

Estudio sobre "COSTES DE PRODUCCIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CARGA FISCAL EN LOS DISTINTOS TIPOS DE ENERGÍA"









Estudio realizado en el marco del "Grupo de Trabajo del Sector Energético" de la Fundación Anclaje, en el ámbito del III Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León 2014-2020 y, subvencionado por el Instituto para la Competitividad Empresarial de Castilla y León, Junta de Castilla y León.

Financiado por





Dirigido por:



Asistencia Técnica:

Instituto Tecnológico de Castilla y León



Estudio realizado en el marco del "Grupo de Trabajo del Sector Energético" de la Fundación Anclaje, en el ámbito del III Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León 2014-2020 y, subvencionado por el Instituto para la Competitividad Empresarial de Castilla y León, Junta de Castilla y León.

ÍNDICE

ĺN	DICE			3
ĺN	DICE	DE GRÁ	ÁFICOS	6
ĺN	DICE	DE TAB	BLAS	7
ĺN	DICE	DE ILUS	STRACIONES	9
1	INT	RODUC	CIÓN	10
	1.1	Antece	edentes	10
			vos y alcance	
	1.2	•	Objetivos	
		1.2.1 1.2.2	Alcance	
		1.2.3	Metodología de trabajo	
	1 2		tancia del sector energético en la sociedad	
	1.5	шроп	talicia dei Sector ellergetico eli la Sociedad	10
2	EST	RUCTU	RA DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DE GAS EN ESPAÑA	17
	2.1	Merca	do eléctrico en España	17
		2.1.1	Primera aproximación al mercado eléctrico	
		2.1.2	Regulación normativa	
		2.1.3	Organización del sistema eléctrico	
		2.1.4	Generación – Productores de electricidad	22
		2.1.5	Transporte y distribución	24
		2.1.6	Comercialización	27
		2.1.7	Suministro a consumidores	31
	2.2	Merca	do de gas en España	33
		2.2.1	Primera aproximación al mercado de gas	33
		2.2.2	Regulación normativa	36
		2.2.3	Organización del sistema	38
		2.2.4	Aprovisionamiento de gas natural en España	42
		2.2.5	Transporte y distribución	
		2.2.6	Infraestructuras de Almacenamiento	
		2.2.7	Comercialización	
		2.2.8	Suministro a consumidores	
	2.3	Interre	elación entre mercado de electricidad y gas	57
		2.3.1	Centrales de ciclo combinado	
		2.3.2	Flexibilidad en la gestión de la demanda	58
3	EST	RUCTU	RA DE LAS TARIFAS ENERGÉTICAS	61
	3.1	Factur	a eléctrica	61
		3.1.1	Facturación de la energía eléctrica	61
		3.1.2	Tarifas en el mercado regulado	
		3.1.3	Tarifas en el mercado libre	69

	3.2	Factur	a de gas	77		
		3.2.1	Facturación de gas natural	77		
		3.2.2	Tarifas en el mercado minorista	78		
4	cos	TES DE	PRODUCCIÓN, TTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	88		
	4.1	Anális	is de costes en la factura eléctrica	89		
		4.1.1	Termino de Facturación de Potencia (FP)	90		
		4.1.2	Termino de energía activa	98		
		4.1.3	Termino de energía reactiva	112		
		4.1.4	Alquiler de equipos de medida	115		
		4.1.5	Impuestos sobre la electricidad			
		4.1.6	Resumen de formación de precios de electricidad			
		4.1.7	Estructura típica de las facturas de electricidad	119		
	4.2	Anális	is de costes en la factura de gas natural			
		4.2.1	Derechos de acometida			
		4.2.2	Coste de la materia prima			
		4.2.3	Peajes			
		4.2.4	Alquiler de contadores y equipos de telemedida			
		4.2.5	Resumen de formación de precios de gas natural			
		4.2.6	Estructura típica de las facturas de gas natural	138		
5	DEC	וחווטנ	Y EMISIONES CO2 EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	120		
3	KES	iDUUS	T EIVISIONES COZ EN LA PRODUCCION DE ENERGIA	133		
6	FISC	CALIDA	D ENERGÉTICA EN EL FLUJO ELÉCTRICO Y GAS	142		
	6.1	ELECT	RICIDAD	142		
		6.1.1	Tasa Municipal	143		
		6.1.2	Impuesto Eléctrico	143		
		6.1.3	IVA	144		
		6.1.4	Otro tipo de impuestos	144		
	6.2	GAS		146		
		6.2.1	Impuestos de hidrocarburos	146		
		6.2.2				
7	CON	ΛPRA [DE ENERGÍA E INFLUENCIA EN LA COMPETITIVIDAD	147		
	7.1	Sector	eléctrico	147		
		7.1.1	Compra por medio de una comercializadora	147		
		7.1.2	Otras formas de adquirir energía eléctrica			
	7.2		del Gas			
		7.2.1	Compra por medio de una comercializadora			
		7.2.1 7.2.2	Otras formas de adquirir gas			
8	INFI	LUENCI	A DE COSTES ENERGÉTICOS EN LA COMPETITIVIDAD	153		
-						
9	OPT	IMIZA	CION DE LA CONTRATACIÓN ENERGÉTICA	156		
	9.1	Oportunidades de ahorro en electricidad156				

	9.1.1	Tarifa adaptada a la curva de consumo	156
	9.1.2	Optimización de la potencia contratada	163
	9.1.3	Consumo adaptado a la tarifa	166
	9.1.4	Eliminación de penalizaciones por excesos de reactiva	167
	9.1.5	Exención del impuesto eléctrico	168
	9.1.6	Pago por interrumpibilidad	170
	9.2 Oportu	ınidades de ahorro en gas	171
	9.2.1	Tarifa adaptada al consumidor	171
	9.2.2	Optimización del caudal máximo diario contratado	172
	9.2.3	Tarifa adaptada al consumidor	174
	9.2.4	Pago por interrumpibilidad	174
10	AUTOCONS	SUMO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	175
	10.1 Introdu	ucción al autoconsumo	175
	10.1.1	Aspectos generales sobre generación y abastecimiento	175
	10.1.2	Aspectos a considerar en el autoconsumo fotovoltaico	178
	10.2 Tipos o	le instalaciones	180
	10.2.1	Instalación Aislada	180
	10.2.2	Conectada a la red de distribución	180
	10.2.3	Componentes de una instalación fotovoltaica	181
	10.3 Regula	ción normativa	183
	10.3.1	Listado de Normativa aplicable	183
	10.3.2	Retos que presenta la normativa actual	184
	10.4 Análisi	s del RD 900/2015	185
	10.4.1	Modos de autoconsumo según RD 900/2015	185
	10.4.2	Ejecución de las instalaciones	187
	10.5 Cargos	adicionales imputables a instalaciones de autoconsumo	190
	10.5.1	Cargo variable sobre el autoconsumo horario	190
		Cargo fijo	
	10.5.3	Registro administrativo de autoconsumo	202
A۱	NEXO I: COM	PARATIVA DE TECNOLOGIAS DE GENERACIÓN TÉRMICA	204
	I.	Calentamiento basado en efecto Joule	205
	II.	Bomba de calor geotérmica	207
	III.	Bomba de calor aerotérmica	209
	IV.	Caldera de biomasa	211
	V.	Caldera convencional de combustión	213
	VI.	Caldera de condensación	215
	VII.	Energía solar térmica	217
	VIII.	Resumen de las alternativas propuestas	219
	IX.	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS	222
11	BIBLIOGRA	FÍA	231

Índice de gráficos

Gráfico 1 Consumo de energía primaria por fuentes en España, 1980-2015	16
Gráfico 2 Potencia instalada y generación de electricidad, por fuentes, en 2016	
Gráfico 3. Reparto de la potencia instalada en España	
Gráfico 4. Proceso de casación y sus caracteristicas	29
Gráfico 5. Precio de la electricidad por hora en el mercado diario	
Gráfico 6. Evolución de las importaciones de gas natural en España	
Gráfico 7. Evolución del coste de aprovisionamiento de gas en España	
Gráfico 8. Evolución de la potencia instalada de ciclos combinados (valores a 31 de diciembre)	
Gráfico 9. Evolución en términos de potencia instalada de la participación en el mix europeo de las	
orincipales tecnologías	58
Gráfico 10. Evolución de las horas de utilización de los ciclos combinados	
Gráfico 11. Coste horario electrico de los distintos tipos de tarifa del PVPC	66
Gráfico 12. Ejemplo de aplicación del precio medio ponderado (PMP)	
Gráfico 13. Comparación costes de generación energética	
Gráfico 14. Evolución del precio de los pagos por capacidad resultado del promedio de los costes para	
odos los tipos de consumidores. Fuente: e.sios	
Gráfico 15. Evolución del precio de la energía subastada en el mercado de interrumpibilidad	
Gráfico 16. Evolución del precio debido a las perdidas en la red electrica	
Gráfico 17. Desglose de los precios electricos en la tarifa PVPC en un periodo determinado	
Gráfico 18. Emisiones de CO2 durante la combustión	
Gráfico 19. Precios de la electricidad para consumidores domésticos, segunda mitad de 2016 (€/kWh)	
uente: Eurostat	
Gráfico 20. Precios de la electricidad para consumidores industriales europeos, segunda mitad de 201	
€/kWh) Fuente: Eurostats	
Gráfico 21. Demanda de energía eléctrica en un día tipo	
Gráfico 22. Demanda de energía Ejemplo 2	
Gráfico 23. Estimación del consumo Ejemplo2	
Gráfico 24. Muestra gráfica de la aplicación de los excesos de potencia	
Gráfico 25. Q aplicado vs Q medido	
Gráfico 26. Coste del término fijo.	173
Gráfico 27. Potencia instalada por tecnologías para cada CCAA	
Gráfico 28. Número de instalaciones por tecnologías	
Gráfico 29 Comparación del costes anuales y ahorro generados de las alternativas de calefacción	
Gráfico 30. Comparación del coste del KWh de energía primaria para cada alternativa	
Gráfico 31. Comparación del coste de inversión inicial y el ahorro anual generado para cada alternativ	
Gráfico 32. Periodo de retorno de la inversión inicial para cada alternativa	
Gráfico 33. Coste anual acumulado en 25 años (inversión inicial + coste energético anual) para cada	
ılternativa	226
Gráfico 34. Toneladas de CO2 equivalente emitidas a la atmósfera, debidas a cada alternativa	228

Índice de tablas

Tabla 1. Aprovisionamiento de Gas Natural en España (TWh)	
Tabla 2. Cuotas en el mercado minorista de gas natural en España	
Tabla 3 Caracteristicas de las tarifas electricas del mercado libre y regulado	
Tabla 4 Tipos de tarifas del mercado electrico español	
Tabla 5 Tipo de tarifas accesibles en el PVPC	
Tabla 6. Términos de las TUR	
Tabla 7. Desglose de tarifas reguladas.	
Tabla 8. Tarifas de gas Grupo 1.	
Tabla 9. Tarifas de gas grupo 2.	
Tabla 10. Tarifa de gas grupo 3.	
Tabla 11 Precio anual del termino de potencia de las tarifas de acceso para el 2018 (€/kW y año)	
Tabla 12 Potencia a facturar en función de la potencia demandada en Tarifa 3.0A y 3.1A	
Tabla 13 Constantes a aplicar sobre cada periodo tarifario para el cálculo de los excesos de potencia	
Tabla 14 Potencia contratada Ejemplo 1	
Tabla 16 Percio anual del termino potencia para el Ejemplo 1	
Tabla 16 Potencia a facturar en función de la porencia demandada para el Ejemplo 1	
Tabla 17 Porcentaje de potencia demandada con respecto a la contratada Ejemplo 1	
Tabla 19 Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad	
Tabla 20 Precio anual del termino de energía para el 2018 LO MISMO QUE ANTES	
Tabla 21 Coste de la energía reactiva ante penalizaciones por factor de potencia	
Tabla 22 Tarifas del alquiler de los equipos de medida eléctricos	
Tabla 23 Resumen de la formación de precios de la electricidad	
Tabla 24. Desglose de costes del Gas.	
Tabla 25. Acometida	
Tabla 26. Precio de la materia prima 2018	
Tabla 27. Peaje de regasificación 2018.	
Tabla 28. Peaje de conducción firme 2018	
Tabla 29. Peaje de carga de cisternas 2018	
Tabla 30. Peaje de entrada a PVB red de transporte 2018.	
Tabla 31. Peaje de almacenamiento subterráneo 2018	
Tabla 32. Almacenamiento de GNL	
Tabla 33. Puesta en frio 2018	
Tabla 34. Peaje de descarga de buques 2018	
Tabla 35. Peaje de carga de GNL a buque 2018	
Tabla 36.Peaje aplicable a los contratos de duración inferior al año	
Tabla 37. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima	
Tabla 38. Contadores, Caudal hasta 10 m³/h	
Tabla 39. Contadores, caudal de más de 10 m/h	136
Tabla 40. Equipos de telemedida, según la transmisión de la información	136
Tabla 41. Desglose de la tarifa de gas	137
Tabla 42. Factores de emisión y de paso a energía primaria en los combustibles. Fuente: IDAE	139
Tabla 43. Factores de emisión y de paso a energía primaria en electricidad	140
Tabla 44 Otros tipos de impuestas que afectan al mercado electrico	145
Tabla 45. Impuesto de hidrocarburos	146
Tabla 46 Evolución de los ratios energéticos en los sectores industriales en España	
Tabla 47 Caracteristicas de las diferentes taifas del mercado eléctrico	157
Tabla 48 Plantilla de comparación	
Tabla 49 Características de la tarifa anual propuesta Ejemplo 2	
Tabla 50 Características de las tarifas propuestas Ejemplo 2	160
Tabla 51 Precios Tarifa PVPC 2.0 A Ejemplo 2	
Tabla 52. Precios de la tarifa anual desicriminación horaria 2 periodos Ejemplo 2	161

Tabla 53 – Ahorro por traslado de consumo entre periodos	.166
Tabla 54. Cargos adicionales por energía autoconsumida	. 191
Tabla 55 Calculo del potencial de aplicación de los cargos (Pac)	.192
Tabla 56 Cargo fijo al autoconsumo	. 193
Tabla 57 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario I	. 194
Tabla 58 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario II	. 196
Tabla 59 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario III	. 198
Tabla 60 Caso particular de aplicación de cargos	. 199
Tabla 61 Resumen de los cargos fijos	.200
Tabla 62 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por efecto Joule	. 205
Tabla 63 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor	
geotérmica	. 207
Tabla 64 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor	
aerotérmica	. 209
Tabla 65. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera de	
biomasa	.211
Tabla 66. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera	
	.214
Tabla 67. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera de	
condensación.	. 215
Tabla 68. Características principales de una instalación basada en el calentamiento por energía solar	
térmica	.217
Tabla 69. Resumen de resultados del estudio de diferentes alternativas de generación térmica	.221

Índice de ilustraciones

llustración 1. Legislación del sector eléctrico desde 1997 hasta 2017	19
llustración 2. Reparto de las actividades de distribución	26
llustración 3. Legislación básica del sector gasista en España	37
llustración 4. Esquema básico del sistema Gasista	
llustración 5. Infraestructuras gasistas en España	
llustración 6. Cadena de valor de la producción y transporte	45
llustración 7. Tarifa de discriminación horaria de 2 periodos	63
llustración 8. Distribución en horas de la tarifa de discriminación horaria 3 periodos	64
llustración 9. Distribución en horas de la tarifa de discriminación horaria 6 periodos	
llustración 10. Desglose del término fijo	
llustración 11. Desglose del término variable	
llustración 12 Potencia a facturar en función de la potencia demandada	
llustración 13. Desglose del termino de energía según el operador del sistema	
llustración 14 Precio de la electricidad en el mercado electrico diario	99
llustración 15 Precio de la electricidad en el mercado electrico diario	
llustración 16 Coste de la energía reactiva ante penalizaciones por factor de potencia	
llustración 17 Triangulo de potencias	
Ilustración 18 Compensación de la energía reactiva	
Ilustración 19 Compensación reactiva por batería de condensadores	
llustración 20 Reparto de la generación y demanda en España	
llustración 21. Autoconsumo fotovoltaico (Distribución geográfica)	
llustración 22. Potencia instalada por modalidad	
llustración 23. Número de instalaciones por modalidad	
llustración 24 Esquema de un sistema básico de autoconsumo	
llustración 25 Escenario I equipo de medida del consumo total	
llustración 26 Escenario II No hay equipo de medida del consumo total y sin baterías	
llustración 27. Escenario III No hay equipo de medida del consumo total pero si baterías	. 198
Ilustración 28 Secuencia de procedimientos a seguir para la tramitación de una instalación	
desarrollado por ENERAGEN	
llustración 29 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamient	
por efecto Joule	
llustración 30 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamient	
por bomba de calor geotérmica	
llustración 31 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamient	
por bomba de calor aerotérmica	
llustración 32. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamien	
con caldera de biomasa	
Ilustración 33. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamien	
con caldera convencional de combustión	
Ilustración 34. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamien	
con una caldera de condensación	
llustración 35. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamien	
por energía solar térmica	217

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La energía es un elemento clave para el desarrollo social y económico de nuestro país, en su doble papel tanto de insumo productivo como de bien de primera necesidad.

En este momento el sector energético español afronta un proceso de transición de amplio calado, enmarcado en una estrategia general de sostenibilidad climática y energética que implica modernizar la economía e impulsar las inversiones en los sectores relacionados con la energía limpia.

Asimismo, en el marco de la Unión Europea, se ha establecido el llamado "proceso de descarbonización", fijado como objetivo estratégico de la UE y como compromiso internacional, el cual debería culminarse en 2050 con una reducción global de al menos un 80% de las emisiones gases de efecto invernadero (GEI) en la Unión Europea.

Desde esta perspectiva y el elevado impacto en la sociedad, surge la necesidad de profundizar en el análisis de la situación actual del mercado energético para facilitar el acceso a los conceptos fundamentales al público general del mercado energético, sobre todo en los suministros más comunes: electricidad y gas natural, pero sin olvidar el resto de suministros.

De ellos cobra especial importancia el sector eléctrico, dado que por un lado genera una parte importante de las emisiones, y por otro concentra buena parte de la innovación tecnológica en la incorporación de fuentes renovables y generación sin emisiones. Esta visión se refuerza al observar que las innovaciones de otros sectores, como el automóvil y en general el transporte, destinadas a la reducción de emisiones, que están centrándose en el uso de equipos eléctricos.

Otras estrategias energéticas propuestas por la Unión Europea como es el llamado objetivo 20/20/20 abogan no solo por la reducción de emisiones, sino por la optimización del uso de la energía o el aumento de la energía generada por las renovables

Poco a poco, las empresas se están concienciando en la importancia de las estrategias de gestión energética, no solo por la legislación impuesta para el cumplimiento de los objetivos expuestos, sino también por el ahorro que genera para estas empresas la optimización energética de sus procesos.

A corto plazo, en el horizonte del sector energético existe el objetivo de conseguir un suministro seguro, sostenible, asequible y competitivo, reduciendo la dependencia energética. Se trata de lograr un mercado europeo más cohesionado en normas y con un mayor volumen de interconexiones físicas, un mix energético equilibrado que conjugue la generación renovable, esencial para reducir las emisiones de CO2.

Además, el sector cuenta en España con una compleja regulación que afecta a todas sus actividades, desde la generación hasta la comercialización y suministro y, a día de hoy, algunos problemas que afectan al sector subrayan la necesidad de analizar en profundidad esta regulación y adoptar en su caso las reformas adecuadas.

Entre otros, son visibles en los años más recientes tensiones en el mercado, inseguridad jurídica en ciertas inversiones y volatilidad de los precios, lo que ha afectado a las actividades económicas con una fuerte componente energética y a los consumidores domésticos.

Dentro de este ámbito, la Junta de Castilla y León y los Agentes Económicos y Sociales, conscientes de la importancia del diálogo social en el proceso de convergencia, crecimiento económico sostenible y generación de empleo en la Región, suscribieron el III Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León, como una herramienta flexible y adaptable a la cambiante realidad económica, en el que se fijan las líneas prioritarias de actuación en materia de política industrial de Castilla y León para 2014-2020, un periodo en el que las mejores perspectivas económicas hacen que sea preciso reorientar los objetivos y actuaciones de la política industrial de la Comunidad.

En este contexto, el presente estudio está alineado con el objetivo de "Favorecer el ahorro, la eficiencia energética y otras medidas destinadas a la reducción de los costes energéticos de las empresas de la Comunidad", a través de "Actuaciones dirigidas a fomentar el ahorro, la eficiencia energética y la disminución del coste energético de las empresas"

De aquí surge el interés de acometer un informe sobre el sector energético en España, donde actualmente existe un marco regulatorio complejo que afecta a un amplio abanico de tipologías de consumidores y que en numerosas ocasiones se ha visto modificado para solucionar problemas actuales o para dar respuesta a los diversos retos que se han ido presentando en los tiempos modernos.

Algunas de las principales cuestiones que se plantearán será el impacto económico de la estructura actual del mercado en las Pymes, el papel de la generación con fuentes renovables y no renovables, o la formulación de la fiscalidad energética, sin olvidar el cumplimiento de los grandes objetivos económicos y sociales de la Unión Europea.

Finalmente, toda esta información será analizada y presentada de una manera fácil y ordenada, con el objetivo de facilitar su entendimiento por un público no especializado, facilitando el acceso a las fuentes de información y proporcionando los conocimientos necesarios para aprovechar todas las oportunidades de mejora al alcance de cada uno.

1.2 Objetivos y alcance

El objeto de este Proyecto es el de presentar, por parte del INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CASTILLA Y LEÓN (en adelante ITCL), miembro de la Confederación de Asociaciones Empresariales de Burgos (FAE), las conclusiones de la realización del Estudio sobre "Costes de producción, distribución y carga fiscal en los distintos tipos de energía" en el marco del III Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León, promovido por CECALE a través de la FUNDACIÓN ANCLAJE, dentro de su Grupo de trabajo del Sector Energético.

El alcance de este proyecto es estudiar el impacto de los costes derivados del sector energético que repercuten sobre las Pymes de Castilla y León, aportando además una serie de buenas prácticas y recomendaciones para reducir sus costes energéticos en base a la optimización de la contratación energética, la implantación de energías renovables o el estudio de viabilidad de instalaciones de autoconsumo energético.

Para ello, se presentan los siguientes objetivos y metodología de trabajo:

1.2.1 Objetivos

El objetivo de esta propuesta es realizar un estudio de los costes, de producción, distribución y carga fiscal en los distintos tipos de energía que afectan a las PYMES, estudiando el impacto de los diversos factores que afectan a los costes, con la meta de identificar y poner en conocimiento de las PYMES las oportunidades de mejora que pueden aprovechar para optimizar su contratación y reducir sus costes energéticos.

Para ello se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Estudio de los costes energéticos eléctricos y gas, situación de las PYMES con respecto al resto de sectores.
- Estudio sobre la fiscalidad y los impuestos a la energía, como afecta a las PYMES sobre sus costes energéticos.
- Análisis sobre la influencia de los costes energéticos en la competitividad empresarial de la Pymes en España.
- Identificación de las oportunidades para la reducción de los costes energéticos en las Pymes mediante la optimización de la contratación de la energía.
- Estudio de la situación del autoconsumo en España y las oportunidades existentes para las Pymes dentro de este campo.

1.2.2 Alcance

El alcance de este estudio es el mercado energético a nivel nacional, centrándonos en el estudio de las dos principales fuentes de suministro energético que afectan a las Pymes (electricidad y gas natural) y realizando un repaso comparativo por el resto de tecnologías, analizando los aspectos clave que influyen en los costes que se repercuten sobre las Pymes y las oportunidades de optimización sobre los mismos.

1.2.3 Metodología de trabajo

A continuación se recogen los trabajos a realizar para cumplir los objetivos del Proyecto indicados en el apartado 2 ("Objetivos del Estudio"):

TAREA 1: "Determinación del alcance del estudio – Mercado eléctrico / gas español".

En esta tarea se realizará la determinación del alcance del mercado eléctrico español, identificando todas las partes que lo contienen y lo estructuran:

- Productores de electricidad
- Transporte y distribución del fluido eléctrico
- Comercialización, operadores de mercado y operadores de sistema eléctrico
- Consumidores, caracterización de las PYMEs como consumidor de energía eléctrica

Para ello se emplearán fuentes de Información, tales como organismos públicos y privados (Ministerio, REE, IDAE, Asociaciones profesionales, Sociedades y organismos del sector energético...) así como la legislación vigente.

• TAREA 2. "Análisis de costes de la energía eléctrica"

Desde un punto de vista del sector eléctrico, se analizarán los siguientes costes:

- Costes de producción eléctrica
- Costes de transporte, distribución y comercialización
- Sistema de tarifas eléctricas reguladas por la siguiente normativa:
- Operadores de mercado y operadores de sistema
- Gestión de Residuos, emisiones de CO2
- Fiscalidad energética

TAREA 3. "Análisis de costes del gas"

Es objeto de esta Tarea el estudio de los costes y fiscalidad del gas en el mercado energético español.

Para ello se estudiará la estructura del mercado del gas en España, y su origen, evaluando las cuotas de abastecimiento. En especial se estudiará el Mercado Regulado que aplica sobre los consumidores finales, prestando especial atención a las PYMES

Para determinar la formación del precio del gas se evaluarán los siguientes puntos:

- Origen y utilización
- El mercado mayorista del gas natural
- El mercado minorista del gas natural
- Costes de las materias primas
- Fiscalidad del gas y peajes de acceso de la tarifa del gas:

• TAREA 4. "Análisis del coste de la energía para la PYME"

Para la realización de esta Tarea se basará en los estudios realizados en las Tareas 2 y 3, desarrollan los siguientes aspectos:

- Análisis de la compra de energía, alternativas disponibles en el mercado de la electricidad y del gas a las que pueden acceder las PYMES
- Ahorro y la eficiencia energética aplicado a las PYMES en cuanto a las opciones de mejora de las PYMES. 1) Optimización de la potencia contratada 2) Aprovechamiento de las tarifas horarias y diferencia de costes entre ellas 3) Identificación del factor de potencia y como corregirlo (baterías de condensadores).
- Producción y autoconsumo en base a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, donde define el autoconsumo y distingue varias modalidades de autoconsumo.

• TAREA 5. "Análisis de la carga fiscal sobre la energía para la PYME".

Partiendo de los estudios realizados en las Tareas 2 y 3 relativos a la fiscalidad de la energía, se analiza el impacto en que tiene dicha fiscalidad en la compra de energía para las PYMES.

Se detallarán los distintos impuestos a aplicar al suministro de energía, y el impacto de cada uno de ellos en los costes de las PYMES. Se centrará sobre todo el análisis en: i) Fiscalidad de la energía eléctrica ii) Fiscalidad del gas natural.

Realizado el análisis, se detallarán las excepciones para las PYMES en la fiscalidad, o desgravaciones fiscales, a las que se puedan acoger y poder reducir así la imposición en las compras de energía.

• TAREA 6. "Impacto de los costes energéticos en la competitividad empresarial".

Dentro de esta tarea, y partiendo de los resultados de las tareas 4 y 5, se realizará un estudio del impacto del coste energético en las PYMES en su competitividad. Se analizará principalmente en los dos siguientes niveles:

- Competitividad de las PYMES dentro del marco general de las comunidades autónomas.
- Competitividad de las PYMES dentro del marco general de la unión europea.

El factor teórico de competitividad principal a emplear para el estudio será "Precios y Costos", y se incluirán a su vez otros factores de competitividad definidos por expertos y por los empresarios como son: 1) Mejores prácticas 2) Subcontratación 3) Adaptación a las circunstancias

El estudio se centrará en el "Diamante de la competitividad" definido por Porter en 1993, centrándose en el análisis del factor de los costes y la influencia de los costes energéticos existentes en las PYMES.

• TAREA 7. "Metodología para la optimización y reducción de la factura energética".

Se va a generar una guía para la selección de la tarifa eléctrica y de gas óptima para las Pymes. La guía / metodología será un asistente que guiará paso a paso a las PYMES para revisar su contrato energético y optimizar los parámetros de contratación.

Se redactará buscando un lenguaje sencillo para que personas no técnicas, o no especialistas en el sector energético puedan utilizarlo de forma sencilla y con la mínima asistencia posible.

La metodología tendrá dos objetivos que buscan el mismo resultado, la reducción del coste de la factura energética: i) Selección del tipo de tarifa energética óptima para la PYME ii) Optimización del ajuste de los parámetros de contratación de las tarifas eléctricas y de gas.

En la guía se incluye como anexo: 1) Guía para el acceso al mercado eléctrico mayorista / Pool Eléctrico 2) Guía para el estudio de la viabilidad técnica y económica de una instalación de autoconsumo.

1.3 Importancia del sector energético en la sociedad

Como actividad tractora, la apuesta europea por mantener el liderazgo tecnológico evolucionando hacia una economía baja en carbono (plasmada en el denominado Winter Package, o Paquete de Invierno) presenta para el sector eléctrico amplias oportunidades de desarrollo tecnológico capaces de impulsar mejoras de la competitividad y el crecimiento en el conjunto de la economía. En este sentido, cabe adelantar la evolución descendente de las emisiones asociadas a la generación (que se explicarán más adelante), que atestigua el esfuerzo en diversificación y mejora de la eficiencia acometido.

Es importante subrayar, además, que en una perspectiva temporal amplia, el sector eléctrico ha sido determinante en la configuración de un reparto de fuentes primarias más equilibrado en la economía española (gráfico 2). En paralelo a una mayor electrificación, se ha reducido sustancialmente desde los años ochenta la fuerte dependencia del petróleo: en 1980 este supuso el 73 por 100 del consumo de energía primaria; en el año 2000, el 54 por 100; en 2015, el 42 por 100. Ello ha permitido, a su vez, mejorar el cumplimiento de los otros dos grandes principios que, además de la sostenibilidad ambiental, debe cumplir la energía, que son la garantía de suministro y la sostenibilidad financiera.

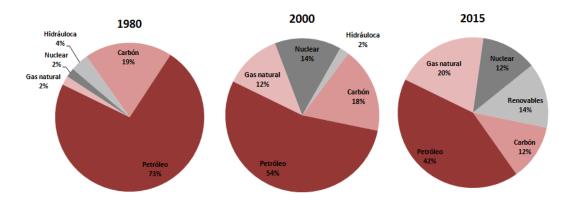


Gráfico 1 Consumo de energía primaria por fuentes en España, 1980-2015. Fuente SEE, Estadísticas y Balances energéticos, Libro de la Energía en España (ediciones 2001 y 2015)

Nota: el consumo de energía primaria se obtiene como resultado de sumar al consumo final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

2 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DE GAS EN ESPAÑA

La energía es un elemento central en el desarrollo social y económico, en su doble papel de insumo productivo y de bien de primera necesidad. En este apartado se analizará la estructura de mercado que establece las reglas para la generación, transporte, distribución y consumos de energía en España

2.1 Mercado eléctrico en España

2.1.1 Primera aproximación al mercado eléctrico

La energía eléctrica tiene un carácter insustituible como fuente de energía, teniendo especial relevancia en la mayor parte de las innovaciones científicas y tecnológicas actuales.

En la actualidad, el sector eléctrico supone casi una cuarta parte del consumo de energía final en España, solo por detrás de los productos petrolíferos, que constituyen algo más de la mitad del total. Desde el punto de vista de la actividad económica, en nuestro país el peso directo del sector eléctrico se cifra en la actualidad, de acuerdo con el valor de las actividades de producción y distribución de energía eléctrica, en torno al 2% del PIB.

El volumen de empleo en el sector se situó en torno a 80.000 personas en 2016, siendo un empleo significativamente más estable, más cualificado y con retribuciones más altas que el promedio. Sus actividades se agrupan en la rama 35 con el código CNAE-11 ("Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado").

La energía eléctrica se obtiene a partir de la aplicación de distintas tecnologías a las fuentes de energía primarias que existen en la naturaleza:

- Combustibles (fósiles o procedentes de biomasa)
- Minerales a partir de los cuales se elaboran los combustibles de centrales nucleares
- Fuentes de energía renovable: agua, viento, sol, etc.

En función de su disponibilidad, según existan de forma limitada o no en la naturaleza, estas fuentes de energía se clasifican como renovables y no renovables.

De acuerdo con la definición oficial, el suministro de energía eléctrica consiste en la entrega de ésta a través de las redes de transporte y distribución mediante una contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

2.1.2 Regulación normativa

El suministro de electricidad, por sus características propias, se presenta como un sistema o red en que deben intervenir varios actores con diferentes funciones. Ello se debe principalmente al carácter no almacenable de esta energía, de manera que en cada momento su consumo implica a todos los elementos físicos involucrados en su suministro, desde la generación hasta la red doméstica de cableado.

Durante la mayor parte del siglo XX, este sector se componía de unas pocas empresas, caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían monopolio en las distintas regiones.

Esto ocurre hasta la creación de las primeras políticas europeas comunes, orientadas a la introducción de competencia en el sector, (Directiva 96/92/CE), obligando a la separación de negocios y estableciendo una división entre actividades reguladas y no reguladas, así como mecanismos de mercado y subastas para la fijación de precios, en particular en los segmentos mayoristas y para el consumo final, industrial y doméstico. La norma vigente en la actualidad es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico.

En líneas generales, lo que se ha conseguido con la creación de las últimas regulaciones es una reducción del grado de concentración de la oferta y un avance de la liberalización en el mercado mayorista. En el mercado minorista, sin embargo, el balance es más modesto.

Los últimos datos disponibles (2017) arrojan unos números de 17,1 millones de consumidores suministrados en el mercado libre, (59% de los puntos de suministro, mientras que 2014 era de un 47%). No obstante, y pese a una evolución progresiva hacia el mercado libre, la cuota de las cinco mayores comercializadoras es un 89,5% de los puntos de suministro, siendo estas además las pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales.

A continuación podemos ver un resumen de la normativa aplicable dentro del mercado eléctrico, indicando los reglamentos y las distintas facetas a las que hace referencia cada uno, los recuadros sombreados hacen referencia a Legislación Europea de aplicación en Territorio Español:

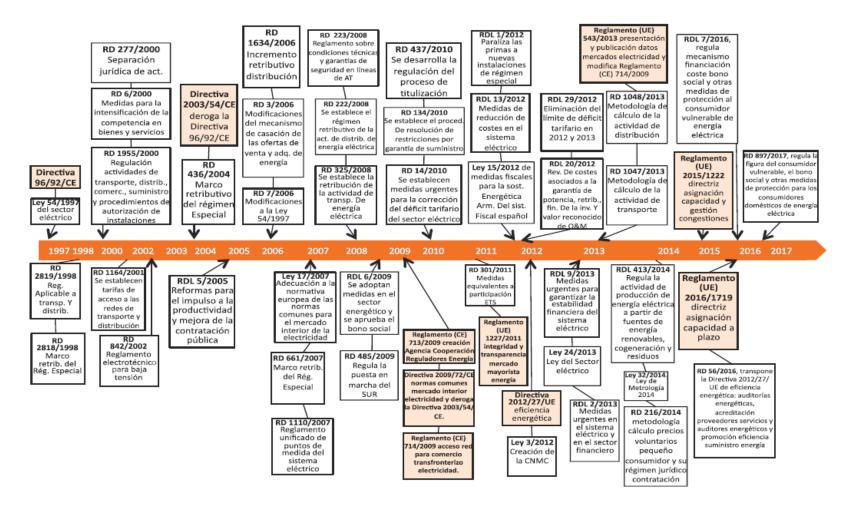


Ilustración 1. Legislación del sector eléctrico desde 1997 hasta 2017 Fuente: Informe 04/2017 del sector eléctrico en España

2.1.3 Organización del sistema eléctrico

El sistema eléctrico en España está compuesto por un conjunto de elementos con distintas funciones que en su conjunto logran suministrar de energía eléctrica a los usuarios que así lo demandan. Las actividades principales destinadas al suministro de energía eléctrica son:

- Generación, es decir, la producción de energía eléctrica;
- **Transporte**, se trata de la transmisión de energía eléctrica por la red, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos agentes que la distribuyen a los consumidores:
 - Sistema peninsular (en las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores)
 - Red primaria (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV)
 - o Red de transporte secundario (hasta 220 kV)
 - o Instalaciones y sistemas de interconexiones internacionales
 - Conexiones con territorios insulares y extra peninsulares;
- Distribución, es la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.
- **Comercialización**: actividad puramente económica desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.
- Otras actividades, tales como servicios de recarga energética, intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Estas actividades se llevan a cabo por diferentes actores, cuyos roles están claramente definidos y regulados por el Ministerio de Industria, con el fin de que tengan la mayor independencia posible entre una actividad y otra para que funcionen de forma independiente y no tengan intereses comunes. Estos son:

- Productores
- Red de transporte (REE)
- Operador del sistema (REE)
- Operador de mercado (OMIE)
- Compañías de Distribución
- Compañías Comercializadoras
- Consumidores

Los roles y actividades de cada uno de estos actores deben estar claramente diferenciadas y definidas, ya que por ejemplo puede darse la siguiente situación:

- Puede existir el caso en que una gran empresa del sector eléctrico tenga entre sus actividades desde la generación a la comercialización de energía eléctrica.
- Por otro lado, dentro solo de la actividad de comercialización, podemos diferenciar las comercializadoras de mercado libre y las comercializadoras de último recurso, que son las únicas habilitadas para ofrecer al cliente la tarifa de último recurso eléctrica.

Sin embargo, el sector eléctrico es un sector fuertemente regulado, empleando a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como órgano independiente que actúa como supervisor de estas actividades. Por tanto, el hecho de que se dé una situación en la que una empresa ejerza dos de las actividades expuestas al mismo tiempo y que produzca una ineficiencia en el mercado, es muy poco probable.

2.1.4 Generación - Productores de electricidad

La generación consiste en la transformación de ciertas fuentes de energía primarias en electricidad, a través de las tecnologías de generación, las cuales tienen unas características técnicas y estructuras de costes diferentes.

Unas de las características principales que definen la estructura de generación son la potencia instalada y la energía producida, cuya distribución vemos en la siguiente imagen:

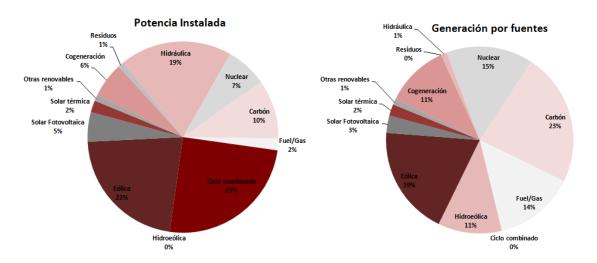


Gráfico 2 Potencia instalada y generación de electricidad, por fuentes, en 2016. Fuente: Red Eléctrica de España.

En cuanto a **potencia instalada**, la generación de energía eléctrica tiene un alto nivel de diversificación. Sin embargo, en cada momento será diferente la **relación entre la energía producida y la potencia instalada**, que depende del tipo de uso de cada tecnología.

Las cantidades de energía producida por cada tipo de tecnología es la que determina en última instancia la estructura de mix energético de generación de electricidad.

No debe confundirse el <u>parque generador</u> con la <u>oferta</u>, dado que en cada momento esta se configura con determinados requisitos técnicos y de estabilidad del sistema, originados por las tecnologías de generación de cada instalación, así como condiciones ambientales (hidrológicas y meteorológicas, en general, para la mayor parte del parque de renovables).

Esta variabilidad de tipologías de generación influye en el funcionamiento del mercado, que marca, en base a la casación de la demanda, la estructura por fuentes de la generación efectiva de electricidad y el precio global en base.

En lo que respecta a los agentes que operan en la actividad de generación, se aprecia un aumento importante del número de agentes en la última década como consecuencia del proceso de liberalización y por el desarrollo de las tecnologías renovables de generación, habiéndose duplicado la potencia en manos de generadores de menor tamaño.

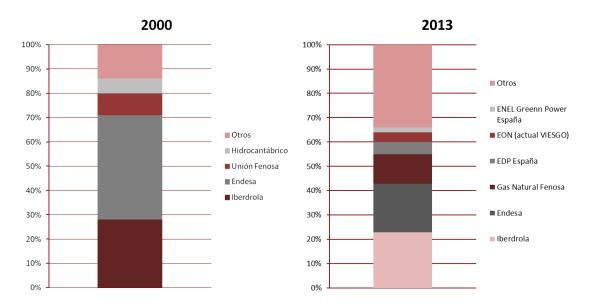


Gráfico 3. Reparto de la potencia instalada en España. Fuente: Cuadernos Orkestra 2015/10.

En España, tanto el grado de diversificación como la capacidad instalada han ido aumentando con el paso del tiempo, con el objetico de mejorar la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental del sistema eléctrico español.

En lo que va de siglo la potencia instalada en el sistema peninsular prácticamente se ha duplicado, pasando de 52.397 MW en el año 2000 a 100.059 en 2016, y más de la mitad de dicho incremento (el 58 por 100) se corresponde exclusivamente con energía eólica y, en menor medida, solar. Junto con las energías renovables, el aumento de la potencia instalada también está protagonizado por las centrales de generación mediante ciclo combinado de gas como elemento estabilizador del sistema al no depender de la aleatoriedad que caracteriza a las renovables.

Pese a esto, recientemente el incremento se ha centrado en las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, ante las exigencias comunitarias en materia medioambiental y por la necesidad de reducir la dependencia exterior.

En 2016, la potencia total instalada para generación eléctrica fue de 105.280 MW, sin embargo, la demanda máxima instantánea del sistema eléctrico español se encuentra en torno a un 30% de la potencia instalada. Si bien es un ratio bajo, esta cifra es superior a cualquier sistema eléctrico europeo, estando el objetivo de los sistemas desarrollados alrededor del 10%.

Por tanto, existe un amplio margen de reserva de generación de electricidad en España que contribuye a garantizar el suministro y dar seguridad al sistema, aunque también supone un coste adicional para el sistema.

La adopción de los diferentes tipos de tecnologías a la demanda instantánea del mercado es un aspecto fundamental que determina toda la estructura del sistema y de la depende en gran medida la estructura de costes. Este aspecto es importante de cara al debate sobre el mix de

generación más adecuado, puesto que hay que tener en cuenta la necesidad de contar con energías de respaldo para dar seguridad al suministro.

Atendiendo a la estructura de costes, las tecnologías de generación se pueden clasificar en tres grupos: las tecnologías de base, con costes fijos relativamente elevados y costes variables relativamente bajos (principalmente las nucleares, algunas centrales de carbón, la hidráulica fluyente o la eólica); las tecnologías de punta, con costes fijos bajos y variables altos (por ejemplo, centrales de fuelóleo o hidráulica de bombeo), y tecnologías intermedias, con costes fijos y variables intermedios (algunas centrales de ciclos combinados).

En la medida en que en la actualidad la electricidad no es almacenable, el sistema debe ser capaz de producir en cada instante la energía eléctrica demandada. Y dado que no todas las tecnologías de generación tienen la capacidad de variar su producción con la rapidez necesaria ante cambios repentinos de la demanda, la eficiencia del sistema requerirá de la utilización en un mismo instante de varias tecnologías, con la flexibilidad suficiente para suministrar la energía demandada de la forma más adecuada en términos técnicos, económicos y medioambientales.

2.1.5 Transporte y distribución

La función de la actividad es llevar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores, garantizando la calidad y la seguridad de suministro.

Red Eléctrica de España (REE) es el gestor de la red de transporte y, por tanto, el responsable del desarrollo, ampliación, y mantenimiento de la red. Se encarga de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

La Ley 17/2007 establece que la red de transporte de electricidad está constituida por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a 220 kV y aquellas otras instalaciones que siendo de tensión inferior a 220 kV, cumplan funciones de transporte.

La red de transporte en España es una red mallada que, en 2016, estaba compuesta por algo más de 43.600 km de líneas, de las cuales aproximadamente la mitad eran de alta tensión (400 kV), siendo un 96% de ellas aéreas. Además, había unas 5.500 subestaciones y más de 85.000 MVA de capacidad de transformación. Todo ello con el objetivo de establecer un servicio de alta fiabilidad y seguridad, y con unos elevados índices de calidad.

El correcto funcionamiento de la red de transporte se mide a través de dos indicadores de calidad:

- Disponibilidad de las instalaciones que componen la red
- Interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red (energía no suministrada y tiempo de interrupción medio).

En 2016, estos indicadores se situaron en términos generales por debajo de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente (Real Decreto 1955/2000).

La actividad de <u>distribución</u> se realiza a través de líneas, parques, centros de transformación y otros elementos de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red de transporte, con el objetivo de la transmisión de energía eléctrica hasta el consumidor final. La longitud total de las líneas de la red de distribución es cercana a los 800.000 km, de los cuales más de la mitad se encuentran en tensiones por debajo de 1 kV.

Los titulares de las redes de distribución son responsables de la construcción, la operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo con los criterios establecidos.

Hasta junio de 2009, las empresas distribuidoras eran también responsables de realizar el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores acogidos al mismo. Sin embargo, a partir de dicha fecha, desaparece dicho suministro regulado y se crea el **Suministro de Último Recurso**, que es gestionado por las empresas comercializadoras de último recurso ahora comercializadores de referencia.

En la actualidad los **distribuidores** solo tienen relación con la actividad de distribución propiamente dicha, no pudiendo realizar ninguna actividad relacionada con actividades de generación o comercialización.

Uno de los aspectos más destacados de la actividad de distribución en los últimos años es la digitalización y la automatización de las redes, destacando en este ámbito el plan de despliegue de contadores inteligentes. Los nuevos contadores registran los consumos horarios, permiten la lectura remota, eliminan las estimaciones en la factura y posibilitan la reducción de los tiempos de interrupción del suministro en caso de averías, ya que permite localizar su origen de forma más rápida. De este modo, dotan al consumidor doméstico de la información horaria de su consumo, facilitando la gestión de sus decisiones.

En febrero de 2012 se establecieron los hitos que cada empresa distribuidora debía cumplir en lo relativo al plan de sustitución de los contadores analógicos por los nuevos contadores electrónicos, se estima que en 2018 haya finalizado el plan de sustitución.

En la siguiente imagen podemos ver el reparto de las actividades de distribución para entre las distintas compañías que operan en España:

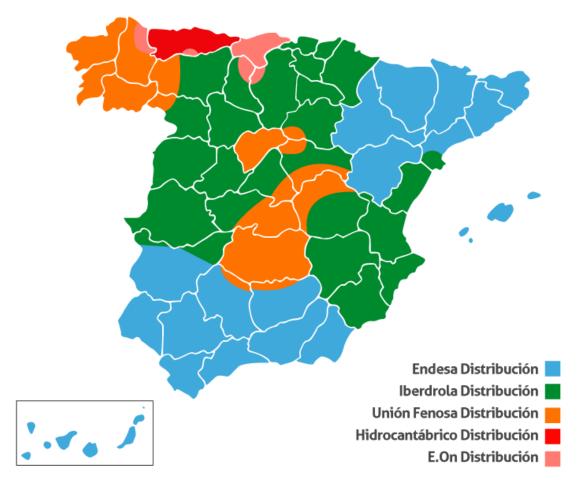


Ilustración 2. Reparto de las actividades de distribución. Fuente: HolaLuz

La remuneración de las actividades de transporte y distribución está regulada por normativa y se retribuye mediante peajes que se destinan a sufragar los gastos de construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución. Los de transporte los percibe Red Eléctrica Española, mientras que los segundos cada distribuidora.

2.1.6 Comercialización

El mercado de producción de energía eléctrica en la península ibérica se organiza en una secuencia de sucesivos mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos ámbitos:

- Mercados a plazo
- Mercados spot (diario e intradiario)
- Mercado de servicios de ajuste.

Para regular este tipo de transacciones, existen dos figuras clave:

- Operador del Sistema (REE), se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra venta de los agentes y asegura que estas entregas sean físicamente viables en la red eléctrica
- Operador del Mercado Ibérico de Energía [Polo Portugués (OMIP) y Polo español (OMIE)]: facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información.

El diseño del mercado eléctrico es un pool, donde los agentes están obligados a ofertar al Operador del Mercado toda su energía disponible de forma individualizada para cada una de sus centrales.

En función de la anticipación con la que se realice la compra venta de electricidad, se puede hablar de **mercado spot** o al contado, y de **mercados con entrega a plazo**. En el <u>mercado a plazo</u>, los agentes intercambian energía con entrega en el futuro, desde tres años hasta dos días antes del suministro, pudiéndose realizar la negociación bien en mercados organizados (mercado de futuros) o bien en mercados no organizados. En el <u>mercado spot o al contado</u>, la compra venta de electricidad se ajusta progresivamente desde el día anterior al suministro hasta prácticamente el tiempo real en el que se entrega la electricidad.

En cuanto a la <u>organización de los mercados</u> tenemos, por un lado, se encuentran los <u>Mercados</u> <u>organizados</u>, que son el mercado OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués) y el mercado de futuros EEX (European Energy Exchange), en los que existen unas reglas de participación aprobadas por las entidades que los gestionan. Entre las variantes de este mercado podemos encontrar:

- Mercado spot: la mayor parte del volumen se intercambia mediante subasta (mercado diario e intradiario)
 - A diario, el operador de mercado hace una previsión de la energía que hará falta al día siguiente. Para ello, se basa en estadísticas históricas y en ciertas variables externas como la previsión meteorológica o el calendario laboral. Hacia el mediodía, se abre una subasta para cada una de las 24 horas del día siguiente (o 23 o 25), en la que los diferentes productores de electricidad pueden ofrecer dicha energía, y se decide quiénes la suministrarán según un orden creciente de precios.

- Dado que el ajuste oferta-demanda no es exacto, el operador va observando los desajustes de la previsión y organiza adicionalmente otras 6 subastas intradiarias para cubrir los consumos inesperados y los desfases que provoca frente a la producción programada.
- <u>Mercados a plazo</u>: se realiza mediante trading continuo, que consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas, pudiéndose producir con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía.
- Mercado de servicios de ajuste: operaciones de compra y venta de la energía no son únicamente controlados por el mercado intradiario, a través del mercado de servicios de ajuste Red Eléctrica Española se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo a través de estrategias como el pago por capacidad o el servicio de interrumpibilidad.

Por otro lado, tenemos los Mercados no organizados: en otro ámbito, existe un mercado donde los agentes compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos diseñados en función de sus necesidades, sin reglas de participación y donde fijan de forma privada el precio de la energía. En 2016, el volumen de negociación en los mercados organizados alcanzó el 78,7% de la demanda eléctrica en España.

El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes del mercado.

El operador que gestiona los mercados al por mayor de electricidad en la península ibérica es la sociedad OMI-Polo español, S.A. (OMIE), con un volumen de transacciones que presenta en la actualidad más del 80 por 100 del consumo eléctrico de España y Portugal, del entorno de 10.000 millones de euros.

Los vendedores presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, consumidores directos y comercializadores de referencia) presentan ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente.

El precio final de la energía eléctrica vendida es el acordado en el proceso de casación entre la demanda y oferta de energía, este proceso es gestionado y controlado por el OMIE el cual representa en una gráfica las ofertas de venta de energía acumulando la cantidad de energía ofertada y ordenado de menor a mayor precio y por el lado de la demanda se realiza la misma operación pero ordenando la energía acumulada de mayor a menor precio.

En el siguiente gráfico se muestra como se realiza el proceso de casación y como afecta al precio los distintos agentes que ofertan y compran energía.

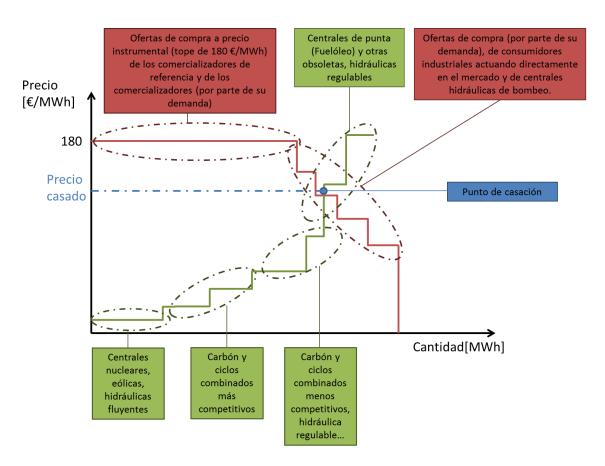


Gráfico 4. Proceso de casación y sus caracteristicas

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares, con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes: condición de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos y parada programada.

Con estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda, de cuyo cruce resultará tanto el precio como el volumen de energía en una hora determinada. Para ello se sigue el modelo marginalista adoptado por la Unión Europea, en base al algoritmo "Euphemia" aprobado para todos los mercados europeos.

Las ofertas de compra y venta de los agentes compradores y vendedores (españoles y portugueses) serán aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupe totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Pero si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para

la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

Una vez obtenidos los resultados del mercado diario (cuadro 4) se remiten al REE para su validación desde el punto de vista técnico. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario sufren pequeñas variaciones, del orden del 4 o 5 por 100 de la energía, como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el REE, dando lugar a un programa diario viable.

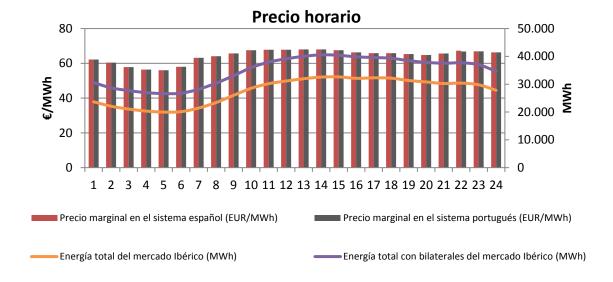


Gráfico 5. Precio de la electricidad por hora en el mercado diario.

Fuente: OMIE

El mercado intradiario tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el programa diario viable definitivo, dentro de las 24 horas anteriores a la generación y consumo. Existen seis sesiones de contratación basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda

Los mercados intradiarios permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos de compra y venta, respectivamente, hasta cuatro horas antes del tiempo real. A partir de ese momento, existen otros mercados (mercado de servicios de ajuste) gestionados por el REE en el que se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo.

2.1.7 Suministro a consumidores

En la parte del <u>suministro a los consumidores</u> los responsables son las empresas comercializadoras, las cuales realizan dicha actividad a cambio de una contraprestación económica. Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, para su propio consumo. Para ello, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo del cliente, o segmento de clientes, y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral).

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso.

El mercado eléctrico en España está compuesto por 29,1 millones de puntos de suministro: 17,1 millones suministrados a través de un comercializador en el mercado libre y 12 millones a través del Comercializador de Referencia. Cabe señalar que de las más de 260 empresas comercializadoras, ocho son COR y el resto mercado libre.

En el mercado libre, las comercializadoras de los cinco grandes grupos energéticos (Iberdrola Clientes, S.A.U., Endesa Energía, S.A., Grupo Gas Natural Fenosa, Grupo EDP y Viesgo Energía, S.L.) suministran el 89,5 por 100 de los puntos de suministro.

Dentro de los comercializadores que no pertenecen a los principales grupos energéticos destacan CHC-Energía y Fenie Energía.

A lo largo de los últimos años se ha ido reduciendo el número de puntos suministrados por los Comercializadores de Referencia, incrementando así el número de puntos suministrados en el mercado libre habiendo sido la mayoría contratados con las comercializadoras de los cinco grandes grupos energéticos.

En cuando al <u>consumo de energía</u> propiamente dicho, podemos distinguir entre distintos segmentos de consumo:

- **Segmento pyme e industrial**: la mayor parte de los puntos de suministro de estos segmentos son suministrados por comercializadoras libres (98%).
- Segmento doméstico: representa el 97% del total de puntos, de los cuales las comercializadoras libres suministran al 58%, lo que está estrechamente relacionado con las diferentes modalidades de suministro existentes en este segmento. Así, el suministro de energía eléctrica al consumidor doméstico se puede realizar a través del Suministro de referencia, de la contratación en el mercado liberalizado, o del Suministro del Último Recurso.

El servicio de suministro de electricidad debe cumplir una serie de requisitos de calidad, que tienen que ver con las características del servicio eléctrico, tanto a nivel técnico como comercial, y que se concretan en cuestiones como la continuidad de suministro, la calidad del producto y la calidad de la atención y relación con el cliente. Se utilizar parámetros similares a los empleados para evaluar la calidad en el transporte de electricidad.

Entre ellos, los criterios que determinan un buen servicio son:

- Criterios de calidad de suministro
 - o Características de la tensión suministrada por la red
 - o Condiciones normales de explotación
 - o Características del punto de entrega al cliente (Norma UNE-EN 50160)
- Criterios de calidad de la atención al cliente
 - o Características del servicio ofrecido
 - o Elaboración de presupuestos para nuevos suministros
 - Tiempo de ejecución de las instalaciones
 - o Plazos de instalación del contador
 - o Plazos de atención de reclamaciones y de cortes y reconexiones por impagos
 - o Asesoramiento en el momento de la contratación

2.2 Mercado de gas en España

2.2.1 Primera aproximación al mercado de gas

El gas natural es un combustible de reciente implantación en España (años 70), comenzando por las grandes ciudades.

Anteriormente, en el primer tercio del s. XIX se comienza en España la producción de gas a partir de la manufactura del carbón, siendo Barcelona la primera gran ciudad que estrena alumbrado público a gas, seguida de Madrid. Los GLP (gases licuados del petróleo: propano y butano) comenzaron a utilizarse más tarde, a partir de mediados del s. XX.

El gas, inicialmente dirigido al alumbrado público, pronto comenzó a utilizarse en los hogares; en la cocina, agua caliente, iluminación y calefacción, por lo que su consumo se extendió rápidamente mejorando la calidad de vida y dando lugar a una masiva cultura del gas en nuestro país, tanto a nivel doméstico como en sus primeras aplicaciones industriales.

El **gas natural** llega por primera vez a España en 1969 en forma de gas natural licuado, o GNL, al puerto de Barcelona, lo que supuso el inicio de la expansión del gas natural a través de la red de transporte nacional y, más tarde, internacional, donde destaca el gasoducto del Magreb (1996). Es en ese momento cuando también se desarrollan las terminales de recepción y regasificación del GNL.

La crisis económica de los años 80 provocó un retraso significativo en el desarrollo de las infraestructuras gasistas y obligó a renegociar los contratos de largo plazo de suministro de GNL.

En base a ello, en 1985 se firmó el "Protocolo de intenciones para el desarrollo de la industria del gas natural en España", firmado por el Ministerio de Industria y Energía (MINER) y las principales empresas de distribución y suministro de gas natural, que supuso la puesta en marcha de un plan de expansión a largo plazo de las infraestructuras y de una reordenación normativa y organizativa del sector

A principios de los años 90, se combinaba por un lado el desarrollo de nuevos puntos de aprovisionamientos por GNL (inicialmente había una planta en Barcelona y se crearon dos nuevas plantas de regasificación en Huelva y Cartagena) y por otro se disponía de limitada producción de gas natural de los yacimientos de Serrablo y Gaviota, que actualmente están agotados y se han convertido en instalaciones de almacenamiento subterráneo).

En esta época, también se puso en marcha la primera conexión internacional con Europa, a través de la cual se importa gas procedente de Noruega.

Posteriormente, en 1996, entró en operación el gasoducto del Magreb (conectado con la península en Tarifa), por el que se importa gas producido en Argelia. Este gasoducto supuso un hito importante, al conectar España con los yacimientos de Argelia. Para su construcción, se hizo necesario el acuerdo con Marruecos (país de tránsito) y un compromiso del sector eléctrico para garantizar el consumo de determinados volúmenes de gas.

En marzo de 2011 se puso en funcionamiento el Gasoducto Medgaz, que conecta directamente la costa almeriense con los campos argelinos de Hassi R'mel.

La falta de reservas propias, supone que el 99% del gas natural que se consume en España sea importado, en la actualidad, los aprovisionamientos de gas natural, tanto a través de gasoductos (aproximadamente un 40-45% del total) como a través de plantas de regasificación de GNL (aproximadamente un 60-55% del total), provienen de orígenes muy diversificados geográficamente, como muestra la siguiente Tabla.

ORIGEN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	%
NACIONAL	0,8	1	1,3	1,7	1,2	1,9	1,1	0,5	0,5	0,8	0,7	0,4	0
IMPORTACIONES	409	408,9	457,4	410,52	404,48	399,29	394,93	375,49	384,7	364,7	364,3	389,3	99,9
Argelia	131,1	152,4	160,5	127,56	122,05	147,33	160,3	192,03	211,93	218,8	209	188	48
GN	100,3	102,2	103,7	79,56	79,4	103,97	118,64	155,33	154,63	175,4	173,5	161,2	41,4
GNL	30,8	50,2	56,8	48	42,65	43,36	41,66	36,7	57,31	43,4	53,7	26,8	6,9
Francia		1	1,5	1,6	12,17	25,48	35,33	45,65	49,2	37	37,6	44,1	11,3
Países del Golfo (2)	68,3	53,1	61,4	73,26	67,46	53,46	46,18	43,44	36,87	14,1	28	39	10
Nigeria	82,5	96,9	86,7	55,19	87,87	74,18	59,93	37,11	31,65	43,3	53,7	49,5	12,7
Trinidad y Tobago	39	24,4	50,1	43,78	34,79	27,64	27,49	22,44	23,48	12,8	7,7	7	1,8
Perú	-	-	-	-	7,16	21,09	28,3	16,86	13,97	10,8	19,8	37,7	9,7
Noruega	24,6	25,3	32,3	38,13	20,68	13,92	19,56	13,37	14,06	8	8,7	10,1	2,6
GN	24,6	25,3	20,8	22,36	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1		
GNL	-	-	11.50	15,77	20,68	13,92	19,56	13,37	14,06	8	8,7	10,1	2,6
Bélgica	-	-	-	-	0,88	2,97	7,46	2,17	1,3	0	0	0	0
Países Bajos												1,2	0
Portugal	0	0	0	1,35	0	4,49	3,23	1,96	0,2	0	0	0	0
Egipto	55,2	47	57.00	47,94	32,73	25,93	7,15	0,46	1,29	0	0	1,1	0
Libia	8	8,8	6,1	8,25	4,13	0,97	0	0	0	0	0	0	0
Guinea Ecuatorial	-	-	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yemen	-	-	-	1,05	2,97	0	0	0	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	12,42	10,29	0	0	0	0	0	0	0	0
EE.UU.	0	0	0	0	1,31	1,85	0	0	0	0	0,8	8,5	2
Otros	0,3	0	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	409,8	409,9	458,9	412,24	405,68	401,22	396,02	375,95	385,16	365,5	365,5	389,7	100
APROVISIONAMIENTOS													
EXPORTACIONES	0	1,2	2,2	11,54	12,58	19,22	31,28	42,4	66,8	57	44,3	32	
Francia	0	1,2	1,9	8,57	6,89	2,7	0,25	4,9	0,4	5,6	6,6	1	
Portugal	0	0	0,3	2,97	5,68	8,43	8,33	5,7	6,4	35,3	36,3	30	
Otros (GNL)	0	0	0	0	0	8,09	22,7	31,8	60	16	1,4	1	
TOTAL SUMINISTROS	409,8	408,7	456,7	400,7	393,1	382	364.75	333,55	301,4	308,5	320,7	357,7	
NETOS					_		_						
Total	35,33	35,34	39,56	35,54	34,97	34,59	34,14	32,41	32,4				
Aprovisionamientos													
bcm	60.3	CO 4	72.2	74.1	77.4	66.1	60	46.3	47	42	42	47.3	42
Aprovisionamientos	69,3	68,4	72,3	74,1	77,1	66,1	60	46,3	47	42	42	47,2	42
GNL/TOTAL (%)													

Tabla 1. Aprovisionamiento de Gas Natural en España (TWh).

Fuente: Enagás GTS

En la actualidad nuestro sistema gasista comprende las siguientes instalaciones:

- Plantas de regasificación que transforman el gas líquido a su estado gaseoso originario mediante la aportación de calor. El gas procede de las plantas de licuefacción de los países de origen, donde licuan el gas para facilitar su almacenamiento y transporte. Actualmente, el sistema gasista dispone de 6 plantas de regasificación más una en construcción.
- Conexiones internacionales.
- Red de transporte de alta presión que opera a una presión de más de 16 bar para el transporte del gas a grandes distancias.
- **Red de distribución** que opera a una presión menor o igual a 16 bar que comunica la red de transporte con los usuarios finales.
- Plantas satélite que alimentan a una red de distribución.
- **Almacenamientos**, generalmente subterráneos, destinados a cubrir, con sus reservas, las puntas de demanda.

2.2.2 Regulación normativa

NORMATIVA EUROPEA

Gran parte de la legislación vigente en España tiene como origen la Directiva 98/30/EC, que establecía una serie de normas comunes para todos los Estados miembros de la UE, con el objetivo de sentar las bases para la liberalización ordenada del sector gasista, basada en los principios de separación de actividades y acceso libre y no discriminatorio a las redes por parte de todos los operadores.

En el año 2003, se publica la Directiva 2003/55/CE, en la que se avanzó en la liberalización efectiva y la apertura a la competencia de los mercados nacionales del gas, contribuyendo así a avanzar en la creación de un verdadero mercado interior del gas en la Unión Europea.

En la práctica, esta Directiva establecía que a partir del 01/07/2004 los consumidores industriales (y a partir del 01/07/2007 los consumidores domésticos) podrían elegir libremente a su proveedor de gas.

Adicionalmente, esta Directiva introdujo normas destinadas a reforzar el libre acceso a las redes y otras infraestructuras (por ejemplo de gas natural licuado), la seguridad del suministro y la protección a los consumidores.

La Directiva considera el suministro de gas como un servicio de interés general, por lo que contempla la posibilidad de que los Estados miembros impongan obligaciones de servicio público a las empresas para garantizar la seguridad del abastecimiento, los objetivos de cohesión económica y social, la regularidad, la calidad y el precio del suministro y la protección del medio ambiente.

En 2009 se aprobó la Directiva 2009/73/CE, que modifica la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, y cuyo objetivo es dar un impulso definitivo a la creación del mercado interior de energía a través de los siguientes principios:

- La separación efectiva de las actividades de producción y suministro de la gestión de las redes de transporte, bien sobre la base de la separación de propiedad o bien a través de un gestor de la red independiente,
- El aumento de las competencias y la independencia de los reguladores nacionales, que deberán cooperar a través de una agencia de cooperación de los reguladores de la energía (ACER), con capacidad para tomar decisiones vinculantes e imponer sanciones,
- La creación de un gestor supranacional de redes de transporte (ENTSO-G) y,
- La mejora del funcionamiento del mercado de gas y, en concreto, una mayor transparencia y el acceso libre efectivo a las instalaciones de almacenamiento y a los terminales de GNL.

NORMATIVA NACIONAL

Los principios que recoge la Directiva 98/30/EC fueron incorporados a la legislación española a través de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos o LHC), que ha sido complementada y modificada por posteriores desarrollos legislativos.

En la siguiente figura se muestran los principales desarrollos legislativos, nacionales y comunitarios, que han marcado la evolución de la regulación del sector gasista desde 1998.

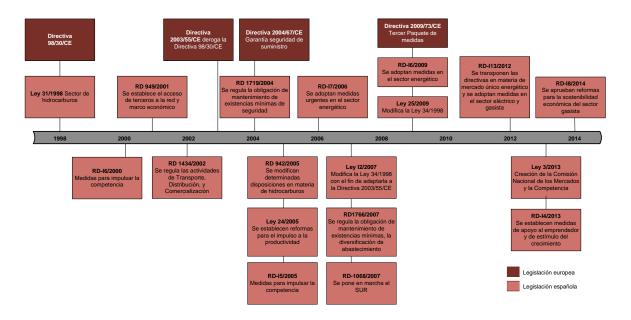


Ilustración 3. Legislación básica del sector gasista en España. Fuente: BOE y Diario Oficial de la Unión Europea.

En general, la regulación del sector de gas en España se ha centrado desde el año 1998 en los objetivos de alcanzar la liberalización del mercado de gas natural y de desarrollar un marco regulatorio estable que incentive el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas para hacer frente al crecimiento de la demanda y favorecer la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas, necesaria dada la escasa producción autóctona.

La Ley de Hidrocarburos estableció las bases de una nueva organización del sistema gasista, hasta ese momento basada en un monopolio. Los principios en los que se basa la reforma introducida por la LHC son:

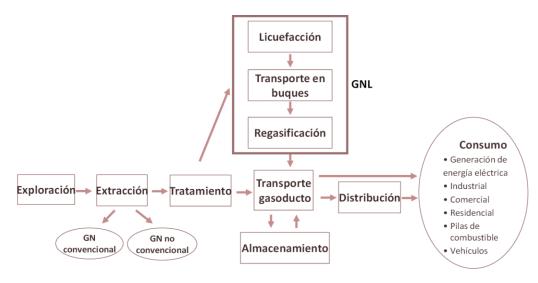
- La separación de actividades reguladas y actividades en libre competencia,
- El libre acceso de terceros a las infraestructuras gasistas,
- El establecimiento de tarifas de acceso reguladas,
- La liberalización total del comercio mayorista y progresivo en el sector minorista, y
- La regulación de existencias mínimas de seguridad y de carácter estratégico.

2.2.3 Organización del sistema

Para conocer la estructura del mercado, es necesario conocer la naturaleza del gas natural y los procedimientos para su obtención, transporte y abastecimiento.

El conjunto de actividades necesarias para el abastecimiento de gas a un consumidor se denomina "cadena de valor" y está compuesto por las siguientes partes:

- Extracción y tratamiento del gas almacenado.
- Licuefacción y transporte en forma de gas natural licuado (GNL)
- Posterior regasificación y/o transporte como gas a través de gasoductos.
- Almacenamiento.
- Distribución hasta los puntos de consumo.



llustración 4. Esquema básico del sistema Gasista. Fuente: Energía y sociedad

Por tanto, para dar cabida a todas estas actividades, es necesario manejar una infraestructura a nivel nacional que las soporte.

El sistema gasista español comprende las plantas de regasificación, las conexiones internacionales, los almacenamientos subterráneos, las instalaciones de la red de transporte (gasoductos, estaciones de compresión, etc.), las redes de distribución, y el resto de instalaciones complementarias.

El crecimiento de estas infraestructuras estará íntimamente relacionado en el consumo final de gas natural. Teniendo en cuenta la elevada dependencia del sector gasista español de aprovisionamientos procedentes del exterior y la consideración del suministro de gas natural como servicio de interés general, desde el año 1998 la regulación española ha prestado especial atención al objetivo de garantizar el suministro, para lo que ha establecido obligaciones por parte de los agentes de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y de diversificación de los aprovisionamientos.

El mapa de las infraestructuras de gas natural en servicio en España en 2017 es el siguiente:



Ilustración 5. Infraestructuras gasistas en España Fuente: Enagás

Esta infraestructura se componen de:

- 3 yacimientos,
- 6 plantas de regasificación de gas natural licuado
- 4 almacenamientos subterráneos
- 6 conexiones internacionales (Argelia(2), Marruecos(1), Francia(2) y Portugal(2)),
- Más de 12.000 km de gasoductos de transporte,
- Más de 67.000 km de gasoductos de distribución,
- Otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélites de GNL.

En vistas al desarrollo de estas infraestructuras el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó la "Planificación de los sectores de electricidad y gas natural 2008-2016" para adaptarse a un momento elevado crecimiento de la demanda. Sin embargo, desde 2008 demanda de gas e infraestructuras tienen crecimientos desacompasados, ya que mientras el consumo no ha hecho más que disminuir, la Planificación entonces en vigor mantenía un escenario expansionista de construcción de infraestructuras.

Por ello, ya en 2010, se aprobó un "Programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural", que suponía una revisión de las infraestructuras, incorporando actuaciones excepcionales y señalando determinadas infraestructuras no prioritarias.

Gestor técnico del sistema

El Gestor Técnico del Sistema es la figura encargada de operar y gestionar la red básica y las redes de transporte secundario, además de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.

En España estas funciones se llevan a cabo por Enagás, cuya función principal es garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. La compañía ejerce esta función de manera independiente, con transparencia y en coordinación con el resto de agentes del Sistema Gasista.

Sus principales funciones vienen definidas en el artículo en la Ley 34/98, modificado a su vez por el artículo 7 del Real Decreto-Ley 6/2000.

- Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.
- Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.
- Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.
- Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema.
- Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de gas natural, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural, y coordinar y controlar su ejecución.
- Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales.
- Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para el funcionamiento del sistema, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.
- Proponer al Ministerio de Economía el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.
- Proponer al Ministerio de Economía los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y período de reposición de las mismas, así como sus revisiones anuales. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

- Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de las redes de transporte y de los almacenamientos hagan funcionar sus instalaciones de tal forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida del sistema.
- Para realizar y controlar su actuación, el Gestor del Sistema llevará a cabo los programas de entregas que reglamentariamente se determinen.
- Gestionar las entradas de gas natural en los gasoductos nacionales o salidas de producción nacional en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación y de los almacenamientos operativos y estratégicos. Asimismo, controlará las salidas de gas natural a los consumidores cualificados y a las empresas distribuidoras.
- El control de los almacenamientos.
- Efectuar el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo.
- Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en la presente Ley."

2.2.4 Aprovisionamiento de gas natural en España

El gas natural es un recurso natural considerado un combustible fósil no renovable, cuyo componente principal es el gas metano (CH4) en proporciones que varían entre el 70 y 95%. Éste se presenta como una mezcla gaseosa de origen natural que normalmente incluye otros alcanos y normalmente incluye otros alcanos y un porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio.

Se forma en el subsuelo debido a que las capas de plantas en descomposición y materia animal que se encuentran bajo la superficie de la Tierra se encuentran a un una alta presión y temperatura durante millones de años. El gas natural puede ser extraído de tres tipos de yacimiento diferentes, los yacimientos de petrolíferos, de gas natural o de carbón. El transporte y distribución del gas natural se realiza mediante gaseoductos.

El mercado español de gas se abastece a partir de las conexiones internacionales con Argelia y con el norte de Europa, a través de Francia, así como por las importaciones de GNL a través de las plantas de regasificación.

La existencia de una amplia capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas ha contribuido a impulsar la diversificación y, por tanto, la competencia entre fuentes alternativas de gas.

Durante 2016, el mercado español se abasteció de un conjunto de nueve países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 56,7%. A continuación se encuentran Nigeria (14,5%), Noruega (10,5%), Catar (7,9%), Perú (5,4%) y Trinidad y Tobago (2,1%).

Como se puede observar en el siguiente gráfico, la fuente de aprovisionamiento con mayor crecimiento desde 2010 son las importaciones de gas natural mediante gasoducto de Argelia, que alcanzan en 2016 el 48% de las importaciones.

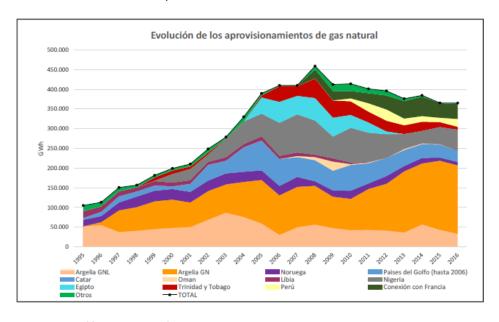


Gráfico 6. Evolución de las importaciones de gas natural en España. Fuente: Enagás y CNMC.

Las importaciones por gasoducto representaron un 58% de las importaciones totales, procediendo en un 82% de Argelia y en un 18% del mercado interior europeo, y las importaciones brutas de GNL representaron un 42% del aprovisionamiento.

La producción de gas en España es residual, y supone solamente el 0,2% del aprovisionamiento de gas, en su mayoría procedente del nuevo yacimiento de Viura (La Rioja).

Costes de aprovisionamiento

Los costes derivados del aprovisionamiento muestran una dependencia directa con los precios del petróleo. En los últimos diez años, la tendencia del coste del aprovisionamiento del gas natural ha seguido una tendencia alcista, hasta el comienzo de la crisis, sufriendo un importante descenso, para, poco a poco, recuperar la tendencia alcista previa.

La gráfica muestra el coste del aprovisionamiento de gas natural en frontera española, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria.

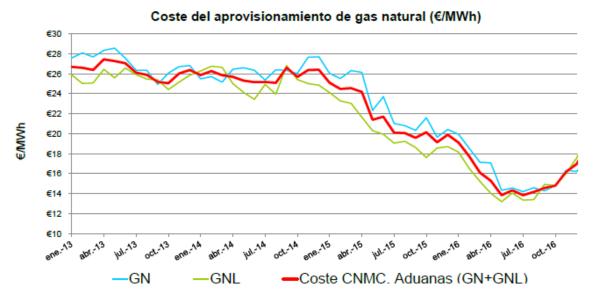


Gráfico 7. Evolución del coste de aprovisionamiento de gas en España. Fuente: Agenda Tributaria y Energía y Sociedad

2.2.5 Transporte y distribución

La red básica de gas natural estará integrada por:

- Los gasoductos de **transporte primario** de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares.
- Las **plantas de regasificación** de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.
- Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.
- Las redes de **transporte secundario** están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

Las redes de **distribución** comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

El tipo de <u>transporte</u> de gas natural se distingue entre las distintas naturalezas de las adquisiciones de gas natural:

Transporte de GNL

Las importantes reservas de gas natural que existen en nuestro planeta están a veces situadas en zonas alejadas, que carecen de demanda local y donde, dada su lejanía, el transporte del gas natural a través de gasoductos no es rentable. Los avances tecnológicos de los últimos años han hecho técnica y económicamente viable el transporte en fase líquida del gas natural procedente de estas fuentes (enfriado a –160°C), mediante buques metaneros. El gas transportado en fase líquida se conoce como gas natural licuado (GNL).

Las diferencias en el precio del GNL en los distintos mercados hacen viable el transporte a grandes distancias. De hecho, una ventaja del GNL es que no vincula puntos de consumo con orígenes determinados de gas, por lo que facilita en gran medida la diversificación de orígenes, reduciendo el riesgo de suministro, y aumentando la competencia en el mercado.

La complejidad de las actividades relacionadas con la producción y el transporte de GNL ha dado lugar a una industria integrada en el sector del gas natural, con su propia cadena de valor

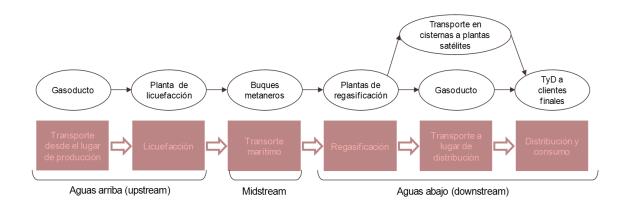


Ilustración 6. Cadena de valor de la producción y transporte. Fuente: Energía y sociedad

En España, la descarga del GNL transportado se realiza directamente a los tanques de las plantas de regasificación para su almacenamiento.

Para su inyección en la red de gasoductos, el GNL almacenado en los tanques se convierte en gas en las plantas de regasificación mediante un aumento de su temperatura (proceso conocido como vaporización, normalmente mediante el aprovechamiento de la temperatura del agua del mar en intercambiadores de calor). El sistema gasista español dispone del conjunto de infraestructuras de regasificación de GNL más importante de Europa. En la actualidad, del total de 21 plantas de regasificación en operación en Europa, seis de ellas están ubicadas en España, y suman el 33% de la capacidad de almacenamiento total de plantas de GNL en Europa.

El GNL también se puede cargar directamente desde los tanques de GNL en camiones cisternas que transportan el gas líquido por carretera a las "plantas satélite", donde se regasificará el GNL.

Transporte de gas natural por gasoducto

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es el gasoducto (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad), bien enterrado en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos.

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos es aumentar en determinados puntos de los mismos la presión del gas. Esta acción se realiza en las estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).

Las infraestructuras existentes en el sistema gasista para el transporte de gas comprenden los gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, centros de control, etc.

La **red de transporte** se divide en red de transporte primario (gasoductos con presiones de diseño superiores a 60 bar) y red de transporte secundario (gasoductos con presiones de diseño entre 16 y 60 bar). El transporte del gas natural en la red se controla gracias a 18 estaciones de compresión situadas a lo largo de la geografía, dirigidas desde el Centro Principal de Control (CPC) del Gestor Técnico del Sistema (GTS). Mientras que Enagás es el transportista mayoritario de la red troncal de transporte primario de gas, la red de transporte secundario en España está integrada por gasoductos de Enagás y de otros transportistas, como Naturgás Energía Transporte, Gas Natural Transporte, Reganosa, Endesa Gas Transportista, Transportista Regional del Gas, y otros menores.

El sistema gasista español está **interconectado** en la actualidad con los sistemas gasistas francés y portugués, a través de gasoductos bidireccionales situados en Navarra, Irún, Tui y Badajoz, y con Argelia, en primer lugar vía Marruecos, a través del gasoducto del Magreb, conectado al sistema peninsular en Tarifa y en segundo lugar, directamente mediante el gasoducto de Almería (Medgaz).

Distribución final de gas natural

En las proximidades a los centros de consumo, los gasoductos de transporte presentan derivaciones a las redes de distribución, que son un conjunto de tuberías de menor diámetro y presión de diseño, que llevan el gas natural hasta los consumidores finales.

La presión a la que se entrega el gas natural depende del tipo de cliente, variando desde presiones relativas menores a 0,05 bares para los consumidores más pequeños (los domésticos) hasta presiones superiores a 40 bares en las entregas a los ciclos combinados y grandes consumidores industriales, que frecuentemente se alimentan directamente desde el sistema de transporte.

2.2.6 Infraestructuras de Almacenamiento

Corresponde a aquellas estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural.

La fuerte dependencia de aprovisionamiento de gas natural del exterior, y las variaciones estacionales en la demanda de gas natural (debido a los usos industriales y al uso del gas para calefacción en periodos invernales) hacen que el almacenamiento sea una fase clave en la cadena de valor.

El tipo de almacenamiento más viable es el almacenamiento subterráneo en formaciones geológicas adecuadas, aprovechando la compresión del gas a bajas profundidades y la poca porosidad de estas formaciones.

Las distintas instalaciones de almacenamiento de gas natural se diferencian entre sí por la capacidad de almacenamiento y el volumen de "gas colchón" (o gas necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante), que determinan conjuntamente el volumen de "gas útil" (inyectable y extraíble), y las tasas de inyección y extracción del almacenamiento, que definen el tipo de servicios que pueden prestar las instalaciones (p. ej., ajustes de corto plazo o servicios de almacenamiento de carácter más estratégico a medio plazo).

Otras alternativas para el almacenamiento de gas natural son el almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación. En el caso de España la proporción de almacenamiento en estos tanques es muy superior a otros países, dado el elevado porcentaje de importaciones en forma de GNL y dada la relativa escasez de formaciones geológicas aptas para albergar almacenamientos subterráneos.

Actualmente el sistema gasista español cuenta con cuatro instalaciones de almacenamiento subterráneo. En total, la capacidad actual de almacenamiento asciende a 28.956 GWh frente a una demanda anual de gas de más de 360.000 GWh.

2.2.7 Comercialización

Al igual que en el caso del sector eléctrico, la Ley de Hidrocarburos tiene en cuenta que algunas actividades en el sector gasista están sujetas a significativas economías de escala y pueden considerarse monopolios naturales. Estas actividades (regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución) se encuentran sujetas a un esquema de ingresos regulados, mientras que actividades como el aprovisionamiento y la comercialización de energía se desarrollan en un régimen de libre competencia.

Con el objetivo de asegurar un comportamiento no discriminatorio entre los usuarios de las redes y de clarificar el papel desempeñado por cada agente, la LHC obligó a una separación jurídica dentro del mismo grupo empresarial de las actividades reguladas y las actividades de comercialización y aprovisionamiento.

Esta nueva norma propició la separación del transportista principal y el Gestor Técnico del Sistema (GTS), creando una unidad orgánica específica que desempeña las funciones de GTS. El Real Decreto-ley 13/2012, que traspone el tercer paquete legislativo europeo, ahonda en la separación entre los responsables de transporte y los de distribución.

El papel de cada uno de los sujetos participantes en el sistema gasista queda establecido en la Ley de Hidrocarburos:

- Los <u>transportistas</u> son sociedades autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.
- El <u>Gestor Técnico del Sistema (GTS)</u> opera y gestiona la red básica y las redes de transporte secundario y es el encargado de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.
- Los <u>distribuidores</u> construyen, operan y mantienen instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, pudiendo construir, mantener y operar, además, instalaciones de la red de transporte secundario.
- Los <u>comercializadores</u> son sociedades que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales.
- Los <u>consumidores</u> finales adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. Si incorporan gas en el sistema para su propio consumo se denominan Consumidores Directos en Mercado.
- La <u>Oficina de Cambios de Suministrador</u> es la sociedad responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de los consumidores finales hasta junio 2014, cuando sus funciones se traspasan a la **CNMC**.

Debido que no tiene sentido económico duplicar las redes de transporte y distribución y otras infraestructuras, el marco normativo vigente favorece el desarrollo de la competencia en las

actividades de aprovisionamiento y suministro de energía garantizando el libre acceso a las redes y a otras infraestructuras, que son consideradas como monopolio natural.

MERCADO MINORISTA DE GAS NATURAL

El mercado minorista de gas natural engloba todas aquellas transacciones cuyo objetivo es suministrar energía a **usuarios finales** de gas natural.

En este mercado, las empresas comercializadoras venden gas natural a sus clientes (industriales, comerciales, domésticos, y centrales eléctricas que consumen gas natural) bajo un régimen de libre competencia. Para ello, la empresa comercializadora ha de realizar una previsión de consumo del cliente (o segmento de clientes) y planificar la adquisición de energía.

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las infraestructuras de gas, mediante la contratación y el pago de los peajes y cánones de acceso.

Las condiciones de acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están regulados por la Administración, de forma que se realiza en condiciones no discriminatorias para todas las comercializadoras.

La comercialización podrá ejercerse libremente, sin perjuicio del establecido para los Suministradores de Último Recurso, y el precio se fijará entre las partes. En este precio se incluirá toda actividad que sea susceptible de ser facturada.

En general, el **mercado de clientes a precio libre de gas natural** está caracterizado por un nivel elevado de competencia, con más de una docena de operadores, entre los que se puede encontrar agentes tradicionales, empresas eléctricas, operadores globales de hidrocarburos y empresas con otros perfiles.

Evolución de las ventas de gas natural en el mercado minorista por empresas comercializadoras							
Gas Natural Fenosa 43,26%							
Grupo Endesa	16,50%						
UFG Comercializadora	7,81%						
Iberdrola	7,19%						
Cepsa	4,08%						
Ахро	3,43%						
EDP	3,34%						
Galp	2,95%						
ВР	2,42%						
Engie	1,55%						
Sonatrach	1,01%						
Energya VM	0,91%						
Resto	5,53%						

Tabla 2. Cuotas en el mercado minorista de gas natural en España.

Fuente: Informe trimestral de la supervisión de mercado minorista de gas natural (Q4, 2017), CNMC.

Suministro de último recurso (SUR)

El Suministro de Último Recurso (SUR) es, dentro del modelo de mercado liberalizado que se aplica en los sectores de electricidad y gas natural en Europa, una modalidad de suministro para determinados consumidores para quienes las Directivas Europeas establecen que se debe garantizar que los clientes domésticos, y en su caso las pequeñas empresas, tengan derecho a un suministro de gas natural de una calidad determinada, y a unos precios claramente comparables, transparentes y razonables.

Actualmente en España el acceso al SUR está restringido a aquellos consumidores con presión de suministro inferior a 4 bares y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh. Los consumidores que no puedan acogerse a la Tarifa de Último Recurso deberán elegir a su comercializador entre todos los comercializadores que facturan a precio libre.

Estos <u>tienen derecho</u> a ser suministrados a precios establecidos según las Tarifas de Último Recurso (TUR), y ofrecidos por los Comercializadores de Último Recurso (CUR), que son empresas comercializadoras designadas por el Gobierno y que realizan su actividad en el mismo régimen de funcionamiento que el resto de comercializadores, pero al precio fijado por la Tarifa de Último Recurso.

Los comercializadores de último recurso (CUR). Los CUR designados por la Administración para asumir la obligación del SUR de gas natural actualmente en vigor en todo el territorio español son las siguientes empresas comercializadoras:

- Endesa Energía XXI, S.L.U,
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.,
- HC-Naturgás Comercializadora de Último Recurso, S.A.,
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U,
- Madrileña Suministro de gas SUR 2010, S.L.

La información actualizada de los CUR en vigor puede consultarse en la página web de la CNMC.

https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas

Obligaciones del suministro de último recurso. Los Comercializadores de Último Recurso tienen las siguientes obligaciones adicionales según Real Decreto 104/2010:

- El CUR tendrá la obligación de atender las solicitudes de suministro de gas de aquellos consumidores que tengan derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR).
- La TUR será el precio máximo y mínimo que cobrarán los Comercializadores de Último Recurso a los consumidores. Acogerse a la TUR en ningún caso podrá estar

condicionado a la contratación de servicios cualesquiera diferentes al suministro de gas natural ofrecidos por la Comercializadora.

- El CUR perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución, o en el caso de que no exista, el CUR con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma, deberá atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente. El comercializador quedará exceptuado de la obligación de atender las solicitudes de suministro cuando el contrato de suministro previo hubiera sido rescindido por impago.
- Los CUR llevarán en su contabilidad cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso.
- Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio se regulará el régimen transitorio de adaptación para los consumidores que, como consecuencia de cambios del umbral máximo de consumo del Suministro de Último Recurso, dejen de tener derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso.
- En el caso de que un consumidor conectado a redes de presión de servicio menor o igual a 4 bares y acogido a la Tarifa de Último Recurso vigente, excediese el límite máximo establecido para acogerse a las mismas, sin que hubiese formalizado un nuevo contrato de suministro con un comercializador a precio libre, el Comercializador de Último Recurso que le estuviera suministrando deberá seguir atendiéndole durante un periodo máximo de tres meses.

Por último, como medida de promoción de la competencia, está establecido que si un consumidor suministrado por un CUR opta por cambiar de comercializador, ni el CUR original ni ninguna otra empresa comercializadora de su mismo grupo empresarial podrán realizar contraofertas o contratar el suministro con dicho consumidor hasta que transcurra un año.

Para fijar los precios de las Tarifas de último recurso, se celebran subastas, que son las denominadas <u>"Subastas de gas para el Suministro de Último Recurso"</u>

Las subastas son un mecanismo competitivo en el que los Comercializadores de Último Recurso (CUR) adquieren gas entre un conjunto de potenciales vendedores, los **comercializadores de gas cualificados**, destinado a los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

La orden ITC/863/2009, del 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la Tarifa de Último Recurso, establece cuál es la entidad responsable de la organización de dichas subastas, las cuales son indispensables para el correcto funcionamiento del sistema gasista.

Por tanto, se designa al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo-Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U. responsable de esta actividad.

En su página web se encuentra toda la información necesaria para poder participar en las mismas (el proceso de calificación, la definición de los productos a subastar, los resultados de las subastas realizadas, etc.)

En éstas se subastan dos tipos de producto, el Gas Base y el Gas Invierno. Estas subastas se realizan por tanto dos veces al año dependiendo en el tipo de gas ofertado:

- **Producto de Gas Base:** se realizan dos subastas anuales para el suministro de una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente y que se materializará en suministros diarios de acuerdo a las flexibilidades de entrega.
- **Producto de Gas de Invierno:** se celebra junto con la primera subasta de gas de base anual, y se subasta una cantidad preestablecida de gas a entregar en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo.

MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

El mercado mayorista español de gas es el integrado por las compras/ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español, para adaptarse a las variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos, permitiendo a los agentes gestionar sus existencias y su balance de gas.

En 2016 continúa el incremento del número de comercializadores registrados, que alcanza los 165, así como del número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, que era de 77 a finales de 2016.

Para conocer el funcionamiento del mercado mayorista es necesario en primer lugar conocer el concepto de los HUBS de gas en Europa.

Los HUBS de gas en Europa

El concepto de HUB de gas hace referencia a una ubicación, física o virtual, en la que un conjunto de agentes (transportistas, comercializadores, consumidores...) pueden intercambiar productos y servicios, tanto físicos como financieros, relacionados con transacciones de gas (transacciones físicas, capacidad de transporte y almacenamiento de gas).

El principal objetivo de un HUB de gas es facilitar los servicios logísticos, de mercado y financieros requeridos para agilizar las transacciones de gas, y convertirse así en el punto de referencia de los mercados a nivel internacional.

Existen varios tipos de HUBs de gas:

- **<u>Físico</u>**: son lugares físicos en los que varios gasoductos están interconectados, lo que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro.
- <u>Virtual</u>: los HUB virtuales representan una zona de balance y pueden funcionar casi independientemente de las instalaciones físicas. Facilitan la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Estos hubs también proporcionan una localización, o "mercado", donde los transportistas de gas y traders pueden comprar y vender capacidad de transporte y el propio gas.

Se distinguen dos tipos de mercados donde llevar a cabo las transacciones asociadas a la comercialización del gas:

- OTC (Over The Counter): es un mercado no regulado, puramente bilateral, donde la negociación se realiza entre las partes implicadas. No existe un índice de precios como tal, aunque determinadas agencias externas publican datos oficiales que pueden usarse en materia de asesoramiento. Los contratos aquí negociados pueden ser de cualquier tipo y con condiciones específicas establecidas por las partes. Estos mercados pueden incluir una plataforma de negociación que sirva como punto de encuentro de los agentes.
- Organizado: es un mercado anónimo en el que existe una regulación que normaliza los contratos y la forma de cerrar las operaciones entre los agentes que intervienen en una transacción. Este mercado actúa de intermediario entre los agentes, realizando la casación de las ofertas. También existe una cámara de compensación, donde se llevan a cabo las liquidaciones sin tener que mediar con los agentes, eliminando así el riesgo de crédito de cada una de las partes.

En los mercados europeos mayoristas de gas, casi toda la negociación relacionada con entrega de gas se asocia a HUBS de gas, ya sean físicos o virtuales.

En estos puntos, la titularidad del gas pasa de un agente a otro a través de los servicios ofrecidos por el TSO (Transmission System Operator) de la red donde se opere.

En España el 98% del comercio de gas se negocia mediante transacciones bilaterales (mercado OTC), con un grado de estandarización bastante bajo y sin transparencia en los precios negociados.

En paralelo a este mercado OTC, desde diciembre de 2015, el mercado español dispone también de un mercado organizado (MIBGAS), que permite realizar transacciones de forma anónima, y proporciona, además, transparencia en el nivel de precios del mercado. A fecha de 31 de diciembre de 2016 en el mercado MIBGAS había 44 agentes registrados, de los cuales 42 son empresas comercializadoras, además de Enagás Transporte y Enagás GTS.

El volumen total negociado en MIBGAS en el año 2016 asciende a un 2% de la demanda final de gas en dicho periodo.

La actividad de las empresas de trading en el mercado español se ve limitada por la poca conectividad y lejanía del mercado español de los hubs europeos con mayor actividad, así como por los elevados valores de los peajes de la interconexión con Francia, lo que limita las posibilidades de arbitraje entre mercados

2.2.8 Suministro a consumidores

En la parte del <u>suministro a los consumidores</u> los responsables son las empresas comercializadoras, las cuales, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores a cambio de una contraprestación económica.

La demanda de gas natural en España, entre 1985 y 2000, creció principalmente debido al incremento del uso de gas natural en procesos industriales, acompañado por un crecimiento gradual del consumo de gas natural en los hogares.

Desde 2002 y hasta el 2008, el consumo de gas natural se aceleró, como consecuencia de la instalación de ciclos combinados de gas natural que utilizan gas natural como combustible para generar energía eléctrica.

La crisis económica, que ha provocado una reducción de la demanda eléctrica, y los cambios producidos en el mix de generación, que han visto cómo la generación con fuentes renovables se ha visto favorecida frente a la generación térmica, y especialmente la generación con ciclo combinado, han provocado una importante reducción del consumo de gas para generación

La demanda de gas natural se puede segmentar en base al uso de esta energía:

- Industrial. Es la segunda fuente de energía más utilizada en la industria en general, después de la electricidad. Las empresas que combinan el uso del calor en sus procesos industriales con la generación de electricidad (cogeneración) obtienen ingresos adicionales vendiendo la electricidad excedente.
- Comercial y servicios. El uso del gas natural en instalaciones comerciales y de servicios es parecido al doméstico (calefacción, agua caliente, cocina, etc.). Sin embargo, los mayores niveles de consumo pueden hacer rentables las instalaciones de cogeneración o equipos que combinen la producción de frío, calor y agua caliente (trigeneración).
- Doméstico y residencial. El gas natural es una de las formas más económicas de energía para los consumidores domésticos. Sus usos más habituales son la calefacción, el agua caliente y la cocina. De cara a futuro, hay alguna experiencia en el consumo doméstico y residencial encaminada a la microgeneración a partir de gas natural, consistente en la instalación de microturbinas que permiten, además de los usos habituales, generar la electricidad necesaria para cubrir el consumo del hogar.
- Generación de electricidad y ciclos combinados. El gas natural se utiliza igualmente como fuente de generación de energía eléctrica en las centrales térmicas de ciclo combinado, que combinan la combustión en una turbina de gas con la producción de vapor de agua que mueve una segunda turbina.
- Materia prima. El gas natural tiene también otros usos distintos al de combustible. Dentro
 de estos usos, el mayoritario es el uso como materia prima para la fabricación de
 fertilizantes.

- Combustible para vehículos. El gas natural comprimido (GNC), y el gas licuado (GNL) se utilizan en la propulsión de vehículos por sus beneficios medioambientales, ya que, en relación con los combustibles derivados del petróleo, reduce notablemente la emisión de gases y partículas contaminantes.
- Uso marítimo. el uso marítimo del gas natural licuado como combustible se espera que crezca fuertemente debido a que el gas natural es el combustible fósil con menor nivel de emisiones debido a la creación de zonas marítimas en las cuales se controla el nivel de emisiones

2.3 Interrelación entre mercado de electricidad y gas

2.3.1 Centrales de ciclo combinado

Los mercados de electricidad y gas natural se interrelacionan a través de las centrales de ciclo combinado, donde se produce un consumo de gas natural que se empleara en la generación de electricidad para su posterior comercialización.

Además de beneficios en términos de eficiencia, los ciclos combinados ofrecen una elevada flexibilidad de operación, al poder arrancar y parar con relativa facilidad, lo cual resulta importante frente a la falta de flexibilidad de otras fuentes de energía usadas en el mix energético, como por ejemplo algunas energías renovables. El uso del gas natural también ofrece beneficios ambientales en términos de menores emisiones de partículas y de CO2 respecto a otros combustibles fósiles, como el carbón o el petróleo.

Evolución de la potencia instalada. La evolución del mix de generación de energía eléctrica en España durante los últimos diez años se ha caracterizado por el incremento de las energías renovables y de las centrales térmicas de ciclos combinados.

Concretamente, en el año 2002 entraron en funcionamiento las seis primeras centrales de ciclo combinado en el sistema español, aportando en su conjunto 2.794 MW de nueva potencia al parque de generación eléctrica. En los años posteriores, en línea con el incremento de la demanda de energía eléctrica, fueron incorporándose nuevos ciclos combinados hasta alcanzar a finales de 2013 una potencia instalada a nivel nacional de 27.206 MW, tal y como se observa en la siguiente figura.

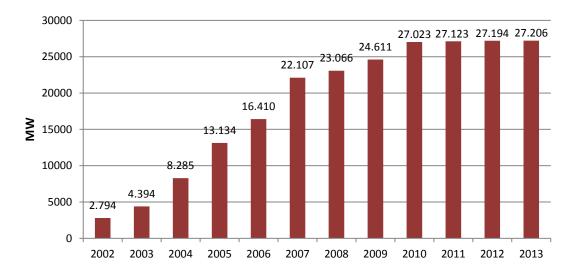


Gráfico 8. Evolución de la potencia instalada de ciclos combinados (valores a 31 de diciembre).

Fuente: Red Eléctrica de España, REE.

La expansión de los ciclos combinados ha supuesto a su vez una creciente interrelación entre el sistema eléctrico y el sistema gasista.

En concreto, el funcionamiento del sistema gasista está relacionado con las necesidades de suministrar combustible a las centrales de ciclo combinado, produciéndose una relación en ambos sectores en aspectos tales como la evolución de los precios, la seguridad de suministro e incluso la estructura de los grupos empresariales implicados.

Expansión de los ciclos combinados. Ante los compromisos internacionales de reducción de emisiones de CO2 adquiridos en el ámbito de la Unión Europea y del Protocolo de Kioto, el sector de generación eléctrica español realizó una apuesta clara por las energías renovables y por el gas (ciclos combinados) como vectores de crecimiento de la capacidad de generación eléctrica del sistema español. De esta forma, el mix energético nacional ha experimentado profundas variaciones en la última década, pasando del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear al predominio del gas natural y las energías renovables, como vemos en la siguiente figura:

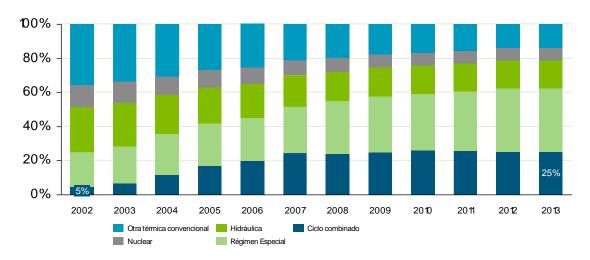


Gráfico 9. Evolución en términos de potencia instalada de la participación en el mix europeo de las principales tecnologías.

Fuente: Red Eléctrica de España, REE.

2.3.2 Flexibilidad en la gestión de la demanda

Como hemos comentado, las características de las centrales de ciclo combinado permiten aportar flexibilidad a la gestión del abastecimiento de la demanda de electricidad. Esta necesidad surge debido a que en los últimos años se ha producido una incorporación masiva de energía procedente de fuentes renovables (principalmente eólica) a las redes, que tiene un elevado grado de variabilidad horaria y diaria.

El incremento de la tasa de penetración de las energías renovables, que se caracterizan por su impredecibilidad y aleatoriedad (derivada de la aleatoriedad de las fuentes de energía primaria), supone la necesidad de que exista una capacidad de generación de respaldo, flexible y gestionable que pueda absorber rápidamente las fluctuaciones de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes rentables.

Si todas las tecnologías del sistema fueran perfectamente modulables, su producción podría adaptarse perfectamente a las variaciones de la demanda, y el sistema necesitaría relativamente poca flexibilidad en el corto plazo (únicamente habría que atender a fallos no programados de las unidades de generación). En cambio, el creciente peso en el mix energético de las energías renovables supone que la seguridad del sistema eléctrico depende de la flexibilidad del sistema para hacer frente a la variabilidad observada en la producción de origen renovable (especialmente energía eólica), a su patrón de variación intradiaria (las horas de mayor producción no coinciden con las de mayor consumo) y a los desequilibrios geográficos que puede crear en el corto plazo en las tensiones de la red de transporte.

Mecanismos de gestión de la flexibilidad

El objetivo de estos mecanismos es que el **Operador del Sistema eléctrico** disponga de herramientas para mantener el equilibrio generación-demanda. Existen varios mecanismos de flexibilidad en el sistema eléctrico frente al impacto de la generación renovable no gestionable en el corto plazo, entre los que se encuentran:

- Las interconexiones internacionales, ofrecen un primer nivel de respuesta, reduciendo los requerimientos de regulación primaria, que es la que de manera instantánea y automática corrige los desequilibrios que se producen entre la generación y el consumo y la posibilidad de intercambiar energía con otros sistemas eléctricos cuando se produzcan déficits o superávits de generación.
- Interrumpibilidad: Los consumidores conectados en alta tensión tienen la opción de firmar contratos de interrumpibilidad de la demanda, mediante los que se comprometen a reducir su potencia cuando REE se lo requiera con el suficiente preaviso, a cambio de descuentos en la factura eléctrica.
- Centrales de bombeo: Aportan flexibilidad intradiaria, al poder acoplarse casi de manera instantánea a la red, con la posibilidad de aumentar su consumo eléctrico en las horas valle.
- Ciclos combinados: utilizan gas natural como combustible, el grado de flexibilidad que pueden aportar al sistema está estrechamente ligado a la flexibilidad de las infraestructuras gasistas.

En general, la integración de la generación renovable en el sistema provoca incrementos del volumen de energía gestionado mediante estos mecanismos. Dadas sus características físicas, los ciclos combinados han incrementado de manera significativa su aportación a estos procesos de regulación del sistema eléctrico (variación de carga en un 10% por minuto y tiempos de arranque en frío de menos de dos horas).

En la actualidad el mercado de generación de electricidad en España se caracteriza por la caída de la demanda de energía eléctrica experimentada desde el año 2008, así como por los elevados niveles de inversión en activos de generación, esencialmente en energías renovables.

La fuerte expansión del parque de generación renovable junto con una política de fomento del carbón nacional, ambos con despacho prioritario, han provocado un desplazamiento del gas

natural en la cobertura del hueco térmico. Además la actual coyuntura económica de ventaja en precios del carbón, unido a los bajos precios del CO2, no ha hecho más que agravar la situación de bajo funcionamiento de los ciclos combinados.

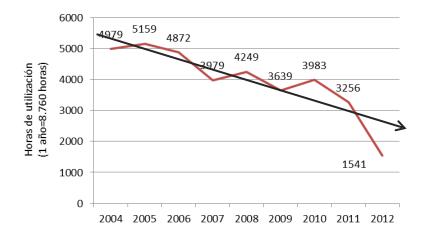


Gráfico 10. Evolución de las horas de utilización de los ciclos combinados. Fuente: Energía y sociedad

Sin embargo, en los últimos dos años se puede apreciar un repunte de la demanda, asociado a una recuperación de la actividad económica.

Estas circunstancias han provocado que se estén produciendo cambios significativos en el patrón de funcionamiento de los ciclos combinados, que han visto reducido de manera considerable su factor de utilización y por tanto su rentabilidad económica y amortización a largo plazo.

De cara al futuro, según previsiones del Gobierno, la utilización de los ciclos combinados puede estar en el entorno del 15% o 1.000 horas anuales, lo que pone en duda la capacidad de estas instalaciones para recuperar sus inversiones exclusivamente a través del precio del mercado o, incluso, para poder garantizar su disponibilidad para asegurar un correcto funcionamiento del sistema eléctrico pese a que estén recibiendo una retribución fija por potencia instalada a través del mecanismo de "pagos por capacidad" contemplado en la legislación española.

3 ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS ENERGÉTICAS

3.1 Factura eléctrica

3.1.1 Facturación de la energía eléctrica

El proceso de facturación de la energía en España se lleva a cabo por medio de tarifas, actualmente existe una gran variedad de ellas, cada una con un formato y unos precios diferentes pero siempre adaptándose a una serie de metodologías de cálculo del precio definidas legislativamente.

La progresiva liberación del mercado eléctrico que comenzó en 1997 ha dado lugar a una división del mercado eléctrico en, el **mercado libre** y el **mercado regulado**. A partir de este proceso de división, los consumidores fueron capaces de elegir en cuál de los dos mercados establecidos comprar la energía eléctrica que consumirían.

La principal diferencia entre las tarifas disponibles en los dos mercados reside en **cómo** se conforman las diferentes componentes del precio final del suministro, como son los términos de facturación (Potencia y Energía), los impuestos o los alquileres de los equipos (estos términos se explicaran en más detalle en el correspondiente apartado de este estudio).

Sin embargo, esta liberalización no fue completa del todo, lo que dio lugar a que las tarifas del mercado libre y del regulado compartan ciertas componentes reguladas por el gobierno como son los peajes de acceso, los impuestos o incluso el alquiler de los equipos de medida.

A nivel general, y centrándonos en consumidores de tipo doméstico y pymes, poca gente sabe identificar si están en el mercado libre o en el regulado. Esto se puede identificar fácilmente con el nombre de la comercializadora que encabeza la factura eléctrica.

Si el nombre de la empresa coincide con alguno de las **comercializadores de último recurso (CUR)**, esta comercializadora está actuando bajo mercado regulado puesto que son estas las asignadas por el gobierno para ofertar las tarifas reguladas. En España con las siguientes:

- Endesa Energía XXI, S.L.U.,
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.,
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.,
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.,
- Viesgo Comercializadora de referencia, S.L.
- CHC Comercializador de Referencia, S.L.U.,
- Teramelcor, S.L. (Solo en Melilla)
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A.,

De otro modo, la empresa estaría facturando en mercado libre.

Mercado regulado	Mercado libre
Tarifa PVPC (antiguamente tarifa de último recurso o TUR), asigna un precio que cambia hora a hora y día a día según la oferta-demanda entre la compañía generadora y la comercializadora. Aplicable con contador inteligente, sino, se aplica un precio ponderado.	Tarifa libre, el precio lo fija la empresa, que lo publicita y lo pone en el contrato, tal y como ocurre con otros servicios como las tarifas telefónicas.
La tarifa PVPC pueden solicitarla todos los consumidores con una potencia contratada que no supere los 10 kW, pero únicamente pueden ofrecerla las Comercializadoras de Referencia	Aquí están las tarifas de las casi 100 comercializadoras del mercado libre.
En el mercado regulado el precio del kWh consumido cambia a lo largo del tiempo.	En el mercado libre el precio del kWh es fijo y está estipulado en el contrato

Tabla 3 Caracteristicas de las tarifas electricas del mercado libre y regulado

Los precios regulados por el estado dependen de la tarifa escogida por el consumidor y clasifica estas en base a su potencia y el tipo de discriminación horaria que tenga, diferenciando así las distintas tarifas existentes en el mercado eléctrico.

Con el fin de clasificar la gran variedad de tarifas que puedan llegar a existir en España, se forman 14 tipos de tarifas que se adaptan a los diferentes peajes de acceso establecidos por el estado, atendiendo cada una de ellas a un tipo de discriminación horaria y una potencia contratada. De esta forma se configuran los siguientes tipos de tarifas.

	Tarifa	Características	Discriminación horaria	Mercado
	2.0 A	(Pc ≤ 10 kW)	1 Periodo	Regulado y Libre
	2.0 DHA	(Pc ≤ 10 kW)	2 Periodos	Regulado y Libre
	2.0 DHS	(Pc ≤ 10 kW)	3 Periodos	Regulado y Libre
BAJA TENSIÓN	2.1 A	(10 < Pc ≤ 15 kW)	1 Periodo	Libre
	2.1 DHA	(10 < Pc ≤ 15 kW)	2 Periodos	Libre
	2.1 DHS	(10 < Pc ≤ 15 kW)	3 Periodos	Libre
	3.0 A	(Pc > 15 kW)	3 Periodos	Libre
	3.1 A	(1 kV a 36 kV)	3 Periodos	Libre
	6.1 A	(1 kV a 30 kV)	6 Periodos	Libre
	6.1 B	(30 kV a 36 kV)	6 Periodos	Libre
ALTA TENSIÓN	6.2	(30 kV a 72,5 kV)	6 Periodos	Libre
	6.3	(72,5 kV a 145 kV)	6 Periodos	Libre
	6.4	(Mayor o igual a 145 kV)	6 Periodos	Libre
	6.5	Conexiones internacionales	6 Periodos	Libre

Tabla 4 Tipos de tarifas del mercado electrico español

Por lo tanto cada grupo se adapta a las necesidades y características del consumidor, de tal forma que una PYME con una potencia no superior a los 10 kW es capaz de decidir elegir una tarifa eléctrica basada en el acceso del tipo 2.0 A, en la 2.0DHA o en la 2.0DHS.

Como se ha mencionado con anterioridad, el mercado libre y el regulado comparten ciertos componentes en la facturación eléctrica, los impuestos y los peajes de acceso, estos últimos, así como otras componentes del precio de la electricidad, afectan a la factura en función del grupo al que pertenezca la tarifa.

DISCRIMINACIÓN HORARIA

En términos de facturación eléctrica, la discriminación horaria es una modalidad de facturación que consiste en asignar un precio diferente de la electricidad en función de la franja horaria del día en el que se consuma electricidad, de esta forma existirán periodos en los que saldrá más rentable consumir y otros en los que no. Generalmente, los periodos con una demanda mayor (horas punta de consumo), son los más caros.

Esta división temporal se aplica principalmente en algunos pagos como son los peajes de acceso o los pagos por capacidad, sin embargo, las comercializadoras suelen asignar un término de energía a cada franja en función del tipo de tarifa.

Existen 3 tipos de discriminación horaria, 2 periodos, 3 periodos y 6 periodos.

• Tarifas de discriminación horaria de 2 y 3 periodos.

Se incluyen las tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA, el periodo más caro de los dos suele ser el primero (P1) y supera el precio normal de las tarifas sin discriminación horaria, por lo que es conveniente controlar el consumo eléctrico en ese periodo para no provocar sobrecostes no previstos en la factura eléctrica.

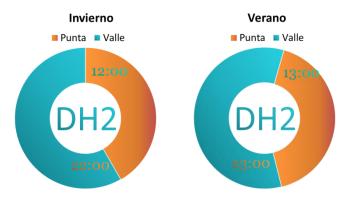


Ilustración 7. Tarifa de discriminación horaria de 2 periodos.

En las tarifas 2.0 DHS, 2.1 DHS, 3.0 y 3.1A, se incluye el término supervalle por el cual se añade una tercera fracción de tiempo con precios más baratos que los correspondientes al valle o llano. A su vez se cómo en el caso de la discriminación horaria de 2 periodos, se distinguen dos fraccionamientos distintos de los periodos en función de la estación anual.

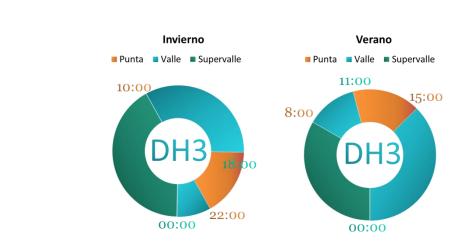


Ilustración 8. Distribución en horas de la tarifa de discriminación horaria 3 periodos

• Tarifas de discriminación horaria de 3 periodos.

Para caso de la tarifa en 3 periodos, los periodos se dividen generalmente en:

- P1 → Periodo punta de consumo (más caro)
- P2 → Periodo llano de consumo (precio medio)
- P3 → Periodo valle de consumo (más barato)

• Tarifas de discriminación horaria de 6 periodos.

Se incluyen las tarifas de alta tensión 6.1A, 6.1B, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5, cada periodo tarifario presenta un coste distinto, siendo el más barato el periodo 6 y el más caro el periodo 1. Por lo tanto, el ahorro en la empresa puede establecerse en el control del consumo eléctrico.

Tarifa									6.X					
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun D<=14	Jun D>=15	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Fin de Semana Festivo
H1 (00-01h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H2 (01-02h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H3 (02-03h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H4 (03-04h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H5 (04-05h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H6 (05-06h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H7 (06-07h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H8 (07-08h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H9 (08-09h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H10 (09-10h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H11 (10-11h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H12 (11-12h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H13 (12-13h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H14 (13-14h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H15 (14-15h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	Р6	P3	P5	P4	P2	P6
H16 (15-16h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H17 (16-17h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H18 (17-18h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H19 (18-19h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H20 (19-20h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H21 (20-21h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H22 (21-22h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H23 (22-23h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H24 (23-00h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6

Ilustración 9. Distribución en horas de la tarifa de discriminación horaria 6 periodos

3.1.2 Tarifas en el mercado regulado

Estas tarifas se encuentran reguladas mediante el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC) y su régimen jurídico de contratación.

Entre sus características se destaca que solo pueden ser solicitadas por consumidores con una potencia contratada inferior a los 10kW a través de un comercializador de referencia.

Al estar regulados, el valor horario de los precios asignados a este tipo de tarifas son los mismos independientemente de la compañía comercializadora con la que se tenga el contrato, salvo en el caso de la Tarifa Anual en el que se pacta con el consumidor un precio.

3.1.2.1 Precio Voluntario al pequeño consumidor (PVPC)

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor es una tarifa cuyo precio es regulado por horas, es decir, varía de forma horaria en función de una serie de parámetros definidos por el Estado, el Operador del Sistema y del mercado.

Esta variación horaria da lugar a una relación directa entre el precio total de la electricidad y la selección por parte del consumidor de las horas de consumo. De este modo, un consumidor puede ahorrar en su factura si concentra su consumo en las horas más baratas.

El PVPC se puede contratar sin discriminación horaria o con discriminación en dos o tres periodos en base a la decisión del consumidor. Estas son las tres indicadas en la tabla anterior y que se repiten a continuación.

	Tarifa	Características			
PVPC (Pc ≤ 10kW)	Tarifa por defecto (2.0 A)	Sin discriminación horaria			
	Eficiencia 2 periodos (2.0 DHA)	Discriminación horaria en dos periodos			
	Vehículo eléctrico (2.0 DHS)	Discriminación horaria en tres periodos			

Tabla 5 Tipo de tarifas accesibles en el PVPC

Para poder acceder a cualquiera de estas modalidades se deben de cumplir los siguientes requisitos.

- Potencia contratada menor o igual a 10kW.
- Ser poseedor de un contador inteligente.

Red Eléctrica Española proporciona los precios horarios del PVPC para cualquiera de estas tres modalidades en la página web de ESIOS (<u>www.esios.ree.es</u>), en la que podemos observar el precio en tiempo real de cada día a cada hora e incluso las componentes que lo conforman.

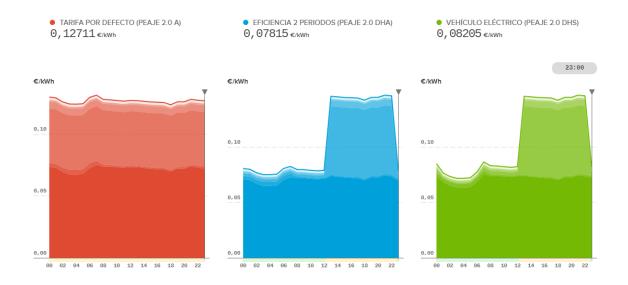


Gráfico 11. Coste horario electrico de los distintos tipos de tarifa del PVPC Fuente: e.sios

3.1.2.2 Precio Medio Ponderado (PMP)

El precio medio ponderado es una alternativa a aquellos consumidores que carezcan de un contador inteligente y que por lo tanto no puedan saber cuánto van a pagar por su consumo hasta que finalice el ciclo de facturación.

El cálculo del precio final de la energía se realiza por medio de la ponderación del precio medio de cada día del ciclo de facturación. Es decir, REE calcula el precio medio de cada uno de los días del ciclo y sobre ese conjunto de datos se vuelve a realizar la media obteniendo así el PMP.

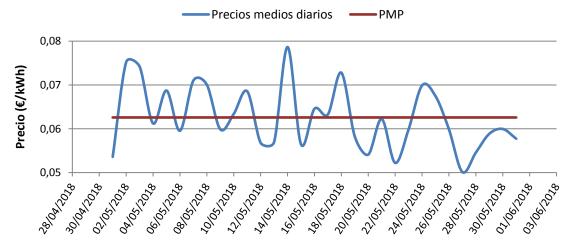


Gráfico 12. Ejemplo de aplicación del precio medio ponderado (PMP)

La comercializadora de referencia calculará el coste total eléctrico aplicando el valor del PMP tanto en el término de energía como en el término de potencia. Cabe mencionar que se pretende

que para Diciembre de 2018 se hayan sustituido, en España, todos los contadores analógicos por contadores inteligentes.

