	32,79	-	74,49	4.972	-	-
1996	75,13	10,40	-	34,33	-	71,47	4.951	-	-
1997	82,90	10,93	-	33,56	-	72,66	4.934	-	-
1998	60,67	11,34	-	38,25	-	55,78	4.922	-	-
1999	53,33	12,98	-	50,66	-	50,99	4.912	-	-
2000	77,60	14,32	-	34,99	-	66,20	4.904	-	-
2001	88,84	15,25	-	37,26	-	73,59	4.898	-	-
2002	75,11	15,38	-	43,99	-	65,04	4.894	-	-
2003	81,18	15,26	-	34,82	-	69,54	4.890	-	-
2004	74,10	15,14	-	32,01	-	66,79	4.887	-	-
2005	81,68	17,57	-	45,58	-	70,53	4.885	-	-
2006	116,29	18,62	-	54,45	-	93,41	4.883	-	-
2007	118,28	19,67	-	60,33	-	89,38	4.882	-	-
2008	144,49	20,72	-	78,04	-	103,40	4.881	-	-
2009	130,31	22,57	-	93,50	-	84,31	4.880	-	-
2010	138,06	23,62	-	96,65	-	89,03	4.880	-	-
2011	154,29	25,17	-	120,53	-	96,31	4.879	-	-
2012	181,56	26,22	-	141,75	-	111,41	4.879	-	-
2013	183,06	60,29	64,27	143,80	45,14	108,99	2.593	2.285	0,880
2014	173,12	-	65,05	-	47,14	95,74	-	4.878	0,977
2015	169,97	-	65,49	-	48,42	93,96	-	4.878	0,977
2016	171,01	-	66,07	-	48,64	94,55	-	4.878	0,977
2017	171,02	-	66,62	-	50,84	94,55	-	4.878	0,977
2018	171,02	-	67,18	-	50,84	94,55	-	4.878	0,977
2019	171,02	-	67,74	-	50,84	94,55	-	4.878	0,977

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Referencias

- Otros procesos sostenibles de generación de energía: Plantas de cogeneración (http://www.somorrostro.com/pdf/plantas_de_cogeneracion.pdf)
- Libro de la Energía en España 2016
- Lizarraga, J. M. S., & María, J. (1994). Cogeneración: aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos. Universidad del País Vasco, Servicio Editorial.
- Orlando, J. A. (1997). Cogeneration planner's handbook. PennWell Books.
- COGEN Europe. (2001). A Guide to Cogeneration.
- EDUCOGEN, E. (2001). European Education Tool on Energy-Efficiency Through the Use of Cogeneration. The European Association for the Promotion of Cogeneration, Brisel.
- De cogeneración, a. D. E. P. (2008). Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.

L2 Introducción a la cogeneración



Sistemas de Potencia - Tecnología Energética
Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla