

ESTUDO SECTORIAL DA COXERACIÓN EN GALICIA



Versión actualizada

Indice

1. INTRODUCCIÓN

- 1.1.- ¿Que é Coxeración?
- 1.2.- Comparación da Coxeración cun sistema convencional
- 1.3.- Vantaxes e inconvenientes da Coxeración
- 1.4.- Trixeración

2. A COXERACIÓN EN EUROPA

- 2.1.- Análise Estatística
- 2.2.- Situación actual

3. A COXERACIÓN EN ESPAÑA

- 3.1.- Evolución da Normativa de Fomento da Coxeración
- 3.2.- Normativa de Interconexión á rede
- 3.3.- Condicións para que unha instalación de coxeración acceda ao Réxime Especial
- 3.4.- Evolución da Coxeración en España

4. A COXERACIÓN EN GALICIA

- 4.1.- Antecedentes
- 4.2.- Situación actual
- 4.3.- A Coxeración nos distintos sectores empresariais en Galicia
 - 4.3.1.- Introducción
 - 4.3.2.- Sector Téxtil
 - 4.3.3.- Sector transformación da madeira e papel
 - 4.3.4.- Sector de materiais de construción: Cerámicas
 - 4.3.5.- Sector alimentario
 - 4.3.6.- Outros sectores

5. ANÁLISE DE VIABILIDADE DA COXERACIÓN

- 5.1.- Estudo dos custos de Xeración

- 5.1.1.- Custo de investimento
- 5.1.2.- Custo de combustible
- 5.1.3.- Custo de mantemento
- 5.1.4.- Valor da calor recuperada
- 5.1.5.- Custos totais
- 5.1.6.- Conclusións
- 5.2.- Marco Retributivo
 - 5.2.1.- Instalacións acollidas ao RD 2818/1998
 - 5.2.2.- Instalacións acollidas ao RD 2366/1994
- 5.3.- Real Decreto 436/2004
 - 5.3.1.- Clasificación das centrais de Coxeración
 - 5.3.2.- Autoconsumo eléctrico
 - 5.3.3.- Réxime económico
 - 5.3.3.1.- Tarifa regulada
 - 5.3.3.2.- Mercado eléctrico
 - 5.3.3.3.- Instalacións con potencia superior a 50 MW
 - 5.3.4.- Revisión de tarifas, primas, incentivos e complementos para as novas instalacións
 - 5.3.5.- Adaptación das instalacións acollidas ao RD 2366/1994 e ao Rd 2818/1998 á nova regulamentación
 - 5.3.6.- Conexións á rede
 - 5.3.7.- Retribución segundo o RD 436/2004 e comparación co RD 2818/1998
 - 5.3.8.- Conclusións
- 5.4.- Viabilidade técnico-económica da Coxeración
 - 5.4.1.- Planta con motor alternativo de gasóleo
 - 5.4.2.- Instalación con motor alternativo de Gas Natural.
 - 5.4.3.- Motor alternativo de Fuel óleo
 - 5.4.4.- Turbina de gas a gas natural
 - 5.4.5.- Conclusións

6. CONCLUSIONES E PREVISIONS DE FUTURO

- 6.1.- Conclusiones
- 6.2.- Previsions de futuro da Coxeración
- 6.3.- Medidas para fomenta-la coxeración

ANEXOS

- I.- CONTEXTO ECONÓMICO
- II.- DISTINTAS TECNOLOXÍAS EN COXERACIÓN
- III.- FACTORES A CONSIDERAR NA ELECCIÓN DO COMBUSTIBLE
- IV.- ESTUDO DO MERCADO ELÉCTRICO
- V.- ESTUDO DO CAMBIO DO RD 2366/1994 AO RD 2818/1998
- VI.- RESUME LEXISLACIÓN
- VII.- UNIDADES DE CONVERSIÓN
- VIII.- MAPA DE COXERACIÓNS EN GALICIA
- IX.- CATÁLOGO DE PUBLICACIÓNS DO INEGA. BIBLIOGRAFÍA E AGRACEDEMENTOS.

Introducción

1.- INTRODUCCIÓN

1.1. ¿Que é coxeración?

A coxeración defínese como a produción local e simultánea de enerxía eléctrica e/ou mecánica e de enerxía térmica aproveitable en diversos procesos a partir dunha mesma fonte de enerxía primaria. É unha das solucións máis eficaces para reducir os custos enerxéticos, tanto na industria coma noutros sectores nos que se aplica, como o hospitalario, o residencial ou hoteleiro.

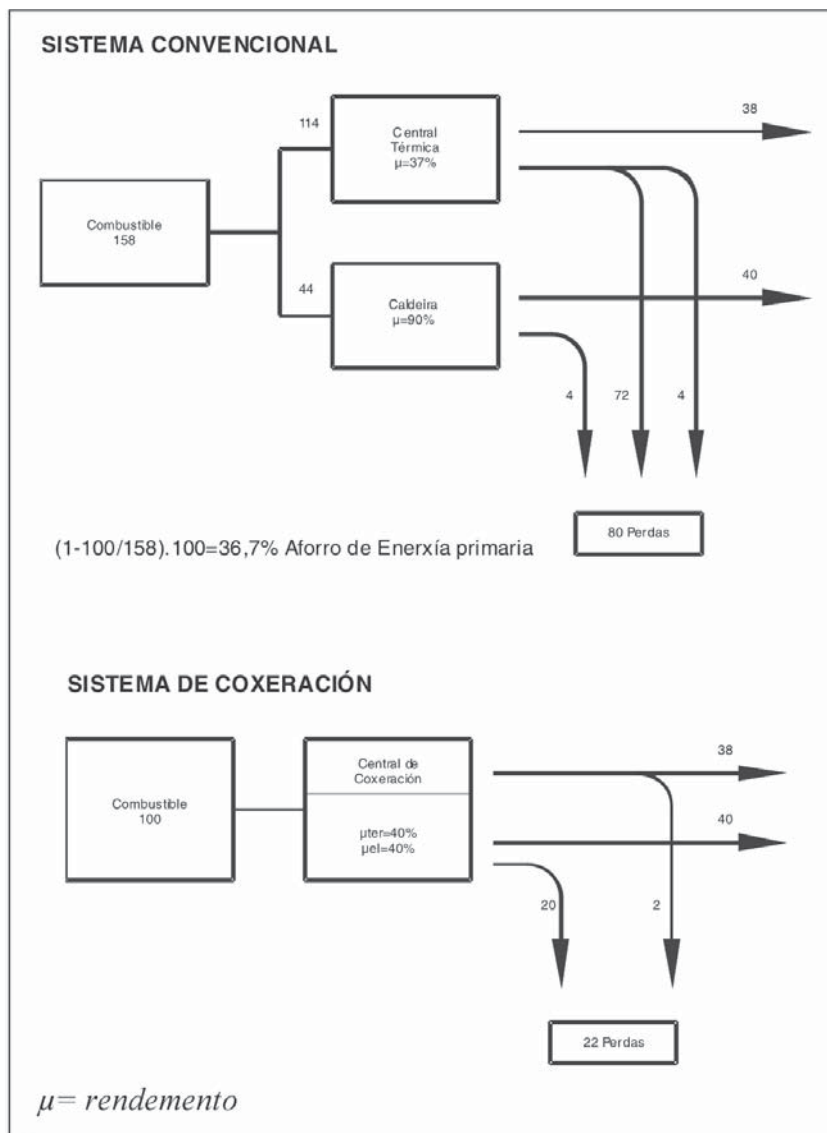
Nos últimos 15 anos, o uso da coxeración experimentou un crecemento espectacular na maioría dos países da UE e contéplase como unha alternativa para un uso enerxético máis eficiente, xa que o seu rendemento é superior ao dunha central convencional de xeración de enerxía eléctrica, polo que o consumo de enerxía primaria e as emisións á atmosfera se ven sensiblemente reducidos.

1.2. Comparación da coxeración cun sistema convencional

No proceso enerxético tradicional de xeración termoeléctrica quéimase normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta presión, o cal se fai pasar por unha turbina para xerar enerxía eléctrica. O rendemento eléctrico destas plantas xeradoras sitúase en torno ao 33% da enerxía dispoñible no combustible. O resto pérdese nos gases de combustión que saen pola cheminea do xerador de vapor e nos sistemas de condensación e arrefriamento do ciclo termodinámico.

Nunha planta de coxeración, a partir do combustible, prodúcese simultaneamente electricidade e calor, cubrindo as necesidades da instalación e vertendo á rede de distribución a enerxía excedentaria.

No seguinte cadro móstrase un esquema comparativo dos dous sistemas. Como pode observarse, para producir 38 unidades eléctricas e 40 térmicas, cun sistema tradicional precísanse 158 unidades de combustible; porén se se utiliza un sistema de coxeración, tan só serían necesarias 100 unidades, co que se obtería un aforro de enerxía primaria de 36,7%.



Comparativa das emisións segundo as distintas tecnoloxías para produción de enerxía eléctrica:

Emisións	Centrais convencionales			Ciclos combinados	Centrais de coxeración		
	R.E. ~ 40%				R.e.e.=0,55	R.e.e.=0,60	R.e.e.=0,65
	Gas	Fuel óleo (3% S)	Carbón	Gas	Gas	Gas	Gas
CO ₂	500	700	1.000 a 1.500	375	333	300	275
SO ₂	---	22	19	---	---	---	---

R.E. = Rendemento eléctrico
R.e.e. = Rendemento eléctrico equivalente

Fonte: COGEN ESPAÑA



Central térmica convencional



Central de coxeración

1.3. Vantaxes e inconvenientes da coxeración

Entre as **vantaxes** asociadas a unha instalación de coxeración, destacan as seguintes:

- Diversifica as fontes de abastecemento enerxético.
- Garante a subministración eléctrica, ante posibles fallos na rede de distribución.
- Incrementa a eficiencia da utilización da enerxía: menor consumo de combustible e menores emisións de CO₂, polo que contribúe notablemente ao desenvolvemento sostible.
- Incide na competitividade dunha empresa, ao reducir os seus custos enerxéticos.
- Diminúe o consumo de enerxía primaria do país.
- Reduce as perdas en transporte e distribución, ao achegar a xeración ao consumo.
- Xera emprego e potencia sectores de tecnoloxías asociadas á coxeración.

Entre os principais **inconvenientes** cabe citar:

- Incerteza ante a evolución dos prezos enerxéticos (electricidade e combustible).
- Aumento da contaminación local.
- Carencia dun marco retributivo estable, o que aumenta o risco nos resultados económicos.

1.4. Trixeración

Unha planta de trixeración é sensiblemente igual a unha de coxeración, á que se lle engade un sistema de absorción para produción de frío, producindo simultaneamente, se a instalación o require, calor, frío e electricidade.

É no sector da alimentación e nalgúns subsectores do sector servizos (hospitalario, hoteleiro, grandes superficies comerciais...) nos que se concentra o maior potencial de sistemas de trixeración como consecuencia das necesidades de climatización e electricidade que requiren este tipo de instalacións, presentando uns elevados índices de rendibilidade e optimización enerxética.

A coxeración en Europa

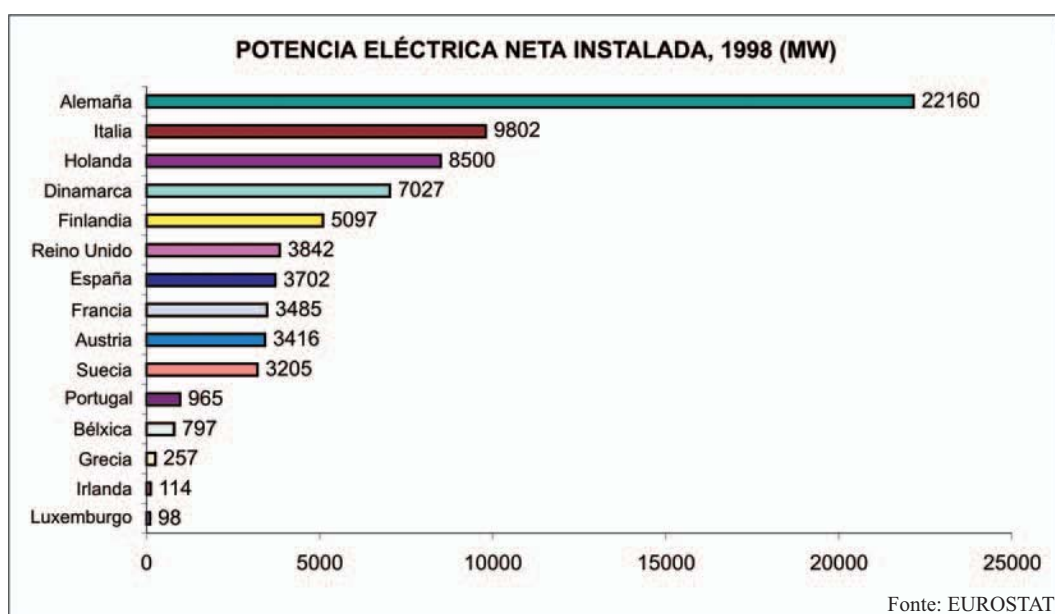
2.- A COXERACION EN EUROPA

Dentro do ámbito da Unión Europea, a Comisión, na súa aposta pola coxeración como unha técnica de gran eficacia para a produción de electricidade e calor, presentou o 18 de decembro do 1997 unha “Resolución relativa a unha estratexia comunitaria para o fomento da produción combinada de electricidade e calor”¹, onde se estableceu o obxectivo de duplicar a cantidade global de produción de enerxía eléctrica con coxeración dende o 9% do ano 1994 ata o 18% de produción bruta total no ano 2010.

2.1. Análise estatística

Segundo Eurostat², a porcentaxe de electricidade producida con coxeración respecto ao total da produción na UE, evolucionou dende o 9%, en 1994 ata o 11% en 1998, tal como se pode observar no cadro da páxina 10.

En 1998 a potencia total instalada era de 72.499 MW, correspondendo a España 3.702 MW (5,1% da potencia total).



En 1998 Alemaña era o país con maior potencia instalada (22.160 MW). Emporiso, eran Dinamarca (62,3% respecto do seu total) e os Países Baixos (52,6%) os que presentaban as maiores porcentaxes de produción de enerxía eléctrica a partir de sistemas de coxeración. Irlanda (1,9%), Grecia (2,1%) e Francia (2,5%) eran en 1998 os países que menos tiñan desenvolto este tipo de proxectos.

Convén indicar que, a partir de 1998 e como consecuencia da perda de rendibilidade de moitas instalacións, o sector estancouse e, incluso nalgúns países, sufriu unha tendencia á baixa.

Segundo Eurostat, a implantación de sistemas de coxeración na UE durante o período 1996-1998 posibilitou os aforros de enerxía que se resumen no seguinte cadro:

¹ COM (97) 514 final “Estratexia comunitaria para promover a produción combinada de electricidade e calor (PCCE) e para eliminar os obstáculos o seu desenvolvemento”.

² “Produción combinada de calor e electricidade na UE-Resumen Estatístico 1994-1998”, EUROSTAT 2001.

**AFORRO ENERXÉTICO ACHEGADO POR SISTEMAS DE COXERACIÓN NA U.E.
(1996-1998)**

SISTEMAS	(ktep)	(ktep)	(ktep)
Ciclo combinado	5.738	7.400	9.218
Turbina de vapor de condensación total	7.676	7.801	6.649
Turbina de vapor a contrapresión	6.187	5.909	5.660
Turbina de gas	2.181	3.065	3.581
Motor de combustión interna	1.705	2.473	2.982
Outros	96	62	3
TOTAL UE	23.583	26.710	28.093

Fonte: EUROSTAT

Tal como se pode comprobar no cadro anterior os 28.093 ktep de enerxía aforrados en 1998 representan o 2% do consumo bruto interno de enerxía primaria na UE.

Se no horizonte de 2010 se consegue o obxectivo de producir o 18% da enerxía bruta total mediante coxeración, evitarase a emisión á atmosfera dunha cantidade importante de CO₂ (entre 50 e 342 millóns de toneladas/ano).

2.2. Situación actual

A preocupación sobre a seguridade do abastecemento enerxético e o desenvolvemento das políticas en materia de cambio climático, que a Unión Europea establece no seu Libro Verde³, implica a necesidade de promover a coxeración como medida de aforro e eficiencia enerxética. Por todo isto, desenvolveuse unha proposta de directiva⁴, presentada pola Comisión no Consello de Ministros o 25 de novembro de 2002, coa que se persegue unha dobre finalidade: en primeiro lugar, contribuír á seguridade do abastecemento enerxético e nun segundo termo, compatibilizar políticas enerxéticas con estratexias ambientais, o que establece a urxencia de proxectar a coxeración de alta eficiencia.

No marco actual da Unión Europea e, máis concretamente, no español, a coxeración encóntrase cunha serie de barreiras que deben ser resoltas para impulsar o seu desenvolvemento. Entre as máis importantes cabe destacar:

- Os prezos elevados dos combustibles.
- A dificultade de acceso ao mercado da electricidade, especialmente para pequenos produtores.
- Os altos custos por kW instalado, para pequenas potencias.
- A incerteza a medio e longo prazo dos prezos de venda da electricidade.

³ COM (2000) 769 “Cara a unha estratexia europea de seguridade do abastecemento enerxético”.

⁴ COM (2002) 415 final, proposta de directiva “sobre o fomento da coxeración sobre a base da enerxía de calor útil no mercado interior da enerxía”.

- A dificultade de garantir a potencia necesaria ao tratarse dun proceso de xeración eléctrica vinculado a un proceso industrial ou de servizos (e que constitúe o obxecto principal da sociedade).
- Os altos custos de utilización do sistema de distribución de electricidade.
- Uns procedementos administrativos complexos.
- A falla de recoñecemento das vantaxes da produción distribuída para a rede eléctrica.

Por outra banda, o pasado 21 de febreiro de 2004 publicouse no Diario Oficial da Union Europea a Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 11 de febreiro de 2004, “*relativa ao fomento da coxeración sobre a base da demanda de calor útil no mercado interior da enerxía*” e pola que se modifica a Directiva 92/42/CE, que dá prioridade ao fomento da coxeración sobre a base da demanda de calor útil para reducir a actual dependencia das subministracións enerxéticas do exterior.

CADRO 1: PRODUCCIÓN COMBINADA DE CALOR E ELECTRICIDADE

CADRO 1: PRODUCCIÓN COMBINADA DE CALOR E ELECTRICIDADE

Cadro 1 - Evolución da PCCE nos Estados membros, e PCCE considerada porcentualmente en relación ca xeración de electricidade térmica e total.

Estado Membro	1994**			1996			1997			1998		
	Electricidade PCCE GWh	Porcentaxe Electricidade Térmica	Porcentaxe Electricidade total	Electricidade PCCE GWh	Porcentaxe Electricidade Térmica	Porcentaxe Electricidade total	Electricidade PCCE GWh	Porcentaxe Electricidade Térmica	Porcentaxe Electricidade total	Electricidade PCCE GWh	Porcentaxe Electricidade Térmica	Porcentaxe Electricidade total
Bélxica	2448	8,0	3,4	3000	9,5	3,9	3069	10,2	3,9	3410	9,6	4,1
Dinamarca	21874	56,2	54,5	29260	55,9	54,6	26562	62,7	59,9	25591	66,9	62,3
Alemaña	47752	13,5	9,0	37817	10,3	6,8	36834	10,3	6,7	41770	11,3	7,5
Grecia	819	2,2	2,0	886	2,3	2,1	968	2,5	2,2	981*	2,3	2,1
España	8537	11,1	5,3	13390	17,5	7,7	18567	18,9	9,8	21916	22,2	11,2
Francia	8506	24,5	1,8	9864	22,0	1,9	10663	26,2	2,1	12660	22,7	2,5
Irlanda	259	1,6	1,5	357	2,0	1,9	457	2,4	2,3	404	2,0	1,9
Italia	26477	14,7	11,4	31383	16,2	12,9	40164	20,1	16,0	44856	21,6	17,3
Luxemb.							120	37,1	9,5	320	87,7	22,5
Países Baixos	31543	41,7	39,5	36410	45,1	42,7	41502	49,6	47,9	47835	55,4	52,6
Austria	11721	66,0	21,4	13539	70,3	24,7	14025	71,7	24,7	14268	76,2	24,8
Portugal	3111	15,1	9,9	2845	14,5	8,2	2949	14,1	8,6	3288	12,8	8,4
Finlandia	20312	59,0	30,9	22536	59,3	32,5	23051	64,0	33,3	25128	75,6	35,8
Suecia	9257	85,0	6,4	10241	70,9	7,3	9301	91,4	6,2	9544	95,5	6,0
GB	11619	5,0	3,6	15108	6,1	4,3	16762	7,0	4,9	18644	7,4	5,2
UE-15	204235	17,6	9,0	226336	18,3	9,4	244994	19,8	10,1	270615	21,0	10,9

* Estimación de Eurostat

** As cifras de Alemaña refírense a 1995

Fonte: "Producción combinada de calor e electricidade (PCCE) na UE – Resumo estadístico 1994-1998", Eurostat 2001

A coxeración en España

3.- A coxeración en España

3.1. Evolución da normativa de fomento da coxeración

A primeira normativa que fixa un réxime de beneficios en favor das instalacións de coxeración foi a Lei 82/1980, do 30 de decembro, sobre *conservación da enerxía* e, especialmente, o Real Decreto 907/1982, do 2 de abril, sobre *fomento da autoxeración da enerxía eléctrica*, que desenvolve a citada lei.

En dita normativa establécese a obriga de mercar, por parte das compañías eléctricas, os excedentes enerxéticos xerados, así como unha retribución que permita recuperar os investimentos realizados, retribuíndose o kWh a un prezo superior ao que se obtén nas centrais eléctricas convencionais.

Este marco normativo mantívose en vigor ata a publicación da Lei 40/1994, do 30 de decembro, de *ordenación do sistema eléctrico nacional* (LOSEN) e o Real Decreto 2366/1994, de 9 de decembro, sobre *producción de enerxía eléctrica por instalacións hidráulicas, de coxeración e outras abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables*. Ambos terían a finalidade de incentivar estas actividades para conseguir os obxectivos de aforro enerxético, diversificación de fontes primarias e protección do ambiente establecidos no Plan Enerxético Nacional (1991-2000).

Para poder ser incluídas neste réxime de produción de electricidade (réxime especial), a potencia destas instalacións non podería exceder de 100 MW.

Igual que na anterior lei sobre *conservación da enerxía*, garantiase a estas instalacións a venda do seus excedentes enerxéticos e unha retribución vantaxosa respecto ao resto das instalacións de produción acollidas ao réxime ordinario.

Posteriormente, a Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, que transpón a Directiva 96/92/CE sobre *normas comúns para o mercado interior da electricidade*, do 19 de decembro de 1996, e os posteriores decretos que a desenvolven (Real Decreto 2818/98, do 23 de decembro) trataron de axeitar o funcionamento do réxime especial á nova regulamentación sen incorrer en situacións discriminatorias que puidesen limitar a libre competencia. Para iso estableceuse un sistema de incentivos temporais para as instalacións de coxeración e un período transitorio para as instalacións acollidas á regulamentación anterior (durante o cal se mantén o seu réxime económico).

En setembro de 2002 publicouse o Real Decreto 841/2002, que desenvolve os artigos 17, 18 e 21 do Real Decreto Lei 6/2000, do 23 de xuño, de *medidas urxentes de intensificación da competencia en mercados de bens e servizos* (BOE 24/6/2000). Este decreto trataba de incentivar a participación no mercado de produción das instalacións de enerxía eléctrica en réxime especial.

En marzo de 2004 publicouse o RD 436/2004, polo que se establece a metodoloxía para a actualización do réxime económico e xurídico das instalacións de réxime especial, e ten como principal obxectivo unificar a normativa de desenvolvemento da Lei 54/1997, en todo o relacionado coa produción de enerxía eléctrica en réxime especial, e en particular o que se refire ao réxime económico das instalacións.



Sala de control dunha planta de coxeración.

3.2.- Normativa de interconexión á rede

A **lexislación relativa á medida da enerxía exportada á rede** polas instalacións de coxeración obrigou, a partir da publicación do RD 2366/1994, a dispoñer de contadores electrónicos de medida bidireccional que rexistrasen a enerxía importada e exportada en períodos de 15 minutos ou inferiores.

Posteriormente, o regulamento de puntos de medida dos consumos e tránsitos da enerxía eléctrica (Real Decreto 2018/1997, do 26 de decembro, BOE 30-12-1997, e modificacións introducidas polo RD 385/2002), e as súas instrucións técnicas complementarias (Orde do 12 de abril de 1999, BOE 21-04-1999) impulsaron modificacións na medida relativa aos autoxeradores, entre as que cabe destacar:

- Os produtores en réxime especial deben cumprir as mesmas esixencias que as centrais de xeración, salvo o que dispoña a lexislación específica.
- Os puntos de medida clasifícanse en:
 - a) tipo 1: se a potencia da central é maior ou igual a 12 MVA ou a enerxía anual intercambiada coa rede é igual ou superior a 5 GWh.
 - b) tipo 2: se a potencia da central é maior ou igual a 1,8 MVA ou a enerxía anual intercambiada coa rede é igual ou superior a 0,75 GWh.
 - c) tipo 3 (aqueles non incluídos nos tipos anteriores).

Segundo a resolución do 30 de decembro de 2002, engádense dous novos tipos de medida: tipo 4 para potencia superior a 15 kW e tipo 5 para potencia inferior a 15 kW.

- A clase de precisión esixida a contadores e transformadores de medida é superior á establecida ata ese momento e resúmese na táboa seguinte:

Tipo	Transformadores		Contadores	
	Intensidade	Tensión	Activa	Reactiva
1	0,2S	≤ 0,2	≤ 0,2S	≤ 0,5
2	≤ 0,5S	≤ 0,5	≤ 0,5S	≤ 1

- Os puntos tipo 1 deben dispoñer de medida redundante (dobre equipo de medida).
- A lectura dos equipos de medida poderase facer in situ ou ben mediante telemedida.
- Os contadores deberanse verificar periodicamente; os de tipo 1 cada dous anos e os de tipo 2 cada tres anos.
- O usuario é responsable da instalación do equipo de medida e do seu mantemento.

En relación á **normativa sobre interconexión de centrais á rede**, publicouse a *Orde do 5 de setembro de 1985 pola que se establecen as normas administrativas e técnicas para funcionamento e conexión ás redes eléctricas*. Esta orde regula a interconexión das centrais de autoxeración eléctrica (aínda que existe un borrador de modificación) e obriga a que as instalacións sexan revisadas pola empresa eléctrica antes da súa posta en servizo, para verificar o cumprimento do establecido nesta orde.



Sala de control dunha planta de coxeración.

3.3.- Condicións para que unha instalación de coxeración acceda ao réxime especial

Para que unha central de coxeración poida acollerse ao réxime especial, é necesario que cumpra, entre outros, os seguintes requisitos:

- a) Ter un rendemento eléctrico equivalente (Ree) igual ou superior ao fixado no anexo I do RD 2366/94 e do RD 2818/98 e que se determinará a partir da fórmula:

$$\text{Ree} = \frac{E}{\left(Q - \frac{V}{0,9}\right)}$$

Onde:

Q = Consumo de enerxía primaria, con referencia ó PCI (poder calorífico inferior) do combustible utilizado.

V = Unidades térmicas de calor útil demandado pola industria para os seus procesos de produción.

E = Enerxía eléctrica xerada medida en bornas do alternador e expresada como enerxía térmica, cun equivalente de 1 kWh = 860 kcal/h.

Os rendementos esixidos variarán en función do combustible utilizado e da máquina motriz, tendo valores iguais ou superiores aos que figuran na seguinte táboa:

	Ree (%)
Combustibles líquidos nas centrais con caldeiras	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural e GLP en motores térmicos	55
Gas natural e GLP en turbinas de gas e outras tecnoloxías	59

GLP: Gases licuados do petróleo.

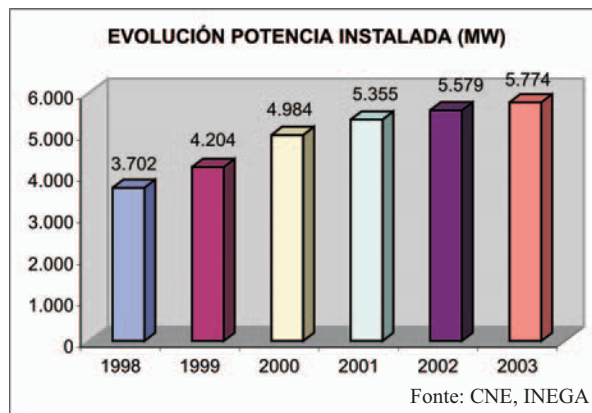
- b) Producir enerxía eléctrica para o seu propio uso. Entenderase que un autoprodutor xera electricidade, fundamentalmente para o seu propio uso, cando autoconsume, ao menos, o 30% da enerxía eléctrica producida por el mesmo, se a súa potencia instalada é inferior a 25 MW e, ao menos, o 50% se a súa potencia instalada é igual ou superior a 25 MW (RD 2818/1998). Coa publicación do RD 436/2004, redúcese a porcentaxe de enerxía eléctrica xerada que deberá autoconsumir unha instalación de coxeración ata o 10%.

3.4.- Evolución da coxeración en España

En España, no ano 2001, entraron en servicio 364 MW, cifra moi inferior á do ano 2000, e que sitúa a potencia total instalada a finais dese ano en 5.355 MW. En 2002 entraron en funcionamento 224 MW, e no ano 2003, 195 MW, acadándose unha potencia a finais deste ano de 5.774 MW.

Esta desaceleración do crecemento da potencia instalada débese fundamentalmente á forte subida que experimentaron os prezos do gas natural, compensada parcialmente cun incremento das primas en 2001 do 33%. Non obstante, en 2002, as primas reducíronse un 10% e un 4,06% en 2003. En 2004 as primas mantivéronse co mesmo valor do ano 2003, en espera da publicación do novo real decreto que regula o réxime especial, publicado en marzo de 2004.

No seguinte cadro móstrase a evolución da potencia instalada en coxeración en España durante o período 1998-2003.



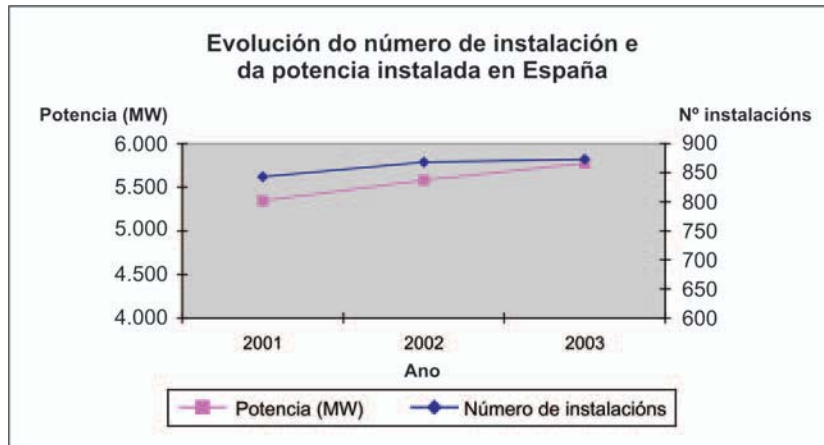
A coxeración por comunidades autónomas.

No ano 2003 España contaba con 873 instalacións de coxeración, cunha distribución por CC.AA. que se mostra no seguinte gráfico:



Cataluña é a comunidade autónoma cun maior número de plantas de coxeración instaladas (167), favorecido polo seu forte tecido industrial e polo amplo desenvolvemento da infraestrutura gasista. Galicia sitúase no terceiro lugar cun total de 107 instalacións, o que representa o 12% do total nacional.

No seguinte cadro móstrase a evolución do número de instalacións e a potencia instalada en España.



A **enerxía vertida á rede**, polas centrais de coxeración españolas, no ano 2003, segundo datos da CNE, ascendeu a 19.478 GWh.

A continuación amósase a enerxía vertida á rede en función dos tipos de combustible utilizados nas instalacións de coxeración:

	Vendas en réxime especial: COXERACIÓN			
	2000 (GWh/ano)	2001 (GWh/ano)	2002 (GWh/ano)	2003 (GWh/ano)
Gas natural	11.702	12.465	13.931	14.725
Fuel óleo	3.615	2.856	2.898	2.820
Gasóleo	860	654	770	734
Propano	2	7	16	16
Outros	839	999	1.079	1.183
Total enerxía vendida a distribución	17.018	16.981	17.798	12.322
Total enerxía vendida a mercado	-----	-----	896	7.156
Total enerxía vendida con coxeración	17.018	16.981	18.694	19.478

Fonte: CNE

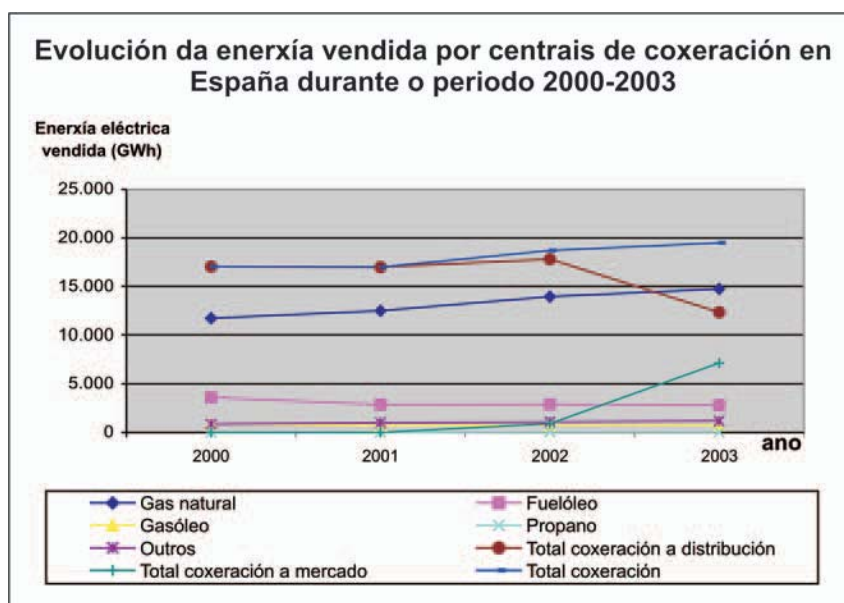
Na táboa anterior pódese comprobar que a enerxía vertida á rede en 2003 se incrementou un 4% con respecto ao ano anterior.

En canto ao total de enerxía eléctrica vendida no ano 2003, un 63% comercializouse a través de distribuidoras, mentres que o 37% se vendeu no mercado de electricidade.

Se se comparan estas cifras coas obtidas no ano 2002, pode comprobarse un descenso do 31% de enerxía vendida a través de distribuidoras fronte a un ascenso de 699% de enerxía eléctrica vendida no mercado de electricidade.

	Vendas en réxime especial: COXERACIÓN		
	2002	2003	2002/2003 (%)
Total enerxía vendida a distribución	17.798	12.322	-31
Total enerxía vendida a mercado	896	7.156	699
Total enerxía vendida con coxeración	18.694	19.478	4

Fonte: CNE



Fonte: CNE

En función do tipo de combustible, e tal e como pode observarse no gráfico anterior, nos últimos anos, a evolución das vendas de enerxía á rede das coxeracións que utilizan como combustible gas natural foi incrementándose, mentres que as de fuel óleo e gasóleo experimentaron un descenso e un estancamento nas vendas, respectivamente.

A coxeración no sistema eléctrico español

No seguinte cadro, móstrase a contribución da coxeración ao sistema eléctrico español durante 2003.

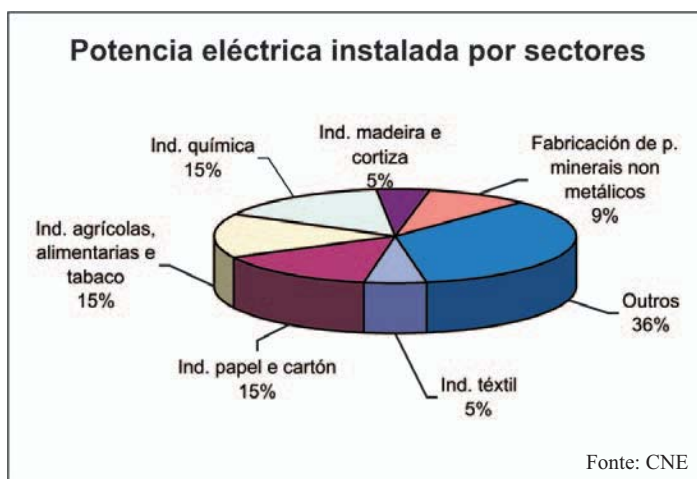
Potencia total no parque de xeración español (MW)	63.610
Potencia total coxeración (MW)	5.774
Produción total neta ⁵ (GWh)	195.863
Demanda eléctrica nacional (GWh)	236.568
Enerxía vertida á rede polas centrais de coxeración (GWh)	19.478

Fonte: CNE, REE

O parque de xeración español tiña a finais de 2003 unha capacidade de 63.610 MW, dos que 5.774 MW (9%) correspondían a instalacións de coxeración que exportaron á rede 19.478 GWh de enerxía eléctrica, o que representou o 8,2% da demanda eléctrica nacional.

A coxeración por sectores

A continuación, preséntase a distribución por sectores da potencia instalada en España no ano 2002, comprobándose que os sectores químico (onde se inclúen as refinarias de produtos petrolíferos), industria agroalimentaria e o sector do papel e cartón, son os que teñen maior potencia instalada (15% cada un dos sectores).



⁵ Non se inclúe a enerxía do réxime especial.

A coxeración en Galicia

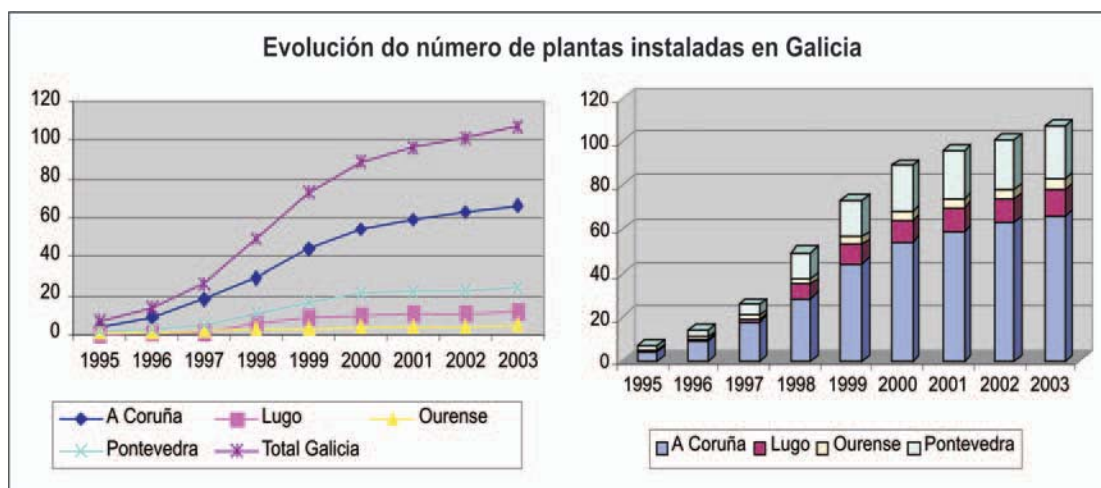
4.- A COXERACIÓN EN GALICIA

4.1. Antecedentes

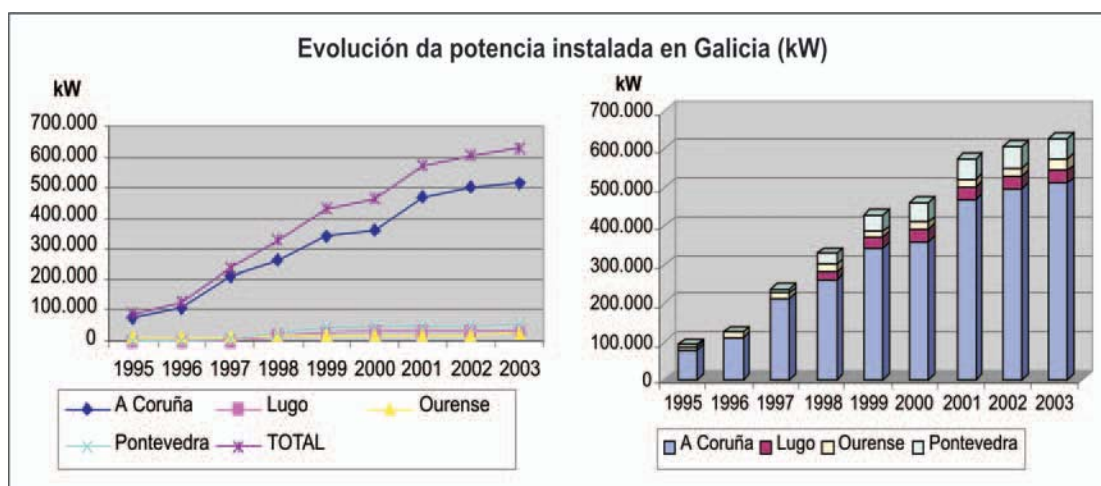
A coxeración tivo en Galicia un inicio máis serodio que no resto de España (en 1995 había 7 instalacións) experimentando un forte impulso a partir de 1994, coa entrada en vigor do RD 2366/1994 e acadando o máximo desenvolvemento no período 1998-1999, coa posta en marcha de 45 instalacións asociadas a distintos procesos, sobre todo industriais.

A partir do ano 2000, seguiu unha tendencia similar á do resto do Estado e reduciu o seu crecemento (pasouse dun incremento do 49% no ano 1999 a un 5% en 2002), tal e como se amosa nas gráficas seguintes. No presente estudo consideráronse aquelas instalacións de coxeración de réxime especial incluídas nos grupos a.1, a.2 do RD 2818/1998 e no grupo D do RD 2366/1994.

En 2003 a coxeración en Galicia experimentou un lixeiro incremento (6%) chegando a acadar un total de 107 instalacións. No seguinte gráfico móstrase a evolución do número de instalacións por provincias durante o período 1995-2003:



En canto á potencia total instalada en Galicia, compre indicar que a súa evolución foi similar á do número de instalacións, experimentando un forte incremento nos anos 1998 e 1999, para posteriormente estancarse en 2001 e 2002, aínda que en 2003 volveu experimentar un lixeiro incremento, tal e como queda reflectido nas seguintes gráficas.



4.2. Situación actual.

Como xa se indicou anteriormente, a finais de 2003, o parque de coxeración en funcionamento en Galicia conformábase por 107 centrais cunha potencia eléctrica de 627.695 kW. No seguinte cadro móstrase a distribución da potencia e o número de instalacións por provincias:

CENTRAIS DE COXERACIÓN	POTENCIA (kW)	Nº. Instalacións	Potencia %
A Coruña	510.591	66	81,3
Lugo	34.492	12	5,5
Ourense	27.960	5	4,5
Pontevedra	54.652	24	8,7
TOTAL	627.695	107	100

Fonte: INEGA

A coxeración no sistema eléctrico galego

A produción eléctrica bruta no ano 2003 das centrais de coxeración galegas foi de 3.209 GWh (276 ktep), e a enerxía vertida á rede ascendeu a 2.256 GWh, o que representa o 11,6% do total vertido á rede por estas instalacións en España, sendo lixeiramente inferior á porcentaxe do ano 2002 (10,1%), tal como figura no seguinte cadro:

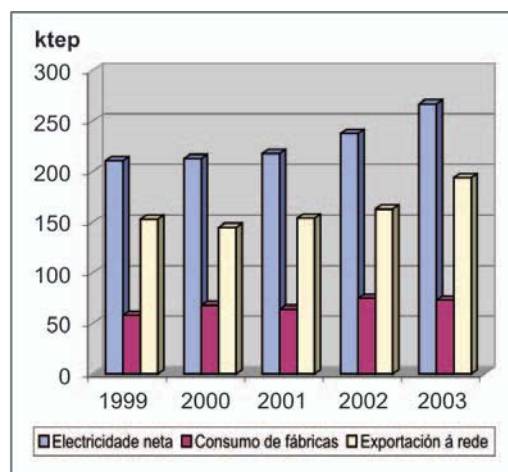
CENTRAIS DE COXERACIÓN	GALICIA	ESPAÑA	%
Potencia ano 2002 (MW)	606	5.579	10,9
Electricidade vertida á rede ano 2002 (Gwh)	1.896	18.694	10,1
Potencia ano 2003 (kW)	628	5.774	10,9
Electricidade vertida á rede ano 2003 (Gwh)	2.256	19.478	11,6

Fonte: INEGA, IDAE, CNE

A evolución da produción de electricidade con centrais de coxeración en Galicia dende o ano 1999 foi a seguinte:

Producción de electricidade (ktep)	1999	2000	2001	2002	2003
Electricidade bruta	218	220	226	247	276
Electricidade neta	211	213	218	238	267
Consumo fábricas	58	68	64	75	73
Exportación rede	153	145	154	163	194

Fonte: INEGA



Dende o ano 1999, os incrementos interanuais de produción eléctrica non foron significativos, manténdose practicamente constante ata o ano 2002, no que aumenta lixeiramente a tendencia crecente de produción de electricidade bruta (9%), sendo no ano 2003 dun 12%.

Non obstante, o consumo nas fábricas da enerxía xerada incrementouse nun 17,2% no ano 2000 respecto ao anterior, para despois diminuír en 2001 un 5,9% respecto a 2000. En 2002 este consumo volveu a experimentar un ascenso dun 17% con respecto ao ano 2001, pero dado que o aumento na produción foi importante (9%) incrementouse tamén a exportación á rede. No ano 2003 o consumo nas fábricas diminuíu de novo, polo que aumentou considerablemente a exportación á rede (19%).

A coxeración e o consumo de electricidade en Galicia

No ano 2003 o consumo de electricidade en Galicia aumentou un 1,4% con respecto ao ano 2002, e a produción eléctrica con coxeración un 11,7%.

Segundo se mostra no cadro seguinte, en 1999 a porcentaxe de electricidade bruta producida mediante centrais de coxeración respecto á electricidade consumida foi do 18%, reducíndose lixeiramente en 2000 (17%) debido a un forte incremento do consumo e a un ascenso lixeiro da produción bruta de electricidade mediante coxeración. Esta tendencia continuou manténdose en 2001 e en 2002. En 2003 produciuse un cambio nesta evolución, aumentando esta porcentaxe ata un 19%.

A COXERACIÓN E O CONSUMO DE ELECTRICIDADE EN GALICIA

	1999	2000	2001	2002	2003
Consumo total de electricidade (ktep)	1.224	1.292	1.332	1.449	1.469
Produción bruta coxeración (ktep)	218	220	226	247	276
% coxeración/consumo total	18	17	17	17	19

Fonte: INEGA

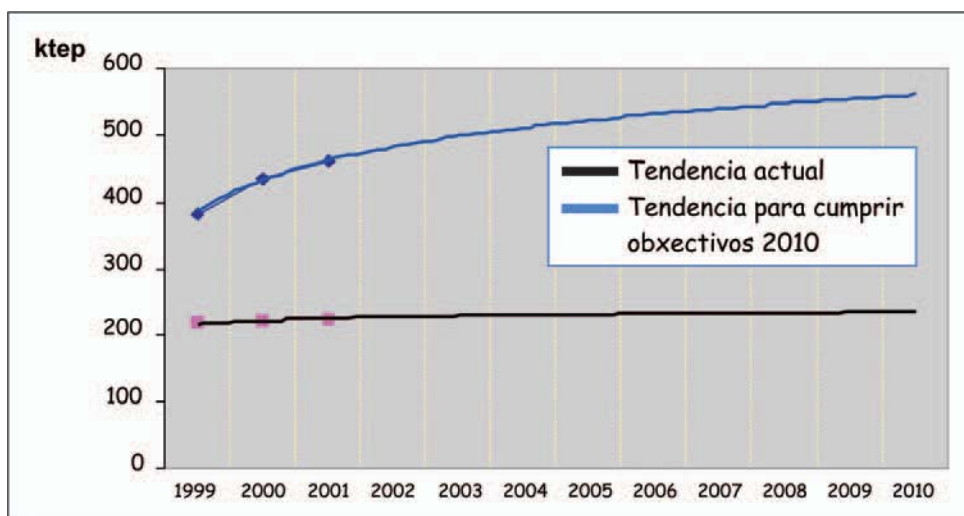
Na “Resolución relativa a unha estratexia comunitaria, para o fomento da produción combinada de electricidade e calor”, de 1997, a UE establecía como obxectivo duplicar a cantidade global de produción de enerxía eléctrica con coxeración dende o 9% do ano 1994 ata o 18% de produción bruta total no ano 2010.

Neste sentido, convén destacar que, en Galicia, durante o período 1999-2001, a porcentaxe de electricidade bruta producida mediante sistemas de coxeración con respecto á produción total, diminuíu dende un 10,2 % en 1999 ata un 8,8% en 2001. Non obstante, en 2003 esta porcentaxe incrementouse lixeiramente ata un 10,5%, tal e como se reflicte no seguinte cadro:

	1999 (ktep)	2000 (ktep)	2001 (ktep)	2002 (ktep)	2003 (ktep)
Electricidade bruta xerada en centrais coxeración (ktep)	218	220	226	247	276
Total xeración enerxía eléctrica (ktep)	2.143	2.317	2.564	2.424	2.631
% produción bruta con coxeración / produción total	10,2	9,5	8,8	10,2	10,5
OBXECTIVO UE 2010 (18%)	386	417	461	436	474

Fonte: INEGA

No seguinte gráfico móstrase a evolución da produción das instalacións de coxeración nos últimos tres anos, a prevista de manterse o actual ritmo de crecemento, así como a comparación coa que sería necesario acadar para cumprir os obxectivos fixados pola UE.



Para cumprir a Resolución da UE, a produción eléctrica bruta en Galicia a partir de centrais de coxeración debería acadar 560 ktep en 2010.

De manterse a tendencia actual, a produción eléctrica bruta tan só acadaría 235 ktep, polo que para conseguir o obxectivo do 18% sería necesario aumentar o actual parque de coxeración nuns 470 MW.

No capítulo 6 do presente documento “Conclusións e previsións de futuro”, indícanse unha serie de actuacións que, de levarse a cabo, poderían contribuir a impulsar novamente o desenvolvemento deste sector.

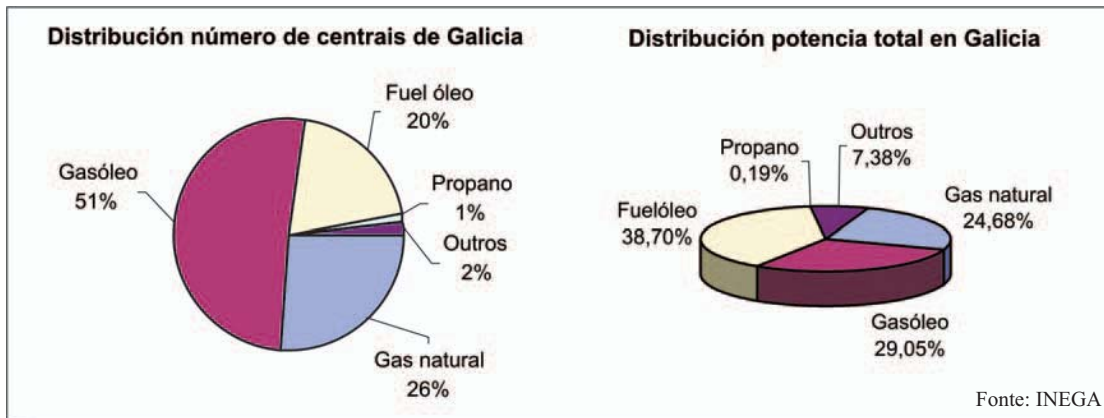
A coxeración por provincias

No seguinte cadro móstrase a distribución de centrais de coxeración por provincias no ano 2003:

CENTRAIS DE COXERACIÓN	Nº. Instalacións	Potencia (kW)	Produción eléctrica (ktep)	Produción eléctrica (ktep)	Consumo (ktep)
A Coruña	66	510.591	241	207	634
Lugo	12	34.492	9	9	27
Ourense	5	27.960	11	10	28
Pontevedra	24	54.652	15	11	40
TOTAL	107	627.695	276	237	729

Fonte: INEGA

A distribución do número de centrais e da potencia instalada en función do tipo de combustible empregado reflíctese nas seguintes gráficas:

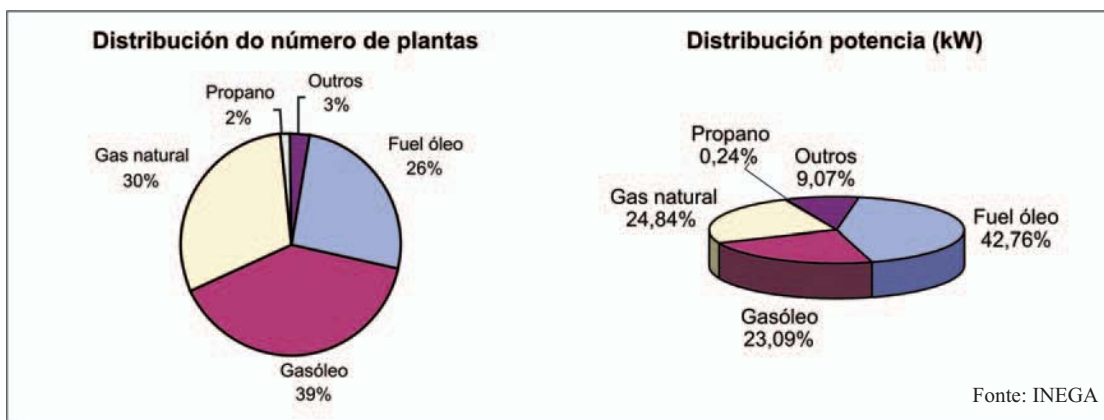


Obsérvase que predominan as instalacións de gasóleo; sen embargo, utilízase maioritariamente o fuel óleo para as centrais de maior potencia. Este desenvolvemento desmesurado da coxeración con gasóleo e fuel óleo foi propiciado polo desenvolvemento tardío da infraestrutura gasista en Galicia.

PROVINCIA DA CORUÑA

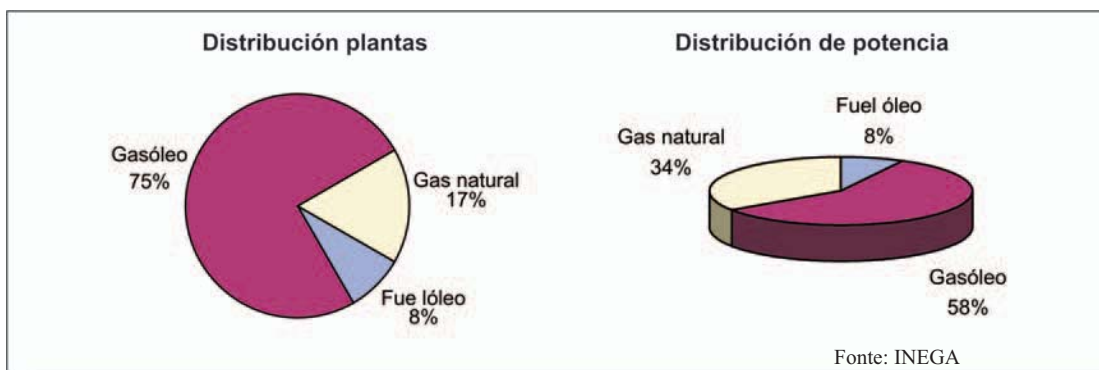
Conta co maior número de instalacións (66 unidades) e é tamén a provincia que ten a maior potencia instalada (511 MW).

A continuación móstrase a distribución do número de plantas e da potencia en función do tipo de combustible.



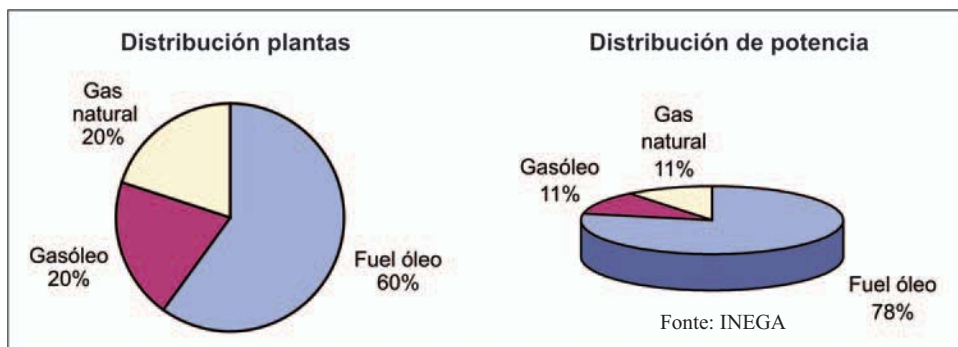
PROVINCIA DE LUGO

A gran maioría son instalacións de pequena potencia (= 3 MW) e debido a que a rede de gas natural está pouco desenvolta predominan as instalacións de gasóleo.



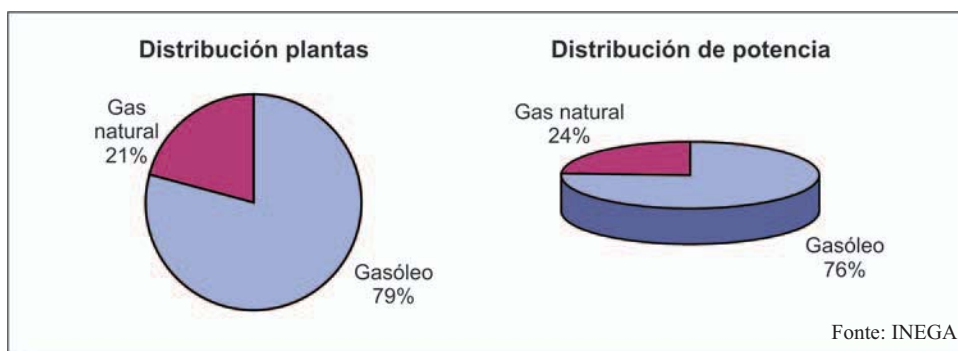
PROVINCIA DE OURENSE

Predominan as instalacións de fuel óleo debido a que as centrais instaladas son de gran potencia (P= 3 MW) e ao desenvolvemento tardío da rede de distribución de gas natural. Nas seguintes gráficas móstrase a súa distribución:



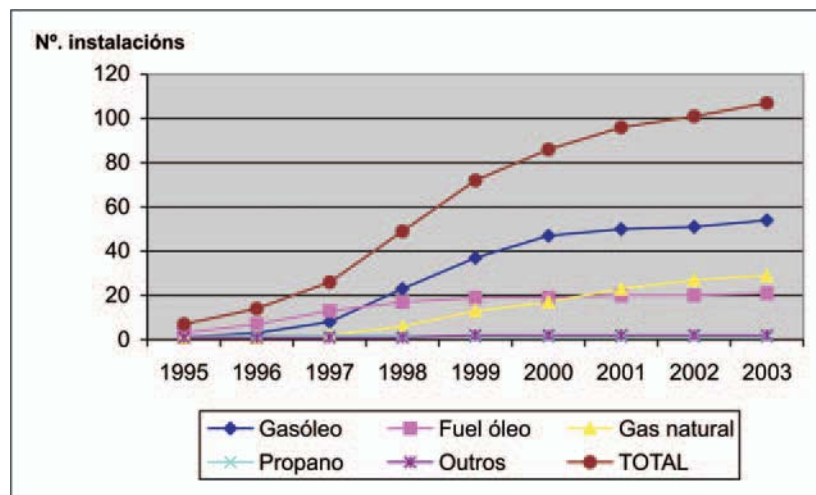
PROVINCIA DE PONTEVEDRA

Chama a atención o feito de que nesta provincia non haxa instalacións de fuel óleo, sendo o maior número de gasóleo (79%) e as restantes de gas natural (21%).



A coxeración segundo o tipo de combustible empregado

No seguinte cadro móstrase, a modo de gráfica, o número de instalacións postas en marcha en cada ano do período 1995-2003, diferenciando segundo o tipo de combustible empregado:



Durante o período 97-99 predominou a instalación de plantas de fuel óleo e gasóleo, pero a partir de 2000 e debido á forte subida dos prezos dos combustibles derivados do petróleo, o gas natural convértese no combustible máis solicitado para as novas plantas.

Non obstante, ao estar o seu prezo indexado co do petróleo, experimentou fortes subidas durante os últimos anos, afectando á rendibilidade de moitas plantas, o que motivou que se paralizase a posta en marcha de novas instalacións.

No ano 2003, a distribución das plantas de coxeración en función do combustible empregado é a que se mostra no cadro seguinte:

Tipo de combustible	Nº de centrais	Potencia (kW)	Producción eléctrica (ktep)	Producción térmica (ktep)	Consumo de combustible (ktep)
Gas natural	29	154.921	68	68	207
Propano	1	1.200	0	0	0
Gasóleo	54	182.339	60	56	162
Fuel óleo	21	242.900	116	77	272
Outros	2	46.335	32	36	88
TOTAL	107	627.695	276	237	729

(1) 0,002 ktep; (2) 0,005 ktep; (3) 0,008 ktep

Nota: Os datos de produción e consumo son os correspondentes ao ano 2002.

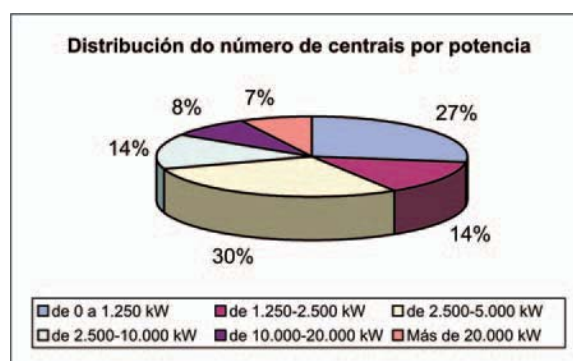
Clasificación da coxeración en función da potencia instalada.

A continuación móstrase a clasificación das instalacións de coxeración en función da súa potencia eléctrica:

Potencia (kW)	Nº de centrais		Potencia total		Potencia media (kW)
	Nº.	(%)	(kW)	(%)	
de 0 a 1.250 kW	29	27	26.122	4	901
de 1.250 a 2.500 kW	15	14	36.726	6	2.448
de 2.500 a 5.000 kW	31	29	101.748	16	3.282
de 5.000 a 10.000 kW	15	14	108.807	17	7.254
de 10.000 a 20.000 kW	9	8	116.288	19	12.921
Máis de 20.000	8	7	238.004	38	29.851
TOTAL	107	100	627.695	100	5.866

Fonte: INEGA

Obsérvase que predominan en Galicia instalacións con potencia inferior a 5.000 kW (70% do total).

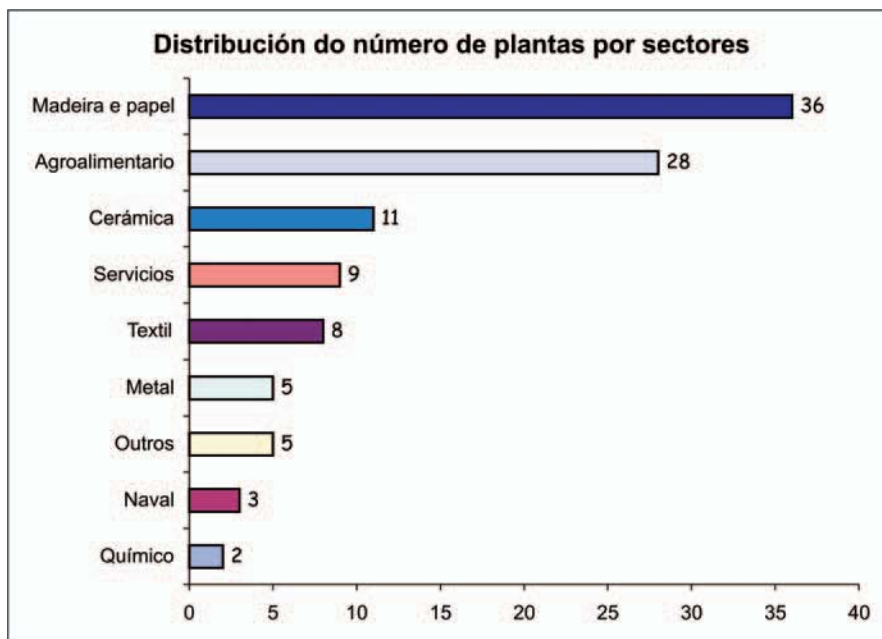


A coxeración por sectores empresariais.

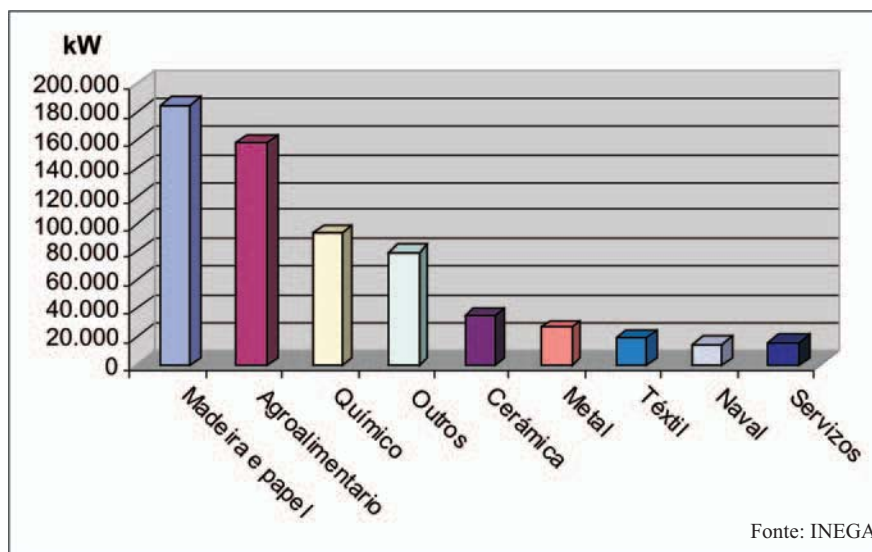
No seguinte cadro obsérvase a repartición actual da potencia instalada nos diferentes sectores empresariais de Galicia:

Sector	Potencia (kW)	Numero de centrais	Potencia media (kW)
- Agroalimentario	158.067	28	5.645
- Cerámica	35.110	11	3.192
- Madeira e papel	185.144	36	5.143
- Metal	26.084	5	5.217
- Naval	14.392	3	4.797
- Químico	93.780	2	46.890
- Servizos	16.071	9	1.786
- Téxtil	18.898	8	2.362
- Outros	80.149	5	16.030
TOTAL	627.695	107	

Fonte: INEGA



Fonte: INEGA



Fonte: INEGA

En Galicia as instalacións de coxeración concéntranse nos sectores da madeira e papel, agroalimentario e cerámico, con potencias medias inferiores a 6.000 kW.

Non obstante, é no sector químico no que se encontran as instalacións de maior potencia (con valores medios de 46.890 kW).

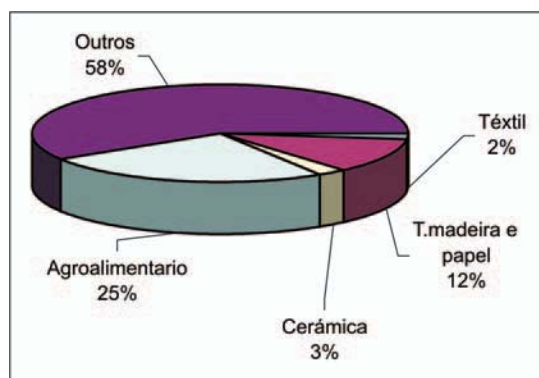
4.3. A coxeración nos distintos sectores empresariais de Galicia

4.3.1. Introducción

Posto que hai instaladas centrais de coxeración en case todos os sectores empresariais galegos, no presente estudo⁽⁶⁾ considerouse a idoneidade de establecer unha mostra representativa de 28 instalacións (28% do total), cunha potencia instalada de 266,74 MW (44% do total), facendo así mesmo unha análise das diferentes tecnoloxías de coxeración instaladas e dos combustibles utilizados nos distintos sectores.

Das 98 instalacións de coxeración existentes en Galicia, 95 (97%) utilizan motores alternativos como máquina motriz, dúas delas (2%) utilizan turbinas de gas, e unha instalación (1%) turbina de vapor.

Por sectores esta mostra de instalacións distribúese da seguinte maneira:



Nas 28 instalacións auditadas propuxéronse medidas de optimización e aforro enerxético-económico que, de levarse a cabo, permitirían lograr os aforros que se resumen no seguinte cadro:

RESUMO DOS AFORROS EN INSTALACIÓNS AUDITADAS	
Energía térmica (tep/ano)	5.662
Energía eléctrica (tep/ano)	167
TOTAL AFORRO ENERXÉTICO (tep/ano)	5.829
TOTAL AFORRO ECONÓMICO* (€/ano)	1.274.064

*Nota: No aforro económico soamente se contabilizaron as medidas amortizables a curto prazo (< 5 anos).

⁶ O estudo realizouse dende setembro de 2001 a outubro de 2002, polo que os resultados están referidos a estas datas.

4.3.2.-Sector téxtil

Panorámica do sector en Galicia

O sector téxtil galego xerou 14.100 novos postos de traballo entre 1994 e o ano 2001, converténdose no principal motor de desenvolvemento da nosa economía. Na actualidade o segmento empresarial téxtil emprega a case 28.000 traballadores en Galicia, que representan un 15% de todos os postos de traballo industriais existentes na nosa comunidade. En 1994 o peso laboral deste sector era do 10%; un exemplo da evolución positiva habida neste campo nos últimos anos.

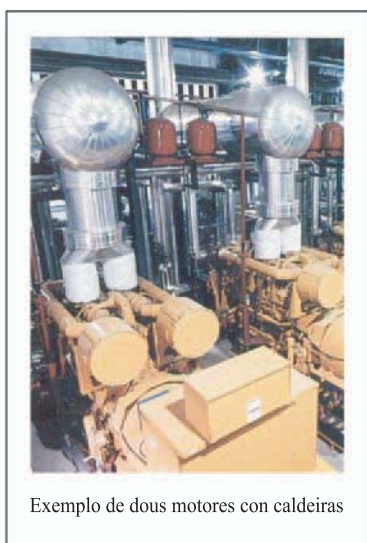
O área industrial da Coruña concentra o 78% da riqueza téxtil de Galicia -pola influencia de Inditex- e case a cuarta parte dos postos de traballo, aínda que tamén noutras zonas, como Ordes, a bisbarra de Deza, Vigo, Ourense ou Ferrol, rexistran unha importante actividade sectorial.

A profesionalización dos procesos empresariais e industriais e a modernización da súa estrutura enerxética son, xunto á consolidación da súa imaxe exterior, algunhas das causas que determinaron o auxe do sector téxtil en Galicia.



A coxeración no sector

A coxeración está implantada nun total de 8 empresas, o que representa un 8,16% do total instalado en Galicia (atendendo ao número de centrais) e 3,29% en canto a potencia instalada. A potencia media dunha coxeración neste segmento industrial é de 2.362 kW.



Dentro do estudo analizáronse dúas empresas do sector (25% de empresas téxtiles que teñen instalacións de coxeración en Galicia), cunha potencia global de 4.835 kW (25,58% do total instalado neste sector).

A tecnoloxía utilizada nas empresas auditadas é o motor alternativo como máquina motriz e a caldeira de recuperación de gases de escape.

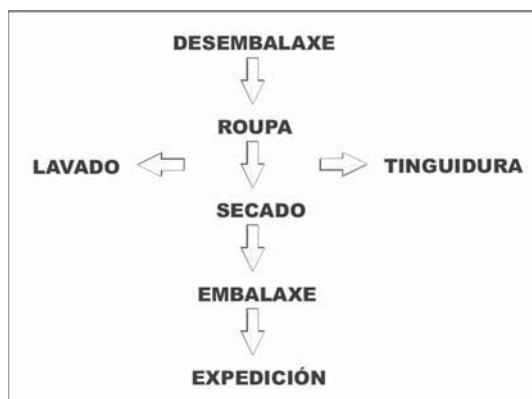
O total das empresas téxtiles analizadas neste documento utilizan como combustible gasóleo e gas natural, e están acollidas ao réxime especial do RD 2366/94.

Consumo enerxético do sector

A principal demanda de enerxía das industrias téxtiles corresponde á xeración de vapor e auga quente para lavado, pranchado e procesos de tinguidura de roupa. Tamén se utiliza enerxía eléctrica para a maquinaria e iluminación, aínda que en menor proporción que a térmica. O consumo específico varía en torno a 37×10^{-3} e 27×10^{-4} tep/kg de prenda.

Ao tratarse de procesos cunha elevada demanda térmica e eléctrica, a coxeración é unha técnica moi axeitada para cubrir as necesidades enerxéticas deste sector, reducindo os seus custos enerxéticos e mellorando a súa competitividade.

No seguinte gráfico amósase un exemplo de proceso dunha empresa téxtil:



Rendementos

Os rendementos eléctrico, térmico e eléctrico equivalente, varían en función do combustible e do tipo de motor utilizado. Nos estudos realizados comprobouse que o rendimento térmico real é máis baixo que o teórico, posto que non se aproveita toda a enerxía dispoñible, tal como se reflicte no seguinte cadro.

	Teóricos %	Reais %
Rendimento eléctrico	38 - 40	38 - 40
Rendimento térmico	41 - 47	15- 26
Rendimento global	79 - 87	64 - 65
R.E.E.*	70 - 84	48 - 54

*Rendimento eléctrico equivalente.

Medidas de actuación propostas

As principais medidas de actuación a realizar para a optimización das centrais de coxeración en empresas téxtiles dirixíronse a conseguir un aproveitamento térmico óptimo e pódense resumir nas seguintes:

- Substitución do combustible utilizado: gasóleo por gas natural.
- Incremento da recuperación da enerxía dispoñible (calor) en gases de escape.
- Recuperación da calor do circuíto de alta temperatura.



4.3.3.-Sector da transformación da madeira e papel

Panorámica do sector en Galicia

A importancia do sector madeireiro na industria galega non pode ser infravalorada. Galicia ocupa un papel hexemónico no panorama empresarial español, tanto na produción de taboleiros de fibra de madeira como de pasta de papel. O 6,8% de emprego existente no ámbito industrial galego procede das empresas madeireiras (12.323 postos de traballo no ano 2000). A súa facturación elévase aos 1.400 millóns de euros anuais e conta cunha rede de empresas modernas e expansivas (Grupo Losán, Finsa, Ence,...)

No mes de abril de 2001 creouse o “cluster” da madeira. Entre os seus obxectivos están: establecer unha dinámica cooperativa no ámbito da modernización (racionalización dos cultivos e dos traballos de extracción, promoción de secadoiros, instalación de coxeracións,...) e impulsar a eficiencia enerxética destas empresas.

Os grupos de actividades empresariais que conforman o conglomerado industrial da madeira son: serradoiros, fabricación de chapa e taboleiros, carpintaría e elaboración de mobles.

A industria de primeira transformación está representada por empresas de gran tamaño (Losán e Finsa) que concentran a produción e que están presentes nos mercados internacionais.

O sector da madeira inclúe máis de 100 empresas con carácter puramente industrial, correspondendo a maior porcentaxe a serradoiros de madeira, seguido por empresas de fabricación de taboleiro aglomerado.

A coxeración no sector

A coxeración está implantada nun total de 34 industrias madeireiras, o que representa un 34,7% do total instalado en Galicia (segundo o número de centrais) e un 31,1% da potencia instalada. A potencia media dunha planta de coxeración deste sector é de 5.281 kW.

Dentro do presente estudo analizáronse 8 instalacións (o 23,5% de empresas do sector que teñen instalacións de coxeración), cun total de 31.380 kW (17,7% do total instalado).

A tecnoloxía utilizada como máquina motriz en todas as empresas auditadas é o motor alternativo. A recuperación térmica realízase mediante unha caldeira para xeración de vapor ou ben directamente en secadoiros.

Das instalacións consideradas neste estudo 3 delas (37,5%) están acollidas ao réxime retributivo do RD 2818/98, mentres que as restantes (62,5%) están acollidas ao RD 2366/94.

Das oito instalacións madeireiras auditadas neste estudo, catro utilizan como combustible gasóleo, tres delas fuel óleo e a restante utiliza gas natural.

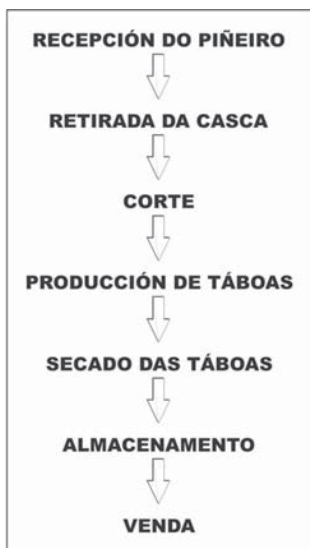


Planta de coxeración nunha empresa madeireira.

Distribución dos consumos enerxéticos

A distribución dos consumos enerxéticos varía dependendo do tipo de industria. A continuación móstranse os diferentes procesos do sector e a súa distribución de consumos enerxéticos.

O proceso típico dun aserradoiro é o seguinte:



A utilización da calor procedente da coxeración emprégase no secado da madeira.

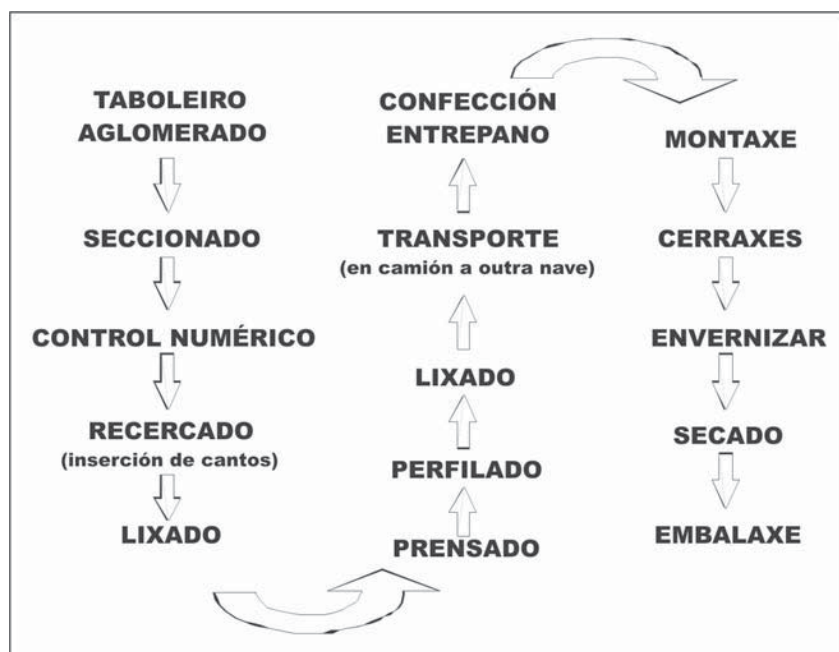
A implantación de sistemas de coxeración supónlle a moitas empresas unha serie de problemas de acumulación e eliminación de residuos, o que obriga aos seus directivos a pagar por desfacerse deles, cando poderían ser valorizados nunha caldeira de biomasa, obtendo calor de forma máis barata que instalando unha planta de coxeración.

O proceso típico na fabricación de taboleiro é o seguinte:



A calor utilízase nos procesos de desfibrado da madeira, secado e prensado. Ao igual que no caso anterior, trátase dunha industria que xera gran cantidade de residuos combustibles, que poderían aproveitarse “in situ”, para producir calor, e se fose necesario complementalos con outros combustibles (gas natural, carbón,...).

A continuación móstrase un proceso típico de ebanistería, para a construción de portas.



A calor emprégase nos procesos de prensado e secado do vermiz. Trátase tamén dun proceso que xera residuos combustibles e cunha valorización enerxética que resulta economicamente rendible en moitos casos.

Rendementos

O rendemento eléctrico equivalente medio das empresas visitadas deste sector é do 57%.

Medidas de actuación propostas

Nas auditorías realizadas, as melloras propostas son: a instalación de caldeiras de biomasa e a optimización de horarios de funcionamento das plantas de coxeración.

4.3.4.-Sector de materiais de construción: cerámicas

Panorámica do sector en Galicia

Galicia ten 170 empresas no ámbito de materiais da construción, que inclúe a louseiros, graniteiros e ceramistas. Todo este sector produciu 800.000 toneladas no ano 2000, 650.000 destinadas á exportación por un importe de 300 millóns de euros.

Este apartado do estudo céntrase nas empresas de produción de cerámica, xa que son as únicas que fan uso das coxeracións pola súa elevada demanda térmica.

A coxeración nas industrias cerámicas

A coxeración está implantada nun total de 11 empresas deste ámbito industrial, o que representa un 11,22% do instalado en Galicia e un 6,1% da potencia total. A potencia media dunha instalación de coxeración do sector é de 3.192 kW.

Durante o presente estudo visitáronse 3 cerámicas (27,3% do total), cunha potencia global de 7.035 kW (20% do total instalado).

O motor alternativo é a tecnoloxía utilizada como máquina motriz en todas as empresas auditadas. A recuperación térmica dos gases de escape realízase mediante intercambiadores de calor aire-aire.

Das tres empresas visitadas, dúas utilizan como combustible o gas natural e unha gasóleo. Unha das empresas está acollida ao RD 2818/98, mentres que as dúas restantes ao RD 2366/94.



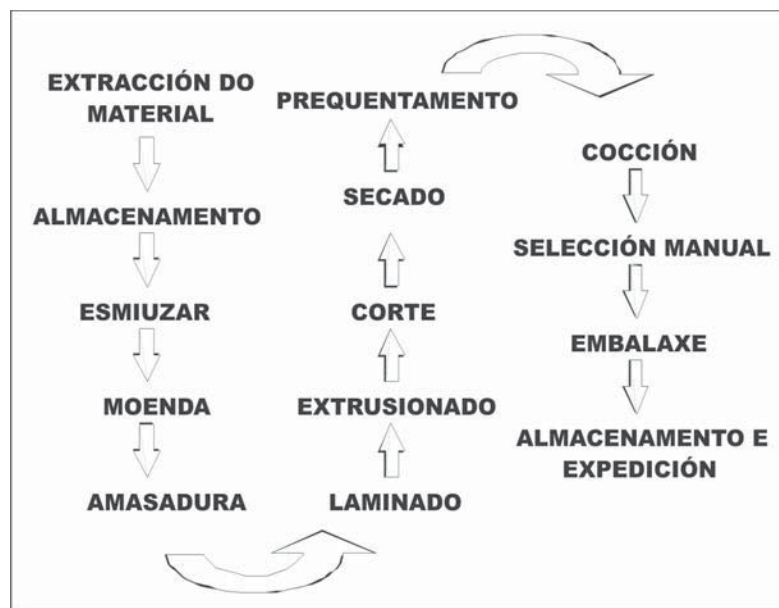
Motor alternativo dunha planta de coxeración.

Distribución dos consumos enerxéticos

O proceso produtivo do sector cerámico demanda enerxía térmica para o secado e a cocción de materiais, utilizando enerxía eléctrica en menor proporción no resto dos procesos (moedura, manipulación, extrusión, iluminación,...).

O consumo específico das empresas auditadas sitúase arredor de 0,7 tep/ton.

A continuación amósase o proceso de fabricación típico dunha industria cerámica:



Rendementos

Trátase dun sector con moita demanda térmica e eléctrica que o fai adecuado para a implantación de sistemas de coxeración. Con todo, nalgúns das instalacións auditadas detectáronse potencias excesivas que implican que os rendementos eléctricos equivalentes non acaden os niveis mínimos esixidos pola lexislación vixente.

Medidas de actuación propostas

As melloras propostas que predominan nos estudos realizados ás empresas deste sector son: o presecado da arxila e o aproveitamento da calor residual para climatización de naves e oficinas.

4.3.5.- Sector alimentario

Panorama do sector en Galicia

É un dos sectores con maior número de empresas en Galicia, contabilizándose con carácter puramente industrial un total de 427, concentrándose a maior parte das coxeracións do sector en fábricas de conservas, produtos conxelados e empresas lácteas.

A coxeración nas industrias agroalimentarias

A coxeración está implantada en 27 empresas, o que representa un 27,55% do total instalado en Galicia e 25,71% en canto a potencia instalada. A potencia media dunha instalación de coxeración deste sector é de 5.497 kW.

Analizáronse 8 instalacións (29,6% do total de empresas do sector que teñen instalacións de coxeración) cun total de 66.429 kW (44,76% da potencia instalada).



Planta de coxeración nunha industria alimentaria.



Caldeiras de recuperación de calor nunha industria alimentaria

A tecnoloxía máis utilizada como máquina motriz neste sector é o motor alternativo, coa única excepción dunha empresa láctea que utiliza turbina de gas, realizando a recuperación térmica dos gases de escape, en ambos os casos, mediante caldeiras.

Así mesmo, das oito instalacións visitadas, catro utilizan como combustible fuel óleo, dúas gas natural e as restantes utilizan gasóleo. Delas, sete están acollidas ao réxime retributivo do RD 2366/94, mentres que a restante está acollida ao RD 2818/98.

Distribución de consumos enerxéticos

A industria alimentaria presenta unha elevada demanda térmica nos procesos de cocción e esterilización. Por iso, as instalacións de coxeración son unha solución enerxética eficaz, xa que con elas se pode conseguir un elevado aproveitamento térmico, mellorando ao mesmo tempo a calidade da subministración eléctrica. Isto sucede, por exemplo, no caso das empresas lácteas, nas que un breve corte de subministración pode supoñer a perda de varias horas de produción.

Rendementos

O rendemento eléctrico equivalente medio das empresas auditadas é do 57,13%, lixeiramente superior ao mínimo esixido pola lexislación actual.

Medidas de actuación propostas

Nos estudos realizados destacan como melloras propostas para optimizar estas instalacións, entre outras, a recuperación de condensados en autoclaves, o illamento de balsinas e cocedoiros.



4.3.6.- Outros sectores

Existe finalmente un número importante de empresas con planta de coxeración que non están incluídas en ningún dos sectores anteriores (sector químico, estaleiros,...) cunha potencia global instalada de 195 MW.

Dentro do estudo analizáronse 7 empresas incluídas neste apartado que teñen instalacións de coxeración en Galicia cun total de 156.564 kW (80,2% do total instalado).

Debido ás características tan heteroxéneas que presentan, resulta moi difícil a súa análise conxunta, polo que esta non se realizou, sendo aplicable para todas elas unha serie de recomendacións que figuran ao final do presente informe, no apartado de conclusións.



Torres de refrixeración que disipan a enerxía térmica non aproveitada á atmosfera

Análise de viabilidade da coxeración

5.- Análise de viabilidade da coxeración

5.1.- Estudo dos custos de xeración

Neste apartado analízase a evolución dos custos dos diferentes sistemas de coxeración durante o período 1998-2002, con obxecto de establecer o seu rango de variación, o que permitirá identificar os riscos a que se enfrontan este tipo de investimentos.

Os custos de xeración inclúen os seguintes conceptos:

- custo de investimento
- custo de combustible
- custo de mantemento

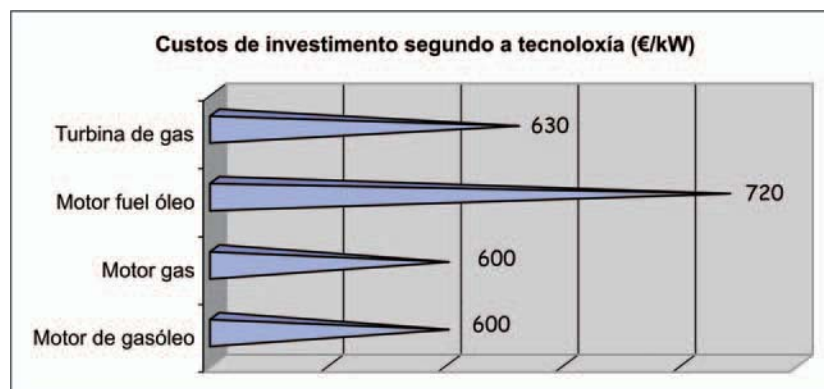
Para calcular o custo total da xeración eléctrica, subtraerese da suma destes tres factores o valor da calor recuperada.

Para facilitar a comparación entre os distintos conceptos incluídos no custo de xeración, así como entre as distintas tecnoloxías, exprésanse todos eles en céntimos de euro por quilovatio-hora eléctrico xerado (cent €/kWh). Así, por exemplo, o custo de investimento tradúcese nun custo de amortización por kWh.

5.1.1.-Custo de investimento

O custo de investimento por kW instalado varía entre 600 e 720 €/kW en función da tecnoloxía empregada. As instalacións de fuel óleo son as que requiren maior investimento debido á necesidade de tratamento do combustible. As instalacións de menor potencia son as que presentan custos por kW máis elevados como consecuencia da aplicación de economías de escala.

No gráfico seguinte amósase unha estimación dos custos de investimento segundo a tecnoloxía empregada (non se inclúe o valor do terreo).

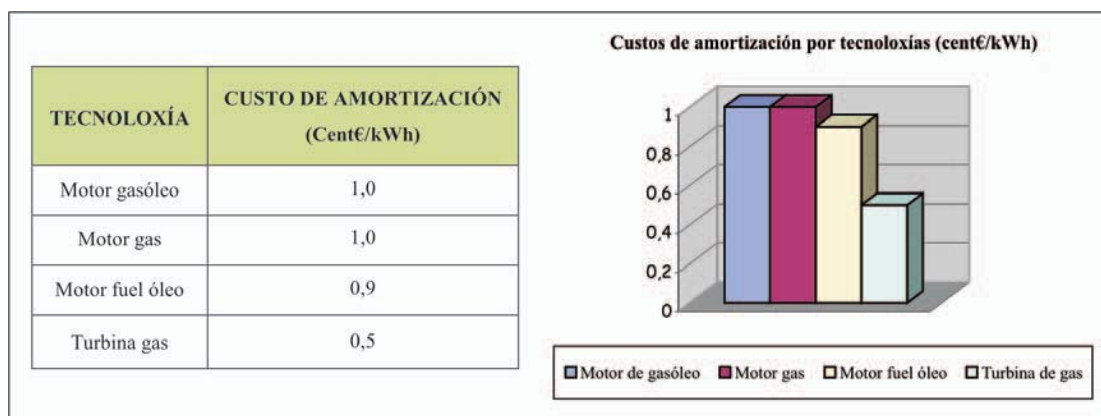


Para repercutir o custo de investimento no kWh xerado, consideráronse os seguintes valores medios de vida para cada unha das alternativas estudadas:

- 60.000 horas para os motores alternativos tanto de gasóleo como de gas natural;
- 80.000 horas para os motores de fuel óleo;
- 120.000 horas para as turbinas de gas.

Debe terse en conta que a vida útil das instalacións será acorde coa calidade do mantemento.

Deste modo, no seguinte cadro e gráfico auxiliar, amósanse os custos de amortización que se obteñen ao dividir o investimento realizado entre a enerxía eléctrica xerada (kWh) durante a vida útil da planta. É notable destacar o baixo custo de amortización das turbinas de gas, na que a xustificación se debe á súa lonxevidade.



5.1.2.-Custo de combustible

Corresponde ao combustible o maior peso específico (60% do total) dentro da estrutura de custos destes sistemas, merecendo por iso no presente estudo unha atención especial.

A incerteza asociada ao custo do petróleo nos mercados internacionais fai imprevisible a evolución dos prezos dos carburantes, o que supón o principal factor de risco neste tipo de investimentos.

No seguinte cadro reflíctense os prezos máximo e mínimo dos distintos combustibles durante o período xaneiro 1998-setembro 2002.

COMBUSTIBLE	CONSUMO POR kWh XERADO	PREZO ESPECÍFICO (máximo/mínimo)	CUSTO COMBUSTIBLE XERACIÓN Cent€/kWh
GASÓLEO	0,25 l/kWh	15-25 cent€/litro	3,7-6,3
GAS NATURAL	2,50 te PCS/kWh	1,2-2,7 cent€/te	3,0-6,8
FUEL ÓLEO	0,21 kg/kWh	9-21 cent€/kg	1,9-4,4
GAS NATURAL TURBINA	3,25 te PCS/kWh	1,2-2,7 cent€/te	3,9-8,8

A continuación amósanse os prezos con data de setembro 2002.

COMBUSTIBLE	PREZO ESPECÍFICO	CUSTO COMBUSTIBLE XERACIÓN Cent€/kWh
GASÓLEO	22 cent€/litro	5,5
GAS NATURAL	1,5-2,4 cent€/te	3,8-6,1*
FUEL ÓLEO	17 cent€/kg	3,6
GAS NATURAL TURBINA	1,5-2,4 cent€/te	4,8-7,8*

* O menor custo corresponde a 4 <P= 60 bar e o maior custo para P= 4 bar. Para o cálculo de dito custo considerouse un prezo de combustible do 90% respecto á tarifa (consumidor cualificado).

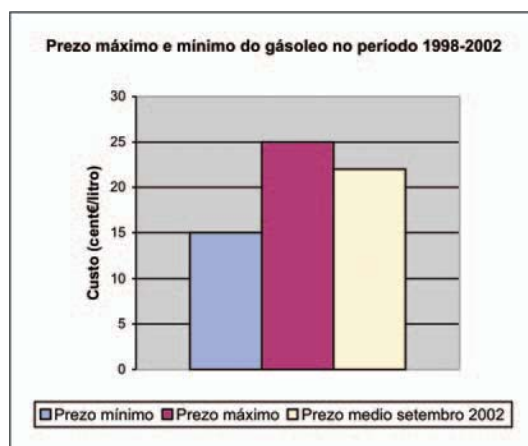
É importante destacar que, coa entrada en vigor do novo sistema de tarifas de gas (Orde ECO/302/2002 do 15 de febreiro), pasouse dun sistema de tarifas por usos (doméstico, comercial, industrial) a outro por niveis de presión (superior a 60 bar, entre 60 e 4 bar e menor ou igual a 4 bar) o que provocou unha gran diferenza de prezo entre o gas subministrado a presións inferiores ou iguais a 4 bar e o gas subministrado a presións superiores.

Sempre resultará máis rendible, coas tarifas actuais, a subministración a presións superiores a 4 bar, pero a actual rede galega non sempre permite esta opción, polo que no presente estudo se analizan ambas as situacións de forma separada.

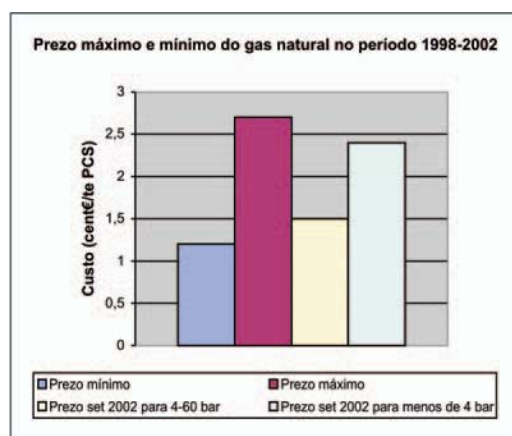
Evolución de prezos dos combustibles durante o período 1998-2002

A continuación represéntanse graficamente os prezos máximos e mínimos dos combustibles para o período de referencia, indicados nas táboas anteriores.

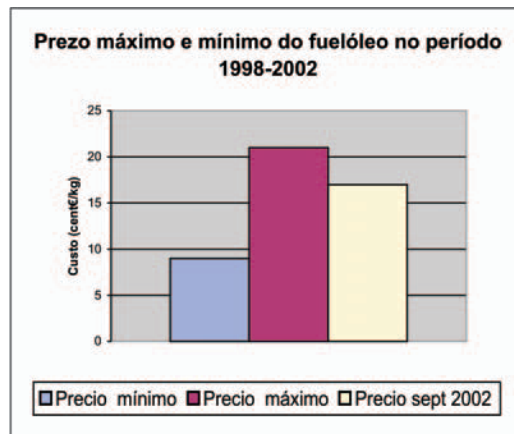
O prezo do gasóleo aumentou un 67 % durante o período 1998-2002, acadando neste último ano o seu valor máximo. A finais de 2002 situábase un 47 % por enriba do valor de 1998.



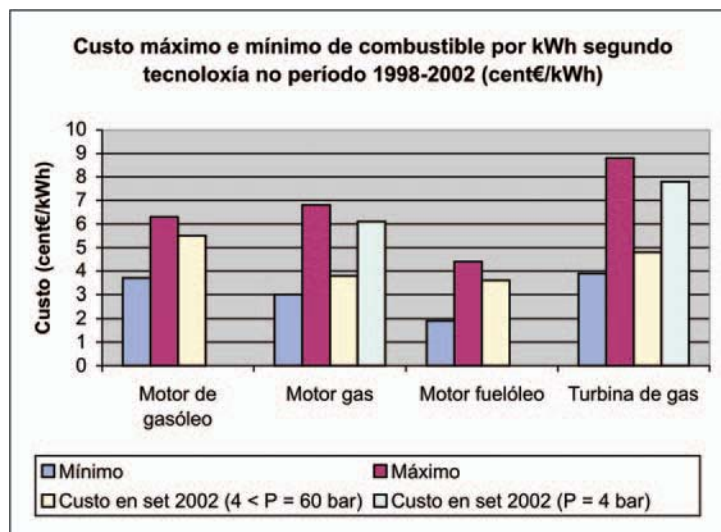
En canto ao gas natural, cómpre indicar que o seu prezo experimentou unha subida do 125 % dende 1998 a 2002. A finais de 2002 situábase un 25 % por encima do valor de 1998 para presións entre 4 e 60 bar e un 100 % para o caso de presións iguais ou inferiores a 4 bar.



O prezo do fuel óleo experimentou unha subida do 133 % dende 1998 ao 2001, ano en que os prezos acadaron o seu valor máximo. A finais de 2002 situábase un 89 % por encima do valor de 1998.



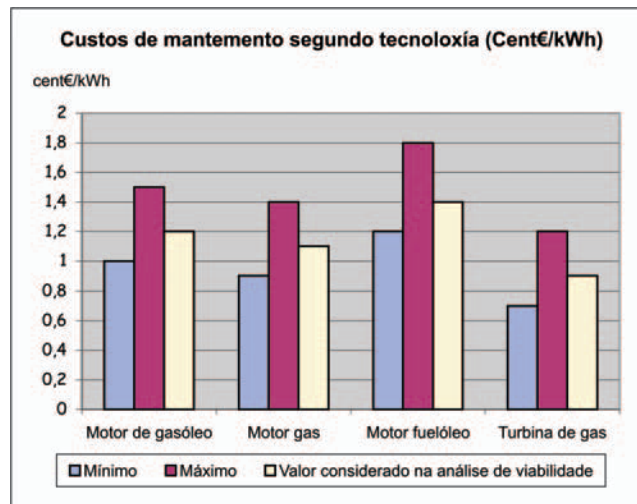
Multiplicando os prezos dos combustibles polo consumo específico para xerar un kWh, obtense o custo de combustible por kWh xerado, acadando os valores que se amosan no seguinte gráfico.



5.1.3.-Custo de mantemento

O correcto funcionamento dos motores require un mantemento periódico (cambio de aceite, recambio de pezas, control de temperaturas, reparación de avarías,...) o que provocou unha serie de custos que se valoraron a partir dos datos obtidos nas plantas auditadas, amosándose na táboa e gráfico seguintes os seus rangos de variación.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN	RANGO DE MANTEMENTO (cent€/kWh)
MOTOR GASÓLEO	1,0-1,5
MOTOR GAS	0,9-1,4
MOTOR FUEL ÓLEO	1,2-1,8
TURBINA GAS	0,7-1,2



5.1.4.- Valor da calor recuperada

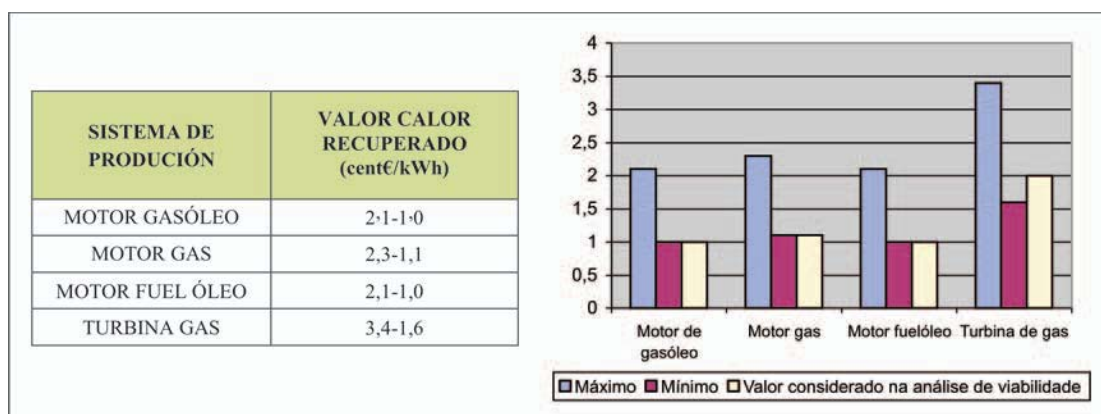
Para determinar o custo de xeración do kWh eléctrico, terá que descontarse dos custos totais o valor económico da calor recuperada. Dito valor dependerá do combustible substituído, é dicir, aquel que se empregaría para xerar a calor se este non se producise mediante a coxeración.

Se, por exemplo, esta calor se obtén mediante resistencias eléctricas, o aforro económico sería importante. Se, pola contra, se utiliza algún residuo do propio proceso industrial (cortizas, labras, estelas,...) o aforro sería entón moi baixo.

Cada caso merece un estudo particular. Non obstante, para poder facer un estudo comparativo entre as distintas tecnoloxías, valorouse a calor recuperada ao mesmo custo que o obtido mediante gas natural a un prezo de 2,2 cent €/te cun rendemento de caldeira do 90 %.

Ademais haberá que ter en conta a cantidade de calor que se recupera por cada kWh xerado, xa que a relación rendemento eléctrico/rendemento térmico fai variar o valor da calor recuperada para cada tecnoloxía. Existe un valor máximo que vén imposto polas características técnicas da instalación e un valor mínimo que vén determinado polo correcto dimensionamento da planta e que debería asegurar o cumprimento do rendemento eléctrico equivalente (Ree) esixido pola actual lexislación.

A continuación, móstrase o rango de variación da valoración da calor recuperada.



Destaca no cadro anterior o elevado aproveitamento térmico da turbina de gas por cada kWh eléctrico xerado. Isto é debido a que as turbinas dispoñen dun único efluente de calor a alta temperatura e polo tanto máis facilmente aproveitable, o que, unido ao seu baixo rendemento eléctrico, fai que aumente o seu rateo calor/electricidade.

En canto aos motores, cómpre indicar que a calor aproveitable por kWh xerado é moi similar en todos eles. Non obstante, o recuperable dun motor de fuel óleo é lixeiramente inferior ao de gasóleo e este inferior ao de gas natural, debido á relación inversa que mantén co rendemento eléctrico (maior nos motores de fuel óleo que nos de gasóleo e estes, pola súa vez, maior que nos de gas natural).

5.1.5.-Custos totais

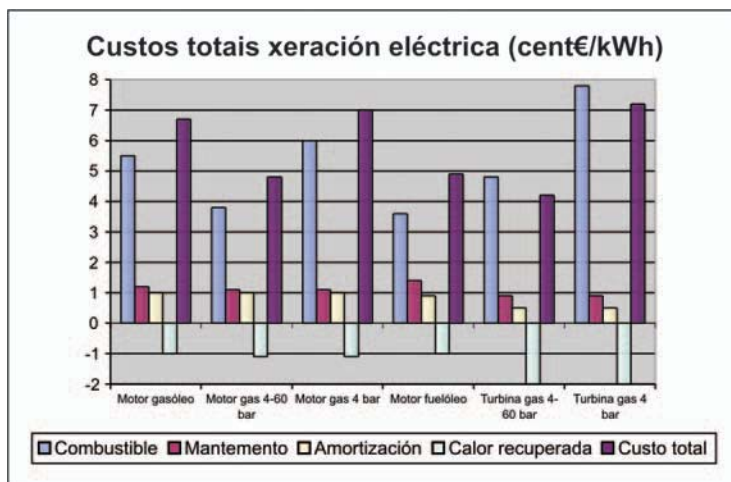
Como xa se indicou nos apartados anteriores do presente estudo, o custo total obtense como suma do custo de amortización, do custo de combustible e do custo de mantemento, aos que se subtraería o valor da calor recuperada. A continuación recóllese un resumo dos valores obtidos en función do sistema de coxeración utilizado e xustificadas en apartados anteriores.

TÁBOA DE CUSTOS DE COXERACIÓN ENTRE 1998-2002

SISTEMA DE PRODUCCIÓN	CUSTO COMBUSTIBLE (cent€/kWh)	CUSTO MANTEMENTO (cent€/kWh)	CUSTO AMORTIZACIÓN (cent€/kWh)	VALOR CALOR RECUPERADA (cent€/kWh)	CUSTO TOTAL XERACIÓN ELÉCTRICA (cent€/kWh)
MOTOR GASÓLEO	3,7-6,3	1,0-1,5	1,0	-(2,1-1,0)	3,6-7,8
MOTOR GAS	3,0-6,8	0,9-1,4	1,0	-(2,3-1,1)	2,6-8,1
MOTOR FUEL ÓLEO	1,9-4,4	1,2-1,8	0,9	-(2,1-1,0)	1,9-6,1
TURBINA GAS	3,9-8,8	0,7-1,2	0,5	-(3,4-1,6)	3,0-9,5

TÁBOA DE CUSTOS DE COXERACIÓN EN 2002

SISTEMA DE PRODUCCIÓN	CUSTO COMBUSTIBLE (cent€/kWh)	CUSTO MANTEMENTO (cent€/kWh)	CUSTO AMORTIZACIÓN (cent€/kWh)	VALOR CALOR RECUPERADA (cent€/kWh)	CUSTO TOTAL XERACIÓN ELÉCTRICA (cent€/kWh)
MOTOR GASÓLEO	5,5	1,2	1,0	-1,0	6,7
MOTOR GAS	3,8-6,0	1,1	1,0	-1,1	4,8-7,0
MOTOR FUEL ÓLEO	3,6	1,4	0,9	-1,0	4,9
TURBINA GAS	4,8-7,8	0,9	0,5	-2	4,2-7,2



5.1.6.-Conclusións

Actualmente a opción que presenta uns custos de xeración eléctrica máis baixos (4,2 cent €/kWh) é a turbina de gas sempre e cando se dispoña de subministración de gas a presións superiores a 4 bar. Esta opción ten o inconveniente de que para ser rendible require un elevado número de horas de funcionamento anual.

A seguinte opción sería o motor de gas, sempre supoñendo que exista a posibilidade de subministración a máis de 4 bar, sendo o custo de xeración de 4,8 cent€/kWh.

No mesmo nivel de custos de xeración sitúase o motor de fuel óleo, cos inconvenientes de empregar un combustible menos limpo e de requirir un maior investimento inicial. A continuación sitúase o motor de gasóleo, cun custo de 6,7 cent€/kWh, seguido do motor de gas (7,0 cent€/kWh) para o caso de subministracións a menos de 4 bar e, por último, a turbina de gas (7,2 cent €/kWh) para subministracións a menos de 4 bar.

5.2. Marco retributivo

Para o cálculo da retribución que reciben as instalacións de coxeración pola venda á rede dos seus excedentes de enerxía eléctrica, débese diferenciar entre as acollidas ao réxime especial do RD 2366/1994 e as do RD 2818/1998.

5.2.1. Instalacións acollidas ao RD 2818/1998.

Os titulares das instalacións con potencia igual ou inferior a 50 MW inscritas no Rexistro Administrativo de Instalacións de Producción en Réxime Especial da Dirección Xeral de Industria, poden vender os seus excedentes aos distribuidores ao prezo final medio do mercado de produción de enerxía eléctrica complementado por unha prima que varía en función da potencia da instalación, e por un complemento por axuste de enerxía reactiva.

A retribución neste caso é:

$$R = P_{fhm} + Pr \pm ER$$

Onde:

R: retribución por kWh vendido á empresa subministradora (€/kWh).

P_{fhm}: prezo final horario medio (publicado polo OMEL para efectos do art.24 do RD2818/1998).

Pr: Prima establecida, variable dependendo do grupo ao que pertenza a instalación, segundo o artigo 2 do RD2818/1998.

ER: complemento por enerxía reactiva (bonificación máxima ao 4%), que será aplicado á suma de P_{fhm} e Pr.

A facturación pode ser de dous tipos:

a). Facturación hora a hora

Con base nos datos horarios do mercado que publica o Operador do Mercado Eléctrico (OMEL), realízase un produto de matrices: enerxía exportada en cada período horario pola retribución (R) en cada un dos ditos períodos.

b). Facturación por tramos horarios

Soamente aplicable a instalacións con potencia instalada igual ou inferior a 10 MW.

Estas instalacións poden tomar como prezo medio do mercado os prezos en horas val (de 0:00 h. a 8:00 h.) e punta (de 8:00 h. a 24:00 h.) calculados mensualmente polo operador do mercado (OMEL), como media aritmética dos prezos horarios de cada un dos ditos períodos.

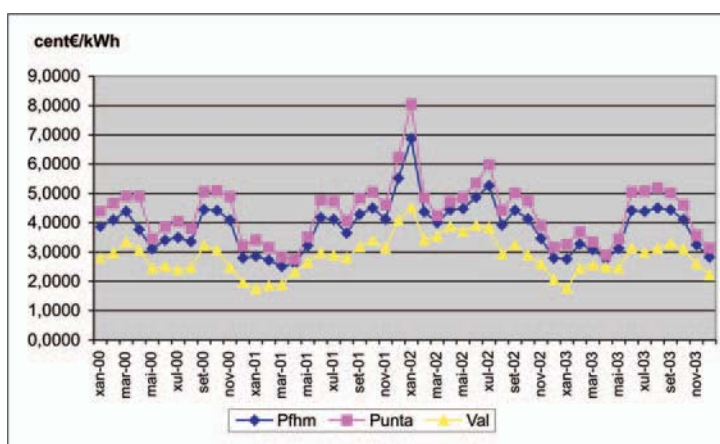
A facturación calcularase neste caso como produto do total de enerxía exportada en horas val durante o mes, pola retribución (R) correspondente ás horas val ($P_{\text{medio val}} + Pr \pm ER$), máis o total da enerxía exportada en horas punta durante o mes, pola retribución (R) correspondente das horas punta ($P_{\text{medio punta}} + Pr \pm ER$).

A continuación, no seguinte cadro móstranse os prezos medios do mercado eléctrico do ano 2002. Estes prezos son publicados polo OMEL antes do 5º día hábil do mes seguinte ao considerado para a facturación, e pódense consultar na páxina web do operador do mercado eléctrico: www.omel.es.

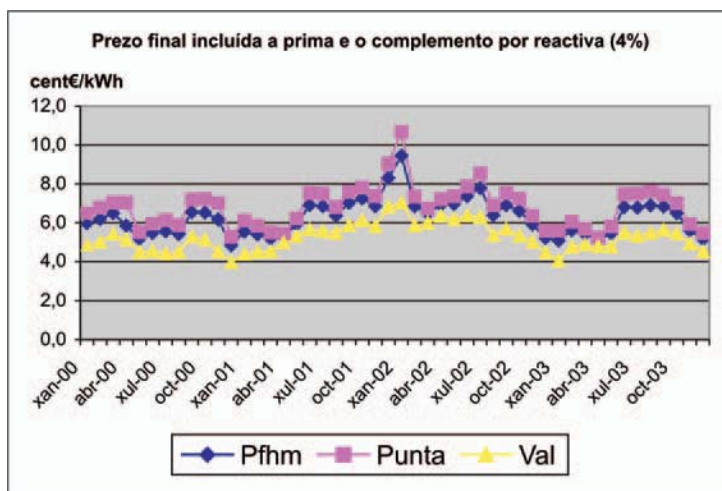
Prezos medios finais. Prezo POOL						
ano 2003	Media mensual		Media mensual val: de 00:00h. a 8:00h.		Media mensual punta: de 8:00h. a 24:00h.	
	cent. €/kWh	pta/kWh	cent €/kWh	pta/kWh	cent €/kWh	pta/kWh
xaneiro	2,760	4,593	3,258	5,421	1,765	2,937
febreiro	3,272	5,444	3,687	6,135	2,441	4,061
marzo	3,081	5,127	3,344	5,564	2,556	4,253
abril	2,759	4,591	2,898	4,822	2,482	4,130
maio	3,118	5,188	3,451	5,742	2,453	4,081
xuño	4,418	7,351	5,054	8,409	3,146	5,235
xullo	4,388	7,301	5,086	8,462	2,992	4,978
agosto	4,506	7,497	5,194	8,642	3,130	5,208
setembro	4,441	7,389	5,019	8,351	3,285	5,466
outubro	4,109	6,836	4,614	7,677	3,098	5,155
novembro	3,249	5,406	3,573	5,945	2,602	4,329
decembro	2,826	4,702	3,134	5,215	2,210	3,677
prezo medio ano	3,577	5,952	4,026	6,699	2,680	4,459

Na seguinte gráfica, móstrase a evolución dos prezos medios finais para efectos do artigo 24 do RD 2818/98, correspondentes ao período xaneiro 2000-decembro 2003.

Gráfica 1: Evolución prezos finais medios para efectos do RD 2818/1998



A continuación indícase a evolución do prezo de exportación final, incluíndo a prima e o complemento por reactiva, para instalacións de potencia inferior ou igual a 10 MW, durante o citado período.



Primas establecidas para as instalacións de coxeración a.1 e a.2 segundo RD 2818/1998.

De acordo co establecido no artigo 27 do RD 2818/1998, as instalacións de coxeración cunha potencia inferior ou igual a 10 MW terán durante un período de 10 anos dende a súa posta en marcha, unha prima que se publicará anualmente.

As instalacións de potencia superior a 10 MW, pero igual ou inferior a 25 MW, terán unha prima en tanto subsista a retribución dos custos de transición á competencia (CTC) das empresas produtoras de enerxía eléctrica. Dita prima será a que se derive da aplicación da seguinte fórmula:

$$\text{Prima} = a \cdot (40 - P) / 30$$

P: Potencia expresada en MW.

No seguinte cadro móstrase a evolución das primas para potencias menores ou iguais a 10 MW durante o período 1999-2003.

Ano	a: prima (cent€/kWh)
1999	1,9232
2000	1,8511
2001	2,4641
2002	2,2177
2003	2,1276

Segundo se establece no RD 2818/98 o valor das primas revisarase anualmente en función dos seguintes parámetros: prezo do gas, prezo da electricidade para consumidores sen capacidade de elección, e variación anual dos xuros, ponderando as tres variables a partes iguais.

Así, o RD 1483/2001 estableceu as primas para o 2002, atendendo aos seguintes criterios:

- variación interanual do prezo do gas: +3,29%.
- variación da tarifa eléctrica para os consumidores sen capacidade de elección: 0%.
- variación do MIBOR a tres meses: - 33,86%.

Isto supuxo a redución da prima dun 10%.

Complemento por enerxía reactiva

O complemento por enerxía reactiva constitúe un cargo ou un aboamento porcentual en función do factor de potencia da instalación.

Se o factor de potencia é inferior a 0,9 aplicarase un desconto na facturación; mentres que se é maior a 0,9 obterase un aboamento por enerxía reactiva, de ata un 4%.

5.2.2.-Instalacións acollidas ao RD 2366/1994

A facturación total por venda de enerxía, para os coxeradores acollidos ao RD 2366/94, segundo se recolle no artigo 13 do dito real decreto, será a que resulte da aplicación da seguinte fórmula:

$$F_T = (PF \times T_p + E_c T_e \pm DH \pm ER) K_f - AI$$

Sendo:

- F_T : facturación (€).
 - PF: potencia a facturar (kW)
 - T_p : termo de potencia (€/kW)
 - E_c : enerxía cedida (kWh)
 - T_e : termo de enerxía (€/kWh)
 - DH: complemento por discriminación horaria (€)
 - ER: complemento por enerxía reactiva (€)
 - K_f : coeficiente, función da antigüidade e da potencia da instalación.
 - AI: aboamento por incumprimento de potencia.
- Os termos de potencia e enerxía son publicados anualmente no real decreto polo que se establecen as tarifas eléctricas. Así, para as instalacións acollidas ao grupo do RD 2366/1994, para o ano 2004, son os que figuran no seguinte cadro (segundo RD 1802/2003):

Potencia instalada MVA	T_p (€/kW e mes)	variación respecto 2003	T_e (€/kWh)	variación respecto 2003
$P \leq 15$	9,867638	+1,54%	0,044680	+1,54%
$15 < P \leq 30$	9,563543	+1,54%	0,043061	+1,54%
$30 < P \leq 100$	9,271858	+1,54%	0,041814	+1,54%

- O coeficiente K_f obtense aplicando a seguinte fórmula:

$$K_f = K_c \cdot K_p$$

Onde:

K_p : 1,06 para todas as instalacións dos grupos c, d, e.

K_c : coeficiente decrecente durante 5 anos a partir da data da acta de posta en marcha e constante a partir do dito período.

Valor do coeficiente K_c					
Potencia instalada MVA	ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5 e seguintes
$P \leq 15$	1,00	0,98	0,95	0,90	0,85
$15 < P \leq 30$	1,00	0,98	0,95	0,90	0,81
$30 < P \leq 50$	0,99	0,95	0,90	0,85	0,78

A adscrición das plantas de coxeración ao RD 2366/94 supón as seguintes vantaxes e inconvenientes:

VANTAXES:

- Prezos de venda da enerxía eléctrica estables e coñecidos, só variables anualmente, o que permite adecuar o horario de funcionamento da planta de coxeración aos períodos de maior retribución.
- Xeralmente obtéñense prezos de venda máis altos en períodos punta que no RD 2818/98, xa que neste último a retribución depende do mercado eléctrico e das primas que anualmente fixe o Goberno.

INCONVENIENTES:

- O produtor debe garantir a enerxía que prevé verter á rede eléctrica, establecéndose ao inicio do ano eléctrico (segundo artigo 17 RD 2366/1994) uns valores de potencia (P_g) e unha dispoñibilidade (d) garantidos. Se non se cumpren, aplícanse unhas penalizacións denom nadas “Aboamentos por incumprimento”.
- Xeralmente obtéñense prezos máis baixos en período val que co RD 2818/98, xa que neste a retribución depende do prezo do mercado e das primas establecidas polo Goberno.

No anexo IV compáranse os ingresos que obtería unha instalación en función do réxime económico a que estea acollida.

As plantas de coxeración do RD 2366/1994 que desexen cambiar ao réxime económico do RD 2818/98 recibirán unha prima pola enerxía vertida á rede, durante un período que varía en función da súa potencia:

- a) Se $P \leq 10$ MW recibirán a prima durante 10 anos contados a partir da data de posta en marcha.
- b) Se $10 < P \leq 25$ MW, manterán a prima en tanto subsistan os custos de transición á competencia (CTC).

Por exemplo, unha planta de 1 MW posta en marcha en xaneiro de 1996, se se acolle ao RD 2818/1998, en 2002 recibirá unha prima ata xaneiro de 2006. A partir do momento de desaparición das primas, o prezo de venda será igual ao prezo final horario medio do mercado complementado cunha bonificación ou un desconto por enerxía reactiva, a bonificación máxima obtida será do 4% do prezo do mercado.

5.3.- Real decreto 436/2004

O **Real decreto 436/2004**, do 12 de marzo, *polo que se establece a metodoloxía para a actualización e sistematización do réxime xurídico e económico da actividade de produción de enerxía eléctrica en réxime especial*, ten por obxecto unificar a normativa relativa ao produción de enerxía eléctrica en réxime especial, en particular no referente ó réxime económico destas instalacións. Para a consecución deste obxectivo defínese un sistema baseado na liberdade de elixir o réxime de venda dos excedentes de enerxía eléctrica. Os principais puntos deste real decreto expóñense a continuación nos seguintes apartados:

5.3.1.- Clasificación das centrais de coxeración:

As instalacións de coxeración quedan clasificadas segundo o RD 436/2004 do seguinte xeito:

- **Subgrupo a.1.1:** coxeracións que utilicen como combustible gas natural sempre que este supoña polo menos o 95 por cento da enerxía primaria utilizada, medida polo poder calorífico inferior.
- **Subgrupo a.1.2:** resto de coxeracións.

5.3.2.- Autoconsumo eléctrico:

Para as centrais de coxeración redúcese o autoconsumo eléctrico ao 10% da enerxía eléctrica xerada, para calquera potencia.

5.3.3.- Réxime económico:

O capítulo IV do Real decreto 436/2004 establece os mecanismos de retribución da enerxía eléctrica producida en réxime especial.

Segundo este real decreto os titulares das instalacións de coxeración deberán elixir entre dúas opcións, que se especifican a continuación:

- **Ceder a enerxía eléctrica á empresa distribuidora:** neste caso, o prezo de venda da enerxía virá expresado en forma de tarifa regulada e única para todos os períodos de programación, expresada en cent€/kWh.
- **Vender a enerxía libremente ao mercado eléctrico** a través do sistema de ofertas xestionado polo operador de mercado, do sistema de contratación bilateral ou ben a través dunha combinación de ambos. Neste caso o prezo de venda será o prezo que resulte no mercado liberalizado ou o prezo libremente negociado no contrato bilateral. A estes prezos haberá que engadirlle un incentivo, e no caso en que corresponda unha prima, ambos expresados en cent€/kWh.

Independentemente da opción de venda elixida, todos os titulares das instalacións de coxeración recibirán un **complemento por enerxía reactiva**. Este complemento fíxase como unha porcentaxe da tarifa eléctrica media ou de referencia de cada ano. Esta porcentaxe queda reflectida no seguinte cadro:

Tipo de factor de potencia (F.P.)	Energía reactiva	Bonificación en tanto por cento		
	F.P.	Punta	Chan	Val
Inductivo	< 0,95	-4	-4	8
	< 0,96 y > 0,95	-3	0	6
	< 0,97 y > 0,96	-2	0	4
	< 0,98 y > 0,97	-1	0	2
	< 1 y > 0,98	0	2	0
	1	0	4	0
Capacitivo	< 1 y > 0,98	0	2	0
	< 0,98 y > 0,97	2	0	-1
	< 0,97 y > 0,96	4	0	-2
	< 0,96 y > 0,95	6	0	-3
	< 0,95	8	-4	-4

As porcentaxes de complemento aplicaranse con periodicidade cuarto-horaria, realizándose, ao finalizar cada mes, un cómputo do acumulado mensual que será facturado e liquidado segundo corresponda.

5.3.3.1.- Tarifa regulada

Aos titulares das instalacións de coxeración que opten por vender os excedentes de enerxía eléctrica nesta opción, aplicaráselles a tarifa regulada correspondente, que consistirá nunha porcentaxe da tarifa eléctrica media ou de referencia de cada ano, que se publica anualmente no real decreto de tarifas.

Para o ano 2004 a tarifa eléctrica media (t.e.m.) é de: **t.e.m. = 7,2072 cent€/kWh**

Deste xeito, para as instalación de coxeración a retribución polo kWh exportado sería:

$$\text{Retribución (cent€/kWh)} = \text{Tarifa regulada} + \text{Complemento por E.Reactiva}$$

■ TARIFA REGULADA PARA INSTALACIÓN DO GRUPO A.1.1 (GAS NATURAL)

Gas natural						
P<1 MW		1 MW <P ≤ 10 MW		10 MW <P ≤ 25 MW		25 MW <P ≤ 50 MW
Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Mentres existen CTC	A partir da supresión dos CTC	Sen limitación
90% tem	50% tem	80 % tem	50 % tem	55 % da tem	50% da tem	50 % da tem

Co valor da tem para o ano 2004, a tarifa regulada quedaría do seguinte xeito:

Gas natural						
P<1 MW		1 MW < P ≤ 10 MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW
Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Mentres existen CTC	A partir da supresión dos CTC	Sen limitación
6,4865 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	5,7658 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	3,9640 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)

■ TARIFA REGULADA PARA INSTALACIÓNS DO GRUPO A.1.2 (OUTROS COMBUSTIBLES)

Outros combustibles (gasóleo, fuel óleo,...)						
P<1 MW		1 MW < P ≤ 10 MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW
Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Mentres existen CTC	A partir da supresión dos CTC	Sen limitación
90% tem	50% tem	80 % tem	50 % tem	55 % da tem	50% da tem	50 % da tem

Co valor da tem para o ano 2004, a tarifa regulada quedaría do seguinte xeito:

Outros combustibles (gasóleo, fuel óleo,...)						
P<1 MW		1 MW < P ≤ 10 MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW
Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha > 10 anos	Mentres existen CTC	A partir da supresión dos CTC	Sen limitación
6,4865 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	5,7658 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	3,9640 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)	3,6036 (cent€/kWh)

5.3.3.2.- Mercado eléctrico

Neste caso a retribución que perciben os titulares das instalacións de coxeración (con potencia > 1 MW) que opten por esta opción será a resultante da aplicación da seguinte fórmula:

$$\text{Retribución (cent€/kWh)} = \text{Prezo mercado eléctrico} + \text{Prima} + \text{Incentivo} + \text{G.P.}$$

Prezo do mercado eléctrico: o que corresponda por casación do mercado eléctrico (prezo hora a hora).

Prima: a prima consistirá nunha porcentaxe da tarifa eléctrica media que varía en función do grupo a que pertence a instalación, así como da potencia instalada.

Incentivo: o incentivo consistirá nunha porcentaxe da tarifa eléctrica media que varía en función do grupo a que pertence a instalación, así como da potencia instalada.

Garantía de potencia (G.P.): teñen dereito ao cobro dunha retribución por garantía de potencia aquelas instalacións acollidas ao réxime especial que opten por vender a súa enerxía libremente no mercado. Esta retribución por garantía de potencia será de aplicación nas mesmas condicións que para as instalacións de réxime ordinario.

As porcentaxes para o cálculo da prima e do incentivo determínanse en función do tipo de combustible e da potencia da instalación, tal e como queda reflectido nas seguintes táboas:

	Gas natural					
	1 MW < P ≤ 10 MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW	
	Prima	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha >10 anos	Mentres existen CTC ⁽⁷⁾		*****
30 % tem		***	5 % de tem			
Incentivo	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha >10 anos	Posta en marcha < 15 anos	Posta en marcha > 15 anos	Posta en marcha < 20 anos	Posta en marcha > 20 anos
	10% tem	20% tem	20 % tem	15 % tem	25 % tem	15 % tem
G.P.	0,48 (cent€/kWh)	0,48 (cent€/kWh)	0,48 (cent€/kWh)	0,48 (cent€/kWh)	0,48 (cent€/kWh)	0,48 (cent€/kWh)

	Outros combustibles					
	1 MW < P ≤ 10 MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW	
	Prima	Posta en marcha < 10 anos	Posta en marcha >10 anos	Mentres existen CTC		*****
30 % tem		****	5 % de tem			
Incentivo	10% tem		10 % tem		10 % tem	
G.P.	0,48 (cent€/kWh)		0,48 (cent€/kWh)		0,48 (cent€/kWh)	

⁷ CTC: Custos de transición á competencia.

5.3.3.3.- Instalacións con potencia superior a 50 MW

As coxeracións con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW, incluídas as que estaban acollidas ao real decreto 2366/1994, do 9 de decembro, están obrigadas a negociar libremente no mercado o seu excedente de produción.

5.3.4.- Revisión de tarifas, primas, incentivos e complementos para novas instalacións:

Cada catro anos, a partir de 2006, realizarase unha revisión das tarifas, primas, incentivos e complementos definidos no RD 436/2004.

As modificacións resultantes da revisión entrarán en vigor a partir do 1 de xaneiro do segundo ano posterior a aquel en que se efectúe a revisión. Estas modificacións soamente afectarán a aquelas instalacións que entren en funcionamento con posterioridade a esta data, sen retroactividade sobre as tarifas e primas anteriores.

5.3.5.- Adaptación das instalacións acollidas ao RD 2366/94 e ao RD 2818/1998 á nova regulamentación.

■ Instalacións acollidas ao RD 2366/1994

As instalacións de coxeración que están acollidas ao réxime especial establecido no RD 2366/1994, do 9 de decembro, continuarán co seu actual réxime económico, excepto nos seguintes casos:

- **Ampliación de potencia.** Á enerxía asociada á ampliación de potencia seralle de aplicación, directamente, o réxime económico establecido no RD 436/2004.
- **Libre elección de venda ao mercado:** se o titular da instalación elixe vender os excedentes de enerxía ao mercado eléctrico, deberá solicitar a inclusión no réxime económico do RD 436/2004 por un período mínimo de 1 ano, e deberá comunicalo á empresa distribuidora e á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas cun mes de antelación. Finalizado o período mínimo de permanencia no mercado de 1 ano, poderán voltar ás condicións establecidas no RD 2366/1994 sempre que o comunique cun mes de antelación.
- **Libre elección de acollerse ao RD 436/2004:** se o titular da instalación elixe acollerse a este real decreto deberá comunicalo expresamente á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas. Unha vez incluído neste novo réxime especial non poderá volver ao anterior.
- **Instalacións de potencia superior a 50 MW:** estas instalacións están obrigadas a vender os seus excedentes ao mercado eléctrico.

■ Instalacións acollidas ao RD 2818/1998

As instalacións acollidas ao réxime económico establecido no RD 2818/1998 disporán dun período transitorio, ata o 1 de xaneiro de 2007, durante o cal non lles será de aplicación o réxime económico do RD 436/2004, excepto nos seguintes casos:

- **Ampliación de potencia.** Á enerxía asociada á ampliación de potencia seralle de aplicación, directamente, o réxime económico establecido no RD 436/2004.
- **Libre elección de acollerse ao RD 436/2004:** se o titular da instalación elixe acollerse a este real decreto deberá comunicalo expresamente á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas. Unha vez incluído neste novo réxime especial non poderá volver ao anterior.

5.3.6.- Conexións á rede

En tanto o ministerio competente en materia de enerxía non estableza novas normas técnicas para a conexión á rede eléctrica destas instalacións, continúa en vigor a Orde do Ministerio de Industria e Enerxía, do 5 de setembro de 1985.

5.3.7.- Retribución segundo o RD 436/2004 e comparación co RD 2818/1998

A continuación móstrase a retribución das instalacións que se acollan ao réxime económico establecido no RD436/2004, diferenciando segundo a súa clasificación: instalacións que utilizan como combustible gas natural (grupo a.1.1) e instalacións que utilizan outro tipo de combustible (grupo a.1.2). Nesta retribución non se ten en conta o complemento de enerxía reactiva, que se especifica nunha táboa aparte. Para ambos os dous casos considerouse o prezo medio do mercado diario do ano 2003 (3,0054 cent€/kWh) e a tarifa eléctrica media establecida para o ano 2004 (7,2072 cent€/kWh).

Así mesmo, realízase unha comparativa entre a retribución obtida co réxime retributivo do RD 436/2004 e segundo o RD 2818/1998, sen ter en conta en ningún dos casos a retribución pola enerxía reactiva, que se considera á parte. Para iso considérase o prezo final horario medio establecido polo artigo 24 do RD 2818/1998 e publicado na páxina web do Operador do Mercado Eléctrico: www.omel.es. Para o ano 2003 este prezo resultou ser de 3,5773 cent€/kWh.

En relación coa prima establecida para o ano 2004, cómpre salientar que para potencias inferiores a 10 MW queda fixada en 2,1276 cent€/kWh e para potencias superiores varía en función da mesma, ata unha potencia máxima de 25 MW, a partir da cal se suprime. Polo tanto, para analizar a retribución de ambos os dous modelos retributivos, tomáronse como exemplo instalacións de potencias superiores a 10 MW; P= 16 MW; P=20 MW; P=24 MW.

A duración da prima para as instalacións acollidas ao RD 2818/1998 segundo o artigo 27 queda limitada aos 10 primeiros anos de funcionamento da instalación, se a potencia da mesma é inferior a 10 MW, e á subsistencia dos CTC, se a potencia instalada é superior a 10 MW e inferior a 25 MW.

A continuación móstrase a retribución que obteñen os titulares das instalacións de coxeración cos seguintes casos:

1.- Retribución segundo o RD 436/2004

- Para instalacións do grupo a.1.1 ofertando ao mercado e a tarifa
- Para instalacións do grupo a.1.2 ofertando ao mercado e a tarifa

2.- Comparación da retribución segundo o RD 436/2004 e segundo o RD 2818/1998.

- Para instalacións do grupo a.1.1.
- Para instalacións do grupo a.1.2.

En todos estes casos, para calcular a retribución final habería que engadir o complemento por enerxía reactiva.

Retribución segundo o RD 436/2004 para as instalacións do grupo a.1.1

		Instalacións do grupo a.1.1 (gas natural)									
		P ≤ 1 MW		1 MW < P < 10MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW			
Posta en marcha		< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos		
Mercado		****	****	6,3691	4,9277	5,2880	4,9277	5,2880	4,5673	Existen CTC	
						4,9277	4,5673			Non existen CTC	
Tarifa		6,4865	3,6036	5,7658	3,6036	3,9640	3,9640	3,6036	3,6036	Existen CTC	
						3,6036	3,6036			Non existen CTC	

Retribución segundo o RD 436/2004 para as instalacións do grupo a.1.2

		Instalacións do grupo a.1.2 (outros combustibles)									
		P ≤ 1 MW		1 MW < P < 10MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW			
Posta en marcha		< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos		
Mercado		****	****	6,3691	4,2069	4,5673	4,5673	4,2069	4,2069	Existen CTC	
						4,2069	4,2069			Non existen CTC	
Tarifa		6,4865	3,6036	5,7658	3,6036	3,9640	3,9640	3,6036	3,6036	Existen CTC	
						3,6036	3,6036			Non existen CTC	

Nota: A retribución vén definida en cent€/kWh.
As instalacións de potencia inferior a 1MW non poden acceder ao mercado eléctrico.

Comparación da retribución segundo o RD 436/2004 e segundo o RD 2818/1998. Instalacións que utilizan gas natural RD 436/2004.

		Instalacións do grupo a.1.1 (gas natural)									
		P ≤ 1 MW		1 MW < P < 10MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW			
Posta en marcha		< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos		
Mercado		****	****	6,3691	4,9277	5,2880	4,9277	5,2880	4,5673	Existen CTC	
						4,9277	4,5673			Non existen CTC	
Tarifa		6,4865	3,6036	5,7658	3,6036	3,9640	3,9640	3,6036	3,6036	Existen CTC	
						3,6036	3,6036			Non existen CTC	

RD 2818/1998

RD 2818/1998	P ≤ 1MW		1MW < P < 10MW		P = 16 MW		P = 20 MW		P = 24 MW		P > 25 MW			
	< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos		
	5,7049	3,5773	5,7049	3,5773	5,2794	5,2794	4,9957	4,9957	4,7121	4,7121	3,5773	3,5773	Existen CTC	
					3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	Non existen CTC	

Nota: A retribución vén definida en cent€/kWh.

Comparación da retribución segundo o RD 436/2004 e segundo o RD 2818/1998. Instalacións que utilizan outro combustible

RD 436/2004

Posta en marcha	Instalacións do grupo a.1.2 (outros combustibles)								
	P ≤ 1 MW		1 MW < P ≤ 10MW		10 MW < P ≤ 25 MW		25 MW < P ≤ 50 MW		
	< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos	
Mercado	****	****	6,3691	4,2069	4,5673	4,5673	4,2069	4,2069	Existen CTC
					4,2069	4,2069			Non existen CTC
Tarifa	6,4865	3,6036	5,7658	3,6036	3,9640	3,9640	3,6036	3,6036	Existen CTC
					3,6036	3,6036			Non existen CTC

RD 2818/1998

RD 2818/1998	P ≤ 1MW		1MW < P < 10MW		P = 16 MW		P = 20 MW		P = 24 MW		P > 25 MW		
	< 10 anos	> 10 anos	< 10 anos	> 10 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 15 anos	> 15 anos	< 20 anos	> 20 anos	
	5,7049	3,5773	5,7049	3,5773	5,2794	5,2794	4,9957	4,9957	4,7121	4,7121	3,5773	3,5773	
				3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	3,5773	Non existen CTC	

Nota: A retribución vén definida en cent€/kWh.

Complemento por enerxía reactiva.

Nos cadros anteriores non se tivo en conta o complemento por enerxía reactiva, polo que para comparar o prezo final da retribución pola enerxía vertida á rede das instalacións de coxeración habería que engadir, ao valor establecido anteriormente, este concepto.

Para o caso das instalacións que realicen a facturación segundo o réxime do RD 436/2004, o complemento por enerxía reactiva queda reflectido no seguinte cadro, para o ano 2004:

Tipo de factor de potencia (F.P.)	Enerxía reactiva	Bonificación		
	F.P.	Punta (cent€/kWh)	Chan (cent€/kWh)	Val (cent€/kWh)
Inductivo	< 0,95	-0,2883	-0,2883	0,5766
	< 0,96 y ≥ 0,95	-0,2162	0	0,4324
	< 0,97 y ≥ 0,96	-0,1441	0	0,2883
	< 0,98 y ≥ 0,97	-0,072	0	0,1441
	< 1 y ≥ 0,98	0	0,1441	0
	1	0	4	0
Capacitivo	< 1 y ≥ 0,98	0	0,1441	0
	< 0,98 y ≥ 0,97	0,1441	0	-0,072
	< 0,97 y ≥ 0,96	0,2833	0	-0,1441
	< 0,96 y ≥ 0,95	0,4324	0	-0,2162
	< 0,95	0,5766	-0,2883	-0,2883

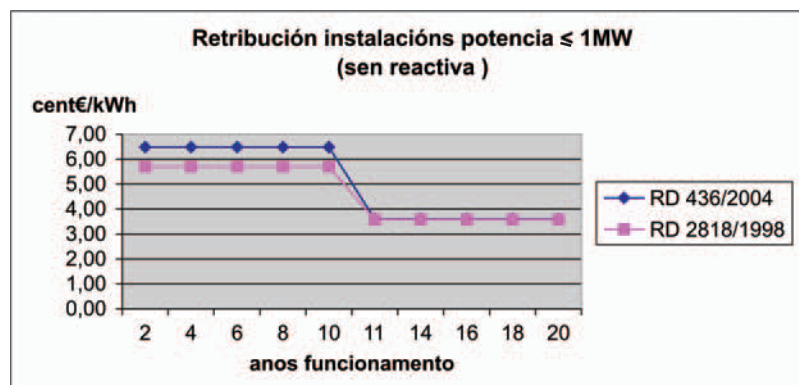
Para o caso das instalacións que realicen a facturación segundo o réxime do RD 2818/1998, o complemento por enerxía reactiva será dun máximo de 4% da suma do prezo final horario medio e da prima correspondente.

5.3.8.- Conclusións

Instalacións de potencia inferior ou igual a 1 MW

Os titulares das instalacións con potencia inferior ou igual a 1MW teñen dúas opcións á hora de vender os seus excedentes á rede: continuar no réxime económico co que contan na actualidade, ata que a actual lexislación o permita (véxase apartado 5.3.5) ou acollerse ao réxime establecido no RD 436/2004.

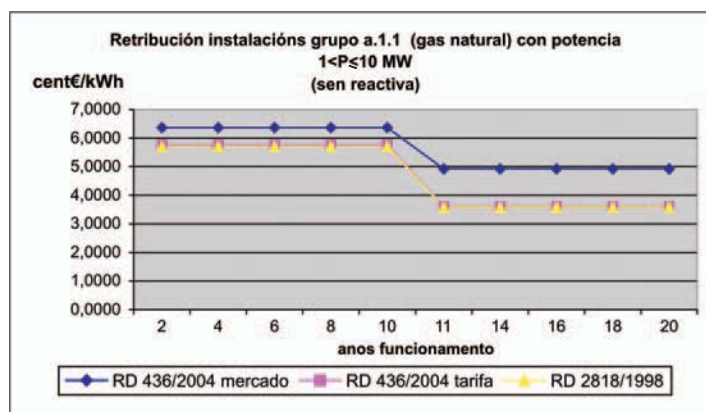
Cos prezos medios de mercado considerados no apartado anterior, a retribución que as instalacións percibirían segundo o RD 436/2004 é maior que se continúan no RD 2818/1998, nos 10 primeiros anos de funcionamento dende a posta en marcha da instalación. Esta diferenza, para pequenas potencias, non é moi significativa e polo tanto habería que estudar cada caso en concreto, xa que a inclusión no mercado eléctrico comporta uns custos de xestión asociados. A partir dos 10 anos de funcionamento estas diferenzas redúcense, tal e como se amosa na seguinte gráfica:



Neste caso non hai diferenza de retribución por utilización dun tipo determinado de combustible.

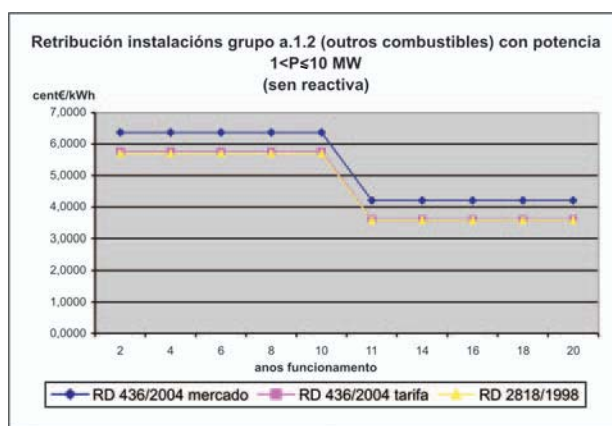
Instalacións con potencia superior a 1 MW e inferior ou igual a 10 MW.

Na seguinte gráfica amósase a diferenza da retribución das instalacións con potencia superior a 1 MW e inferior a 10 MW, de **gas natural**, en función do réxime retributivo establecido no RD 436/2004 (tanto a mercado como a tarifa) e no RD 2818/1998.



As novas instalacións, ou aquelas que amplíen a súa potencia, aplicaráselles o réxime económico establecido no RD 436/2004, podendo elixir entre ofertar ao mercado ou a tarifa, sendo a retribución lixeiramente superior se ofertan ao mercado ca de tarifa (cos prezos deste estudo), pero é conveniente realizar un estudo detallado de cada instalación en concreto para decidir finalmente cal é a retribución máis favorable. Se se compara a retribución que se obtén co réxime retributivo do RD 2818/1998 e co RD 436/2004, tal e como se pode comprobar na gráfica anterior, a retribución que se obtén segundo o RD 436/2004 é lixeiramente superior que no caso do réxime especial establecido no RD 2818/1998.

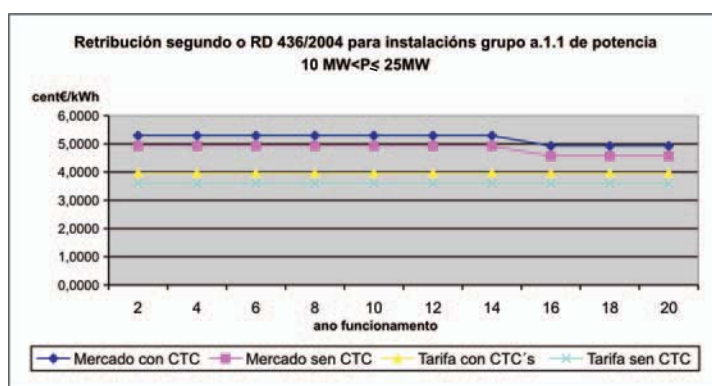
Para as instalacións que utilicen **outros combustibles** diferentes ao gas natural as diferenzas son moi similares, aínda que a retribución diminúe lixeiramente no caso de ofertar os excedentes de enerxía eléctrica ao mercado. A continuación amósase a retribución segundo os RD 436/2004 (mercado e tarifa) e RD 2818/1998 para este tipo de instalacións.



Instalacións de potencia superior a 10 MW e inferior ou igual a 25 MW.

Para este rango de potencias, a retribución varía en función dos anos de funcionamento dende a data de posta en marcha da instalación e, no caso de ofertar ao mercado, tamén inflúe a existencia dos custos de transición á competencia (CTC), que está previsto que se manteñan ata o 2010.

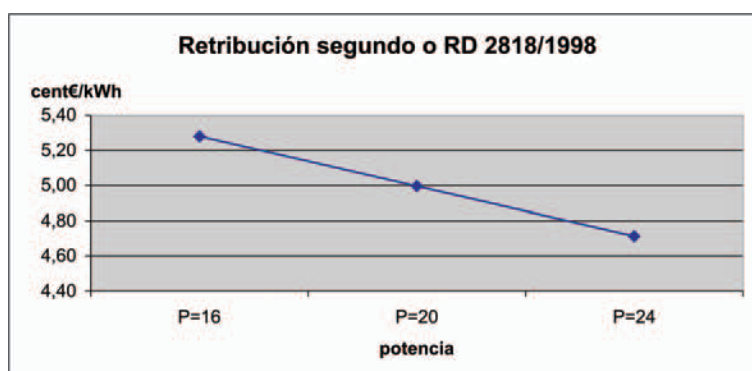
A continuación, na seguinte gráfica compárase a retribución dos diferentes réximes económicos para as instalacións que utilicen como combustible **gas natural**.



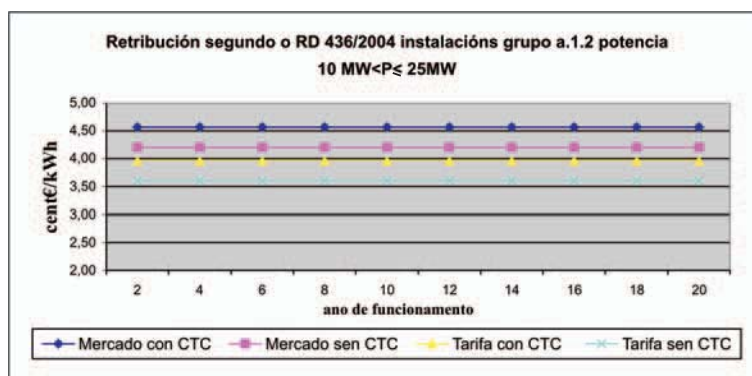
Como se pode comprobar na gráfica anterior, a maior retribución pola venda dos excedentes eléctricos obtense no caso de ofertar ao mercado, aínda que esta diferenza se acurta cando se superan os 15 anos de funcionamento da instalación. Así mesmo, débese indicar que a supresión dos CTC

diminuirá a retribución das ofertas realizadas ao mercado debido a que a existencia da prima está condicionada á subsistencia destes custos.

Para realizar a comparación coa retribución que se obtería segundo o réxime retributivo do RD 2818/1998 é necesario efectuar un estudo de cada instalación en particular, posto que a prima para as instalacións que venden os excedentes segundo o RD 2818/1998 varía en función da potencia. Na seguinte gráfica amósase a variación da retribución por este real decreto en función da potencia da instalación.

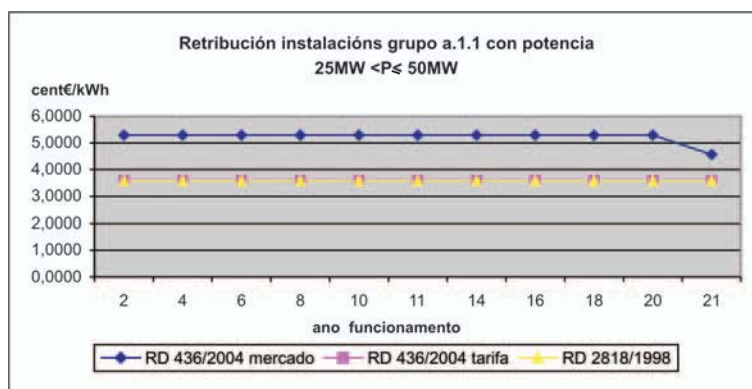


Para as instalacións que utilicen **outros combustibles** diferentes ao gas natural as diferenzas son moi similares, aínda que a retribución diminúe lixeiramente no caso de ofertar os excedentes de enerxía eléctrica ao mercado. A continuación amósase a retribución segundo o RD 436/2004 (mercado e tarifa) que se pode comparar coa gráfica anterior do RD 2818/1998.



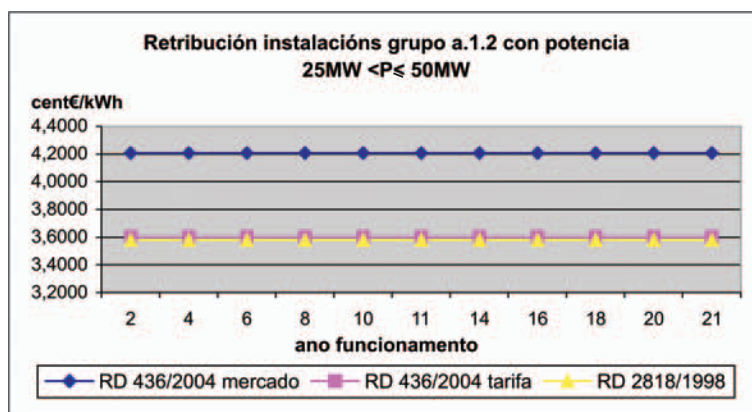
Instalacións de potencia superior a 25 MW e inferior ou igual a 50 MW.