3.1.2.3 Tarifa fija anual.

La tarifa fija anual es una tarifa propia del PVPC (Mercado regulado), este tipo de tarifa regulada no se debe confundir con otro tipo de tarifas existentes en el mercado libre, como son las tarifas planas o la modalidad de pago con cuota fija, cuyo significado puede parecer similar, pero tienen unas características y fundamentos completamente diferentes a la hora de calcular el coste de la energía.

De esta manera, se elimina la incertidumbre de facturación asociada al desconocimiento "a priori" del precio de la energía eléctrica que se está consumiendo.

Con la tarifa fija anual, tanto la comercializadora como el cliente pactan un precio fijo de la luz que se mantendrá estable para todas las horas del día durante los siguientes 12 meses.

El hecho de que se considere una tarifa del <u>mercado regulado</u> es porque las compañías están obligadas a ofrecerla como alternativa al PVPC y a las tarifas del mercado libre. Estas tarifas se caracterizan por:

- Suscribir una permanencia de 12 meses con la compañía.
- Precio modificable si se establecen nuevos importes para peajes de acceso.
- Penalización por incumplimiento de permanencia (5% consumo estimado pendiente)

La **tarifa fija anual** es un acuerdo que suscriben tanto la compañía eléctrica como el consumidor y donde se determina un precio para el suministro de electricidad que tiene vigencia de un año.

El precio que establece la tarifa fija anual es **libremente asignado por cada Comercializadora de Referencia** y, según lo reflejado en el artículo 14 del RD 216/20147, la tarifa a precio fijo anual deberá recoger de forma diferenciada, clara e inequívoca los siguientes conceptos:

- Los precios que correspondan a los peajes de acceso y, cuando proceda, los cargos y otros costes que sean de aplicación al suministro, haciendo constar la normativa por la que se fijen y sus condiciones de facturación e indicando aquellos que puedan ser objeto de revisión.
- Un precio por el resto del coste del suministro eléctrico, que será fijo durante todo el periodo anual de vigencia del contrato y vendrá expresado en euros/kWh.

Por tanto, el término de potencia se corresponderá con el mismo precio del término de potencia de los peajes de acceso, y será igual para todas las comercializadoras de referencia. Según esto, la libertad competitiva de las comercializadoras de referencia solo residirá en la variación del

término de energía (€/kWh), siendo el termino de potencia constante al depender prácticamente delos peajes de acceso establecidos por ley.

La principal ventaja con la que cuenta la tarifa fija anual es, precisamente, el precio estable de la luz durante todo el año. Sin embargo, esto conlleva un inconveniente. Y es que la estimación de este precio suele ser entre un 20%-30% superior al precio real de la luz.

El cliente puede contratar esta tarifa de luz con una comercializadora, permitiendo tener una tranquilidad al saber en todo momento el precio de dicho suministro.

El precio de contratación depende de la comercializadora, en algunas existe la opción de discriminación horaria.

El precio de la electricidad es el aspecto que más preocupa a los consumidores, puesto que es uno de los conceptos que determina el importe a pagar en la factura de la luz actualmente las comercializadoras de referencia ofertan un valor fijo para los términos de potencia y energía.

Algunas comercializadoras de referencia también ofrecen tarifas fijas anuales con discriminación horaria, en las siguientes tablas se muestran algunas de las ofertas que se pueden encontrar en su página web.

3.1.3 Tarifas en el mercado libre

Los consumidores que lo deseen pueden acceder al mercado eléctrico liberalizado, para lo cual existen tres formas de hacerlo:

- A través de una comercializadora libre
- Participando en el mercado como consumidor directo
- Actuando como gestor de carga.

Las ventajas de acceder a este mercado son la libertad de escoger entre un mayor número de ofertas buscando una que se adapte al consumo del consumidor y el poder contratar una potencia superior a 10 kW mediante las tarifas de 3 a 6 periodos.

3.1.3.1 Acceso de mercado libre a través de Comercializadoras

Tanto las comercializadoras libres como las de referencia ofrecen una gran cantidad de ofertas del uso de la electricidad con diferentes características y descuentos adaptados a los patrones de consumo de sus clientes.

Las tarifas ofertadas en el mercado libre se caracterizan por que en ellas el consumidor pacta libremente el precio de la electricidad.

Hay que distinguir dos tipos de ofertas que se suelen ofertar en el mercado libre, la tarifa fija anual y la tarifa con precio liberalizado.

Tarifa fija anual

Es importante no confundir las tarifas fijas anuales reguladas, ofertadas por las comercializadoras de referencia, con las tarifadas por las comercializadoras del mercado libre, pese a que compartan el mismo método de facturación el precio ofertado resulta de un acuerdo entre el cliente (consumidor) y la comercializadora.

Actualmente existen diferentes ofertas de tarifas fijas que se anuncian como "tarifas planas" por las libre, sin embargo, en el mercado libre han surgido tarifas fruto de la modificación de estas tarifas, por lo tanto, no todas las consideradas "tarifas planas" lo son como tal, ya que en lugar de un precio fijo al mes por una cantidad concreta de kWh al año, ofrecen la posibilidad de pagar todos los meses lo mismo para regularizar el consumo a final de año. Entre ellas podemos distinguir:

Tarifa plana en mercado libre: Actualmente, las únicas tarifas planas de luz del mercado libre, consideradas como tal son las ofrecidas por ciertas comercializadoras cuyas condiciones de contrato marcan un importe fijo al mes teniendo en cuenta un máximo admisible de consumo anual según el tipo de tarifa. Todas ellas tienen un compromiso de permanencia.

- <u>Tarifa con cuota fija</u>: No es una tarifa plana como tal porque no es un precio establecido según un límite de consumo máximo anual. Se trata más bien de un método de pago que ofrecen la mayoría de las comercializadoras de libre mercado para facilitar el abono de los recibos de luz cada mes.

La cuota fija se establece con una estimación del consumo total durante el año y se calcula cuánto debería ser su gasto medio mensual en electricidad. Por esta razón, la cuota fija no puede ser considerada una tarifa, porque cada consumidor paga en función de sus características de consumo.

Al final de año se hace una comparación entre el consumo estimado y el consumo real efectuado para realizar la regularización de la cantidad abonada por el cliente durante todo el periodo. Si el cliente ha consumido menos de lo previsto, se le abonará la diferencia. Y si se ha pasado del total estimado, se le cargará la diferencia al mismo precio que ha pagado el kWh durante el resto del año.

- <u>Tarifas con precio fijo</u>: En otras ocasiones, las comercializadoras ofrecen tarifas con un precio estable de la luz. Es decir, el mismo precio a todas horas durante todos los días del año. Esto da más seguridad a la hora de hacer el consumo, pero el importe de cada factura dependerá del consumo total durante el periodo de facturación.

<u>Diferencias entre tarifa fija anual y las tarifas planas</u>

La principal diferencia entre la tarifa fija anual y las tarifas planas es que <u>la tarifa fija anual es un producto de las comercializadoras que pertenece al mercado regulado</u>, mientras que las <u>tarifas planas son una opción de pago de la factura</u> que las compañías pueden ofrecer o no, según prefieran.

La tarifa (o cuota) plana de luz, por tanto, solamente implica pagar un importe fijo al mes en las facturas de la luz, tanto por el término de potencia como por el de consumo. La parte que no se incluye en este precio es la que se corresponde con impuestos. Habitualmente, este tipo de tarifa implica la suscripción de permanencia, pero se pueden disfrutar descuentos y otras ventajas que quiera ofrecer la comercializadora. Habitualmente, el precio estable se mantiene mientras no se supere un máximo de consumo (kWh/año máximos admisibles). Si se sobrepasa, se deberá pagar la electricidad a un precio más alto

• Tarifa con precio liberalizado.

Estas tarifas constituyen contratos en los que la comercializadora y el cliente pacta un precio, comúnmente son las comercializadoras las que proponen unos modelos de tarifa atrayendo a los consumidores que se adaptan mejor a ellas.

El precio establecido en este tipo de tarifas es actualizado cada cierto tiempo, pero siempre en conocimiento del cliente que conoce el precio antes de la contratación.

Dichas tarifas suelen incluir dos términos de facturación, el término de facturación de potencia y el de energía, el cual puede incluir periodos de discriminación horaria o no. Los peajes de las tarifas de acceso van incluidos en estos términos y son liquidados por las propias comercializadoras.

Este tipo de contratos incluyen descuentos y otros servicios adicionales que le podrán interesar o no al consumidor.

Existen más de 100 comercializadoras que ofrecen diferentes tipos de tarifas dando libertad al usuario a escoger la que más se adapte a su consumo.

• Precio indexado a POOL o compra directa en el mercado

Contratando un precio indexado a POOL, se paga la energía al precio que en realidad se está vendiendo en el mercado eléctrico más el beneficio del comercializador y el resto de conceptos regulados.

OMIE es el operador del sistema eléctrico. Es el órgano que regula permanentemente la solicitud de compra por parte de los comercializadores y la capacidad de energía que pueden producir las empresas generadoras.

Las empresas que contratan Tarifa Indexada respecto a la Tarifa Fija se evitan pagar durante el periodo del contrato la prima de riesgo asociada a toda Tarifa Fija, y además se aprovechan de las horas en las que la energía es más barata, incluso de aquellas en las que el coste es de 0,00 €.

Este tipo de contratos no es demasiado frecuente debido a la falta de información a los consumidores, pero puede suponer grandes ahorros.

Ventajas y desventajas de contratar en el mercado libre a través de una comercializadora

Una de las principales dudas que tienen los consumidores de electricidad con potencias inferiores a los 10kW es escoger entre el PVPC y una tarifa en el mercado libre, a continuación se muestran algunas de las ventajas e inconvenientes de contratar en el mercado libre.

• Ventajas

- El usuario conoce el precio desde el momento en el que se realizó el contrato, siendo este precio estable durante un periodo de tiempo establecido.
- o Precio fijo en un periodo acordado.
- o Incluyen descuentos y servicios adicionales.
- o Precios competitivos
- o Gran cantidad de tarifas y comercializadoras en donde poder elegir.
- o Sin compromiso de permanencia ni penalizaciones, a veces si
- La potencia contratada puede ser mayor a los 10 kW establecidos para las tarifas reguladas.

• <u>Inconvenient</u>es

- A diferencia que en el mercado regulado, estos no se encuentran regulados y pueden llegar a ser más caros, por lo que conviene conocer la situación del mercado para saber si la oferta es buena o no.
- En función de la tarifa se puede llegar a contratar servicios que es posible que no se lleguen a utilizar o no interesen.
- No incluye servicios de mantenimiento.
- o Incluyen el margen comercial.

3.1.3.2 Consumidor directo.

La ley 24/2013, de 26 de diciembre define a los **consumidores directos** como aquellos que adquieren electricidad para su propio consumo directamente del mercado eléctrico, para ello deberán contratar su energía eléctrica en el mercado de producción así como el correspondiente contrato de acceso con la **compañía distribuidora** que le suministre.

Para que un consumidor pueda ejercer esta actividad deberá cumplir con una serie de requisitos.

- Haber garantizado frente al operador del mercado la cobertura a las obligaciones económicas que pueda derivar de su actuación y cumplir con los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos. En caso de no prestar dichas garantías, dichos sujetos no podrán participar en el mercado de producción.
- En el caso de que el consumidor desee participar en el mercado diario e intradiario de producción eléctrica, este deberá tener la condición de agente de mercado habiendo suscrito el contrato de adhesión a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción y haber presentado las garantías que correspondan ante el operador del mercado.

A parte de estos requisitos, deberán cumplir con los siguientes.

- Que el titular sea una única persona física o jurídica.
- Que los centros que constituyan la instalación estén unidos por líneas eléctricas propias.
- Que la energía eléctrica se destine a su propio uso.

En cuanto a las condiciones de los consumidores directos en el mercado se encuentran explicados en el artículo 78 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y los derechos y obligaciones de los mismos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre en los artículos 44.1.c).2º y 46.3.

• Ventajas e inconvenientes del consumidor directo.

Ventajas

- Eliminación del margen comercial de la comercializadora y fondo nacional de eficiencia energética.
- Posibilidad de reducción del coste que cobra la comercializadora por apantallar los desvíos
- En ocasiones, ahorrarse costes regulados (tasa municipal).
- Posibilidad de hacer arbitraje de precios entre el mercado diario y los mercados intradiarios.
- Estrategia propia de compra de energía.

Desventajas

Requiere un control dedicado de los desvíos.

- Requiere habilitar la telemedida de los contadores eléctricos de los puntos de suministro en cuestión (Creara puede darle este servicio a coste cero)
- Requiere una gestión dedicada (o contratar un asesor)
- Mayor carga burocrática (por el gran número de facturas recibidas)

Proceder para ser un consumidor directo

- La comunicación de inicio de la actividad de consumidor directo en mercado corresponde realizarla ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.3 del Anexo del presente real decreto. Ésta dará traslado de la comunicación realizada por el interesado a la Comisión Nacional de Energía, procediendo esta última a publicar en su página web y mantener actualizado con periodicidad al menos trimestral un listado que incluya a todos los consumidores directos en mercado, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.
- La comunicación de inicio de actividad deberá acompañarse de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la actividad, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.4 del Anexo del presente real decreto.
- Los requisitos necesarios para actuar como consumidor directo en mercado son los establecidos en el artículo 4. del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos incluidos en la comunicación de inicio de actividad, deberá ser comunicado por el interesado en el plazo máximo de un mes. A estos efectos deberá presentar por vía electrónica a través de la aplicación del Registro de consumidores directos en mercado de energía eléctrica una comunicación de modificación de datos adaptando el modelo existente de comunicación de inicio de actividad a la modificación realizada.

En el caso de cese de la actividad, el consumidor deberá presentar por vía electrónica una comunicación de cese de actividad a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien dará traslado de la misma a la Comisión Nacional de Energía.

Derechos

- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.
- Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.
- Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.

- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.
- Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.

Obligaciones

Las obligaciones que tendrán que cumplir este tipo de consumidor son las siguientes.

- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.
- Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
- Procurar un uso racional de la energía.
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.
- Tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de las Comunidades Autónomas en el ámbito de su competencia, de la CNMC y de la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine. Lo dispuesto en el presente párrafo no creará obligaciones adicionales con respecto al Ministerio de Industria,

Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, para las entidades que entren en el ámbito de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores. En caso de que los organismos mencionados en el primer párrafo de este subapartado necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el ámbito de aplicación de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, la Comisión Nacional del Mercado de Valores les facilitará los datos necesarios.

• Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

3.1.3.3 Gestor de carga

Los gestores de cargas del sistema, son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética.

Los gestores de carga del sistema son los únicos sujetos con carácter de cliente mayorista en los términos previstos en la normativa comunitaria de aplicación.

3.2 Factura de gas

3.2.1 Facturación de gas natural

Como hemos visto antes, en el mercado de gas en España existen dos tipos de tarifas principales. Las tarifas de último recurso (TUR) o reguladas y la tarifa del mercado libre. En el caso del mercado mayorista la compra de gas se realiza por medio de un mercado indexado o POOL.

Mercado mayorista

Engloba toda actividad de intercambio de gas natural que realice según un régimen libre. Esto quiere decir que el precio del gas depende de una serie factores relacionados con la oferta y la demanda, incluidos la situación geopolítica, la combinación energética nacional, la diversificación de las importaciones, los costes de red, los costes de la protección medioambiental, la existencia de unas condiciones medioambientales adversas o los niveles impositivos y fiscales, cada uno de los hubs tiene un precio propio, por lo que se genera una competencia.

Tanto la exportación como la importación se realizan mediante contratos de aprovisionamiento de largo plazo de los distribuidores con los productores de gas natural. El transporte se realiza a través de gasoductos o plantas de regasificación a través de buques. Desde ahí, los **distribuidores** pueden vender el gas directamente a puntos de consumo o a otros **comercializadores** para su venta en un corto plazo.

En España el gestor técnico del sistema gasista ha desarrollado la plataforma informática MS-ATR, a través de la cual, los comercializadores realizan la compraventa del gas una vez introducido en el sistema gasista español.

En el mercado indexado se paga el precio que realmente cuesta el gas sumándole los peajes de acceso y un pequeño coste de gestión.

Mercado minorista

El mercado minorista de gas natural engloba, de forma general, todas aquellas transacciones cuyo objetivo es suministrar energía a usuarios finales de gas natural. Las 2 formas más comunes de contratar el suministro de gas en el mercado minorista son las tarifas de último recurso (TUR), las cuales tienen el precio regulado por el Estado para proteger al pequeño consumidor, y el mercado libre, cuyo precio lo determinan las propias comercializadoras de gas de una forma libre. A las TUR solo pueden acceder consumidores con un consumo anual menor a 50.000 kWh y con una presión menor o igual a 4 bar.

El precio del gas natural depende directamente del mercado mayorista, en el cual el 80% del mismo corresponde a la materia prima. A este precio se le suma el coste de los cánones y peajes por el uso de infraestructuras, coste comercial y seguridad y suministro, además de los impuestos correspondientes a hidrocarburos y valor añadido.

El coste comercial es el factor que diferenciador para las empresas distribuidoras y comercializadoras, generando la competencia en el sector, para ofrecer un mejor servicio.

Dentro del alcance de este estudio, nos centraremos en el estudio del mercado minorista, al ser al que van a acceder las pymes para su suministro de gas natural, haciendo referencia al mercado mayorista cuando sea necesario para describir la formación de los precios.

También existe la alternativa de comprar directamente el gas al mercado indexado o compra al pool, pero esta opción es muy poco utilizada por diferentes razones como la complejidad de este tipo de compra o el desconocimiento de la existencia de esta opción por el consumidor.

3.2.2 Tarifas en el mercado minorista

Dentro de las tarifas del mercado minorista distinguimos entre tarifas reguladas y tarifas de mercado libre. Ambas se componen de dos términos, el término fijo y el término variable (o de consumo).

3.2.2.1 Término fijo

El **término fijo** de gas es aquel que aun no existiendo consumo se tiene que abonar de igual manera. Dependiendo de la tarifa de acceso de gas natural que tiene el usuario se calcula de una forma u otra, la tarifa de acceso es fijada por la distribuidora tras comprobar o estimar el gasto anual realizado. El término fijo está formado por dos componentes:

$$TF = T_f \cdot Q_a$$

En donde:

- TF (€) → Término Fijo a facturar (€)
- Q_a→ Caudal diario a facturar (kWh)
- T_f → Precio del término fijo (€/kWh)

La método de cálculo del **caudal diario a facturar** se detallará en el apartado 3.2.2.4 "Tarifas del mercado libre" ya que depende de cuál sea la tarifa de acceso que se aplique se calcula de una forma u otra.

El **precio del término fijo** de la tarifa se determinará como la suma de los costes que corresponden a:

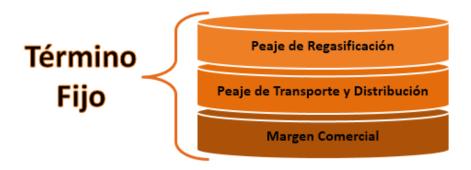


Ilustración 10. Desglose del término fijo.

- Término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución (Tfi)
 - o Término de capacidad
 - o Término de conducción
- Término fijo del peaje de regasificación (Tfr)
- Coste fijo de comercialización.

Todos estos peajes, sin contar el margen de comercialización, se calculan de la misma forma para las tarifas del mercado libre. Todos estos términos se explicarán en el apartado 4.2 "Análisis de costes en la factura de gas natural"

3.2.2.2 Término variable

El **término variable** de gas se refiere directamente al consumo que ha realizado el usuario durante un periodo de tiempo e indica el coste del kilovatio hora (kWh) definido por la compañía comercializadora.

El precio debido al término de consumo se calcula de la siguiente forma:

$$TV = C_{Gas} \cdot T_v$$

En donde:

- TV (€) → Término variable a facturar (€)
- C_{gas} → Energía consumida en el periodo (kWh).
- T_v→ Precio del término de consumo (€/kWh).

El **consumo** de gas natural en el periodo se obtiene del contador de gas. El consumo aparece en el contador medido en metros cúbicos normales (Nm³) pero en la factura los vemos en kWh, por lo que es necesario transformarlos. Un Normal Metro Cúbico es una medida de volumen de un gas no condensable a 0°C y 1 atm. Al no disponer de agua, su humedad relativa es 0%.

Para ello se usa un factor de conversión calculado por Enagas, este valor es variable dependiendo del punto de suministro y del tiempo en que se calcule. En la factura aparecerá el factor con el que se ha calculado el consumo. En la página web de Enagas se puede comprobar este factor.

http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/Consultas_del_factor_de_conversi%C3%B3n_de_facturaci%C3%B3n

Ejemplo de la conversión de Nm³ a kWh

En este ejemplo se muestra el cálculo del consumo en kWh conociendo el factor de conversión que aporta Enagas.

Valor leido = $10,51 \text{ Nm}^3$ Factor de conversión = $11,70 \text{ kWh/Nm}^3$

El consumo en kwh seria el resultado de multiplicar los valores anteriores.

Consumo = 10,51 Nm³ · 11,70
$$\frac{kWh}{Nm^3}$$
 = 122,97 kWh

Este factor aparecerá en la factura de la comercializadora.

El **precio del término variable** de la tarifa se determinará como la suma de los siguientes costes:

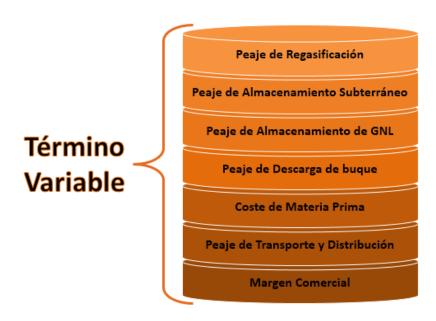


Ilustración 11. Desglose del término variable.

- Término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución (Tvi)
- Término variable del peaje de regasificación (Tvr),
- Valor medio del peaje de descarga de buques
- Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo
- Coste medio del canon de almacenamiento de GNL
- Coste variable de comercialización
- Coste de la materia prima (incluye coste asociado a mermas y al riesgo de cantidad)

Al igual que en el término fijo, estos peajes, incluido el coste de materia prima se calculan de manera análoga en las tarifas del mercado libre. Todos estos términos se explicarán en el apartado 4.2 "Análisis de costes en la factura de gas natural"

3.2.2.3 Tarifas de último recurso (TUR)

El establecimiento de una Tarifa de Último Recurso (TUR) se crea con el fin de asegurar el suministro de gas natural sin incidencias a los pequeños consumidores, este tipo de tarifa solo puede ser contratada por consumidores con presiones inferiores a 4 bares y consumos anuales no superiores a 50.000kWh/año, en caso contrario deberán atenerse al mercado libre.

Las TUR se dividen en dos tipos de tarifas en función de los consumos anuales:

- TUR.1, consumo anual igual o inferior a 5.000 kWh.
- TUR.2, consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh.

Las tarifas de último recurso se componen de un término de facturación fijo, expresado en euros/mes (€/mes), y un término de facturación variable por unidad de energía, expresado en €/kWh. Dichos términos están regulados y son revisados trimestralmente por el Ministerio de Industria. El precio establecido es el máximo que una comercializadora puede cobrar, es decir, podrían ofrecer un precio menor.

Tarifa	Fijo (€/cliente)/mes	Variable cent/kWh
TUR.1 Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	4,28	5,162097
TUR.2 Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	8,44	4,474697

Tabla 6. Términos de las TUR.

Según la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural; las tarifas de último recurso se determinarán sin incluir los impuestos, recargos y gravámenes sobre el consumo y suministro, ni tampoco los alquileres de equipos de medida, los derechos de acometida, derechos de alta, ni aquellos otros servicios cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

Por tanto, para el cálculo de la **tarifa de último recurso** se incluirá de forma aditiva los siguientes costes:

- Coste de la materia prima
- Peajes de acceso en vigor
- Costes de comercialización
- Costes derivados de la seguridad de suministro.

Para ello, como hemos visto, se dispone de un término fijo y otro variable, cuyo desglose se detalla a continuación:

Para la determinación del coste de la materia prima se realizarán dos subastas anuales del producto Gas de Base y una subasta del producto Gas de Invierno. La primera subasta se celebrará con anterioridad al 30 de junio e incluirá el suministro de las cantidades de Gas de Base para el período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre y el suministro de las cantidades de Gas de Invierno para el período comprendido entre el 1 de julio y el 30 de junio del año siguiente. La segunda subasta se celebrará con anterioridad al 31 de diciembre e incluirá el suministro de las cantidades de Gas de Base para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio del año siguiente.

Para completar la factura de las tarifas tur se añaden los términos de alquiler de equipos de medida y los impuestos sobre hidrocarburos y el impuesto sobre el valor añadido (IVA). El desglose de términos de las TUR es el siguiente:

		T. Fijo	T. Variable
Baaila aa	Regasificación	1,96 cent€/kWh	0,0116 cent€/kWh
	Transporte y distribución	Según tarifa	Según tarifa
Peaje y seguridad de	Almacenamiento subterráneo	-	0,411 cent€/kWh
suministr	Almacenamiento GNL	-	0,0324 cent€/kWh
0	Descarga de buque	-	Depende de la planta en que se descargue
'	Reserva por capacidad	1,0848 cent€/kWh	-
С	oste materia prima	-	2,04 cent€/kWh
	Margen comercial	Depende de la comercializadora	Depende de la comercializadora
	TUR 1	4,28	5,162097
TUR 2		8,44	4,474697

Tabla 7. Desglose de tarifas reguladas.

3.2.2.4 Tarifas del mercado libre

Todos los consumidores pueden contratar el suministro de gas en el mercado libre, donde podrán elegir la mejor oferta que las diversas empresas comercializadoras les ofrezcan.

Para cada una de las tarifas dentro de este grupo se determinará un término fijo aplicable al caudal diario a facturar y un término variable aplicable a los kWh consumidos.

Por otro lado, según la presión del gaseoducto a la que se está conectado el punto de consumo y el consumo total anual se diferencian 3 grupos compuestos por diferentes tarifas cada uno de ellos más un cuarto grupo con carácter interrumpible.

Grupo 1 (P > 60b)

Para consumidores conectados a un gaseoducto cuya presión máxima de diseño sea superior a 60 bares. Dentro de esta tarifa se distinguirán 3 tarifas diferentes según el volumen de consumo.

Tarifa	Consumo
1.1	Consumo inferior o igual a 200.000.000 de kWh/año
1.2	Consumo superior a 200.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 1.000.000.000 de kWh/año
1.3	Consumo superior a1.000.000.000 de kWh/año

Tabla 8. Tarifas de gas Grupo 1.

Los usuarios acogidos a esta tarifa deberán disponer de equipos de telemedida capaces de realizar la medición como mínimo de caudales diarios.

Grupo 2 (4b < P < 60b)

Para consumidores conectados a un gaseoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bares e inferior o igual a 60 bares. Dentro de esta tarifa se distinguirán las siguientes tarifas según el volumen de consumo.

Tarifa	Consumo
2.1	Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año
2.2	Consumo superior a 500.000 de kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 de kWh/año
2.3	Consumo superior a 5.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 30.000.000 de kWh/año
2.4	Consumo superior a 30.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 de kWh/año
2.5	Consumo superior a 100.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 de kWh/año
2.6	Consumo superior a 500.000.000 de kWh/año

Tabla 9. Tarifas de gas grupo 2.

En aquellas instalaciones industriales que no dispongan de equipos de medida del caudal diario máximo, la empresa suministradora podrá, de forma temporal o permanente, instalar los equipos adecuados para este propósito sin cargo alguno para el usuario.

Aquellos consumidores con consumo anual superior a 500.000 de kWh e inferior a 5.000.000 kWh, que dispongan en sus instalaciones de equipos de telemedida, podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo, descrito para las tarifas del grupo 1

Todos los consumidores incluidos en este nivel de presión con un consumo anual superior a 5.000.000 de kWh deberán contar en sus instalaciones con los equipos de telemedida adecuados para poder medir al menos caudales diarios, y tendrán un tratamiento individualizado en el cobro correspondiente a la facturación del caudal diario contratado (85-105), similar al dispuesto para las tarifas del grupo 1 del presente apartado, de forma que en los casos en que el caudal diario contratado no coincida con el caudal diario medido, se aplicará el procedimiento previsto en dicho apartado.

Grupo 3 (P<= 4b)

Para consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bares. Dentro de esta tarifa se distinguirán las siguientes por volumen de consumo:

Tarifa	Consumo
3.1	Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año
3.2	Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año
3.3	Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año
3.4	Consumo superior a 100.000 kWh/año
3.5	Consumo superior a 8 GWh/año (Consumo nocturno)

Tabla 10. Tarifa de gas grupo 3.

Las tarifas 3.1 y 3.2 son las análogas a las tarifas reguladas (TUR), y por lo general los precios tanto del término fijo como del término variable ofrecidos por las comercializadoras son similares.

En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido la siguiente cantidad:

(Consumo nocturno mensual/Consumo total mensual)*0,50*Caudal máximo medido

Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

Grupo 4

Para consumidores industriales de gas natural con carácter interrumpible.

La estructura de esta tarifa tendrá un único término variable en €/kWh, que será aplicable al consumo total efectuado por el usuario industrial. Para poder acogerse a esta tarifa, el usuario final deberá disponer y mantener operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa. La prestación del servicio interrumpible será a petición del usuario, siendo las cláusulas de contratación resultado de acuerdo entre las dos partes, si bien el usuario tendrá derecho a que el plazo de preaviso para la suspensión del suministro no sea inferior a veinticuatro horas.

Existen dos tipos de tarifa dentro de este grupo, en función de la duración total máxima de las interrupciones en un año.

- A. Contrato de interrupción tipo A: 5 días.
- B. Contrato de interrupción tipo B: 10 días.

Cálculo del caudal a facturar

Existen dos métodos de cálculo del caudal a facturar, depende del consumo anual y de la disponibilidad de equipos de medida se aplicará uno u otro.

Método 85-105

Para consumos anuales mayores de 5.000.000 kWh o usuarios con un consumo entre 500.000 de kWh y 5.000.000 kWh que deseen este método de facturación el cálculo del caudal diario a facturar en el término fijo se realizará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes al consumidor se encuentre entre el 85% y el 105% del caudal diario máximo contratado por el mismo:

$$Q_{aplicado} = Q_{medido}$$

Q_{aplicado}: caudal diario a facturar.

Q_{medido}: caudal máximo diario medido para el consumidor.

b) En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes sea inferior al 85% del caudal máximo contratado por el consumidor:

$$Q_{anlicado} = Q_{contratado} \cdot 0.85$$

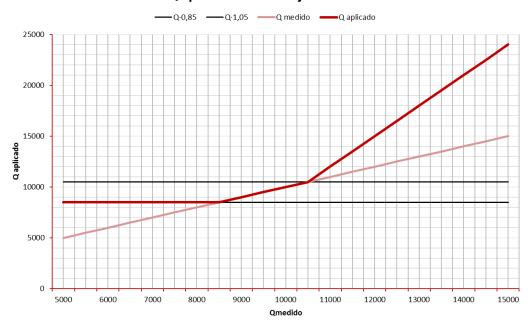
Q_{contratado}: caudal máximo diario contratado por el consumidor.

c) En los casos en que el caudal máximo diario medido para el consumidor, sea superior o igual al 105% del caudal máximo diario contratado para dicho consumidor:

$$\textbf{Q}_{aplicado} = \textbf{Q}_{medido} + 2 \cdot (\textbf{Q}_{medido} - \textbf{1,05} \cdot \textbf{Q}_{contratado})$$

En la siguiente gráfica se puede ver como evoluciona el caudal aplicado en función del caudal diario máximo.

Q aplicado al coste fijo del Gas



El caudal diario máximo o medido es la línea rosa, y el caudal aplicado es la línea roja. El objetivo en este método es obtener un caudal aplicado que se encuentre entre el 85% y 105% del caudal contratado.

3.2.2.5 Método del valor medio

Este método se aplicará a usuarios con un consumo menor a 500.000 kWh/año y a usuarios con un consumo anual entre 500.000 de kWh y 5.000.000 kWh que deseen este método de cálculo del caudal diario a facturar.

El caudal diario aplicado será el contratado en caso de que la media diaria del consumo de dicho mes no supere el caudal contratado, en caso contrario se facturará el valor medio de dicho mes.

-Q medio Qmedido

Q aplicado al coste fijo del Gas

En esta gráfica se ve como es afectado el caudal aplicado en función del caudal medio del mes. Si el caudal medio del mes es menor al contratado se factura el contratado y si es mayor se factura el medio.

EJEMPLO 1

En el caso de que un consumidor tenga un contrato anual de un Qd (Caudal diario) de 10.000 kWh/día/mes. Da la casualidad de que el consumo del mes es de 360.000 kWh.

$$360.000 \cdot \frac{365}{30} = 4.380.000 \ kWh/\alpha \tilde{n}o$$

Esto quiere decir que se facturará a la tarifa 2.2 y se comprueba que la Qmedia es menor que la Qd contratada.

$$\frac{360.000}{30} = 12.000 kWh > 10.000 kWh$$

En este caso se facturaría el término fijo con un caudal mayor al contratado para dicho mes.

EJEMPLO 2

En el caso de que un consumidor tenga un contrato anual de un Qd (Caudal diario) de 10.000 kWh/día/mes. Da la casualidad de que el consumo del mes es de 270.000 kWh.

$$270.000 \cdot \frac{365}{30} = 3.285.000 \ kWh/\alpha \|o$$

Esto quiere decir que se facturará a la tarifa 2.2 y se comprueba que la Qmedia es menor que la Qd contratada.

$$\frac{270.000}{30} = 9.000kWh < 10.000 kWh$$

En este caso se facturaría el término fijo con el caudal contratado, es decir, un precio mayor al que se hubiera tenido en caso de haber contratado un Qd de 9.000 kWh.

4 COSTES DE PRODUCCIÓN, TTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

Este concepto tiene especial relevancia para la energía eléctrica ya que es, al fin y al cabo, un producto generado por un sector industrial determinado cuyos beneficios resultan del valor añadido que aportan a esta conversión energética.

Esta conversión es más o menos costosa y en ocasiones el coste de transformación es nulo y el único coste para la compañía generadora reside en la inversión del sistema de generación, como es el caso de los generadores eólicos en donde la conversión reside en la transformación de la energía cinética aportada por el viento en energía mecánica al rotar las aspas del molino y a posteriori en electricidad por medio de un generador.

Estos mayores o menores costes afectan directamente al precio de la electricidad, debido precisamente a ese beneficio buscado por las empresas generadoras de energía que venden la energía generada a precios elevados para compensar el costes de la generación.

Existe una amplia variedad de interpretaciones sobre el coste de producción, dependiendo del alcance que se desee tomar en el ciclo de vida de los elementos y recursos empleados y por tanto, hay numerosas publicaciones al respecto, donde factores geográficos y de mercado juegan también un papel importante.

En el siguiente gráfico podemos ver un ejemplo del rango de costes de generación para diferentes tecnologías de generación eléctrica:

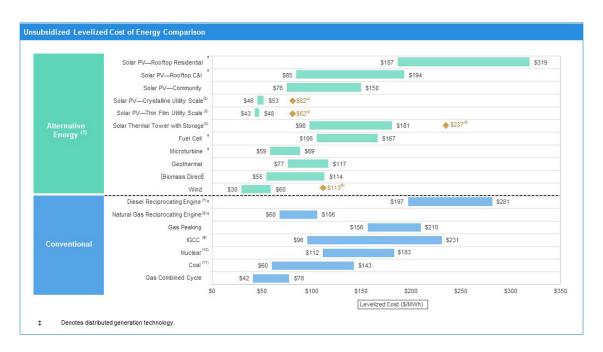


Gráfico 13. Comparación costes de generación energética Fuente: Informe Lazard.

El coste de producción no es el único factor que afecta al precio de la electricidad. En la factura energética que llega al consumidor, existen una gran cantidad de conceptos aplicados que pueden estar o no relacionados con la propia actividad de suministro, según la legislación aplicada; éstos pueden ser servicios de transporte, pérdidas, impuestos e incluso alquiler de equipos que afectan de una forma u otra al precio energético.

Desde el punto de viste de gas, el precio está basado principalmente en el coste de adquisición de la materia prima (extracción y transporte de gas) y posteriormente en los propios términos nacionales de almacenaje y distribución. En este caso existe un hermetismo mayor de cara a los proveedores internacionales y su entorno geopolítico, por lo que los precios se tomarán a partir del coste en aduana. El resto de costes a aplicar serán a nivel nacional, y tendrán una estructura parecida al mercado eléctrico, como veremos más adelante.

A estos conceptos los denominaremos componentes del precio energético y formaran el desglose del mismo, en los siguientes subapartados.

4.1 Análisis de costes en la factura eléctrica

En este apartado se pretende informar a los pequeños y medianos consumidores de todos aquellos componentes que configuran el precio total eléctrico fijado en la factura de la electricidad.

Ya en la propia factura eléctrica se puede desglosar el precio total en varios costes, sin embargo esta información es muy limitada y no aclara en que se componen dichos costes ni tampoco cuáles de ellos están regulados y cuales podemos controlar nosotros para poder disminuir el coste.

En cualquier factura nos vamos a encontrar, a parte de los impuestos y los alquileres de equipos, dos costes:

- 1. El **término de facturación de potencia** (FPU, en terminología del PVPC, o FP en el caso de las tarifas generales del RD 1164/2001).
- 2. El **término de facturación de energía** (FEU, en terminología del PVPC). En su caso también nos encontraremos el termino de facturación de energía reactiva

Estos términos de facturación engloban a su vez una serie de costes como son: los términos de potencia y energía de los peajes de acceso publicados por el gobierno, el margen comercial de la comercializadora y el precio de la energía.

A su vez, los peajes de acceso publicados engloban una serie de costes del SE, como son los peajes (para pagar los costes de transporte y distribución) y el resto de costes del sistema que se describen más adelante.

En el caso de las tarifas reguladas (PVPC) existe una metodología que describe como se obtiene el término de facturación de potencia y de energía, estando regulados todos los costes salvo el de la energía, que está indexado al precio del mercado mayorista.

En resumen, vamos a encontrar la factura de la electricidad fragmentada en una serie de conceptos, de los cuales los siguientes componentes son los principales y están compuestos a su vez de otros que se irán explicando a continuación.

- Término de potencia (FP)
- Término de energía (FE)
- Termino de energía reactiva (FR)
- Impuestos (Im)
- Alquiler de equipos de medida y control (Aem)

En líneas generales, el coste eléctrico de la factura de la electricidad se puede calcular por medio de la siguiente ecuación, en la que cada variable constituye una de las componentes mencionadas en la numeración anterior y que se encuentran representadas en €.

Coste
$$factura(\mathfrak{E}) = FP + FE + FR + Im + Aem$$

Las partes de las que se componen cada uno de estos costes y el peso que tienen sobre el precio de facturación son desconocidas para el consumidor y no viene reflejado en la factura.

A fin de dar a conocer estas componentes "invisibles", se explicara al detalle cada una de las componentes descritas indicando los diferentes costes de los que se compone cada una.

4.1.1 Termino de Facturación de Potencia (FP)

El término de potencia constituye un **coste independiente al consumo energético** del titular y depende de la potencia contratada y de la tarifa escogida, este término está regulado y se encuentra definido en el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre y posteriores modificaciones.

El coste del término de potencia es el producto de la potencia a facturar y el precio de dicha potencia para cada periodo contratado. Para cualquier tipo de tarifa se puede calcular con la siguiente formula.

$$FP(\mathfrak{C}) = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} * P_{fi}$$

En la que:

- FP(€) → Término de Potencia a facturar (€)
- $t_{ni} \rightarrow$ precio anual del término de potencia del periodo tarifario "i" (ϵ /kW)
- $P_{fi}
 ightarrow$ potencia a facturar en el periodo tarifario "i" (kW)

El precio anual del término de potencia para cada periodo tarifario se encuentra regulado por el estado, según la orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre.

Donio do cosso		Precio anu	ial del termino	de potencia	para el 2018 ((E/kW y año)
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	38,043426	-	-	-	-	-
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	38,043426	38,043426	-	-	-	-
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	38,043426	38,043426	38,043426	-	-	-
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	44,444710	-	-	-	-	-
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	44,444710	44,444710	-	-	-	-
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	44,444710	44,444710	44,444710	-	-	-
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,728850	24,437330	16,291555	-	-	-
3.1 A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1 B (30 kV a 36 kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Tabla 11 Precio anual del termino de potencia de las tarifas de acceso para el 2018 (€/kW y año)

Estos precios forman parte de los denominados **peajes de acceso** que afectan tanto al término de potencia como al término de energía, estos precios están formados por los siguientes costes regulados y explicados en la orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.

•	Costes de redes de transporte y de distribución	39,97%
•	Incentivos a las renovables, cogeneración y residuos	39,60%
•	Otros costes regulados	20,43%

Otros costes regulados son entre otros, la Tasa de Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (0,150%), la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear (0,001%), el recargo para recuperar el déficit de tarifa (2,039%) o la compensación de los sistemas no peninsulares.

Por otro lado, la **potencia a facturar** puede ser distinta a la potencia contratada, lo cual dependerá de los siguientes factores:

- Tipo de factura escogida por el consumidor (y periodos de facturación)
 - Establece el método de cálculo de la potencia a facturar
- Potencia contratada por el consumidor
- Potencia máxima realmente consumida por la instalación eléctrica

De esta forma, se distinguen los siguientes métodos de cálculo de la potencia a facturar:

<u>Tarifa 2.0A</u>: La potencia a facturar corresponderá a la potencia contratada en cada periodo tarifario.

$$FP(\mathfrak{C}) = t_{pi} * P_{fi}$$
$$P_{fi} = P_{ci}$$

Siendo:

- $FP(\mathfrak{t}) \rightarrow \text{Término de Potencia a Facturar } (\mathfrak{t})$
- $t_{ni} \rightarrow$ precio anual del término de potencia del periodo tarifario "i" (ϵ /kW)
- $P_{fi} \rightarrow$ Potencia a facturar en el periodo tarifario "i" (kW)
- $P_{ci} \rightarrow$ Potencia contratada en el periodo tarifario "i" (kW).

<u>Tarifa 3.0A y 3.1A:</u> La potencia a facturar dependerá de la relación entre la potencia máxima demandada (Potencia registrada en el maxímetro) y la potencia contratada en cada periodo tarifario i.

$$FP(\mathfrak{C}) = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} * P_{fi}$$

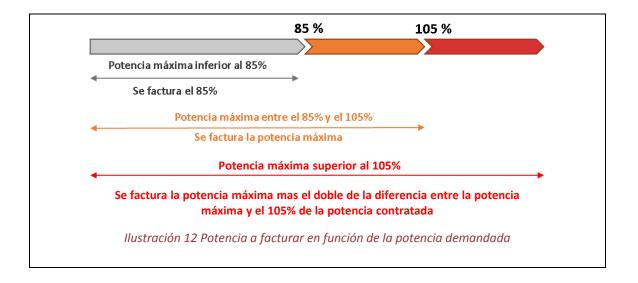
Potencia a facturar en función de la potencia demandada Tarifa 3.0A y 3.1A			
$P_{di} \le 85\% P_{ci}$ $P_{fi} = 0.85 \cdot P_{ci}$			
$85\% P_{ci} < P_{di} \le 105\% P_{ci}$	$P_{fi} = P_{di}$		
$P_{di} \geq 105\% P_{ci}$	$P_{fi} = P_{di} + 2 * (P_{di} - 1,05 \cdot P_{ci})$		

Tabla 12 Potencia a facturar en función de la potencia demandada en Tarifa 3.0A y 3.1A

Siendo:

- $FP(\in) \rightarrow$ Término de Potencia a facturar (\in)
- $t_{pi}
 ightarrow$ precio anual del término de potencia del periodo tarifario "i" ($\mathrm{\ell/kW}$)
- $P_{fi} \rightarrow$ Potencia a facturar en el periodo tarifario "i" (kW)
- $P_{ci} \rightarrow$ Potencia contratada en el periodo tarifario "i" (kW).
- P_{di} \rightarrow Potencia máxima demandada o. registrada en el maxímetro (kW).

Estas penalizaciones se pueden representar de forma gráfica y visual, tal y como se presenta en la siguiente figura.



<u>Tarifas 6.X:</u> En las tarifas de alta tensión al término de potencia se le añadirá un coste debido a los excesos de potencia en cada periodo tarifario de tal forma que el cálculo se podrá reflejar por medio de la siguiente ecuación.

$$FP(\mathfrak{C}) = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} \cdot P_{fi} + F_{EP}$$

Siendo:

- $F_{EP} \rightarrow$ Excesos de potencia (\in)
- $P_{fi} \rightarrow$ Potencia a facturar en el periodo tarifario "i" (kW)
- $t_{ni} \rightarrow$ precio anual del término de potencia del periodo tarifario "i" (ϵ /kW)
- $P_{ci} \rightarrow$ Potencia contratada en el periodo tarifario "i" (kW).
- $P_{di} \rightarrow$ Potencia máxima demandada o. registrada en el maxímetro (kW).

La potencia a facturar en estas tarifas equivale a la potencia contratada para cada periodo tarifario.

$$P_{fi} = P_{ci}$$

Sin embargo, a mayores del coste de la potencia facturada, se sumará el término de los excesos de potencia. Este término se puede definir como la diferencia entre la potencia máxima demandada en cada cuarto de hora (potencia cuartohoraria) de cada periodo de facturación y la potencia contratada para esos mismos periodos tarifario. Esta relación se puede calcular por medio de la siguiente expresión.

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot 234 \cdot A_{ei}$$

En donde:

- $F_{EP} \rightarrow$ Excesos de potencia (\in)
- Ki → Constante para cada uno de los periodos tarifarios según la siguiente tabla:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Ki	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 13 Constantes a aplicar sobre cada periodo tarifario para el cálculo de los excesos de potencia

• $A_{ei} \rightarrow \text{Variable que se calculara de acuerdo a la siguiente formula } (€)$

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{i=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

En donde

- $P_{dj} \rightarrow$ potencia demanda en cada cuarto de hora del periodo i en el que se haya sobrepasado la potencia contratada (kW).
- $P_{ci} \rightarrow$ potencia contratada en el periodo i en el periodo analizado (kW).

En el caso de acceder al mercado por medio de una comercializadora habría que tener en cuenta si esta empresa incluye en su tarifa eléctrica un margen comercial que se suma al término de potencia anteriormente calculado y que constituye parte de su margen de beneficio, es decir que la ecuación quedaría de la siguiente forma.

$$FP' = FP + MC_n$$

Dónde:

- $FP' \rightarrow$ Coste del término de potencia tras aplicar el margen comercial.
- $\bullet \quad M\mathcal{C}_p \to \text{Margen comercial establecido por la comercializadora}.$

Este margen comercial depende principalmente del tipo de comercializadora con la que el consumidor lleve la gestión de su electricidad.

En el caso de comercializadoras de referencia este coste esta normalizado y constituye un coste fijo de 3,113 €/año por kW de potencia contratados.

A continuación se muestran dos ejemplos a aplicar sobre dos tipos de tarifas distintas para comprender mejor el cálculo del término de potencia.

EJEMPLO 1: Cálculo del término de potencia

Una PYME situada en la península ibérica ha optado por escoger una modalidad de tarifa de acceso de 3 periodos 3.0A a través de una comercializadora.

Durante su primer mes de funcionamiento con dicha tarifa (Febrero), la compañía suministradora indica en la factura de electricidad los valores máximos registrados en cada periodo.

Periodo	Potencia contratada	Potencia máxima demandada
1	10 kW	12,86 kW
2	10 kW	9,54 kW
3	30 kW	11,12 kW

Tabla 14 Potencia contratada Ejemplo 1

El contrato con la comercializadora incluye un margen comercial de 3,113 € por kW contratado al año.

La empresa desea calcular el coste debido al término de potencia para ese mismo mes, pero por su cuenta, para comprobar que corresponde con el fijado en la factura.

¿Cómo deben de proceder?

Solución:

Como se ha visto en este apartado del documento, el término de potencia sigue la siguiente ecuación.

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} \cdot P_{fi}$$

Para la tarifa 3.0A, los precios anuales del termino de potencia establecidos por el estado para el año 2018 son los siguientes:

Dania da assasa	Preci	o anual del te	al del termino de potencia para el 2018 (€/kW y año)			
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.0 A (Pc > 15 kW)	40,72885	24,437330	16,291555	-	-	-

Tabla 15 Precio anual del termino potencia para el Ejemplo 1

Debemos de tener en cuenta que el precio de la tabla anterior es anual y deberemos transformarlo a mensual para calcular la factura del mes.

En el caso de la tarifa 3.0A un exceso de potencia puede resultar en penalizaciones, de acuerdo a la siguiente tabla:

Potencia a facturar en función de la potencia demandada Tarifa 3.0A y 3.1A			
$P_{di} \leq 85\% P_{ci}$	$P_{fi} = 0.85 \cdot P_{ci}$		
$85\% P_{ci} < P_{di} \le 105\% P_{ci}$	$P_{fi} = P_{di}$		
$P_{di} \geq 105\% P_{ci}$	$P_{fi} = P_{di} + 2 * (P_{di} - 1,05 \cdot P_{ci})$		

Tabla 16 Potencia a facturar en función de la porencia demandada para el Ejemplo 1

Por tanto, debemos comprobar la relación entre la potencia máxima demandada y la contratada para calcular la potencia a facturar en cada periodo y multiplicarla por su precio para obtener el coste de facturación resultante.

Esta relación nos dará el porcentaje de potencia demandada con respecto a la potencia contratada, de tal forma que en función del resultado escogeremos de la tabla anterior el valor a facturar.

Periodo	Potencia contratada (Pci)	Potencia máxima demandada (Pdi)	Relación
1	10 kW	12,86 kW	$\frac{P_{d1}}{P_{c1}} * 100 = 128,6\%$
2	10 kW	9,54 kW	$\frac{P_{d2}}{P_{c2}} * 100 = 95,40\%$
3	30 kW	11,12 kW	$\frac{P_{d3}}{P_{c3}} * 100 = 37,06\%$

Tabla 17 Porcentaje de potencia demandada con respecto a la contratada Ejemplo 1

Como se puede observar:

- **Periodo 1** la potencia demandada ha superado el 105% de la potencia contratada por lo tanto se le aplicará el tercer término de la tabla,
- **Periodo 2** se mantiene entre el 85% y el 105% de la potencia contratada por lo que no se aplicara ni bonificación ni penalización.
- **Periodo 3** la demanda no supera el 85% de la contratada por lo que se facturará el mínimo posible, que es el 85% de la potencia contratada.

Todo esto se representa en la siguiente tabla:

Periodo (i)	Pci	Pdi	Relación	Potencia a facturar (Pfi)
1	10	12,86	128,6%	$P_{f1} = P_{d1} + 2 * (P_{d1} - 1,05 \cdot P_{c1})$
1	kW	kW	120,070	$P_{f1} = 12,86 kW + 2 * (12,86 kW - 1,05 * 10 kW) = 17,58 kW$
2	10	9,54 kW	95,40%	$P_{f2} = P_{d2}$ $P_{f2} = 9,54 \text{ kW}$
2	kW	9,54 KVV		$P_{f2} = 9,54 kW$
3	30	11,12	37,06%	$P_{f3} = 0.85 \cdot P_{c3}$ $P_{f3} = 0.85 \cdot 30 \ kW = 25.5 \ kW$
3	kW	kW	37,00%	$P_{f3} = 0.85 \cdot 30 \ kW = 25.5 \ kW$

Tabla 18 Potencia a facturar en el Ejemplo 1

Por último, conociendo las variables potencia a facturar (Pfi) y el precio anual del termino potencia para cada periodo (ti) aplicamos la fórmula del termino de potencia para calcular su coste.

NOTA: Se divide el precio anual del término de potencia entre 12 para pasarlo a mensual.

$$FP = 59.66 \notin +19.43 \notin +34.62 \notin =113.71 \notin$$

Por lo tanto el precio debido al término de potencia equivale a **113,71 €**, el paso siguiente de los empleados de la PYME sería comprobar si este término corresponde con el de potencia, teniendo en cuenta en su caso el margen comercial.

$$FP' = 113,71 \in +MC$$

Entonces

$$MC = \frac{3,113}{12} \in /kW * (10 \ kW + 10 \ kW + 30 \ kW) = 12,97 \in /mes$$

$$FP' = 113,71 \in /mes + 12,97 \in /mes = 126,68 \in /mes$$

4.1.2 Termino de energía activa

Uno de los componentes más influyentes en nuestra factura de la electricidad es el debido al término de la energía, como se ha mencionado anteriormente, este término es aquel que depende de nuestro consumo y que se descompone a su vez de diversos costes.

El precio debido al término de la energía según el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre se puede calcular de la siguiente forma:

$$FE(\mathfrak{C}) = \sum_{i=1}^{i=n} E_i * t_{ei}$$

En donde:

- $E_i \rightarrow$ Energía consumida en el periodo tarifario "i" (kWh).
- $t_{ei} \rightarrow$ Precio del término de energía del período tarifario "i" (ξ /kWh).

En este apartado trataremos de descomponer el precio del término de la energía en base a la tarifa contratada por cada consumidor, teniendo en cuenta que existen precios que son comunes a todas ellas. REE descompone este término en los mostrados en su página web de E.sios.

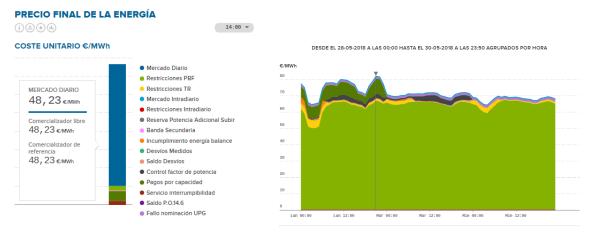


Ilustración 13. Desglose del termino de energía según el operador del sistema Fuente: e.sios

Un desglose demasiado preciso de este precio sería complejo e innecesario para este estudio, por lo que, para el mejor entendimiento por parte de los consumidores, en este estudio se realizará un desglose simplificado del mismo, incidiendo en los más relevantes.

Para ello, se ha clasificado cada uno de ellos de acuerdo a los siguientes tipos.

- Costes debidos a la producción energética
- Costes debidos a la regulación vigente
- Costes debidos a los servicios de ajuste
- Costes debido al margen de comercialización

Hay que tener en cuenta que los tres primeros costes son los que forman el precio real de la energía, pero este precio varía cuando entre en juego una comercializadora libre, añadiendo al coste el margen de comercialización que es el que configura el precio final que aparece en nuestras facturas.

Además de esto, hay que tener en cuenta que cada comercializadora libre ofrece distintos tipos de contrato que en función del tipo se ajustara mejor o peor a la demanda de energía del consumidor, es decisión del mismo escoger correctamente que tipo de tarifa desea establecer.

Estos costes descritos, se descomponen a su vez en varios, tal y como mostraremos en los sucesivos apartados.

Hay que tener en cuenta que los precios y graficas mostrados a continuación corresponden a un precio ponderado entre todos los tipos de consumidores.

4.1.2.1 Costes debidos a la producción energética

De todos los costes que configuran el término de la energía, los más influyentes son los debidos al coste de producción de la electricidad que llega a los puntos de consumo.

Este coste es determinado por las casaciones realizadas en el mercado eléctrico diario e intradiario tal y como se ha explicado en apartados anteriores, cada uno de ellos influirá en la factura en mayor o menor medida.

Mercado diario

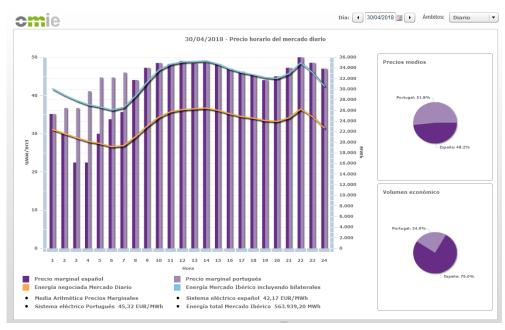


Ilustración 14 Precio de la electricidad en el mercado electrico diario.

Fuente: OMIE

Los mecanismos de casación vistos anteriormente resultan en una evolución horaria del precio del coste de la electricidad en el apartado referente al mercado diario, que constituye una primera y gran componente del coste total eléctrico. Estos precios son publicados diariamente por el Operador del Mercado (OMIE).

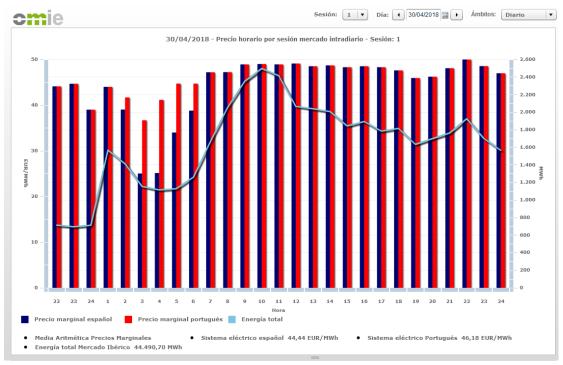
De las gráficas publicadas por el OMIE, se puede ver el precio casado en el mercado diario para cualquier día a cualquier hora y la cantidad de energía negociada en el mercado diario teniendo en cuenta o no las operaciones bilaterales.

Como resumen, las características de esta componente son las siguientes:

Tipo: Libre
 Variación: Horaria
 Publicación: OMIE y REE
 Promedio en el 2017: 53,41 €/MWh

Mercado intradiario

Tras la casación realizada en el mercado diario, se abre el mercado intradiario en el que se vuelve a ofertar y demandar energía a otro precio, definiendo el precio final de esta componente por un proceso similar al realizado en el mercado diario, estos ajustes horarios son publicados tanto por el OMIE como por REE.



llustración 15 Precio de la electricidad en el mercado electrico diario.

Fuente: OMIE

La cantidad de energía demandada en este mercado corresponde a un pequeño porcentaje de la total demandada en una hora determinada lo que da lugar a ajustes en el precio pequeños. Las características de esta componente son las siguientes:

Tipo: Libre
 Variación: Horaria
 Publicación: OMIE y REE
 Promedio en el 2017: 0,00 €/MWh*

*En este caso, el valor de 0,00 €/MWh corresponde al último dato actualizado, tomado en la plataforma e.sios, el cual, al ser un término de ajuste, puede tomar diferentes valores dependiendo de las circunstancias del proceso de casación, de modo que el valor 0,00 no es un valor necesariamente representativo de este término.

4.1.2.2 Costes debidos a la regulación vigente

Antes del año 1997, el gobierno español se encargaba de la estructuración del sistema eléctrico, estableciendo los precios de la electricidad con la finalidad de remunerar la totalidad de los costes producidos debido la propia actividad.

A partir de esta fecha se produjo lo que se denomina como la "Liberalización del mercado eléctrico" en el que la gestión eléctrica se divide entre varias compañías permitiendo aumentar la eficiencia del sector eléctrico, resultando así la aparición de empresas generadoras, de transporte, distribuidoras y comercializadoras y de dos mercados, el libre y el regulado.

Sin embargo, esta liberalización no fue completa, ambos mercados siguen compartiendo una serie de precios, los cuales se explican a continuación.

Las categorías principales que afecta a estos costes son:

- Pago por capacidad
- Servicio de interrumpibilidad
- Peaje de acceso
- Pérdidas de energía
- Financiación del Operador del Sistema y Operador de Mercado

Pago por capacidad

El objetivo de la financiación de los pagos por capacidad es ayudar a las centrales generadoras de respaldo que se encargan de mantener una capacidad de potencia a medio y largo plazo para así poder satisfacer la demanda en caso de que incremente haciéndose superior a la cantidad ofertada. Estos pagos son regulados a través de la Orden IET/2735/2015 del 17 de diciembre, según la cual el pago se realiza en función del tipo de tarifa.