Para o caso das instalacións con potencia superior a 25 MW e inferior a 50 MW que utilicen como combustible **gas natural**, a retribución segundo o réxime establecido no RD 436/2004 realizando as ofertas ao mercado eléctrico é superior ás outras dúas opcións (ofertar a tarifa RD 436/2004 e RD 2818/1998), tal e como se amosa na seguinte gráfica:



Esta diferencia redúcese lixeiramente no momento en que o período de funcionamento da instalación supere ós 20 anos dende a súa posta en marcha.

Para as instalacións que utilicen **outros combustibles** a comparación da retribución queda tal e como se amosa na seguinte gráfica.



Neste caso a retribución que se obtén realizando ofertas ao mercado eléctrico segundo o RD 436/2004 é superior ás outras dúas opcións, retribución segundo RD 436/2004 a tarifa e segundo o RD 2818/1998.

5.4. Viabilidade técnico-económica da coxeración

A viabilidade das plantas de coxeración depende de diversos factores, entre os que cabe destacar: o combustible utilizado (na planta e na fábrica), o aproveitamento da calor (vapor, auga quente, frío, aceite térmico,...), as horas de funcionamento da fábrica e da planta, o custo de mantemento, os prezos de venda dos excedentes de enerxía eléctrica, os prezos de compra e a calidade da subministración eléctrica.

A continuación analízase a viabilidade das plantas de coxeración acollidas ao RD 2818/98, en función do combustible utilizado e da variación do seu prezo. Para iso considéranse as seguintes hipóteses de partida:

- a) O prezo de venda da electricidade é o prezo medio do mercado nos últimos 44 meses (xaneiro 99 – agosto 02), incluíndo a prima correspondente e o complemento do 4% por enerxía reactiva.

	Prezo de venda (cent€/kWh)
Horas punta	6,79
Horas val	5,29

- a) Valorouse ao mesmo prezo a enerxía eléctrica exportada e a autoconsumida.
- b) Consideráronse unicamente instalacións para produción de calor.

5.4.1.- Planta con motor alternativo de gasóleo

Estas instalacións presentan, por termo medio, as seguintes características técnico-económicas.

- Investimento específico: 600 €/kW instalado.
- Consumo de combustible: 0,25 litros/kWh xerado.
- Custo de mantemento: 1,2 cent€/kWh xerado.
- Valor do calor recuperado: 1 cent€/kWh xerado.



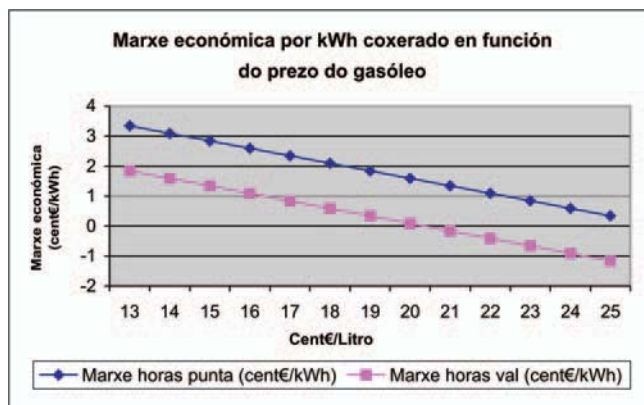
Motor alternativo de gasóleo.

Na táboa seguinte móstrase, para distintos prezos do combustible, o custo de xeración dun kWh (custo de combustible + custo mantemento – valor do calor recuperado). Non se consideraron os custos de amortización da instalación. A marxe ou beneficio medio por kWh xerado obtense restando do prezo de venda os custos de xeración.

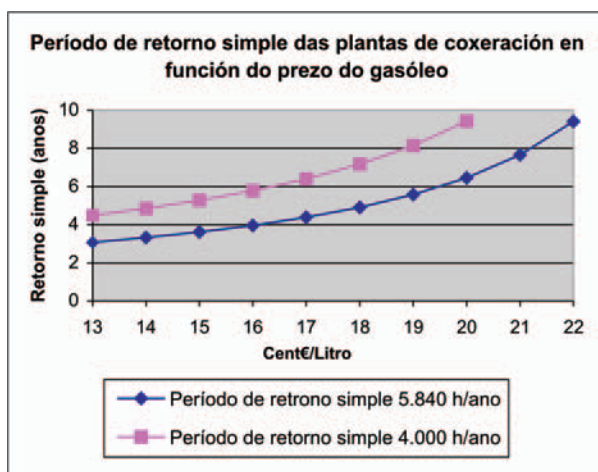
Ademais, indícase a rendibilidade do investimento representado polo período de retorno simple analizando as posibles situacións de funcionamento, 5.840 h/ano (horas punta) e 4.000 h/ano (horas punta de días laborais).

Prezo gasóleo (cent€/litro)	Custo xeración sen amortización (cent€/kWh)	Prezo venda (€/kWh)		Marxe horas punta (cent€/kWh)	Marxe horas val (cent€/kWh)	Período de retorno simple 5.840 h/ano (Anos)	Período de retorno simple 4000 h/ano (Anos)
		Horas punta	Horas val				
15	3,95	6,79	5,29	2,84	1,34	3,61	5,28
16	4,2	6,79	5,29	2,59	1,09	3,96	5,79
17	4,45	6,79	5,29	2,34	0,84	4,39	6,40
18	4,7	6,79	5,29	2,09	0,59	4,91	7,17
19	4,95	6,79	5,29	1,84	0,34	5,58	8,14
20	5,2	6,79	5,29	1,59	0,09	6,45	9,42
21	5,45	6,79	5,29	1,34	-0,16	7,65	> 10
22	5,7	6,79	5,29	1,09	-0,41	9,41	> 10
23	5,95	6,79	5,29	0,84	-0,66	> 10	> 10
24	6,2	6,79	5,29	0,59	-0,91	> 10	> 10
25	6,45	6,79	5,29	0,34	-1,16	> 10	> 10

No seguinte gráfico representase a marxe económica en función do prezo do combustible, observándose que diminúe 0,25 cent€/kWh por cada cent€ que sobe o prezo do litro de gasóleo.



A continuación preséntase o período de retorno simple en función do prezo do gasóleo. Obsérvase que para conseguir un retorno do investimento inferior a 10 anos o custo do gasóleo debe ser inferior a 22 cent€/litro, funcionando 5.840 h/ano, ou ben inferior a 20 cent€/litro se se traballa 4.000 h/ano.



5.4.2.-Instalación con motor alternativo de gas natural

Estas instalacións presentan por termo medio as seguintes características técnico-económicas:

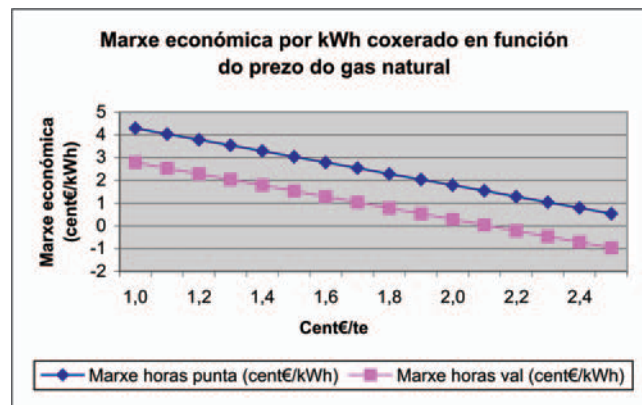
- Investimento específico: 600 €/kW instalado.
- Consumo de combustible: 2,5 te PCS/kWh xerado.
- Custo de mantemento: 1,1 cent€/kWh xerado.
- Valor da calor recuperada: 1,1 cent€/kWh xerado.



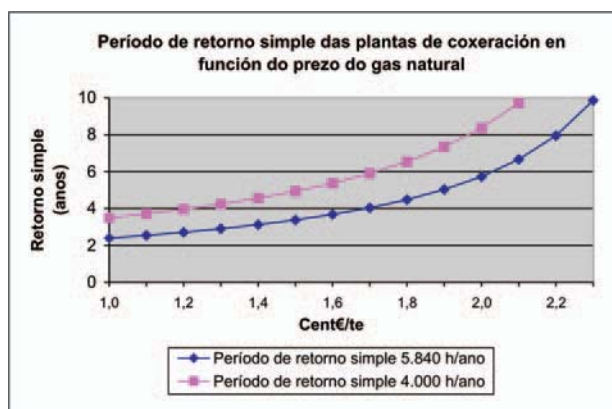
A continuación móstrase un cadro para os motores de gas natural similar ao presentado para os motores de gasóleo:

Prezo gas natural (cent€/te)	Custo xeración sen amortización (cent€/kWh)	Prezo venda		Marxe horas punta (cent€/kWh)	Marxe horas val (cent€/kWh)	Periodo de retorno simple 5.840 h/ano (Anos)	Periodo de retorno simple 4000 h/ano (Anos)
		Horas punta	Horas val				
1,00	2,50	6,79	5,29	4,29	2,79	2,39	3,49
1,10	2,75	6,79	5,29	4,04	2,54	2,54	3,71
1,20	3,00	6,79	5,29	3,79	2,29	2,71	3,96
1,30	3,25	6,79	5,29	3,54	2,04	2,90	4,23
1,40	3,50	6,79	5,29	3,29	1,79	3,12	4,56
1,50	3,75	6,79	5,29	3,04	1,54	3,38	4,93
1,60	4,00	6,79	5,29	2,79	1,29	3,68	5,37
1,70	4,25	6,79	5,29	2,54	1,04	4,04	5,90
1,80	4,50	6,79	5,29	2,29	0,79	4,48	6,54
1,90	4,75	6,79	5,29	2,04	0,54	5,03	7,34
2,00	5,00	6,79	5,29	1,79	0,29	5,73	8,37
2,10	5,25	6,79	5,29	1,54	0,04	6,66	9,73
2,20	5,50	6,79	5,29	1,29	-0,21	7,95	> 10
2,30	5,75	6,79	5,29	1,04	-0,46	9,86	> 10
2,40	6,00	6,79	5,29	0,79	-0,71	> 10	> 10
2,50	6,25	6,79	5,29	0,54	-0,96	> 10	> 10
2,60	6,50	6,79	5,29	0,29	-1,21	> 10	> 10

No seguinte gráfico represéntase a marxe económica en función do prezo do combustible. Por cada cent€ que sobe o prezo da termia de gas natural, diminúe en 2,5 cent€ a marxe de cada kWh xerado.



Igual ca no caso anterior, a continuación represéntase o período de retorno simple en función do prezo do gas natural. Para lograr que as instalacións que funcionan 5.840 h/ano teñan un retorno simple inferior a 10 anos, o custo da termia de gas natural debe ser inferior a 2,3 cent€/te PCS, e para as que funcionan 4.000 h/ano, inferior a 2,1 cent€/te PCS.



5.4.3.- Motor alternativo de fuel óleo

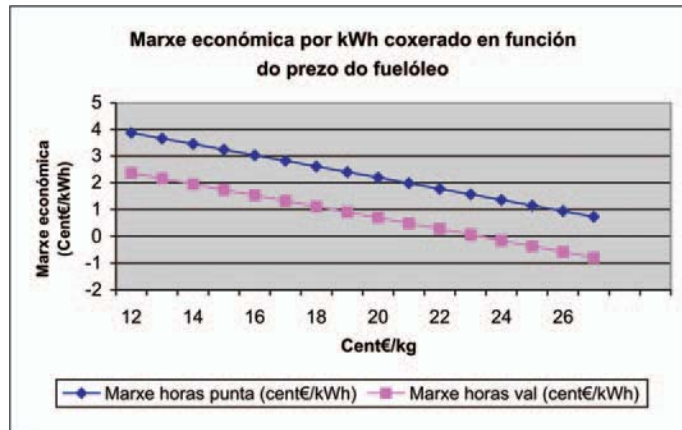
Estas instalacións presentan por termo medio as seguintes características:

- Investimento específico: 720 €/kW instalado.
- Consumo de combustible: 0,21 gr/kWh xerado.
- Custo de mantemento: 1,4 cent€/kWh xerado.
- Valor da calor recuperada: 1,0 cent€/kWh xerado.

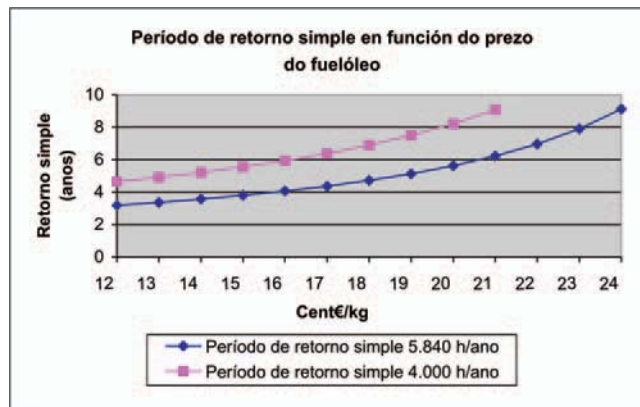
A continuación móstrase unha táboa para os motores de fuel óleo similar á de motores de gasóleo e de gas natural.

Prezo fuel óleo (cent€/kg)	Custo xeración sen amortización (cent€/kWh)	Prezo venda (€/kWh)		Marxe horas punta (cent€/kWh)	Marxe horas val (cent€/kWh)	Período de retorno simple 5.840 h/año (Anos)	Período de retorno simple 4000 h/año (Anos)
		Horas punta	Horas val				
12,00	2,92	6,79	5,29	3,87	2,37	3,18	4,65
13,00	3,13	6,79	5,29	3,66	2,16	3,37	4,92
14,00	3,34	6,79	5,29	3,45	1,95	3,57	5,21
15,00	3,55	6,79	5,29	3,24	1,74	3,80	5,55
16,00	3,76	6,79	5,29	3,03	1,53	4,07	5,94
17,00	3,97	6,79	5,29	2,82	1,32	4,37	6,38
18,00	4,18	6,79	5,29	2,61	1,11	4,72	6,89
19,00	4,39	6,79	5,29	2,40	0,90	5,13	7,49
20,00	4,60	6,79	5,29	2,19	0,69	5,62	8,21
21,00	4,81	6,79	5,29	1,98	0,48	6,22	9,08
22,00	5,02	6,79	5,29	1,77	0,27	6,96	> 10
23,00	5,23	6,79	5,29	1,56	0,06	7,89	> 10
24,00	5,44	6,79	5,29	1,35	-0,15	9,12	> 10
25,00	5,65	6,79	5,29	1,14	-0,36	> 10	> 10
26,00	5,86	6,79	5,29	0,93	-0,57	> 10	> 10
27,00	6,07	6,79	5,29	0,72	-0,78	> 10	> 10

Na seguinte gráfica móstrase a marxe económica en función do prezo do combustible, apreciándose que conforme aumenta 1 cent€ o prezo do kg de fuel óleo, redúcese a marxe en 0,21 cent€ por cada kWh.



A continuación, como medida de rendibilidade, represéntase o período de retorno simple en función do prezo do fuel óleo.



Para lograr un período de retorno simple do investimento inferior a 10 anos naquelas instalacións que funcionen 5.840 h/año, o custo do kg de fuel óleo debe ser inferior a 24 cent€, e inferior a 21 cent€/kWh para aquelas instalacións que funcionen 4.000 h/año.



5.4.4.- Turbina de gas a gas natural

Estas instalacións presentan, por termo medio, as seguintes características técnico-económicas:

- Investimento específico: 630 €/kW instalado.
- Consumo de combustible: 3,25 te PCS/kWh xerado.
- Custo de mantemento: 0,9 cent€/kWh xerado.
- Valor da calor recuperada: 2 cent€/kWh.

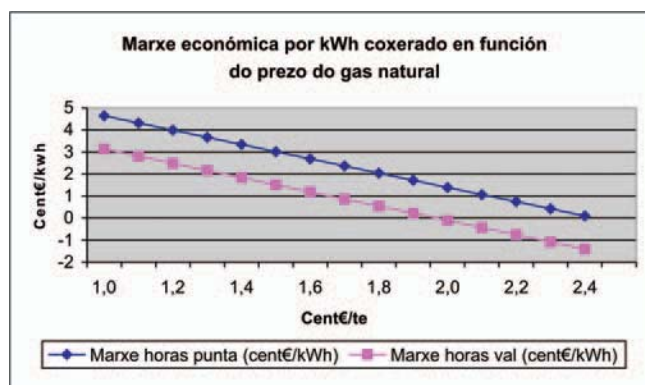


Foto: vista interior dunha turbina de gas.

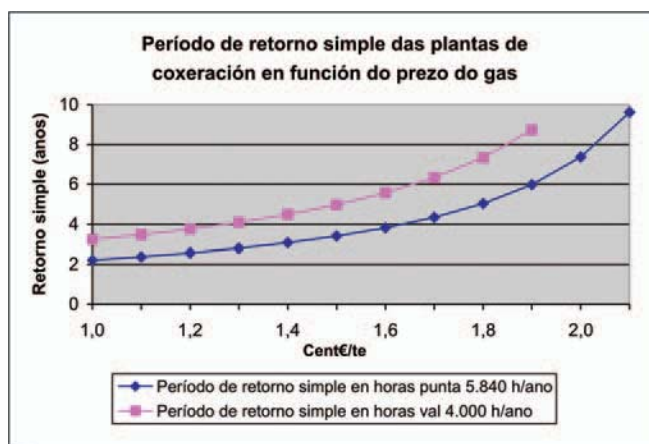
No seguinte cadro móstranse os custos de xeración, as marxes económicas e a rendibilidade dunha planta que utilice este tipo de tecnoloxía.

Prezo gas natural (cent€/kWh)	Custo xeración sen amortización (cent€/kWh)	Prezo venda (€/kWh)		Marxe horas punta (cent€/kWh)	Marxe horas val (cent€/kWh)	Período de retorno simple 5.840 h/ano (Anos)	Período de retorno simple 4000 h/ano (Anos)
		Horas punta	Horas val				
1,10	2,48	6,79	5,29	4,32	2,81	2,38	3,47
1,20	2,80	6,79	5,29	3,99	2,49	2,57	3,76
1,30	3,13	6,79	5,29	3,67	2,16	2,80	4,09
1,40	3,45	6,79	5,29	3,34	1,84	3,07	4,49
1,50	3,78	6,79	5,29	3,02	1,51	3,41	4,97
1,60	4,10	6,79	5,29	2,69	1,19	3,82	5,57
1,70	4,43	6,79	5,29	2,37	0,86	4,34	6,34
1,80	4,75	6,79	5,29	2,04	0,54	5,03	7,34
1,90	5,08	6,79	5,29	1,72	0,21	5,98	8,73
2,00	5,40	6,79	5,29	1,39	-0,11	7,38	> 10
2,10	5,73	6,79	5,29	1,07	-0,44	9,63	> 10
2,20	6,05	6,79	5,29	0,74	-0,76	> 10	> 10
2,30	6,38	6,79	5,29	0,42	-1,09	> 10	> 10
2,40	6,70	6,79	5,29	0,09	-1,41	> 10	> 10

Igual ca nos casos anteriormente analizados, a continuación representábase a marxe económica en función do prezo do combustible. Por cada cent€ que sobe a termia de gas, redúcese a marxe en 3,25 cent€ por cada kWh xerado.



A continuación represéntase o período de retorno simple en función do prezo do gas natural. Se a instalación funciona unha media de 5.480 h/ano, o custo do gas natural debe ser inferior a 2,1 cent€/te PCS para amortizar a instalación en menos de dez anos. No suposto de funcionar 4.000 h/ano, o custo do gas natural debe ser inferior a 1,9 cent€/te PCS.



5.4.5.-Conclusións

Como xa se indicou en apartados anteriores, na viabilidade dun proxecto de coxeración inflúen múltiples factores, polo que cada instalación debe ser analizada de xeito individual. Neste presente estudo consideráronse instalacións xenéricas, polo que as conclusións que se indican a continuación teñen carácter orientativo.

a) Gasóleo

As plantas de coxeración que utilizan este combustible son rendibles con prezos inferiores a 20 cent€/litro (considerando como rendible un investimento cun período de retorno simple inferior a 10 anos). A finais de 2002, o prezo do gasóleo para coxeración era moi superior (aproximadamente 24 cent€/litro), o que o fai absolutamente desaconsellable como combustible para estes fins.

b) Gas natural en motores alternativos

Para que unha planta deste tipo sexa rendible, o prezo máximo do gas natural debe ser inferior a 2,2 cent€/te PCS. A finais de 2002, o seu prezo era de 1,4 cent€/te PCS para presións de subministración por riba de 4 bar e de 2,6 cent€/te PCS para presións de subministración menores de 4 bar. Por iso, a distribución de gas a presión inferior a 4 bar pode facer inviable proxectos de coxeración que si o serían con presións de subministración superiores.

A utilización deste tipo de plantas está en claro avance, ligada á expansión da infraestrutura gasista de Galicia e ás vantaxes asociadas ao seu uso: baixa contaminación, simplicidade das instalacións e eliminación de depósitos de almacenamento.

c) Fuel óleo.

O limiar de rendibilidade para as instalacións que utilizan este combustible sitúase en torno a 21 cent€/kg. A finais de 2002, o prezo do fuel para coxeración era de 17 cent€/kg, polo que, nese momento, seguían sendo rendibles. Porén, a utilización deste combustible está en claro retroceso debido á súa complexa manipulación e a inestabilidade do seu prezo, indexado ao do petróleo.

d) Gas natural en turbinas de gas

O límite de rendibilidade destas plantas sitúase nun prezo do gas natural de 2,0 cent€/te PCS. A finais de 2002 o seu prezo era de 1,4 cent€/te PCS, para presións de subministración superiores a 4 bar e de 2,6 cent€/te PCS para presións de subministración inferiores a 4 bar, polo que a viabilidade destes proxectos está condicionada á presión de subministración do gas natural.

e) Outros combustibles como os GLP

Estes combustibles caeron practicamente en desuso, como consecuencia do seu elevado prezo, que fai inviable estes proxectos.

Conclusiones e previsiones de futuro

6.- CONCLUSIONES E PREVISIONS DE FUTURO

6.1.- Conclusiones

Unha vez realizada a análise sobre a situación das instalacións de coxeración en diversos sectores empresariais galegos, pódense extraer as seguintes conclusións:

1.- **A coxeración é un sistema enerxético eficiente** que contribúe á seguridade do abastecemento e que permite compatibilizar políticas enerxéticas con estratexias ambientais. Segundo Eurostat, a implantación de sistemas de coxeración na UE durante o período 1996-1998 posibilitou un aforro de enerxía de 28.093 ktep que representaban o 2% do consumo bruto interno da enerxía primaria na UE no ano 1998.

2.- A finais de 2003 había instaladas **en España** 873 centrais de coxeración, cunha potencia global de 5.774 MW (9% do parque de xeración español) que verteron á rede en 2003 o 9 % da demanda eléctrica nacional.

3.- **En Galicia**, a coxeración está implantada na maior parte dos sectores industriais, principalmente nos sectores da madeira (fábricas de taboleiro e serradoiros) e da alimentación (industria conserveira). A finais de 2003 o parque de coxeración en funcionamento ascendeu a 628 MW distribuídos en 107 instalacións que produciron 3.209 GWh, o que representaba un 10,2% da produción eléctrica bruta total galega.

Predominan as plantas con motores de gasóleo sobre todo en instalacións de pequena potencia, (en Galicia o 70% das instalacións non superan os 5 MW), mentres que o fuel óleo se utiliza nunha maior medida en plantas de maior potencia (superior a 3 MW), se ben a tendencia dos últimos anos foi a de utilizar gas natural.

4.- A **viabilidade das plantas de coxeración** depende de diversos factores, entre os que cabe destacar: o combustible utilizado (na planta e na fábrica), o grao de aproveitamento da calor, as horas de funcionamento da planta, o custo de mantemento e os prezos de venda dos excedentes de enerxía eléctrica.

O principal problema a que deben enfrontarse na actualidade as instalacións de coxeración é a nula ou baixa rendibilidade de moitas plantas como consecuencia da baixada dos prezos de venda da electricidade cedida á rede, e a forte subida dos prezos dos combustibles, especialmente as acollidas ao RD 2818/1998 (hai varias instalacións de gasóleo acollidas a este RD que non se poñen en marcha xa que o seu funcionamento xera perdas económicas) e ao RD 2366/1994 con potencias superiores a 15 MW, con máis de catro anos de funcionamento (debido a que se reduce un 15% o prezo de venda dos excedentes de enerxía eléctrica).

Tendo en conta o prezo de venda da electricidade medio do ano 2002 e o cumprimento do Rendemento Eléctrico Equivalente, dedúcese que o limiar de rendibilidade destas instalacións en función do combustible utilizado é o seguinte:

a) Gasóleo

As plantas de coxeración que utilizan este combustible son rendibles con prezos inferiores a 20 cent€/litro (considerando como rendible un investimento cun período de retorno simple inferior a 10 anos).

b) Gas natural en motores alternativos

Para que unha planta deste tipo sexa rendible, o prezo máximo do gas natural debe ser inferior a 2,2 cent€/te PCS.

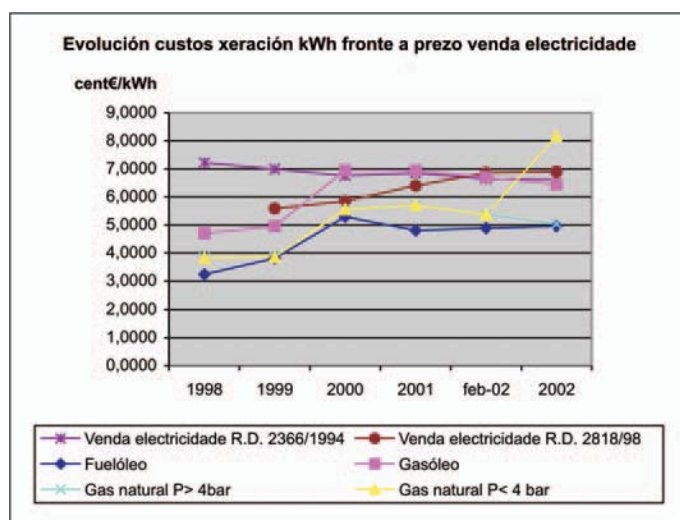
c) Fuel óleo.

O limiar de rendibilidade para as instalacións que utilizan este combustible sitúase ao redor de 21 cent€/kg.

d) Gas natural en turbinas de gas.

O límite da rendibilidade destas plantas sitúase nun prezo do gas natural de 2,0 cent€/te PCS.

A modo de referencia, amósase no seguinte cadro a evolución do custo de xeración en función do prezo do combustible, fronte á evolución do prezo de venda da electricidade exportada durante o período 1998-2002.



Nota: Como se pode observar no gráfico a partir da publicación da orde ECO/302/2002 pola que se establecen as novas tarifas de gas natural, as plantas de coxeración con presión de subministración inferior a 4bar víronse prexudicadas coa forte subida das súas tarifas, superando as do gasóleo e facendo inviable este tipo de investimentos.

5.- Posto que en Galicia predominan as instalacións de gasóleo e fuel óleo, na actualidade, como consecuencia do desenvolvemento da infraestrutura gasista, estase analizando a viabilidade de substituír ditos combustibles por gas natural. Neste senso hai que indicar que o **cambio de gasóleo a gas natural** (sempre que a subministración sexa superior a 4 bar) podería ser viable (amortizable en menos de 8 anos). Non ocorre o mesmo para o caso do fuel óleo, posto que os prezos deste combustible seguen sendo competitivos fronte ao do gas natural.

Con todo, dende a entrada en vigor da orde ECO/302/2002, o prezo do gas natural fíxase en función das presións de subministración. Isto motivou que actualmente estes proxectos de cambio de combustible non sexan rendibles, debido a que a distribución ás empresas se realiza a presións inferiores a 4 bar.

6.- As instalacións con potencias inferiores ou iguais a 1 MW obterán unha retribución lixeiramente superior se optan por vender os excedentes de enerxía eléctrica segundo o réxime económico establecido no RD436/2004 e non segundo o RD 2818/1998. De todos os xeitos habería que estudar cada caso en concreto posto que as diferenzas non son moi significativas.

6.2. Perspectiva de futuro da coxeración

A coxeración de calor e electricidade a partir dun mesmo combustible é hoxe en día unha tecnoloxía madura e un dos sistemas de abastecemento enerxético máis eficiente e que demostrou a súa fiabilidade nun considerable número de aplicacións, e incomprensiblemente nestes momentos vive unha situación agónica como consecuencia da tendencia alcista do prezo dos combustibles derivados do petróleo e do descenso dos prezos da electricidade.

Todo isto dificulta que se poidan acadar os obxectivos previstos pola Unión Europea; que consisten en duplicar a xeración eléctrica bruta mediante coxeración dende o 9% de 1994 ata un 18% en 2010.

Urxe, polo tanto, adoptar unha serie de medidas que corrixan esta situación e lles permitan acadar aos proxectos o limiar de viabilidade técnica e económica.

Unha das primeiras medidas para conseguilo sería garantir que a variación dos prezos dos carburantes teña maior influencia no prezo de venda da enerxía eléctrica xerada que a que ten na actualidade. Os prezos actuais supoñen un freo para os futuros investimentos, xa que non permiten acadar os limiares de rendibilidade e amortización necesarios para acometer este tipo de proxectos.

O Decreto 1483/2001 polo que se establece a tarifa eléctrica para o ano 2002 (coa que se realizou este estudo) incrementa a tarifa segundo a potencia da instalación entre un 1,40 e un 1,52% con respecto ao ano anterior e reduce a prima nun 10% para aquelas instalacións acollidas ao RD 2818/98. Moitas plantas de coxeración presentan uns ratios de rendibilidade baixos ou negativos como consecuencia dos elevados prezos dos combustibles.