Peaje de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad para el 2018 (€/kWh y año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0.004630					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0.004771	0.000805				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0.004771	0.001087	0.000644			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0.004630					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0.004771	0.000805				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0.004771	0.001087	0.000644			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0.0006432	0.003463	0.000000			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0.006432	0.002969	0.001979	0.001484	0.001484	0.000000

Tabla 19 Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad

Red eléctrica agrupa estos precios en uno realizando una ponderación entre ellos dando una idea para cada tipo de consumidor de lo que tendrá que pagar cada hora.

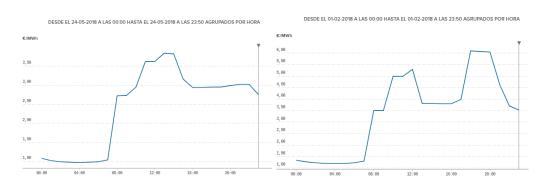


Gráfico 14. Evolución del precio de los pagos por capacidad resultado del promedio de los costes para todos los tipos de consumidores. Fuente: e.sios

En resumen, tenemos que:

• **Tipo**: Regulado

• Variación: Horaria y según periodo

Publicación:
 REE y Orden ITC/2794/2007 del 27 de diciembre

• Promedio en el 2017: 2,53 €/MWh

Servicio de interrumpibilidad

A la par que los pagos de capacidad, existen los servicios de interrumpibilidad en el que las empresas que ofrecen este servicio se comprometen, a cambio de una cierta remuneración económica, a reducir su consumo eléctrico ante una orden dada por el Operador del Sistema para ayudar en el caso de que se precise equilibrar el sistema. Estas empresas se responsabilizan no solo a mantener la disponibilidad a la reducción de su consumo sino que también se comprometen a prestar el servicio en sí.

Por otro lado, es Red Eléctrica Española la que se encarga de gestionar y organizar el sistema de subastas para asignar este recurso entre aquellas empresas que participen de acuerdo a lo establecido en la Orden IET/2013/2013 y sus posteriores modificaciones. En estas subastas se ofertan bloques de reducción de demanda de 5MW o de 90MW con periodos de ejecución de 240 y 360 horas respectivamente.

El precio acordado es publicado mensualmente por el operador del sistema.



Gráfico 15. Evolución del precio de la energía subastada en el mercado de interrumpibilidad.

Fuente: e.sios

En resumen:

Tipo: Regulado
 Variación: Mensual
 Publicación: REE

Promedio en el 2017: 2,06 €/MWh

Peaje de acceso

Por último, se ha de tener en cuenta los peajes de acceso a la red que corresponden a los motivos mencionados en el apartado anterior del término de potencia.

En cuanto al término de energía el pago corresponde por periodo a los mostrados en la siguiente tabla.

Dania da assesa	Precio anual del termino de energía para el 2018 (€/kWh y año)					
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,044027	-	-	-	-	-
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,062012	0,002215	-	-	-	-
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,062012	0,002879	0,000886	-	-	-
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,05736	-	-	-	-	-
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074568	0,013192	-	-	-	-
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074568	0,017809	0,006596	-	-	-
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,018762	0,012575	0,004670	-	-	-
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,014335	0,012754	0,007805	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 20 Precio anual del termino de energía para el 2018

Este pago supone el segundo gran peso en el resultado final del precio final de la energía.

• <u>Tipo</u>: Regulado

• <u>Variación</u>: Horaria y por periodo

• Publicación: Estado

• **Promedio en el 2017**: -

Pérdidas de energía

La energía consumida por los clientes se mide con un contador que está situado junto en la entrada de las instalaciones de consumo. Sin embargo, esa energía debe recorrer un trayecto por las redes de Transporte y Distribución hasta llegar a cada punto de consumo.

En este trayecto se originan pérdidas de energía que deben sufragar los consumidores en función de su tarifa de acceso a la red. Las pérdidas varían hora a hora y son calculadas por Red Eléctrica de España mensualmente. Este coste regulado incrementa el precio final de la energía en función de esas pérdidas calculadas.

Las pérdidas se producen a lo largo de los elementos que componen la red eléctrica de transporte y distribución de energía, desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo; a ellas además hay que sumarle el consumo no medido en las situaciones de anomalía o manipulación de contadores.

Estas pérdidas, que no dejan de ser una energía no contabilizada a través de los equipos de medida, tiene que ser generada por las centrales y, por tanto, retribuida, de tal forma que el suministrador se aprovisiona del consumo de todo el conjunto de sus clientes aumentado en función de las susodichas pérdidas, que establece REE.

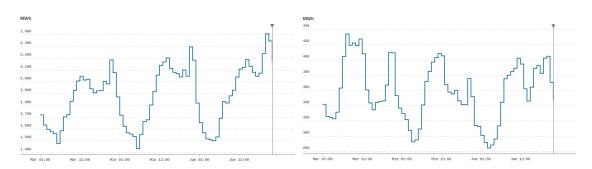


Gráfico 16. Evolución del precio debido a las perdidas en la red electrica. Fuente: e.sios

En líneas generales, las pérdidas suponen el 17,5% del consumo en baja tensión y el 7% del consumo en alta tensión.

Financiación del Operador del Sistema y del Mercado

Estas retribuciones sirven para remunerar las actividades de Red Eléctrica de España (operador del sistema) y OMIE (operador del mercado), y los precios se encuentran regulados de forma transitoria para el 2017 en la Orden ETU/1282/2017 en las disposiciones transitoria primera y segunda:

Operador del mercado: 0,05577 €/ MWh
 Operador del sistema: 0,15772 €/ MWh

La retribución total de ambos operadores se financia la mitad por los costes regulados en la factura de la luz y la otra mitad por los pagos que realizan los productores de energía, y ambos costes se repercuten necesariamente en el usuario final. El importe de la financiación de ambos operadores para el año 2017 es de unos 70M€.

4.1.2.3 Servicios de ajuste del sistema

Son todos aquellos servicios que aporta el operador del sistema para asegurar el correcto transporte de la energía eléctrica y que se retribuye por técnicas del mercado, estos costes se pueden consultar en la Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.

Son regulados y gestionados por el operador del sistema

Tipo: Regulado

Variación: Horaria y por periodo

Publicación: EstadoPromedio en el 2017: 2,36 €/MWh

Red Eléctrica Española descompone este término de la energía en varios, estas componentes se pueden consultar el su página web. Se incluyen entre ellos:

- Solución de restricciones técnicas
- Servicios complementarios
- Gestión de desvíos

A continuación se detallarán cada uno de ellos:

Solución de restricciones técnicas

"Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas" (Real Decreto 134/2010).

Este servicio de ajuste se centra en resolver estas restricciones técnicas que afectan al sistema, para ello el operador del sistema realiza operaciones de limitación y control sobre las unidades de generación y consumo, equilibrando así la producción y la demanda y por lo tanto el sistema.

Restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación:

 Restricciones técnicas PBF: Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Su precio medio en el año 2017 fue de 1,45 €/MWh lo que constituye un 61,44% del coste total por ajustes del sistema.

- Restricciones técnicas Tiempo real: Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la limitación, y en su caso, la modificación de los programas de las unidades de programación.
 - Su precio medio en el año 2017 fue de 0,09 €/MWh lo que constituye un 3,81% del coste total por ajustes del sistema.

Además, existen otras restricciones técnicas como son:

- Restricciones técnicas de la red de distribución: Son aquellas restricciones técnicas correspondientes a solicitudes de los gestores de las redes de distribución al Operador del Sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión.
- Restricciones técnicas de la red de transporte. Son aquellas restricciones técnicas identificadas en el sistema conjunto generación-red de transporte, que requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema.
- Restricciones técnicas por reserva insuficiente a subir. Son aquellas restricciones técnicas asociadas a la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

Servicios complementarios

Aquí se reúnen otros ajustes de diversa índole que lleva a cabo el operador del sistema y que afectan de igual modo al precio de la energía.

- Reserva de potencia adicional a subir Este servicio hace referencia al valor de la potencia de reserva que se precise subir con respecto a la que se encuentra disponible en el Programa Viable Provisional para garantizar el correcto suministro.
 - Este cometido es llevado a cabo por el operador del sistema que gestiona y contrata la reserva de potencia adicional a subir por medio de un mecanismo de mercado. Su precio medio en el año 2017 fue de 0,11 €/MWh lo que constituye un 4,66% del coste total por ajustes del sistema (Resolución del 18 Noviembre 2015 para la adaptación del RD 413/2014)
- Banda de regulación secundaria: La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control España y las desviaciones de la frecuencia.
 - Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía)
 - Su precio medio en el año 2017 fue de 0,11 €/MWh lo que constituye un 4,66% del coste total por ajustes del sistema.
 - Según el Real decreto 413/2014 incluyendo sus posteriores modificaciones, La reserva de regulación secundaria a subir/bajar es el valor máximo de variación de potencia en que

es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

Definiciones según Reglamento

- 3.1 Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.
- 3.2 Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.
- 3.3 Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

Otros factores a tener en cuenta son:

- Control del factor de potencia El artículo 7 apartado e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece medidas para el control del factor de potencia de aplicación para las instalaciones dentro del ámbito de este Real Decreto. Su precio medio en el año 2017 fue de -0,06 €/MWh lo que constituye un -2,54% del coste total por ajustes del sistema.
- **Incumplimiento de la energía balance** Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria. Su precio medio en el año 2017 fue de -0,03 €/MWh lo que constituye un -1,27% del coste total por ajustes del sistema.
- Fallo de nominación de las UPG (unidades de programación genérica) Su precio medio en el año 2017 fue de 0,00 €/MWh lo que constituye un 0,00% del coste total por ajustes del sistema. Unidades de programación usadas para realizar operaciones en el mercado modo porfolio (por empresa) en el mercado diario y en contratos bilaterales.

Gestión de desvíos

El coste de desvíos hace referencia a la diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado. Su precio medio en el año 2017 fue de 0,24 €/MWh lo que constituye un 10,17% del coste total por ajustes del sistema.

Encontramos dos tipos:

- DESVÍOS MEDIDOS A BAJAR Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción o reduciendo consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.
- DESVÍOS MEDIDOS A SUBIR Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, y por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción o aumentando consumo de bombeo a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Su precio medio en el año 2017 fue de 0,24 €/MWh lo que constituye un 10,17% del coste total por ajustes del sistema.

Con todo ello se obtiene un **saldo de desvíos**, que es la diferencia entre el importe de la liquidación de los desvíos y de las energías empleadas para mantener el equilibrio generación-demanda. El precio estimado del componente de saldo de desvíos, cuyo importe en euros depende de las medidas de demanda, se calculará con el importe liquidado en los últimos doce meses con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo.

Su precio medio en el año 2017 fue de -0,08 €/MWh lo que constituye un 3,39% del coste total por ajustes del sistema.

Por otro lado, tenemos el **saldo de desvíos entre sistemas**, cuyo precio medio en el año 2017 fue de -0,01 €/MWh lo que constituye un -0,42% del coste total por ajustes del sistema.

4.1.2.4 Costes debidos al margen de comercialización

Estos costes están destinados a retribuir a las comercializadoras, y dependen del tipo de comercializadora que lleve la gestión del coste del consumo eléctrico del consumidor.

En el caso de que sea una comercializadora de referencia con la que se realice el contrato, estos costes están regulados y corresponde a 0,000825 €/kWh.

A este precio, el operador del sistema, añade un importe calculado para cada hora y que publica diariamente.

Margen de comercialización: Es el beneficio necesario que la comercializadora debe conseguir para justificar los costes de operación de su empresa y obtener una rentabilidad razonable. Su proporción respecto al total raramente es superior al 3%, motivo por el cual las diferencias de precio entre unas comercializadoras y otras vienen motivadas más bien por su capacidad de gestión y previsión del resto de costes, en lugar de por su propio margen

4.1.2.5 Coste de transporte, distribución y comercialización

Son peajes que se destinan a remunerar la construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución respectivamente. Los de transporte los percibe Red Eléctrica Española, mientras que los segundos cada distribuidora.

Estos aplican diferentes precios a la potencia contratada y al consumo de energía, y se repercuten en cada uno de los precios regulados que se aplican en la factura a los consumidores, como hemos visto en el desglose de peajes del término de potencia y término d energía anteriormente.

4.1.3 Termino de energía reactiva

La **energía reactiva** es aquella que no se puede transformar en trabajo (energía útil) en los procesos conectados a la red que consumen electricidad, puede conllevar también una serie de problemas como pueden ser perdidas en la red, oscilaciones de tensión y pérdida de capacidad de la línea de transporte entre otros.

Todos estos problemas resultan en una legislación española cuyo objetivo es penalizar a aquellas empresas que alcancen un consumo de reactiva superior a un valor establecido.

De esta forma, el estado permite a las empresas distribuidoras facturar un sobrecoste sobre cualquier tipo de empresa y tarifa cuyo consumo en reactiva supere el valor determinado, es por ello que se deberá disponer obligatoriamente de un contador de energía reactiva para controlar este exceso salvo en el que caso de que se suministre en base a la tarifa simple de baja tensión (2.0A).

Del mismo reglamento en el que hemos consultado el cálculo de los términos anteriores (Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre) podemos determinar el del término de energía reactiva.

Según este decreto, el término de energía reactiva "se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de activa durante el período de facturación considerado (cos φ < 0,95) y únicamente afectará a dichos excesos." (Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre)

Para aquellos suministros que opten por la tarifa simple (2.0A) el consumo de reactiva en el periodo analizado no deberá exceder el 50% del consumo de energía activa.

Es decir que salvo para los periodos indicados en el RD según el tipo de factura, el cálculo de la penalización por consumo de energía reactiva se puede representar por medio de la siguiente expresión.

$$FR = \sum_{i=1}^{i=n} \left[(R_i - \frac{E_i}{3}) * t_{ri} \right]$$

Y en el caso de la tarifa 2.0A

$$FR = \sum_{i=1}^{i=n} \left[(R_i - \frac{E_i}{2}) * t_{ri} \right]$$

En donde:

- $R_i \rightarrow$ Energía reactiva consumida en el periodo tarifario "i" (kVArh).
- t_{ri} → Precio del término de energía reactiva del período tarifario "i" (€/kVArh).
- $E_i \rightarrow$ Energía activa consumida en el periodo tarifario "i" (kWh).

El precio del término de energía reactiva viene determinado en la Orden ITC 3519/2009, de 31 de diciembre de 2009 a través del coseno de phi (cos φ).

Cos φ	Euro/kVArh
Cos φ < 0,95 y hasta Cos φ = 0,80	0,041554
Cos φ < 0,80	0,062332

Tabla 21 Coste de la energía reactiva ante penalizaciones por factor de potencia

Es decir:



Ilustración 16 Coste de la energía reactiva ante penalizaciones por factor de potencia

El coseno de phi relaciona la energía reactiva con la activa según se indica en el triángulo de potencias.

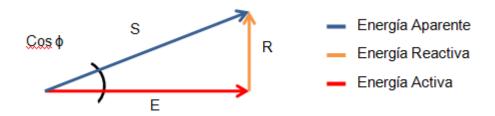


Ilustración 17 Triangulo de potencias.

Según esto, el coseno de phi se puede calcular para cada instante como:

$$\cos \varphi = \tan \left(\frac{R}{E}\right)$$

Sin embargo, el término de energía reactiva no es la única penalización que un usuario puede llegar a sufrir.

- Si el usuario presenta un consumo de energía reactiva 1,5 veces superior al de energía activa, se le presentará un plazo para la mejora de su potencia reactiva, en caso de no cumplirlo se le podrá negar el derecho a acceder a la red hasta que no se mejore la instalación.
- Los usuarios con tarifa 2.0A cuyo consumo de energía reactiva supere el 50% del consumo en activa la empresa distribuidora que le suministre podrá exigir a su costa el pago relativo a la instalación y al alquiler del contador de energía reactiva correspondiente.

• Si se producen perturbaciones en la red apreciables por sus usuarios, cualquier afectado por ellas podrá ponerlo en conocimiento del organismo competente, estableciendo un plazo para la corrección, en caso de incumplimiento se aplicaran medidas e incluso negar el derecho de acceso a la red de distribución.

Para evitar todas estas penalizaciones, se puede emplear **baterías de condensadores** que se encargan de contrarrestar la energía reactiva reduciéndola considerablemente, como se explicará más adelante en el capítulo de oportunidades de ahorro y optimización energética.

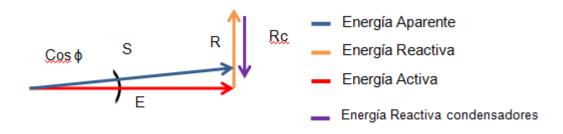


Ilustración 18 Compensación de la energía reactiva

4.1.4 Alquiler de equipos de medida

Corresponde a un coste fijo mensual que depende al tipo de equipo de medida instalado en la instalación, su precio se encuentra publicado en el BOE nº185 del 3 de agosto de 2013 y en el BOE nº312 del 29 de diciembre de 2017.

Tipo de contador	Tarifas de alquiler
Contadores electrónicos monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	0,54 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos o doble monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión	1,53 €/mes
Contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	1,11 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos o doble monofásicos con discriminación horaria y	2,22 €/mes (doble tarifa)
sin posibilidad de telegestión.	2,79 €/mes (triple tarifa)
Contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	0,81 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos	1,36 €/mes

Tabla 22 Tarifas del alquiler de los equipos de medida eléctricos Fuente: IDAE

4.1.5 Impuestos sobre la electricidad

A continuación se describen los impuestos que se aplican al suministro de electricidad:

4.1.5.1 Tasa Municipal

Es un 1,5% a aplicar sobre los costes anteriores, salvo el peaje, para abonar al municipio donde se encuentra el punto de suministro. En la mayor parte de los casos, forma parte del propio coste total de la energía, por lo que no aparece desglosado en la factura.

A veces este coste es incluido por la comercializadora en su propio margen de beneficio o forma parte del propio coste total de la energía

4.1.5.2 Impuesto Eléctrico

Se aplica sobre la suma de energía consumida y el término de potencia. Supone el 5,113% sobre esa cifra.

Se calcula de la forma establecida por la legislación, multiplicando el porcentaje 4,864% por 1,05113 y por el total del coste de su consumo y término de potencia.

4.1.5.3 IVA

Grava los términos de potencia y energía, alquileres y a los propios costes anteriores. Se aplica un 21% sobre el total de la factura.

4.1.6 Resumen de formación de precios de electricidad

Término	Componente	Componentes relacionadas	Precio medio 2017	Tipo
	Mercado eléctrico	Mercado diario	53,41 €/MWh	Libre
		Mercado intradiario	33,41 C/WW	LIDIC
	Peaje de acceso		Según tarifa	Regulado
	Pago por capacidad		2,53 €/MWh	Regulado
	Servicio de		2,06 €/MWh	Regulado
	interrumpibilidad		2,00 €/1010011	Negulado
	Pérdidas de energía		% Según tarifa y consumo	Regulado
	Financiación del		0,15772 €/ MWh	Regulado
	Operador del Sistema		0,13772 c/ WWW	Negulado
	Financiación del			
	Operador del		0,05577 €/ MWh	Regulado
	Mercado			
Término de	Solución de	Restricciones técnicas PBF	1,45 €/MWh	Servicio de
energía	restricciones técnicas	Restricciones técnicas Tiempo real	0,09 €/MWh	ajuste
energia		Reserva de potencia adicional a	0,11 €/MWh	
		subir	0,11 €/1010011	
	Servicios	Banda de regulación secundaria	0,11 €/MWh	Servicio de
	complementarios	Control del factor de potencia	-0,06 €/MWh	ajuste
		Incumplimiento de la energía	-0,03 €/MWh	ajuste
		balance		
		Fallo de nominación de las UPG	0,00 €/MWh	
		Desvíos medidos a bajar	0.24 6/1414/h	
		Desvíos medidos a subir	0,24 €/MWh	Servicio de
	Gestión de desvíos	Saldo de desvíos	-0,08 €/MWh	ajuste
		Saldo de desvíos entre sistemas	-0,01 €/MWh	
	Margen de	Comercializadora libre	Según comercializadora	Libre
	comercialización	Comercializadora de referencia	0,000825 €/kWh	Regulado
	Peaje de acceso		Según tarifa	Regulado
_,	Excesos de potencia		Según gestión energética	Regulado
Término de	Reactiva		Según gestión energética	Regulado
potencia	Margen de	Comercializadora libre	Según comercializadora	Libre
	comercialización	Comercializadora de referencia	3,113 €/kW	Regulado
Complemento	Equipos de medida		En función de la instalación	Regulado
	Impuesto sobre la		5,11% sobre la suma de las	De auda d
	electricidad		componentes	Regulado
			1,50% sobre la suma de las	
Impuesto	Impuesto municipal		componentes menos los	Regulado
			peajes	
	IVA		21% sobre el total	Regulado

Tabla 23 Resumen de la formación de precios de la electricidad

Estos precios descritos se aplican a la factura eléctrica de una forma u otra en función del tipo de tarifa, como ejemplo se muestra el desglose de consumos de la tarifa PVPC 2.0A de un día modelo a una hora determinada.

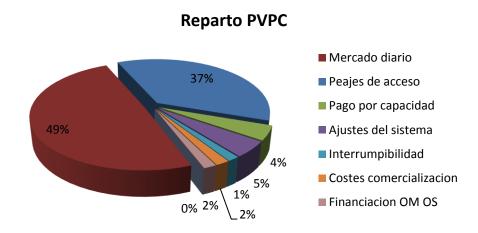


Gráfico 17. Desglose de los precios electricos en la tarifa PVPC en un periodo determinado.

En este desglose se puede ver de nuevo el peso de las diferentes componentes que forman el precio de la electricidad, destacar que en la mayoría de tarifas eléctricas se cumple que el peso del precio se centra principalmente en el mercado diario y en los peajes de acceso.

4.1.7 Estructura típica de las facturas de electricidad

DATOS SOBRE LA FACTURA

Número de factura: 15025698

Periodo de facturación: 01/05/2018-31/05/2018

Fecha de emisión: 31/05/2018

Fecha de vencimiento: 16/06/2018

Número de contrato: 21458

CUPS: ES0021000001584658PT5S

Dirección del suministro: C/ ELECTRICIDAD Nº15

RESUMEN DE LA FACTURA Término de energía X,XX € Término de potencia X,XX €

X,XX € Impuesto eléctrico Alquiler contador X,XX € IVA 21% X,XX €

IMPORTE TOTAL X XX £

DATOS CONTRACTUALES

Tipo de tarifa: 3.1 A

Modalidad comercial: Precio 3 periodos

Potencia contratada: P1: XX kW P2: XX kW

LOGOTIPO DE LA COMERCIALIZADORA

DATOS DEL CONSUMIDOR

Nombre del titular: Empresa S.A.

NIF: **B12345678**

DATOS DE PAGO

Nombre del titular: Empresa S.A.

CIF: **B12345678**

Forma de pago: Domiciliación bancaria

Fecha de cargo: 31/05/2018 Entidad hancaria: XXXXXXXXXX

DETALLE DE FACTURACIÓN Consumo de energía activa (kWh) Cantidad Concepto Precio Término de potencia P.X XX kW X,XX € Término de energía P.X XXX,XX kWh X,XX € Excesos de potencia X kW X,XX € Impuesto eléctrico x,xx € 1685 feb-17 Alquiler contador X,XX € 1589 ene-17 IVA 21% X,XX €

IMPORTE TOTAL XX,XX €

PENALIZACIONES Excesos de potencia (kW) Reactiva a Consumo Consuno Potencia Concepto reactiva máxima activa facturar Periodo 1 X.XXX kWh X.XXX kVArh XX kVArh XXX kW Periodo 2 X.XXX kWh X.XXX kVArh XX kVArh XXX kW Periodo 3 X.XXX kWh X.XXX kVArh XX kVArh XXX kW Periodo1 Periodo 2 Periodo 3 Perido X

4.2 Análisis de costes en la factura de gas natural

En este apartado se pretende informar a los pequeños y medianos consumidores de todos aquellos componentes que configuran el precio total gasista fijado en la factura del gas.

Ya en la propia factura del gas se puede desglosar el precio total en varios costes, sin embargo esta información es muy limitada y no aclara en que se componen dichos costes ni tampoco cuáles de ellos están regulados y cuales podemos controlar nosotros para poder disminuir el coste.

Por lo general en una factura del gas se nos presentan los siguientes componentes:

- Término fijo (TF)
- Término de energía (TV)
- Impuestos (Im)

Cada una de estas componentes se descompone a su vez de otros tipos de costes de los cuales no se nos informa en la propia factura.

En líneas generales, el coste gasista de la factura del gas se puede calcular por medio de la siguiente ecuación, en la que cada variable constituye una de las componentes mencionadas en la numeración anterior y que se encuentran representadas en €.

Coste factura(€) =
$$TF + TV + Im$$

Coste factura(
$$\in$$
) = $T_f \cdot Q_a + C_{Gas} \cdot T_v + Im$

Las componentes precio del término fijo (Tf) y precio del término variable (Tv) se descomponen a su vez de otros tipos de costes de los cuales no se nos informa en la propia factura.

En los apartados posteriores, se pretenderá definir cada una de estas variables, así como cada una de las componentes que las forman. A continuación, se detallan los componentes que forman cada una de las variables mencionadas:

Precio del término fijo	Precio del término variable	
Término fijo del peaje de regasificación	Término variable del peaje de regasificación	
Término fijo del peaje de transporte y	Término variable del peaje de transporte y	
distribución (conducción)	distribución (conducción)	
	Término variable del peaje de almacenamiento	
-	subterráneo	
	Término variable del peaje de almacenamiento	
-	GNL	
-	Término variable del peaje de descarga de buque	
Término fijo del peaje de transporte y		
distribución (capacidad)	-	
	Coste materia prima	
Margen comercial	Margen comercial	

Tabla 24. Desglose de costes del Gas.

En el caso de las tarifas reguladas (TUR), se limita el precio compuesto por la suma de los peajes, el coste de materia prima y el margen comercial, con el objetivo de proteger al pequeño consumidor. N el caso del mercado libre no existe ese precio máximo. El precio del mercado libre se obtiene por negociación, este precio se puede consultar en la página de MIBGAS, mercado Ibérico del Gas.

Tanto para el mercado regulado como para el mercado libre, se definen precios horarios, diarios, mensuales, trimestrales y anuales.

4.2.1 Derechos de acometida

Los derechos de acometida son la contraprestación económica que cobran las empresas distribuidoras de gas por la realización del conjunto de instalaciones y/o operaciones necesarias para atender un nuevo punto de suministro de gas o para la ampliación de la capacidad de uno ya existente.

Se regula según el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre

4.2.1.1 Suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar:

El solicitante de la acometida abonará a la compañía distribuidora el importe resultante de la siguiente fórmula:

Donde:

- L → Longitud de la acometida (metros)
- En el caso de resultado negativo el importe será cero.

El contratante de un nuevo punto de suministro o consumo, o de la ampliación de uno ya existente, deberá abonar a la empresa distribuidora, en el momento de la contratación, el siguiente importe:

Grupo de tarifa o peaje	Consumo anual en kWh/año	Euros por contratante
3.1	Menor o igual a 5.000	87,56
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	87,56
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	201,29
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	402,58
3.4	Mayor de 100.000	402,58

Tabla 25. Acometida.

En el caso de ampliación de un suministro la cantidad a abonar será la diferencia entra la que corresponda al nuevo suministro y la abonada para el contratado con anterioridad.

4.2.1.2 Suministros contratados a presión superior a 4 bar

Para las acometidas que se conecten a redes de presión superior a 4 bar, la empresa distribuidora o transportista, elaborará el correspondiente presupuesto económico suficientemente desglosado y lo comunicará al solicitante en los plazos establecidos, indicando el plazo de ejecución y las condiciones generales.

En caso de discrepancia el solicitante podrá elevar escrito motivado al Organismo competente de la Comunidad Autónoma que resolverá en el plazo de veinte días

4.2.2 Coste de la materia prima

El coste de la materia prima se calculará de acuerdo a la Orden IET/2736/2015.

$$C_n(cts/kWh) = [a \cdot RE_n + (1-a) \cdot RB_n] \cdot (1 + PRQ) \cdot (1 + MERM)$$

Donde:

- α: ponderación del gas estacional, tendrá valor de 0,579 en el primer trimestre, 0,467 en el cuarto y 0 en los trimestres segundo y tercero.
- REn: Referencia internacional del gas estacional, expresada en cent€/kWh, que se determina como promedio de las cotizaciones de los futuros mensuales del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre "n". Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) "UK Natural Gas (monthly)" desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre "n", ambos incluidos, y para cada día se tomará la media aritmética de los "settlement prices" publicados para cada uno de los tres meses del trimestre. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y aplicando el factor de conversión de 29,307 kWh/therm.
- RBn: referencia internacional del gas de base, expresada en cts€/kWh y calculada mediante la siguiente fórmula:

$$RB_n = \frac{(0.710093 + 0.027711 \cdot Brent_n)}{E_n}$$

Donde:

- Brentn: Media semestral expresada en \$/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n". Para su cálculo se utilizarán las medias mensuales expresadas en \$/Bbl y publicadas en el "Platts Oilgram Price Report" o en el "Platts nPLCrude". En ausencia de valores mensuales publicados, se tomará la media diaria de las cotizaciones baja y alta del "Brent Dated" publicada diariamente en el "Platts POM" o "nPLCRUDE". Para el último mes se tomarán las cotizaciones correspondientes a los días 1 a 20 inclusive.
- En: Cambio medio \$/€ en el trimestre anterior al del mes de cálculo, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo. Para el último mes del período se considerarán exclusivamente las cotizaciones del día 1 al 20 inclusive.
- MERM: Coeficiente de mermas se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$MERM = mD + mT + mR \cdot \%GNL$$

- mT, mD, mA, mR: mermas de transporte, distribución, almacenamiento subterráneo y regasificación en vigor, expresadas en tanto por uno.
- % **GNL:** porcentaje de aprovisionamientos en forma de GNL, expresado en tanto por uno, con un valor de 0,72.
- PRQ: Prima por riesgo de cantidad.

$$PRQ = (MDp \times COc + MDn \times COp) / F3$$

- MDp: Máximo desvío positivo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,26.
- MDn: Máximo desvío negativo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,34.
- **F3:** valor medio de los futuros del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia. Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia, ambos incluidos.
- COc: Media aritmética del coste de la opción call del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \cdot \sum_{n=1}^{3} \frac{CO_{\sup n} \cdot (Fut_n - T_{\inf n}) + CO_{\inf n} \cdot (T_{\sup n} - Fut_n)}{(T_{\sup n} - T_{\inf n})}$$

Siendo:

- CO el coste de la opción call.
- Futn: La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- Tsupn: El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **Tinfn:** El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

- **COsupn:** La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tsupn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **COinfn:** La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tinfn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- COp: Media aritmética del coste de la opción put del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \cdot \sum_{n=1}^{3} \frac{CO_{\sup n} \cdot (Fut_n - T_{\inf n}) + CO_{\inf n} \cdot (T_{\sup n} - Fut_n)}{(T_{\sup n} - T_{\inf n})}$$

- **CO** el coste de la opción put.
- **Futn:** La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **Tsupn:** El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **Tinfn:** El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **COsupn:** La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tsupn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).
- **COinfn:** La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tinfn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

Coste materia prima (cent/kWh)	Componentes principales (cent/kWh) Gas de base. Referencia	
C _n	RB _n	
2,043030	2,018763	

Tabla 26. Precio de la materia prima 2018.