A Lei 54/1997 indica que a prima se revisará anualmente en función do prezo do gas natural, do prezo do diñeiro e do prezo da enerxía eléctrica a tarifa. Considérase que o prezo do gas natural debe ter maior peso na ponderación da prima que o prezo do diñeiro e que a electricidade a tarifa, para que estas instalacións manteñan a súa rendibilidade de acordo co espírito da Lei 54/97, máxime cando este combustible é o máis adecuado para este tipo de instalacións como consecuencia da baixa contaminación ambiental. Incluso sería axeitado que a prima se revisara mensualmente baseándose no prezo do gas natural para permitir a estas instalacións obter un valor de T.I.R. razoable. De non ser así, vai ser moi difícil que se poidan alcanzar os obxectivos previstos pola UE (duplica-la xeración eléctrica bruta mediante coxeración no ano 2010).

Ao noso entender, a coxeración ten futuro, sempre e cando se constrúan plantas eficientes e con rendementos globais elevados, co que a dependencia do prezo do combustible será menor. A isto terán que engadirse as vantaxes asociadas de dispoñer no horizonte do 2006 dunha planta regasificadora de gas natural na nosa Comunidade que garantirá a subministración e as medidas liberalizadoras contempladas no Real Decreto Lei 6/2000 de medidas urxentes de intensificación da competencia no sector do gas, que permitirán elixir libremente o comercializador e pactar con el os prezos de dita subministración.

6.3. Medidas para fomenta-la coxeración

Unha vez realizada a análise sobre a situación das instalacións de coxeración en diversos sectores empresariais galegos, pódense indicar posibles medidas de actuación que permitan á coxeración acadar os limiares de rendibilidade.

a) Necesidade de simplificar a tramitación administrativa para instalacións de pequena potencia (inferior a 500 kW).

Hai que destacar que a normativa a cumprir é a mesma para todas as instalacións, independentemente da súa potencia, o que implica tramitacións longas e custosas para instalacións pequenas. Bótase en falla una normativa específica, clara e sinxela, que simplifique os trámites actuais, similar á establecida para instalacións solares.

b) Existencia de incerteza á hora de valorar os ingresos pola venda de enerxía á rede.

Para fomentar o desenvolvemento deste tipo de instalacións será necesario crear un modelo retributivo estable, que permita amortizar os elevados investimentos asociados ás plantas de coxeración. Neste senso, considérase fundamental indexar en cada momento (mes a mes) o prezo final da venda da enerxía eléctrica cedida á rede co combustible.

c) Actualización da normativa de integración á rede

A lexislación relativa á interconexión de centrais (Orde do 5 de setembro de 1985) penaliza as instalacións de pequena potencia, xa que obriga a que as empresas eléctricas verifiquen a instalación

antes da súa posta en marcha, aplicando a estas os mesmos custos de verificación de protección e medida e as mesmas esixencias de teledisparo, independentemente da potencia da coxeración. Polo tanto, sería necesario modificar esta situación, xa que dificulta a implantación deste tipo de instalacións, especialmente nos sectores residencial e servizos, nos que se instalan coxeracións de pequena potencia.

Para isto sería conveniente fixar as condicións técnicas de interconexión correspondentes a proteccións e teledisparo, en función do rango de potencia de cada instalación e fixar uns custos de verificación, xa que a normativa actual non discrimina, e deixa a criterio da empresa distribuidora.

d) As primas deben establecerse en función da eficiencia da instalación

Para incentivar a construción de instalacións cada vez máis eficientes, deberíanse establecer unha prima para a enerxía eléctrica xerada en función do rendemento enerxético global da instalación, retribuindo máis as máis eficientes. Para isto, a Administración debería realizar un seguimento exhaustivo do rendemento das mesmas obrigando ás instalacións a dispoñer de equipos de medida de calor e de electricidade auditaes que permitan calcular os rendementos de cada instalación.

e) Retribución da enerxía xerada e non soamente da exportada

Na actualidade soamente se prima a enerxía eléctrica vertida á rede e non toda a producida, o cal supón unha barreira para o desenvolvemento deste tipo de instalacións, xa que non se remuneran as vantaxes asociadas á enerxía eléctrica producida pola coxeración (redución de perdas en transporte e distribución) e consumida polo proceso produtivo asociado.

A situación actual penaliza as instalacións que teñen maior autoconsumo. Neste senso, cabe indicar que hai empresas en Galicia cuxo autoconsumo é o 90% da electricidade que xeran e verten á rede o 10% restante, porcentaxe esta última pola que reciben a retribución.

Actualmente, os custos de produción da enerxía eléctrica con coxeración, descontando o valor da calor recuperada, son superiores nalgúns casos aos prezos a que estas empresas poderían mercar electricidade no mercado, o que provoca a nula rendibilidade de moitas destas instalacións.

f) Axuste da potencia da coxeración ás necesidades enerxéticas da empresa

A maior parte das coxeracións existentes en Galicia foron deseñadas a mediados dos anos 90, nun escenario enerxético de prezos de combustibles baixos e un marco retributivo para os excedentes da enerxía eléctrica que permitía recuperar os investimentos en prazos inferiores a 3 anos. Esta situación provocou que moitas plantas fosen deseñadas para exportar a máxima cantidade de electricidade e non para optimizar o aproveitamento enerxético do combustible.

Nun escenario enerxético como o actual, caracterizado por uns prezos de combustibles altos e uns prezos de venda dos excedentes de electricidade baixos, a rendibilidade destas instalacións viuse reducida drasticamente, situación que se podería ter evitado cun correcto dimensionamento das mesmas, aproveitando os excedentes térmicos en puntos de consumo da cadea productiva e instalacións auxiliares.

g) Ampliación da marxe de desvíos nas previsións dos excedentes de enerxía eléctrica.

A coxeración é un sistema enerxético que leva asociado un proceso (industrial, servizos...) no que a demanda enerxética é variable, en función das necesidades de produción, clima, tipo de produto fabricado en cada momento... Por este motivo, considérase difícil poder cumprir as previsións de enerxía excedentaria cunha marxe tan estrita coma a actual (5%), polo que sería conveniente ampliar dita marxe.

h) Posibilidade de solicitar tarifa de gas a presións superiores a 4 bar

O Real Decreto 949/2001, do 3 de agosto, *polo que se regula o acceso de terceiros ás instalacións gasistas e se establece un sistema económico integrado do sector do gas natural*, fixa a nova estrutura de tarifas de gas que deberán ser satisfeitas aos distribuidores polos consumidores en réxime de subministracións a tarifa, pasando dun sistema de tarifas por uso (doméstico, comercial, industrial) a outro por niveis de presión (superior a 60 bar, entre 60 e 4 bar, menor ou igual a 4 bar).

En Galicia, a distribución ás empresas realizouse, tratando de minimizar custos, a presión máxima de 4 bar, polo que moitas instalacións se encontran con graves problemas de rendibilidade para manter a planta en funcionamento.

Coa Orde ECO/302/2002, a inmensa maioría destas empresas incrementaron os seus custos enerxéticos máis dun 44% respecto a tarifa vixente anteriormente (o último establecemento de prezos baseándose en dita tarifa, fixaba un prezo do termo de enerxía do gas para uso industrial de 1,5478 cent€/te PCS, mentres que na actualidade (Orde ECO/33/2004), para presión inferior a 4 bar e o consumo superior a 100.000 kWh/ano, tarifa 3.4, o termo da enerxía se sitúa en 2,2283 cent€/te PCS).

Como se indica en diferentes apartados deste estudo, a subministración de gas natural a presións inferiores a 4 bar fai inviable, na actualidade, a instalación de centrais de coxeración.

A posible solución a esta desfavorable situación está prevista no artigo 17.3 da Orde ECO/302/2002: *“Os consumidores aos que á entrada en vigor da presente Orde, se lles viña aplicando a tarifa industrial firme e están conectados a gasoductos a presión inferior ou igual a 4 bar cun consumo anual superior a 200.000 kWh/ano, poderán solicitar ao seu distribuidor a conexión a presións superiores a 4 bar. En caso de que esta solicitude non puidese ser atendida, por non dispoñer o distribuidor de redes á dita presión na súa zona, o consumidor poderá solicitar a aplicación da tarifa para consumidores conectados a gasoductos a presión entre 4 e 60 bar (tarifas 2.) correspondente ao seu consumo.*

Nestes casos, o consumidor terá a obriga de realizar a acometida correspondente e conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar no momento en que o distribuidor dispoña de redes na súa zona para isto”.

En resumo:

A coxeración ten futuro, sempre e cando se constrúan plantas eficientes e con rendementos globais altos, co que a dependencia do prezo de combustible será menor.

O futuro do sector vai a estar moi ligado ao desenvolvemento de tecnoloxías como a microcoxeración e as pilas de combustible, que permitirán ampliar o seu campo de aplicación, sobre todo en sectores como o residencial e o de servizos.

Por outra parte, as restricións ambientais limitarán o uso do fuel óleo e do carbón para xerar electricidade, polo que a coxeración con gas natural se presenta como unha alternativa enerxética con futuro.

Ademais, prevese o incremento de instalacións de distribución centralizada de calor “district heating” asociadas a promoción de urbanizacións de vivendas residenciais.

Contexto económico

Anexo I: Contexto económico.

Os elevados prezos do petróleo e do gas natural durante os últimos anos provocaron un estancamento deste sector, e moitos proxectos xa autorizados están paralizados debido a súa baixa e nula rendibilidade actual. A continuación móstranse a evolución dos indicadores que inflúen na rendibilidade deste tipo de proxectos: o prezo do barril de petróleo Brent e o Mibor a tres meses.

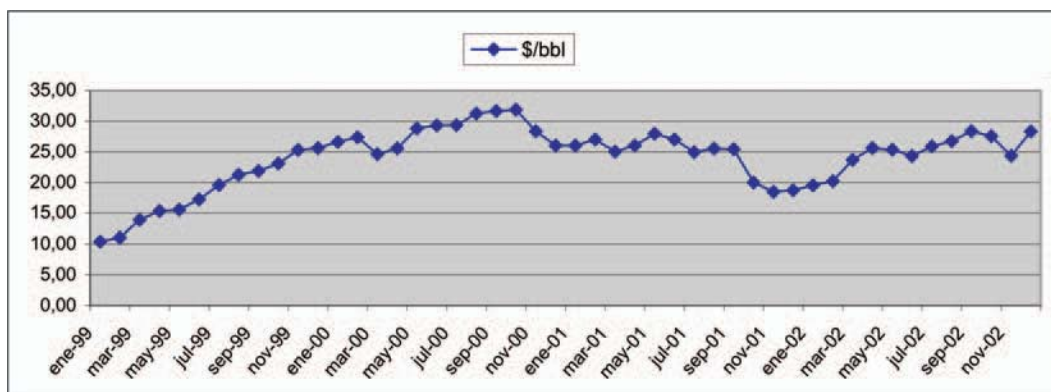
a) Evolución do prezo do barril de petróleo Brent (\$/barril).

mes	ANO 1999	ANO 2000	ANO 2001	ANO 2002
Xaneiro	10,41	26,61	26,00	19,52
Febreiro	11,03	27,38	27,04	20,20
Marzo	13,91	24,63	25,01	23,69
Abril	15,35	25,57	26,03	25,63
Maio	15,57	28,82	27,98	25,36
Xuño	17,25	29,31	27,00	24,30
Xullo	19,58	29,37	24,95	25,87
Agosto	21,22	31,24	25,53	26,73
Setembro	21,87	31,66	25,44	28,73
Outubro	23,10	31,91	20,00	27,54
Novembro	25,31	28,37	18,43	24,34
Decembro	25,64	26,02	18,72	28,33
Media anual	18,35	28,41	24,34	22,91

Fonte: MINECO.

A media do ano 1999 sitúa o prezo do barril de petróleo en 18,35 \$ (17,41€) mentres que a do ano 2000 ascendeu a 28,41 \$ (31,11€), para posteriormente descender a 24,34 \$ (27,26 €) no 2001.

Durante o período 2000-2002, experimentou unha forte alza de prezos, superando os 30\$/barril, o que provocou unha perda de rendibilidade de moitas instalacións e polo tanto a parada dalgunha delas.

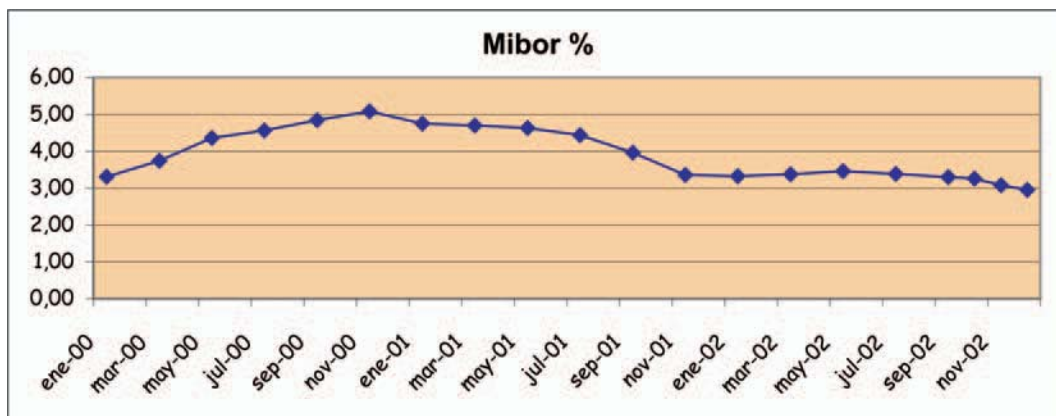


b) Mibor a tres meses.

A análise do mibor resulta útil para o cálculo da revisión do valor da prima para a coxeración (apartado 2, artigo 30 do R.D. 2818/1998).

	1998	1999	2000	2001	2002						
	Decembro	Decembro	Decembro	Decembro	Xuño	Xullo	Agosto	Sept.	Outubro	Nov.	Dec.
MIBOR/EURIBOR a tres meses*	3,34	3,44	4,94	3,34	3,47	3,41	3,35	3,31	3,26	3,08	2,95

Fonte: Banco de España



Os niveis en que se mantén o MIBOR dende 1998 (3-5%) deberían incentivar a inversión deste tipo de instalacións, pero debido o elevado prezo dos combustibles, e a baixa rendibilidade destas instalacións, a súa incidencia é practicamente nula.

Distintas tecnologías en coxeración

Anexo II: Distintas tecnoloxías en coxeración.

No presente anexo descríbense as principais características das diferentes tecnoloxías aplicadas en proxectos de coxeración:

- Motor alternativo
- Turbina de gas
- Ciclo combinado: turbina de gas + turbina de vapor
- Caldeira + turbina de vapor
- Pila de combustible

a) Plantas con motores alternativos

A tecnoloxía da coxeración con motores alternativos consiste na conversión da enerxía química do combustible en enerxía mecánica nun motor (Diesel ou Otto) que pode ser utilizada directamente (accionamento dunha bomba o dun compresor) ou para xerar electricidade. O rendemento mecánico deste tipo de instalacións varía entre un 35-45% en función do tipo de motor e da súa potencia. Este sistema permite o aproveitamento da enerxía que se disipa en forma de calor nos gases de escape, (aproximadamente un 60% é economicamente recuperable); ademais da enerxía térmica recuperable no circuíto de refrixeración de camisas do motor.

Outra fonte de enerxía térmica, aínda que menos importante debido a súa dificultade de aproveitamento, dada a súa baixa temperatura, é a refrixeración do aire da alimentación.

As plantas con motores alternativos permiten obter maior porcentaxe de electricidade (40%) que de calor (35%).

As aplicacións térmicas a que se destinan este tipo de instalacións dependen da industria a que se asocien, pero fundamentalmente baséanse na produción de vapor a baixa presión, aceite térmico e quentamento da auga e aire para proceso.

Principais características das plantas de coxeración con motores alternativos.

- Enerxía mecánica no eixe (alternador, bombas)
- Enerxía térmica:
 - Refrixeración de camisas e de aceite: 90°C
 - Refrixeración de aire de carga: 30°C
 - Gases de escape: 300 – 500°C(A combustión realizase con pouco exceso de aire, o que impide que se poidan volver a utilizar nun sistema de post- combustión).
- Combustible utilizado: gas natural, propano, gasóleo, fuelóleo e biocombustibles.
- Rendemento eléctrico: 35% - 45%.
- Gama de potencias: 50 kW – 30.000 kW.
- Aproveitamento térmico: demanda de calor a temperaturas non elevadas (vapor < 10 bar).



b) Plantas con turbinas de gas.

A principal característica que presentan este tipo de instalacións é a existencia dun único foco térmico a alta temperatura (500 °C) que posibilita a súa utilización para diversos usos.

A súa aplicación é adecuada cando as necesidades de vapor son importantes (superiores a 10 toneladas/hora) tal e como sucede nas industrias dos sectores alimentario, químico e papeleiro.

Existen dous tipos de plantas con turbinas de gas:

- a) Ciclos simples: nestas instalacións prodúcese vapor a presión de utilización en fábrica.
- b) Ciclos combinados: o vapor xerase a alta presión e temperatura para a súa posterior expansión nunha turbina de vapor.

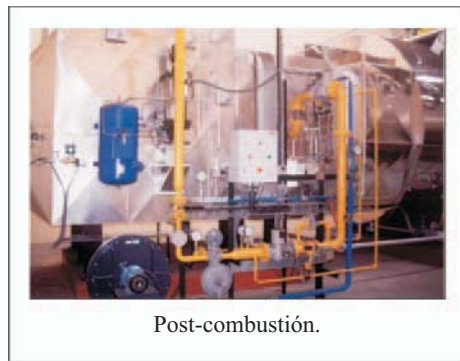
Principais características das turbinas de gas.

- Máquina de combustión interna.
- Producción de enerxía mecánica no eixe.
- Producción de enerxía térmica en forma de gases quentes e con elevado porcentaxe de osíxeno.
- Tipos de turbina de gas:
 - a) *Aeroderivadas* (menor peso, consumo e robustez).
 - b) *Industriais* (maior robustez).
- Gases de escape de 400-500°C cun alto contido en osíxeno (15%). Estes gases poden ser utilizados como aire de combustión nun queimador (postcombustión), o que facilita o seu aproveitamento e a súa utilización en procesos que requiren alta temperatura.
- Gama de potencias: 500 kW – 300.000 kW.
- Combustible: gas natural, gasóleo, fuelóleo.

- Inconveniente: baixo rendemento eléctrico para potencias pequenas (20-40%).
- Aproveitamento térmico: instalacións con demanda de calor a alta temperatura

Vantaxes da post-combustión:

- Permite adaptar a produción térmica á demanda.
- Permite aumentar o contido enerxético dos gases variando pouco o caudal que circula pola caldeira.
- Aumenta o rendemento global e a cantidade de calor útil dispoñible.



Post-combustión.

c) Plantas con turbinas de vapor.

Nun comezo foi a tecnoloxía máis utilizada para plantas de coxeración, pero na actualidade está relegada a instalacións de ciclo combinado ou ás instalacións que utilizan como combustible biomasa ou residuos. Estas plantas constan dunha caldeira onde se xera vapor a alta presión e temperatura, e unha turbina onde se transforma a enerxía térmica en enerxía mecánica.

Principais características destas plantas.

- Tipos de turbinas:
 - *de contrapresión* ($P \text{ salida} > P \text{ atmosférica}$).
 - *de condensación* ($P \text{ salida} < P \text{ atmosférica}$).
- Utilízase principalmente en industrias con elevada demanda de vapor a baixa presión e/ou que dispoñan de combustible abundante e barato (residuos de biomasa, por exemplo).
- Potencias: 500 kW – 1.500.000 kW.
- Rendemento eléctrico 15-40%.
- A obtención do vapor para o proceso industrial realiza se á saída da turbina (contrapresión) ou ben nunha válvula intermedia (turbina de condensación ou de contrapresión).



Vista interior dunha turbina.

d) Ciclo combinado

- Producción de enerxía eléctrica a partir dunha turbina de gas e dunha turbina de vapor.
- Vantaxes:

Entre as principais vantaxes desta tecnoloxía destacan:

- Alto rendemento na produción de enerxía eléctrica (59%)
- Baixa inversión por kW instalado
- Rápida instalación
- Baixas emisións á atmosfera
- Alta dispoñibilidade e fiabilidade.



Instalación de ciclo combinado.

e) Pilas de combustible

- Tecnoloxía en fase de desenvolvemento.
- Carece de partes móbiles (excepto ventilador de alimentación de aire).
- A temperatura da enerxía térmica dispoñible varía segundo o tipo de pila (alcalinas 120°C, ác.fosfórico 200°C, polímeros sólidos <100°C, carbonatos fundidos 650°C, óxidos sólidos 1000°C).
- Combustible: gas (hidróxeno).
- Rendemento eléctrico: 35% - 60%
- Gama de potencias: 1 kW – 500 kW
- Baixas emisións.



f) Táboa comparativa de diferentes tecnoloxías.

No seguinte cadro, móstranse as características principais de cada unha das tecnoloxías que se poden utilizar nunha planta de coxeración.

A súa elección estará condicionada a factores como: temperatura requirida, dispoñibilidade de combustible, réxime de funcionamento, relación entre a enerxía eléctrica e térmica demandada.

	Turbina de vapor	Turbina de gas	Motor alternativo
Potencia	500 kW – 1500 MW	500 kW – 300 MW	50 kW – 30 MW
Enerxía térmica	Vapor (3 – 25 bar)	Gases con exceso de aire 500°C	Auga quente e gases a 375°C
Réxime	Continuo a nominal	Continuo a nominal	Discontinuo e a cargas parciais
Ratio enerxía eléctrica/térmica	0,15	0,51	1,66
Custo	1.202 €/kW	631 €/kW	600 €/kW
Vida útil	250.000 horas	120.000 horas	60.000 horas
Dispoñibilidade (paradas programadas.)	99%	98,5%	93%

Factores a considerar na elección do combustible

Anexo III: Factores a considerar na elección do combustible.

A continuación indícanse os principais factores que se deben ter en conta á hora de seleccionar o combustible dunha instalación de coxeración.

- Facilitade de adquisición.
- Condicionantes do subministro (forma de subministro e instalacións requiridas).
- Custo actual e previsións de evolución (prezo e mantemento).
- Potencial contaminante (gases e fugas).
- Riscos (almacenamento e manipulación).
- Normativa que lle afecte (ambiental, composición, cánones,...) e posibles restriccións futuras.



A continuación móstranse os distintos combustibles que se poden utilizar nunha planta de coxeración e a máquina motriz que poden accionar.

Combustible		Elemento motor
Fósiles	Gas natural	Turbina de gas Turbina de vapor Motor alternativo
	Gasóleo e Fuelóleo	Turbina de vapor Motor alternativo Turbina gas
	Carbón	Turbina de vapor (IGCC gasificación con ciclo combinado)
Residuais	Lexías negras, R.S.U., etc	Turbina de vapor

Estudo do mercado eléctrico

Anexo IV: Estudo do mercado eléctrico.

EVOLUCIÓN DO PREZO DE VENDA DA ENERXÍA ELÉCTRICA NO R.D. 2818/1998.

No presente anexo, estúdiase a evolución do mercado eléctrico dende xaneiro de 1999 a setembro de 2002 e a súa influencia sobre o prezo de venda da enerxía excedentaria das coxeracións. Calculáronse os valores medios da enerxía eléctrica para os seguintes períodos temporais: ano 1999, ano 2000, ano 2001, período de xaneiro a setembro de 2002, o intervalo setembro 2001 a setembro 2002 e por último o período completo dende xaneiro de 1999 a setembro de 2002.

Para todos estes períodos diferéncianse as horas val (de 12 da noite as 8 da mañá) das horas punta (o resto). No seguinte cadro, móstranse os prezos medios en cada período para todo-lo días do ano e os mesmos prezos sen considerar os sábados, domingos e festivos.

Período estudo	Tipo de horas	TÓDOLOS DÍAS		DÍAS LABORABLES	
		Horas/ano	Prezo medio (cent€/kWh)	Horas/ano	Prezo medio (cent€/kWh)
Ano 1999	Val	2.920	2,75	2.040	2,76
	Punta	5.840	3,77	4.080	3,99
	Todas	8.760	3,43	6.120	3,58
Ano 2000	Val	2.920	2,76	2.040	2,82
	Punta	5.840	4,29	4.080	4,72
	Todas	8.760	3,78	6.120	4,09
Ano 2001	Val	2.920	2,75	2.032	2,75
	Punta	5.840	4,17	4.064	4,51
	Todas	8.760	3,70	6.096	3,92
Ano 2002 (xaneiro a sept.)	Val	2.184	3,67	1.536	3,72
	Punta	4.368	5,29	3.072	5,73
	Todas	6.552	4,75	4.608	5,06
Interanual	Val	2.920	3,64	2.032	3,69
Sept01 - Sept02	Punta	5.840	5,29	4.064	5,73
	Todas	8.760	4,74	6.096	5,05
Período	Val	10.952	2,93	7.648	2,97
Xaneiro 99 sept02	Punta	21.904	4,32	15.296	4,67
	Todas	32.856	3,86	22.944	4,10

No seguinte cadro, móstranse as primas para instalacións de coxeración con potencias menores ou iguais a 10 MW:

Ano	Prima (cent€/kWh)
1999	1,92
2000	1,85
2001	2,46
2002	2,22
2003	2,13

Sumando ditas primas ós prezos medios do mercado indicados anteriormente e aplicando o complemento máximo por enerxía reactiva (4 %), obtense a seguinte táboa, que reflicte o prezo medio de venda da enerxía eléctrica para instalacións de menos de 10 MW acollidas ó R.D. 2818/1998.

Período estudo	Tipo de horas	TÓDO-LOS DÍAS		DÍAS LABORABLES	
		Prezo medio (cent€/kWh)	Horas/ano	Prezo medio (cent€/kWh)	Horas/ano
Ano 1999	Val	4,86	2.920	4,87	2.040
	Punta	5,92	5.840	6,15	4.080
	Todas	5,57	8.760	5,72	6.120
Ano 2000	Val	4,79	2.920	4,86	2.040
	Punta	6,39	5.840	6,84	4.080
	Todas	5,86	8.760	6,18	6.120
Ano 2001	Val	5,42	2.928	5,42	2.032
	Punta	6,90	5.856	7,26	4.064
	Todas	6,41	8.784	6,65	6.096
Ano 2002 (xaneiro a sept.)	Val	6,12	2.184	6,18	1.536
	Punta	7,80	4.368	8,26	3.072
	Todas	7,24	6.552	7,57	4.608
Interanual	Val	6,15	2.920	6,21	2.032
	Sept01-sept02	7,87	5.840	8,33	4.064
	Todas	7,30	8.760	7,62	6.096
Periodo xaneiro99- sept02	Val	5,24	10.952	5,28	7.648
	Punta	6,68	21.904	7,05	15.296
	Todas	6,20	32.856	6,46	22.944

Obsérvase que o prezo medio de venda do kWh creceu de forma continuada dende o ano 1999 ata setembro de 2002, tomando os valores: 5,57 / 5,86 / 6,41 y 7,24 cent €/kWh.

Prezo do mercado: Variación horaria.

Para determinar os prezos horarios nos que a enerxía eléctrica exportada ten unha maior retribución, realízase un estudo por termo medio do mercado hora a hora.

Partiuse dos valores medios da enerxía en cada unha das horas do período: xaneiro de 1999 a setembro de 2002.

A continuación expónse os resultados obtidos. No cadro da esquerda aparecen ordenados atendendo a hora do día e no da dereita de forma decrecente en función do prezo medio:

Prezo medio mercado de xaneiro 99 a setembro de 02			Prezo medio mercado de xaneiro 99 a setembro de 02		
Horario	Valor termo medio (cent€/kWh)	% respecto o máximo	Horario	Valor termo medio (cent€/kWh)	% respecto o máximo
0 - 1 h	3,69	79,1	21 - 22 h	4,66	100,0
1 - 2 h	3,12	66,8	19 - 20 h	4,64	99,6
2 - 3 h	2,79	59,9	20 - 21 h	4,64	99,4
3 - 4 h	2,66	57,0	12 - 13 h	4,53	97,1
4 - 5 h	2,57	55,1	18 - 19 h	4,51	96,7
5 - 6 h	2,55	54,6	11 - 12 h	4,50	96,5
6 - 7 h	2,81	60,2	10 - 11 h	4,39	94,2
7 - 8 h	3,28	70,4	13 - 14 h	4,38	94,0
8 - 9 h	3,80	81,4	22 - 23 h	4,36	93,5
9 - 10 h	4,10	88,0	17 - 18 h	4,28	91,8
10 - 11 h	4,39	94,2	16 - 17 h	4,15	88,9
11 - 12 h	4,50	96,5	14 - 15 h	4,11	88,1
12 - 13 h	4,53	97,1	9 - 10 h	4,10	88,0
13 - 14 h	4,38	94,0	15 - 16 h	4,09	87,7
14 - 15 h	4,11	88,1	23 - 24 h	3,96	84,9
15 - 16 h	4,09	87,7	8 - 9 h	3,80	81,4
16 - 17 h	4,15	88,9	0 - 1 h	3,69	79,1
17 - 18 h	4,28	91,8	7 - 8 h	3,28	70,4
18 - 19 h	4,51	96,7	1 - 2 h	3,12	66,8
19 - 20 h	4,64	99,6	6 - 7 h	2,81	60,2
20 - 21 h	4,64	99,4	2 - 3 h	2,79	59,9
21 - 22 h	4,66	100,0	3 - 4 h	2,66	57,0
22 - 23 h	4,36	93,5	4 - 5 h	2,57	55,1

Observase que o período horario con prezos de mercado mais altos e o comprendido entre as 19 e 22 h, con un valor termo medio de 4,65 cent €/kWh. A continuación séguelle o período de 9 a 19 h con un valor termo medio de 4,31 cent €/kWh. Por todo isto, unha planta que funcione tódolos días da semana, obtería a súa máxima rendibilidade funcionando entre as 9:00 h e 22:00h.

No seguinte cadro, preséntase o cálculo para o mesmo período de tempo pero sen incluír os sábados, domingos e festivos.

Prezo medio mercado de xaneiro 99 a setembro de 02 sen festivos nin fins de semana			Prezo medio mercado de xaneiro 99 a setembro de 02 sen festivos nin fins de semana		
Horario	Valor termo medio (cent€/kWh)	% respecto al máximo	Horario	Valor termo medio (cent€/kWh)	% respecto al máximo
0 - 1 h	3,57	70,9	19 - 20 h	5,04	100,0
1 - 2 h	2,99	59,5	18 - 19 h	4,95	98,3
2 - 3 h	2,75	54,6	12 - 13 h	4,93	97,9
3 - 4 h	2,65	52,5	20 - 21 h	4,90	97,3
4 - 5 h	2,57	51,1	11 - 12 h	4,89	97,1
5 - 6 h	2,58	51,2	10 - 11 h	4,82	95,6
6 - 7 h	2,95	58,6	21 - 22 h	4,81	95,6
7 - 8 h	3,64	72,4	17 - 18 h	4,77	94,7
8 - 9 h	4,34	86,2	13 - 14 h	4,74	94,2
9 - 10 h	4,62	91,8	9 - 10 h	4,62	91,8
10 - 11 h	4,82	95,6	16 - 17 h	4,59	91,1
11 - 12 h	4,89	97,1	15 - 16 h	4,46	88,6
12 - 13 h	4,93	97,9	22 - 23 h	4,43	88,0
13 - 14 h	4,74	94,2	14 - 15 h	4,41	87,6
14 - 15 h	4,41	87,6	8 - 9 h	4,34	86,2
15 - 16 h	4,46	88,6	23 - 24 h	4,00	79,4
16 - 17 h	4,59	91,1	7 - 8 h	3,64	72,4
17 - 18 h	4,77	94,7	0 - 1 h	3,57	70,9
18 - 19 h	4,95	98,3	1 - 2 h	2,99	59,5
19 - 20 h	5,04	100,0	6 - 7 h	2,95	58,6
20 - 21 h	4,90	97,3	2 - 3 h	2,75	54,6
21 - 22 h	4,81	95,6	3 - 4 h	2,65	52,5
22 - 23 h	4,43	88,0	5 - 6 h	2,58	51,2

Obsérvase que o período horario con prezos de mercado máis altos é o comprendido entre as 18 e as 20 h, cun valor termo medio de 5,00 cent €/kWh, situándose a continuación os períodos de 9 a 14 h, de 16 a 18 h e de 20 a 22 h cun valor por termo medio de 4,79 cent €/kWh.

Polo que, unha planta de coxeración que funcione unicamente os días laborables obtería a súa máxima rendibilidade funcionando entre as 9:00 h. e as 22:00 h.

**Estudo do
cambio de
R.D. 2366/94 ao
R.D. 2818/98**

ANEXO V: Estudo do cambio de R.D. 2366/94 ó R.D. 2818/98.

No presente anexo, preténdese estudar a rendibilidade que pode ter unha planta de coxeración acollida ó R.D. 2366/1994 ó cambiar o réxime retributivo do R.D. 2818/1998. Comprobase que en períodos punta retribúese mellor o kWh exportado no réxime económico do R.D. 2366/94 que no R.D. 2818/98, mentres que nos períodos val sucede o contrario, e dicir, obteñen maiores ingresos có R.D. 2818/98. Por elo, dependendo do horario de funcionamento da instalación, compensará acollerse ó R.D. 2818/98 ou ben permanecer no R.D. 2366/94.

A continuación tratarase de determinar baixo qué condicións de operación convén realizar o cambio, en concreto a partir de qué número de horas de funcionamento anual é máis rendible acollerse ó réxime retributivo do R.D. 2818/1998.

Neste tipo de estudos inflúen unha gran cantidade de variables. Polo que os resultados que se obteñan deben ser considerados coma orientativos, sendo necesario realizar un estudo pormenorizado de cada caso particular. No presente estudo analízase unha instalación tipo de 10 MW de potencia.

Nas hipóteses de ingresos por kW xerado para a instalación acollida ó R.D. 2366/94, considerouse unha dispoñibilidade e unha potencia garantida moi alta, sen incumprimentos. O que permite obter uns ingresos moi elevados, superiores ós obtidos en condicións reais, co que o número de horas de funcionamento por enriba das que resulta rendible acollerse ó R.D. 2818/98 será sempre inferior ós límites indicados.

A continuación analízanse 2 escenarios distintos:

- Escenario I: Considéranse os prezos do mercado do período comprendido entre xaneiro de 1999 e setembro de 2002 e unha planta de coxeración con dispoñibilidade 0,9 e potencia garantida 90%.
- Escenario II: Considéranse os prezos de mercado do período comprendido entre setembro 2001 e setembro de 2002 en días laborables e unha planta de coxeración con dispoñibilidade 0,9 e potencia garantida 90%.

Escenario I: Prezos de mercado xaneiro 99-setembro 02 e planta funcionando con dispoñibilidade 0,9 e potencia garantida igual ó 90% da media exportada.

Hipóteses escenario I:

- Para calcular a retribución polo **R.D. 2366/94** consideráronse as seguintes hipóteses de partida:
 - A planta de coxeración ten unha potencia de 10 MW e exporta toda a enerxía xerada, garantindo 9 MW.
 - Dispoñibilidade garantida = 0,9.
 - Diferenciase entre discriminación horaria tipo 3 e tipo 4 (D.H.3 E D.H.4). En DH3 un ano ten 1.460, 4.380 e 2.920 horas punta, llano e val respectivamente. En DH4 un ano ten 1.500, 2.500 e 4.760 horas punta, llano e val.
 - Calculouse o prezo por kWh para o primeiro e quinto ano de funcionamento e se interpolou linealmente para o resto de anos.
 - Enerxía reactiva: Coseno de $\phi = 0,98$.
 - Prezos de exportación establecidos no R.D. 1483/2001, polo que se establece a tarifa eléctrica para o ano 2002.

- Horas de parada por mantemento de 70/215/475 en horario punta/llano/val para discriminación horaria tipo 3 e de 75/125/560 para D.H. 4.

Con estas hipóteses, obteríanse os seguintes prezos por kWh:

Con DH 3:

	ano 1 (cent€/kWh)	ano 2 (cent€/kWh)	ano 3 (cent€/kWh)	ano 4 (cent€/kWh)	ano 5 e seguintes (cent€/kWh)
Horas punta	12,21	11,75	11,30	10,84	10,38
Horas llano	5,44	5,24	5,03	4,83	4,62
Horas val	3,08	2,97	2,85	2,74	2,62

Con DH 4:

	ano 1 (cent€/kWh)	ano 2 (cent€/kWh)	Ano 3 (cent€/kWh)	ano 4 (cent€/kWh)	ano 5 e seguintes (cent€/kWh)
Horas punta	13,84	13,32	12,80	12,28	11,76
Horas llano	5,96	5,74	5,52	5,29	5,07
Horas val	2,75	2,65	2,55	2,44	2,34

- Para calcular a retribución polo **R.D. 2818/98** consideráronse as seguintes hipóteses:
 - Prezo medio do mercado a efectos do R.D. 2818/98 dende xaneiro do 1999 a setembro do 2002 diferenciando entre o prezo en horas val (0-8 h) en punta (8-16 h), segundo se establece no artigo 24.2 do R.D. 2818/98.
 - Prima media ponderada durante o período xaneiro 1999 a setembro 2002 para unha instalación de 10 MW.
 - Complemento por enerxía reactiva do 4 % ($\cos \phi=1$).

En base as hipóteses indicadas anteriormente obtéñense os prezos medios de venda de electricidade que figura no cadro seguinte:

	(cent€/kWh)
Horas punta	6,68
Horas val	5,24

Resultados escenario I.

A continuación indícanse número de horas de funcionamento anual por enriba das que compensaría vender a electricidade xerada polo réxime retributivo do R.D. 2818/98, en función da antigüidade da planta e do tipo de discriminación horaria a que estea acollida.

	DH 3	DH 4
Ano 1	7.000	6.500
Ano 2	6.300	5.900
Ano 3	5.600	5.500
Ano 4	4.700	5.200
Ano 5 e seguintes	4.100	4.800

Por exemplo: a unha planta de coxeración acollida ó R.D. 2366/94 no seu quinto ano de funcionamento, que traballe máis de 4.800 horas o ano, con discriminación horaria tipo 4 compensaríalle acollerse ó R.D. 2818/98, mentres que traballando menos de 4.800 horas ó ano, non lle compensaría cambiarse.

Escenario II: Prezos de mercado setembro 01-setembro 02 en días laborables (sen festivos nin fins de semana) e planta con dispoñibilidade 0,9, e potencia garantida 90%.

Hipóteses escenario II

- Para calcular a retribución polo **R.D. 2366/94** estúdiase a mesma situación que no Escenario I pero utilizando os prezos de mercado durante o período setembro 2001-setembro 2002, en días laborables:

Obteríanse os seguintes prezos por kWh:

Con DH 3:

	ano 1 (cent€/kWh)	ano 2 (cent€/kWh)	ano 3 (cent€/kWh)	ano 4 (cent€/kWh)	ano 5 (cent€/kWh)
Horas punta	12,21	11,75	11,30	10,84	10,38
Horas llano	5,44	5,24	5,03	4,83	4,62
Horas val	3,08	2,97	2,85	2,74	2,62

Con DH 4:

	ano 1 (cent€/kWh)	ano 2 (cent€/kWh)	ano 3 (cent€/kWh)	ano 4 (cent€/kWh)	ano 5 (cent€/kWh)
Horas punta	13,84	13,32	12,80	12,28	11,76
Horas llano	5,96	5,74	5,52	5,29	5,07
Horas val	2,75	2,65	2,55	2,44	2,34

- Para calcular a retribución co **R.D. 2818/1998** considéranse as mesmas hipóteses que no escenario I coa salvedade de tomar o prezo medio do mercado eléctrico para os días laborables do período comprendido entre setembro 2001 a setembro de 2002, resultando:

	(cent€/kWh)
Horas punta	8,33
Horas val	6,21

Resultados escenario II.

No seguinte cadro, móstrase o número de horas de funcionamento anual por enriba dos que lle resulta rendible a unha planta de coxeración que funcione en días laborables o cambio de réxime retributivo, en función da súa antigüidade e do tipo de discriminación horaria a que estea acollida no R.D. 2366/1994.

	DH 3	DH 4
Ano 1	3.400	4.600
Ano 2	3.100	4.200
Ano 3	2.800	3.900
Ano 4	2.500	3.500
Ano 5 e seguintes	2.300	3.100

Por exemplo: a unha planta de coxeración acollida ó R.D. 2366/94 no seu quinto ano de funcionamento que traballe máis de 3.100 horas ó ano con discriminación horaria tipo 4 compensaríalle acollerse ó R.D. 2818/98, mentres que traballando menos de 3.100 horas ó ano, en principio, non lle compensaría cambiarse.

Resume legislación



Anexo VI

ANEXO VI: RESUME LEXISLACIÓN.

- **Lei 54/1997**, do 27 de novembro, do sector eléctrico.
- **Real decreto lei 6/1999, do 16 de abril**, de medidas urxentes de liberalización e incremento da competencia (Capítulo IV e capítulo VIII, artigo 10.1).
- **Real decreto lei 6/2000, do 23 de xuño**, de medidas urxentes de intensificación da competencia en mercados de bens e servizos (Títulos I e II).
- **Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro**, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.
- **Orde ministerial do 29 de decembro de 1997** pola que se desenvolven algúns aspectos do Real Decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.
- **Orde ministerial do 17 de decembro de 1998**, pola que se modifica a do 29 de decembro de 1997, que desenvolve algúns aspectos do Real Decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.
- **Resolución do 5 de abril de 2001**, pola que se modifican as regras de funcionamento do Mercado de Produción de Enerxía Eléctrica e prorroga a vixencia do contrato de adhesión a ditas regras (modificación das regras establecidas na Resolución do 30 de xuño de 1998).
- **Resolución do 30 de xuño de 1998**. Anexo II: aproba o contrato de adhesión ás Regras de funcionamento do Mercado de Produción de Enerxía Eléctrica.
- **Real Decreto 385/2002, do 26 de abril**, polo que se modifica o Real decreto 2018/1997, do 26 de decembro, polo que se aproba o Regulamento de puntos de medida dos consumos e tránsitos de enerxía eléctrica.
- **Real decreto 1955/2000, do 1 de decembro**, polo que se regulan as actividades de transporte, distribución, comercialización, subministración e procedementos de autorización de instalacións de enerxía eléctrica.
- **Orde ECO/797/2002, do 22 de marzo**, pola que se aproba o procedemento de medida e control da continuidade da subministración eléctrica.
- **Orde Ministerial do 12 de abril de 1999**, pola que se ditan as instrucións técnicas complementarias do Regulamento de puntos de medida de consumos e tránsitos de enerxía eléctrica.
- **Resolución do 11 de maio de 2001**, da DXPEM, relativa á recepción e tratamento, no concentrador principal de medidas eléctricas do operador de sistema de datos de medida engadidos relativos a consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh ao ano.
- **Orde do 12 de xaneiro 1995** pola que se establecen as tarifas eléctricas.

- **Real decreto 1483/2001, do 27 de decembro**, polo que se establece a tarifa eléctrica para o 2002.
- **Real decreto 1436/2002, do 27 de decembro**, polo que se establece a tarifa eléctrica para o 2003.
- **Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 27 de setembro de 2001**, sobre a promoción da electricidade xerada a partir de fontes de enerxía renovables no mercado interior de electricidade.
- **Real decreto 2366/1994, do 9 de decembro**, sobre produción de enerxía eléctrica por instalacións abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables, residuos e coxeración.
- **Real decreto 2818/1998, do 23 de decembro**, sobre produción de enerxía eléctrica por instalacións abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables, residuos e coxeración.
- **Real decreto 841/2002, do 2 de agosto**, polo que se regula para as instalacións de produción de enerxía eléctrica en réxime especial a súa incentivación na participación no mercado de produción, determinadas obrigacións de información das súas previsións de produción, e a adquisición polos comercializadores da súa enerxía eléctrica producida. (derogado)
- **Orde ECO/302/2002 do 15 de febreiro**, pola que se establecen as tarifas de gas natural e gases manufacturados pola canalización e alugamento de contadores.
- **Directiva 2004/8/CE do 11 de febreiro**, “relativa ao fomento da coxeración sobre a base de demanda de calor útil no mercado interior da enerxía”.
- **Real decreto 436/2004, do 12 de marzo**, polo que se establece a metodoloxía para a actualización e sistematización do réxime xurídico e económico da actividade de produción de enerxía en réxime especial.

Unidades e factores de conversión

UNIDADES E FACTORES DE CONVERSIÓN

Múltiplos e submúltiplos de unidades.

Orde de magnitude	Prefixo	Símbolo
10^{12}	tera-	T
10^9	xiga-	G
10^6	mega-	M
10^3	Quilo-	k
10^2	hecto-	h
10^1	deca-	da
10^{-1}	deci-	d
10^{-2}	centi-	c
10^{-3}	mili-	m
10^{-6}	micro-	m
10^{-9}	nano-	n
10^{-12}	pico-	p

Unidades de potencia

		W	Kcal/h
W	vatio	1	0,86
kW	Quilovatio	10^3	860
MW	megavatio	10^6	$0,86 \cdot 10^6$
GW	xigavatio	10^9	$0,86 \cdot 10^9$
TW	teravatio	10^{12}	$0,86 \cdot 10^{12}$
Kcal/h	Quilocaloría/hora	1,16	1

Unidades de enerxía

		kWh	kcal
Wh	vatio hora	10^{-3}	0,86
kWh	Quilovatio hora	1	860
MWh	megavatio hora	10^3	$0,86 \cdot 10^3$
Gwh	Xigavatio hora	10^6	$0,86 \cdot 10^6$
Twh	teravatio hora	10^9	$0,86 \cdot 10^9$
kcal	Quilocaloría	$1,16 \cdot 10^{-3}$	1
te	termia	1,163	1.000
J	xulio	$2,778 \cdot 10^{-7}$	$2,389 \cdot 10^{-4}$
TJ	teraxulio	$2,778 \cdot 10^2$	$2,389 \cdot 10^5$
tep	tonelada equivalente de petróleo	$11,62 \cdot 10^3$	10^7
ktep	miles de tep	$11,62 \cdot 10^6$	10^{10}
Mtep	millóns de tep	$11,62 \cdot 10^9$	10^{13}
tec	tonelada equivalente de carbón	$8,13 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^6$

Defínese a tonelada equivalente de petróleo (tep), como a enerxía equivalente á producida na combustión dunha tonelada de petróleo cun poder calorífico de 10.000 kcal/kg. En base a esa definición, resultan as seguintes equivalencias:

	tep
Xulio	$2,34 \cdot 10^{-11}$
Kcal	10^{-7}
kWh	$0,86 \cdot 10^{-4}$
MWh	0,086

Outras unidades utilizadas

m²	metro cadrado	h	hora
g	gramo	s	segundo
kg	Quilogramo	bar	10^5 N/m^2
m³	metro cúbico	l	litro
Tm	tonelada	ml	militro
bbl	Barril de petróleo	A	amperio
	158,97 litros	V	voltio
Nm³	Normal m ³	kV	Quilovoltio
a	ano	°C	grao centígrado

Mapa de coxeracións de Galicia

COXERACIONES DE A CORUÑA

EMPRESA	COMBUSTIBLE	CONCELLO
Aluminios Coriza, S.A.	Fuelóleo	Padrón
Arrozado del Sabón	Gasóleo	Arenoso
Arriba S.A.	Fuelóleo	Arenoso
Aeropal	Gas Natural	Vilagarcía
Biodiesel	Gas Natural	Curtis
Boiro Energía (BEALS)	Fuelóleo	Mesa
Campo Brick S.L.	Gas Natural	Mesa
Cerámica Ribaco S.L.	GPL/ Gas Natural	Cambre
Cerámica Verca S.A.	GPL	Mesa
Depuración, Destilación, Reciclaje, S.L.	Fuelóleo	Boiro
Derivados del Monte S.L.	Fuelóleo	Vimianzo
Donis Galicia S.A.	Gas Natural	Santiago
Energía de Barro S.L.	Gasóleo	Touro
Epilano Campo S.L.	Gasóleo	Laracha
Concello da Coruña: Oub del Mar	Gas Natural	A. Coruña
Ferico, SCOP, Uda.	Gas Natural	Negreira
Ferroatónic S.L.	Fuelóleo	Arenoso
Finsa - Padrón	Fuelóleo	Padrón
Finsa - Santiago	Fuelóleo	Santiago
Forestal del Atlántico S.A.	Fuelóleo	Mugardos
Frigoríficos Conchado S.A. (FRIGOSA)	Gas Natural	Culleredo
Frigoríficos del Noroeste S.A.	Fuelóleo	Ribera
Galicia Textil S.A.	Gas Natural	Neda
Gensabón S.A.	Gas Natural	Arenoso
Hornos del Atlántico S.A. (HADASA)	Gas Natural	Pobra do Caramiñal
Hipercor	Gas Natural	Santiago
Indipart S.L.	Gas Natural	Narón
Indifex cooperación	Gasóleo	Arenoso
Industrias Losán	Gas Natural	Curtis
Intasa	Gas Natural	San Sadurniño
Jemo Creaciones Infantiles	Gasóleo	Ferrol
Lacha Celta S.A.	Gasóleo	Ponte deume
Luis Calvo Sanz S.A. Energyworks	Fuelóleo	Cerballa
Maderas Betanzos S.L.	Gasóleo	Betanzos
Maderas Cajarraile S.L.	Gasóleo	Tro
Maderas del Touro S.L.	Gasóleo	Tro
Maderas Mendado S.A.	Gasóleo	Ponte deume
Maderas Ormado S.A.	Gasóleo	Vrío do San
Maderas Pabero S.A.	Gasóleo	A. Coruña
Maderas Pardo Montajes Indunor	Gasóleo	Ordes
Maderas del Atlántico	Gas Natural	Narón
Mesagen S.L.	Gasóleo	A. Coruña
Moristo Carradegustos S.L.	Gasóleo	Carrio
Nasupunto S.L.	Gas Natural	Ferrol
Padreana Industrial de Cortidos S.A.	Fuelóleo	Padrón
Papeira de Brandia	Gas Natural	Santiago
Paquilo Boiro S.L.	Fuelóleo	Boiro
Parques Hernández S.A.	Fuelóleo	Oza dos Rios
Repsol Petróleo	Residuos	A. Coruña
Resfor S.L.	Gasóleo	A. Coruña
Resfor S.L.	Gasóleo	Brion
Sabandei S.L.	Gas Natural	Arenoso
San Diego	Gas Natural	A. Coruña
Servicios Energéticos Residenciales S.L.	Gasóleo	Ribera
Soc. Coop. Sta. Eugenia de Ribera	Fuelóleo	Padrón
Sociedad Agrícola Gallega S.A. (SOMGA)	Gas Natural	Carballo
Sogama S.A.	Gas Natural	Carballo
Técnicas de Nutrición S.L.	Fuelóleo	Padrón
Top Wash S.L.	Gasóleo	Betanzos
U.T.E. Astano - Fenwa Cog.	G.N. Gasóleo	Cambre
Uernasa	Fuelóleo	Fene
Univ. Santiago de Compostela	Fuelóleo	Carballo
Viriato	Gas Natural	Santiago
	Gasóleo	Ordes

COXERACIONES DE PONTEVEDRA

EMPRESA	COMBUSTIBLE	CONCELLO
Bampal S.L.	Gasóleo	Vilagarcía
Cerámica Novo y Sierra S.A.	Gas Natural	Valga
Cerámica de Puentesera S.L.	Gasóleo	Ponteareas
Cerámicas del Miño, Carmen Ueitra, S.L.	Gasóleo	Salvaterra do Miño
Comercialización Carne Gallega S.L.	Gasóleo	A Estrada
Conexos Gallegos COGAL S Coop.	Gasóleo	Robledo
Conservas Garavilla S.A.	Gasóleo	O Grove
Enerfasa S.A.	Gas Natural	Caldas de Rei
Florentino Colección S.L.	Gasóleo	Lalín
FriNova S.A.	Gasóleo	Porriño
Insufla S.L.	Gasóleo	Mougos
José Piñeiro González e hijos S.L.	Gasóleo	Porriño
Kauman S.A.	Gasóleo	Ponteareas
Maderas Gondarifo S.L.	Gasóleo	Ponteareas
Maderas Iglesias S.A.	Gasóleo	Sarxewo
Maderas Montero S.L.	Gasóleo	Porriño
Nueva Cerámica Campo S.L.	Gasóleo	Crecente
Pescanova Chapela S.A.	Gasóleo	Sarxewo
Polifinco de Vigo S.A. (POVISA)	Gasóleo	Rebolledo
Productos Ulla S.L.	Gasóleo	Viro
Pumate S.A.	Gasóleo	Carballa
Solido Sarxewo, S.L.	Gasóleo	Lalín
Sucessores de Severino Gómez	Gasóleo	Sarxewo
	Gas. Natural	Tui

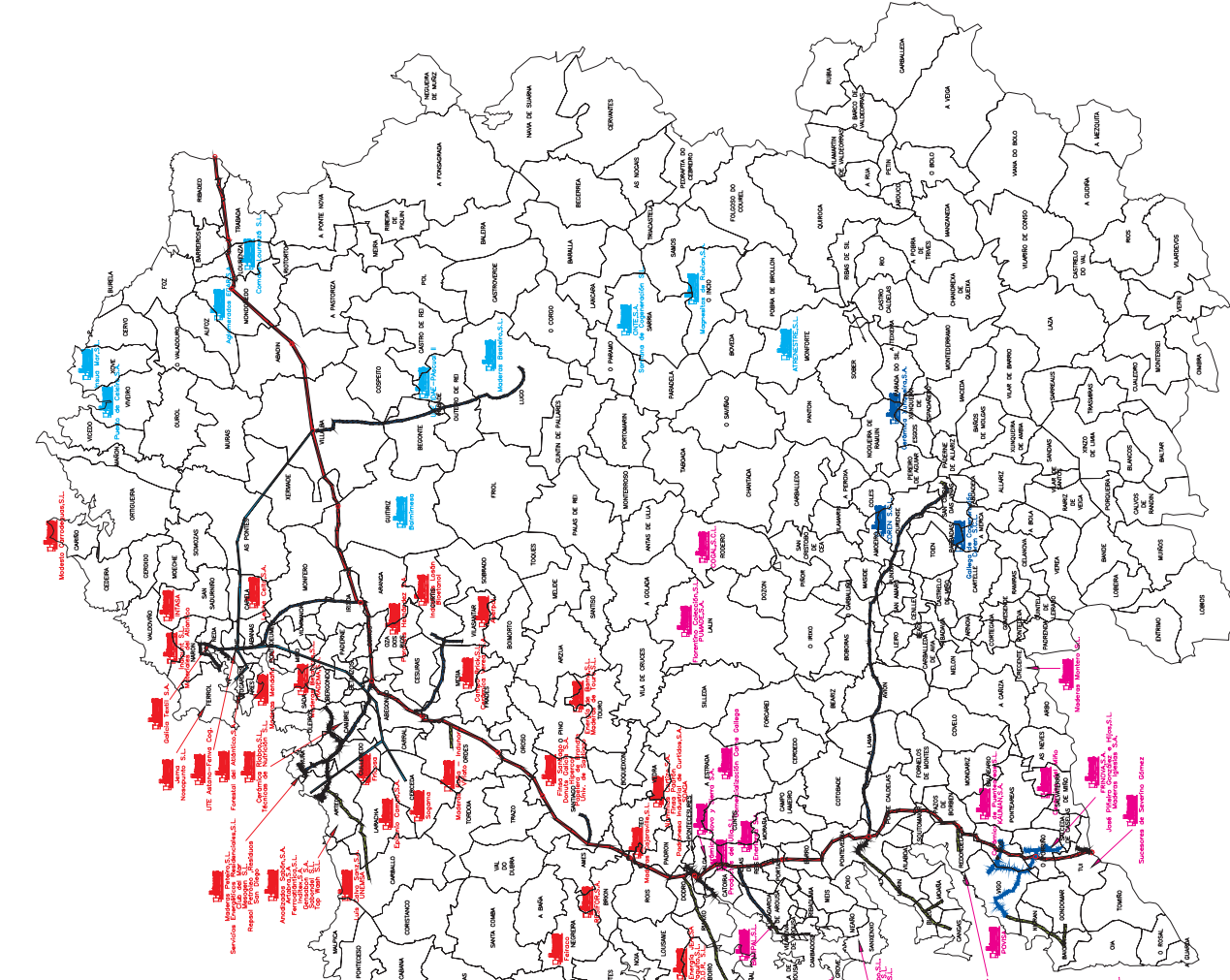
COXERACIONES DE LUGO

EMPRESA	COMBUSTIBLE	CONCELLO
Aljornados Ecor	Fuelóleo	Mondelo
Arenestre S.L.	Gasóleo	Monteiri
Balmisasa	Gasóleo	Cultiriz
Cogrove - Insuarum S.A.	Gasóleo	Xove
Comase Lourenzá S.L.	Gasóleo	Lourenzá
Maderas Besteiro S.L.	Gasóleo	Lugo
Magnestas de Rubian S.A.	Gasóleo	O Iria
Onté S.A.	Gasóleo	Sarria
Puerto Ceiteiro S.A.	Gasóleo	Celeiro
Sarriano de Cogeneración S.L.	Gasóleo	Sarria
Tablica S.A.	Gas Natural	Naraska
UTE IDe - Pascual II	Gas Natural	Outeiro de Rei

COXERACIONES DE OURENSE

EMPRESA	COMBUSTIBLE	CONCELLO
Cerámica Xunqueira, S.A.	Gasóleo	Xunqueira de Espadafreido
Coren S.C.L.	Fuelóleo	San Cibrao das Viñas
Coren S.C.L.	Gas Natural	Ourense
Gallega de Cogeneración (OUREMBER)	Fuelóleo	San Cibrao das Viñas

COXERACIONES DE OURENSE



REDE DE GASODUCTOS

— GASODUCTO PRINCIPAL
— RAMAIS EN FUNCIONAMENTO
— RAMAIS 2ª FASE
— GASODUCTO DE REGANOSA
 COXERACIONES

TITULO:

COXERACIONES en GALICIA



DATA: 15-12-03 Nº: 01

**Catálogo de
publicacións.
Bibliografía e
agradecementos.**

BIBLIOGRAFÍA

- “Libro Blanco da Enerxía”. INEGA-2000.
- Balance enerxético de Galicia 2002. INEGA.
- “Proposta de desenvolvemento da rede de transporte de gas da Comunidade Autónoma de Galicia”. INEGA 2001
- “Proposta de desenvolvemento da rede de transporte de electricidade da Comunidade Autónoma de Galicia”. INEGA 2001
- Boletín nº. 3 “Eficiencia enerxética y energías renovables”. IDAE - Octubre 2001.
- Boletín nº. 4 “Eficiencia enerxética y energías renovables”. IDAE - Junio 2002.
- “Informe sobre las compras de Energía al Régimen Especial”. CNE-2003.
- “Cogeneración” José M^a Sala Lizarraga.
- “El mercado de Electricidad”. OMEL-2003.

AGRADECEMENTOS

- ASOCIACIÓN DE COGENERADORES DE GALICIA
- AGLOMERADOS ECAR
- ÁRTABRA, S.A.
- ATRENESTE
- BOIRO ENERGÍA, S.A.
- CERÁMICA A XUNQUEIRA, S.A.
- CERÁMICA NOVO Y SIERRA, S.A.
- COREN, S.C.L.
- DERIVADOS DEL MONTE, S.L.
- FEIRACO, S.COOP.Ltda.
- FERROATLÁNTICA, S.L.
- FINSA
- FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A.
- FRIGORÍFICOS DEL NOROESTE, S.L.
- FRINOVA, S.A.
- GRUPO INDITEX
- HOTEL AUGUSTA
- IZAR FENE
- MADERAS CAJARAVILLE, S.L.
- MADERAS MONTERO, S.L.
- MADERAS RAÑA
- PAPELERA DE BRANDÍA
- PESCANOVA, S.A.
- PORTADEZA
- REPSOL-YPF
- SOGAMA
- TOP WASH, S.L.



www.inega.es

Este informe elaborouse polo Departamento de Estudos e Proxectos de Industria e Enerxías Convencionais de Instituto Enerxético de Galicia (INEGA)