4.2.3 Peajes

4.2.3.1 Peaje de regasificación

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para regasificar el gas natural licuado almacenado en una planta de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas regasificados y se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pr = Tfr \cdot Qr + Tvr \cdot Vr$$

Donde:

- Pr → importe mensual facturado (€).
- Tfr → término fijo de peaje de regasificación (€/kWh/día).
- Qr -> capacidad diaria de regasificación contratada (kWh/día).
- Tvr → término variable de peaje de regasificación (€/kWh).
- Vr → cantidad de gas natural regasificado en el período de facturación, (kWh).

A continuación podemos encontrar una referencia de este tipo de costes:

Fijo	Variable
€/(MWh/d)/m	€/kWh
19,612	0,116

Tabla 27. Peaje de regasificación 2018.

4.2.3.2 Peaje de transporte y distribución firme

Es el peaje correspondiente por el uso del sistema de transporte y distribución. Se compone de dos términos: un término de reserva de capacidad y un término de conducción, este último se diferenciará en función de la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor cualificado.

$$PTD = Trc + Tc$$

Donde:

- PTD → peaje de transporte y distribución.
- Trc → término de reserva de capacidad.
- Tc → término de conducción.

A continuación podemos encontrar una referencia de este tipo de costes:

Conducción firme				
		T.fijo	T. variable	
Grupo 1 (P > 60 bar)		€/(MWh/d)/m	€/MWh	
1.1	≤ 200	34,560	0,847	
1.2	200 – 1.000	30,875	0,6820	
1.3	> 1.000 GWh/año	28,657	0,615	
Grupo 2 (4 < P ≤ 60 bar)		€/(MWh/d)/m	€/MWh	
2.1	≤ 0,5	253,055	1,934	
2.2	0,5 – 5	68,683	1,543	
2.3	5 -30	44,971	1,249	
2.4	30 -100	41,210	1,121	
2.5	100 - 500	37,887	0,983	
2.6	> 500 GWh/año	34,848	0,852	
Grupo 3 (P ≤ 4 bar)				
3.1	≤ 5	2,53	29,287	
3.2	5 – 50	5,79	22,413	
3.3	50 – 100	54,22	16,117	
3.4	> 100 MWh/año	80,97	13,012	
		€/(MWh/d)/m	€/MWh	
3.5	> 8 GWh/año	59,258	2,010	
Opción D.H. 2 periodos (descuento en consumo de 23 a 7h)				

Tabla 28. Peaje de conducción firme 2018.

A efectos de facturar el término fijo del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1.

4.2.3.3 Peaje de transporte y distribución interrumpible

En esta modalidad de contrato, el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema. Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

- Consumo anual superior a GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.
- Presión de suministro superior a 4 bares.
- Telemedida operativa.
- Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el operador del sistema eléctrico.

Las condiciones de aplicación del contrato de interrumpibilidad son:

- 1. Período de preaviso de 24 horas.
- 2. Duración total máxima de las interrupciones en un año:
 - a. Contrato de interrupción tipo A: 5 días.
 - b. Contrato de interrupción tipo B: 10 días.

Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo «A» y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo «B».

4.2.3.4 Peaje de carga de cisternas

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga del GNL en vehículos cisternas. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de la cantidad cargada y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfc \cdot Qm + Tvc \cdot Vc$$

Donde:

- Pc → importe mensual facturado, en euros.
- Tfc → término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas, en euro/kWh/día.
- Tvc → término variable, en euro/kWh/día.
- Qm → capacidad diaria contratada, en kWh/día.
- Vc → cantidad de GNL cargado, en kWh.

A continuación podemos encontrar una referencia de este tipo de costes para el año 2018:

Fijo Cent/kWh/día/mes	Variable cent/kWh
2,8806	0,0171

Tabla 29. Peaje de carga de cisternas 2018.

4.2.3.5 Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de transporte

También conocido como entrada a red por gaseoducto o reserva de capacidad. Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte hasta el Punto Virtual de Balance. Se podrán establecer valores diferentes en función del punto de entrada. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pr = Tfr \cdot Qr$$

Donde:

- Pr → importe mensual facturado, en euros.
- Tfr → término fijo, en euro/kWh/día.
- Qr → caudal diario contratado, en kWh/día.

Fijo Cent/kWh/día/mes 1,0848

Tabla 30. Peaje de entrada a PVB red de transporte 2018.

4.2.3.6 Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de distribución hasta el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de entrada contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd \cdot Qd$$

Donde:

- Pd → importe mensual facturado, en euros.
- Tfd → término fijo, en euro/kWh/día.
- Qd → caudal diario contratado, en kWh/día.

4.2.3.7 Peaje de almacenamiento en el Punto Virtual de Balance.

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo que se aplicará a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pa = Tfp \cdot Qp$$

Donde:

- Pa → importe facturado, en euros.
- Tfp → término fijo, en euro/kWh/día.
- Qp → capacidad diaria de almacenamiento contratada, en kWh/día

4.2.3.8 Peaje de salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el Punto Virtual de Balance hasta su entrega en forma de GNL en los tanques de una planta de regasificación. Incluirá un término fijo, aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas transferidos al tanque. Se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pl = Tfl \cdot Ql + Tvi \cdot Cl$$

Donde:

- PI → importe mensual facturado, en euros.
- Tfl → término fijo, en euro/kWh/día.
- Ql → capacidad diaria contratada, en kWh/día.
- Tvl → término variable, en euro/kWh.
- Cl → cantidad de gas natural transportada, en kWh.

4.2.3.9 Canon de almacenamiento subterráneo

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como a su inyección y extracción. Incluirá tres términos fijos aplicables respectivamente a la capacidad contratada de almacenamiento, de inyección y de extracción y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Ps = Tfs \cdot Qfs + Tfi \cdot Qfi + Te \cdot Qfe$$

Donde:

- Ps → importe mensual facturado, en euros.
- Tfs → termino fijo de almacenamiento, en euro/kWh.
- Tfi → término fijo de inyección, en euro/kWh/día.
- Tfe → término fijo de extracción, en euro/kWh/día.
- Qfs → Capacidad de almacenamiento contratada, en kWh.
- Qfi → Capacidad de inyección contratada, en kWh/día.
- Qfe → Capacidad de extracción contratada, en kWh/día

En el caso de que el usuario tenga contratados simultáneamente productos individualizados y asociados, para los productos de capacidad asociada de almacenamiento, inyección y extracción, los términos de capacidad contratada de inyección y extracción, Qfi y Qfe, se sustituirán por las cantidades de gas inyectado o extraído en el periodo de facturación, aplicándose el peaje correspondiente.

Fijo €/kWh/mes	Término de inyección €/kWh	Término de extracción €/kWh
0,411	0,244	0,131

Tabla 31. Peaje de almacenamiento subterráneo 2018.

4.2.3.10 Peaje de exportación por conexión internacional por gaseoducto

Al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplicará el término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente multiplicado por un factor 0,7. No se aplicará el término variable.

En el caso de contratos de duración inferior a un año, se aplicará lo establecido en el peaje de contratos de duración inferior a un año.

4.2.3.11 Canon de almacenamiento de GNL

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de almacenamiento contratada y se facturará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Pg = Tfg \cdot Qg$$

Donde:

- Pg → importe mensual facturado, en euros.
- Tfg → término fijo del canon de almacenamiento, en euro/kWh/día.
- Qg → capacidad de almacenamiento contratada, en kWh/día.



Tabla 32. Almacenamiento de GNL.

4.2.3.12 Peaje de puesta en frio

A la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Fijo €/operación	Variable cent/kWh
71.610	0,1563

Tabla 33. Puesta en frio 2018.

4.2.3.13 Peaje de descarga de buques

Este peaje da derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación, pudiendo ser diferente para cada planta. Incluirá un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL descargados y se facturará por la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd + Tvd \cdot Vd$$

Donde:

- Pd → importe facturado por operación, en euros.
- Tfd → término fijo por operación, en euros.
- Tvd → término variable, en euro/kWh.
- Vd → cantidad de GNL descargada, en kWh.

A continuación podemos encontrar una referencia de este tipo de costes para el año 2018:

Ubicación de la planta	Fijo	Variable
	€/buque	cent/kWh
Huelva, Cartagena y Sagunto	33.978	0,0069
Bilbao, Barcelona y Mugardos	16.988	0,0035
Larrau, Irún, Badajoz, Tuy, GME y MEDGAZ	0	0

Tabla 34. Peaje de descarga de buques 2018.

4.2.3.14 Peaje de carga de GNL a buque

Este peaje dará derecho de uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL en buque desde una planta de regasificación, pudiendo ser diferente para cada planta. Incluirá un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL cargado y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfg + Tvg \cdot Vc$$

Donde:

- Pc → importe facturado por operación.
- Tfg → término fijo por operación, en euros.
- Tvg → término variable, en euro/kWh.
- Vc → cantidad de GNL cargado en la operación, en kWh.

Se distinguen cuatro peajes de carga de buques, en función de la cantidad de GNL cargado y tipo de operación:

- a) Igual o inferior a 5.000 m3.
- b) Superior a 5.000 m3 e igual o inferior a 15.000 m3.
- c) Superior a 15.000 m3.
- d) Servicio de puesta en frio.

Se distinguen cuatro tipos de servicio en función del número de cargas realizadas:

- a) Servicio de corto plazo. Supone la contratación de una carga.
- b) Servicio durante 30 días. Supone al menos la contratación de 3 cargas durante el periodo considerado.
- c) Servicio durante 90 días. Supone al menos la contratación de 5 cargas durante el periodo considerado.
- d) Servicio durante 365 días. Supone al menos la contratación de 12 cargas durante el periodo considerado.

Los servicios contratados y no utilizados se facturarán aplicando el término fijo correspondiente y, en su caso, una penalización.

A los servicios de carga de GNL en buques a partir de plantas de regasificación se les aplicará el siguiente peaje:

Número de buques	Fijo	Variable						
	€/operación	€/kWh						
> 9.000 m³ desde planta de regasificación	176.841	1,563						
≤ 9.000 m³ desde planta de regasificación	87.978	0,521						
Transvase de buque a buque: 80% de las anteriores								

Tabla 35. Peaje de carga de GNL a buque 2018.

4.2.3.15 Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior al año

Servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración inferior a un año son los siguientes:

	Producto intradiario	Producto diario	Producto mensual	Producto trimestral
Enero	0,25	0,15	2,30	
Febrero	0,22	0,13	2,00	1,91
Marzo	0,21	0,13	1,90	•
Abril	0,16	0,09	1,40	
Mayo	0,16	0,09	1,20	1,21
Junio	0,13	0,08	1,00	•
Julio	0,14	0,08	1,20	
Agosto	0,11	0,07	1,00	1,08
Septiembre	0,13	0,08	1,20	•
Octubre	0,15	0,09	1,30	
Noviembre	0,16	0,09	1,40	1,36
Diciembre	0,18	0,11	1,60	•

Tabla 36.Peaje aplicable a los contratos de duración inferior al año.

El término variable aplicable es el del peaje correspondiente.

4.2.3.16 Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima

Con carácter extraordinario los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrán acogerse al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima. Engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación.

Fijo €/(kWh/d)/mes Variable cent/kWh 4,4778 0,070823

Tabla 37. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima.

4.2.4 Alquiler de contadores y equipos de telemedida

Basándonos en la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre Los precios sin impuestos del alquiler de contadores y equipos de telemedida, aplicables serán los siguientes:

4.2.4.1 Contadores

Contadores para caudal hasta 10 m³/hora:

Caudal del contador (m3/h)	Precio del alquiler
Hasta 6 m³/hora	0,58 €/mes
Mayor o igual a 6 m³/hora y hasta 10 m³/hora	0,61 €/mes

Tabla 38. Contadores, Caudal hasta 10 m³/h.

Contadores para caudal igual o superior a 10 m³/hora:

Se calcula como el 12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes:

Caudal del contador (m³/hora)	Valor medio del contador (€)
Hasta 25 m³/hora	388,25
Hasta 40 m³/hora	752,97
Hasta 65 m³/hora	1.538,21
Hasta 100 m³/hora	2.082,41
Hasta 160 m³/hora	3.266,32
Hasta 250 m³/hora	6.912,67

Tabla 39. Contadores, caudal de más de 10 m/h.

4.2.4.2 Equipos de telemedida para la transmisión de la información hasta un centro de control remoto:

Tipo de equipo	Precio
Equipo para una sola línea	76,99 €/mes
Equipo para línea adicional	14,76 €/mes

Tabla 40. Equipos de telemedida, según la transmisión de la información.

4.2.5 Resumen de formación de precios de gas natural

Término	Components	Precio medio 2018					
Termino	Componente	T. Fijo	T. Variable	Tipo			
	Regasificación	1,96 cent€/kWh	0,0116 cent€/kWh	Regulado			
Peaje y	Transporte y distribución	Según tarifa	Según tarifa	Regulado			
seguridad	Almacenamiento subterráneo	-	0,411 cent€/kWh	Regulado			
de	Almacenamiento GNL	-	0,0324 cent€/kWh	Regulado			
suministro	Descarga de buque	-	Depende de la planta en que se descargue	Regulado			
	Reserva por capacidad	1,0848 cent€/kWh	-	Regulado			
Coste mater	ia prima	-	2,04 cent€/kWh	Regulado			
Margen com	ercial	Depende de la comercializadora	Depende de la comercializadora	Libre			
Alquiler contadores y equipos		Depende del caudal horario	-	Regulado			
Impuestos	Impuesto sobres hidrocarburos	-	0,234 cent€/kWh	Regulado			
Impuestos	IVA	21%					

Tabla 41. Desglose de la tarifa de gas

4.2.6 Estructura típica de las facturas de gas natural

DATOS SOBRE LA FACTURA

Número de factura: 15025698

Periodo de facturación: 01/05/2018-31/05/2018

Fecha de emisión: 31/05/2018

Fecha de vencimiento: 16/06/2018

Número de contrato: 21458

CUPS: ES0021000001584658PT5S

Dirección del suministro: C/ GASISTA Nº14

RESUMEN DE LA FACTURA Término fijo X,XX € Término variable X,XX € Impuesto especial hidrocarburos X,XX € Alquiler equipos de medida X,XX € IVA 21% X,XX €

IMPORTE TOTAL X.XX €

DATOS CONTRACTUALES

Tipo de tarifa: 3.1

Modalidad comercial: Precio diario

Caudal contratado: P1: XX kW

LOGOTIPO DE LA COMERCIALIZADORA

DATOS DEL CONSUMIDOR

Nombre del titular: Empresa S.A.

NIF: **B12345678**

DATOS DE PAGO

Nombre del titular: Empresa S.A.

CIF: **B12345678**

Forma de pago: Domiciliación bancaria

Fecha de cargo: **31/05/2018**Entidad bancaria: **XXXXXXXXXX**

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cantidad	Precio
Término fijo	XX kWh	X,XX €
Término variable	XXX,XX kWh	X,XX €
DTO. Termino fijo	XX kWh	-X,XX €
DTO. Termino variable	XXX,XX kWh	-X,XX €
Impuesto sobre hidrocarburos	XXX,XX kWh	-X,XX €
Alquiler contador		X,XX €
IVA 21%		×.xx €



PEWAREACIONES							
Calculo de la QD				Tipo de lectur	Mediciona CN	Lectura CR	_
Total Consumo	Datos de	el consumo	30K.XXX.XXXXX XXX.XXXXXX XXX.XXX.XXXXX XXX.XXX.XXXXX	XXLXXX XXLXXX XXLXXX	XX.XXX XX.XXX XX.XXX	XXXXXX XXXXXX XXXXXX	
Total Consumo	kWh	XX.XXX	XXLXXLXXXXX XXLXXLXXXXX XXLXXLXXXXX	XXLXXX XXLXXX XXLXXX	XX.XXX XX.XXX XX.XXX	XX.XXX XX.XXX XX.XXX	
Qd Contratada	kWh	x.xxx	XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX	XXLXXX XXLXXX	XX.300X XX.300X	XX.XXX XX.XXX	
Qd Media	kWh	X.XXX	XX.XX.XXXXX XX.XX.XXXXX XX.XX.XXXXX	XXLXXX XXLXXX XXLXXX	XX.300X XX.300X XX.300X	XXCXXX XXCXXX XXCXXX	
Qd Aplicada	kWh	X.XXX	XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX XX.XX.X	XXLXXX XXLXXX XXLXXX	XX.300X XX.300X XX.300X	XXCXXX XXCXXX XXCXXX	
Qd Máxima	kWh	X.XXX	XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX XX.XX.XXXX	XXLXXX	XX.XXX XX.XXX	XX.XXX XX.XXX	
Día Qd Máxima	kWh	x.xxx	30K.30K.3000K 30K.30K.3000K 30K.30K.3000K	XXLXXX XXLXXX XXLXXX	XX.300X XX.300X XX.300X	XXXXXX XXXXXX XXXXXX	
			200, 300, 300,000	YX YXX	XX XXX	XX XXX	

consumo diario

5 RESIDUOS Y EMISIONES CO2 EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Con objeto de concienciar sobre el impacto ambiental del mercado energético, es conveniente destacar la importancia de que la reducción de la energía consumida no solo se traduce en ahorros económicos sino que también resulta en una reducción del CO2 emitido a la atmosfera.

Estas emisiones se producen tanto en el consumo térmico, de forma directa, como en el eléctrico, de forma indirecta.

Desde el punto de vista térmico, durante la combustión de cualquier combustible se emiten a la atmosfera una serie de gases contaminantes (SO2, CO2, NOx y CH4).

Pese a que hay algunos combustibles que emiten más CO2 que el gas natural, al ser éste el más comúnmente empleado, es una gran fuente de emisiones tal y como se puede ver en el siguiente gráfico.

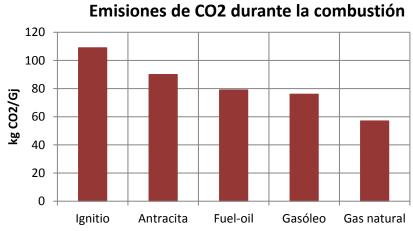


Gráfico 18. Emisiones de CO2 durante la combustión Fuente: Ministerio para la transición ecológica

El IDAE expone anualmente una serie de factores relevante a cada tipo de energía indicando la relación entre el consumo energético de cada tipo de combustible y las toneladas de CO2 emitidas a la atmosfera.

		COMBUSTIBLES				
FUENTE ENERGÉTICA	CONSU	MO FINAL DIRECTO	ENERGÍA PR	IMARIA (1)	FACTOR DE EMISIÓN ⁽²⁾	
FUENTE ENERGETICA	tep	Volumen específico	tep	MWh	tCO₂/tep	
Hulla	1	2,01 t	1,14	13,21	4,23	
Lignito negro	1	3,14 t	1,14	13,21	4,16	
Carbón para coque	1	1,45 t	1,14	13,26	4,40	
Biomasa agrícola	1	3,34 t	1,25	14,53	neutro	
Biomasa industria forestal	1	2,87 t	1,25	14,53	neutro	
Coque de petróleo	1	1,29 t	1,42	16,49	4,12	
Gas de coquerías	1	1,08 t	1,14	13,26	1,81	
Gasóleo C	1	1.092 l	1,12	13,02	3,06	
Fuelóleo	1	1.126 l	1,11	12,91	3,18	
Gas Natural	1	910 Nm ³	1,07	12,44	2,34	
Gases Licuados de Petróleo (GLP)	1	1.763 l	1,05	12,21	2,72	
Butano	1	1.670 l	1,05	12,21	2,72	
Propano	1	1.748 l	1,05	12,21	2,67	
Gas de refinería	1	0,85 t	1,12	13,07	2,30	

Tabla 42. Factores de emisión y de paso a energía primaria en los combustibles. Fuente: IDAE

En cuanto al apartado eléctrico, la emisión de CO2 no se produce en el lugar en donde se consume esta energía, si no que surge durante la generación de la misma, pese a que existen muchas fuentes generadoras denominadas limpias, como las renovables, siguen existiendo multitud de tecnologías generadoras que contaminan.

El IDAE al igual que con los combustibles, calcula una serie de factores con lo que poder comprobar el impacto en el medioambiente de nuestro consumo eléctrico, en la misma se muestra la relación entre la energía primaria a energía final y viceversa lo que nos permitirá conocer cuál es la cantidad de energía que se produce en bornes de central y la que realmente se consume en el punto de consumo.

ELECTRICIDAD										
	ENERGIA ENERGÍA PRIMARIA						FACTOR DE EMISIÓN			
TECNOLOGÍA		FINAL		Bornas de central		punto onsumo	En bornas de alternador (bruta)	En bornas de central (neta)	En punto de consumo	
	MWh	tep	MWh	Tep	MWh	tep	tCO₂/MWh	tCO₂/MWh	tCO₂/MWh	
Hulla+ antracita	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	1,13	1,17	1,27	
Lignito pardo	1	0,086	2,68	0,23	2,91	0,25	0,90	0,93	1,01	
Lignito negro	1	0,086	2,68	0,23	2,91	0,25	0,97	1,00	1,09	
Hulla importada	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	0,90	0,94	1,02	
Nuclear	1	0,086	3,03	0,26	3,29	0,28	0	0	0	
Ciclo Combinado	1	0,086	1,93	0,17	2,09	0,18	0,34	0,35	0,38	
Hidroeléctrica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0	
Cogeneración MCIA (3)	1	0,086	1,67	0,14	1,74	0,15	0,37	0,38	0,42	
Cogeneración TG (4)	1	0,086	1,61	0,14	1,69	0,15	0,33	0,34	0,37	
Cogeneración TV (6)	1	0,086	1,72	0,15	1,80	0,16	0,41	0,42	0,46	
Cogeneración CC (6)	1	0,086	1,54	0,13	1,61	0,14	0,31	0,32	0,35	
Eólica y fotovoltaica	1	0,086	1,00	0,09	1,09	0,09	0	0	0	
Solar termoeléctrica	1	0,086	4,56	0,39	4,95	0,43	0	0	0	
Biomasa eléctrica	1	0,086	4,88	0,42	5,29	0,46	0	0	0	
Biogás	1	0,086	3,70	0,32	4,02	0,35	0	0	0	
RSU	1	0,086	4,02	0,35	4,36	0,38	0,24	0,25	0,27	
Centrales de fuelóleo	1	0,086	2,52	0,22	2,73	0,24	0,71	0,73	0,79	
Gas siderúrgico	1	0,086	2,86	0,25	3,10	0,27	0,64	0,69	0,75	
			0	0,17 0,18		0,23	0,23	0,25		
Energía Eléctrica			tep /N	Wh neto	tep	/MWh	tCO2/MWh bruto	tCO2/MWh neto	tCO2/MWh final	
General	1	0,086	1	,94		,11	2,63	2,72	2,95	
General				rimario/ h neto		rimario/ h final	tCO₂/tep bruto	tCO ₂ /tep neto	tCO ₂ /tep final	
			0	,17	0	.19	0,23	0,23	0,27	
Energía Eléctrica				Wh neto		Wh final	tCO ₂ /MWh bruto	tCO ₂ /MWh neto	tCO2/MWh final	
Baja Tensión	1	0.086		.94		,21	2,63	2,72	3,09	
(Sector Doméstico)		-,,,,,,,	MWh p	rimario/ h neto	MWh primario/ MWh final		tCO₂/tep bruto	tCO₂/tep neto	tCO₂/tep final	

⁽¹⁾ Incluye las pérdidas en las transformaciones para la obtención del combustible y/o carburante y transporte del mismo.

(6) CC: Ciclo combinado

Tabla 43. Factores de emisión y de paso a energía primaria en electricidad Fuente: IDAE

Tal y como nos dicta la lógica, las energías renovables no produce ningún tipo de emisión al no precisar de la quema de combustibles fósiles, esto provoca que sean los países que más apuesten por las energías renovables los menos contaminantes y por lo tanto su factor de emisión será mucho menor que aquellos que no lo hagan.

A día de hoy aún existen muchos países dependientes de estos combustibles para su generación energética, su adaptación a las nuevas tecnologías es uno de los principales objetivos propuestos por la Unión Europea en el compromiso energético de los "Cinco Veintes".

Los objetivos de este compromiso se debería cumplir para el 2020, estos son:

⁽²⁾ En punto de consumo

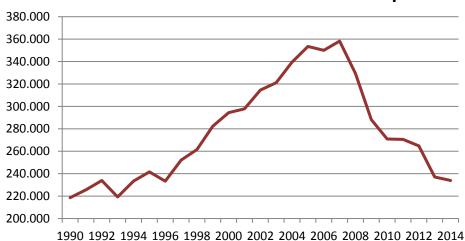
⁽³⁾ MCIA: Motor de Combustión Interna Alternativo

⁽⁴⁾ TG: Turbina de Gas (5) TV: Turbina de Vapor

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% y se aumentaría a un 30% si se alcanza un acuerdo internacional.
- Promover la eficiencia energética resultando un ahorro del 20% del consumo energético.
- Conseguir que el 20% de la energía primaria consumida provenga de fuentes renovables.

Con estos objetivos se pretende reducir la cantidad de CO2 emitido en los distintos países afines a la estrategia planteada hasta valores inferiores a las emisiones generadas en 1990. Estos objetivos se están intentando alcanzar promoviendo principalmente las energías renovables y el consumo eficiente, desde la realización de la propuesta se ha conseguido reducir en gran medida las emisiones de este gas.

Kilotoneladas de CO2 emitido en España



6 FISCALIDAD ENERGÉTICA EN EL FLUJO ELÉCTRICO Y GAS

6.1 ELECTRICIDAD

Los impuestos que de alguna forma u otra afectan al precio de la electricidad, son fruto de la necesidad de recaudar ingresos para financiar las actividades del gobierno así como sus políticas sociales.

Estos impuestos afectan directamente al consumidor e incluso indirectamente al afectar a las empresas generadoras de electricidad lo que provoca un encarecimiento de los precios, estos impuestos no son exclusivos a nivel nacional, en el siguiente gráfico se compara el precio electricidad en consumidores domésticos e industriales de la unión europea en la segunda mitad de 2016.

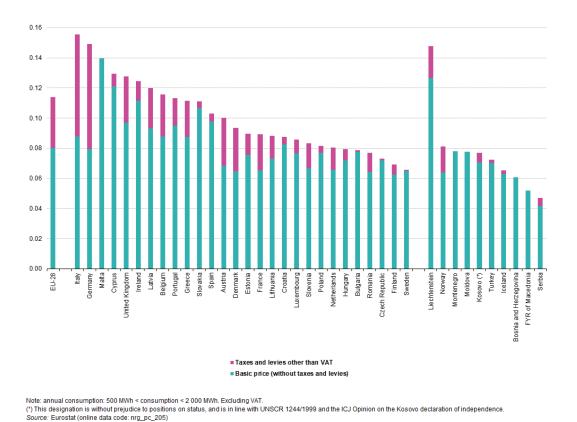


Gráfico 19. Precios de la electricidad para consumidores domésticos, segunda mitad de 2016 (€/kWh)

Fuente: Eurostat

Esta diferencia entre los impuestos establecidos en los diferentes países de la Unión Europea afecta también a la competitividad de las empresas internacionales como veremos en apartados posteriores de este documento.

A continuación se describen los principales impuestos identificados durante el presente estudio, que afectan al coste de electricidad de las pymes

6.1.1 Tasa Municipal

Es un 1,5% a aplicar sobre los costes que afectan a la factura (término fijo, término variable, excesos, alquiler de contadores...), salvo el peaje.

A veces este coste es incluido por la comercializadora en su propio margen de beneficio o forma parte del propio coste total de la energía

Se abona al municipio donde se encuentra el punto de suministro. En la mayor parte de los casos, forma parte del propio coste total de la energía, de manera que queda incluido y no se refleja en la factura.

6.1.2 Impuesto Eléctrico

Se aplica sobre la suma de energía consumida y el término de potencia. Supone el 5,11% sobre esa cifra. Se calcula de la forma establecida por la legislación, multiplicando el porcentaje 4,864% por 1,05113 y por el total del coste de su consumo más potencia.

Este impuesto que se explica se aplica al consumidor, pero existe otro impuesto con el mismo nombre que afectará a las compañías generadoras de energía eléctrica.

Según la Ley 28/2014, de 27 de noviembre por la que se modifica entre otros la ley 38/1992, de 28 de diciembre, por la que se establecen los impuestos especiales, se define un descuento del 85% sobre la base imponible para el cálculo de la base liquidable que afecta a los siguientes usos industriales.

- Reducción química y procesos electrolíticos.
- Procesos mineralógicos.
- Procesos metalúrgicos.
- Actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50 por ciento del coste de un producto.
- Riegos agrícolas.
- Actividades industriales cuyas compras o consumo de electricidad representen al menos el 50 por ciento del valor de la producción.
- La energía eléctrica suministrada que haya sido generada por pilas de combustibles.

En resumen, existe una serie de supuesto o circunstancias especiales en las que una empresa puede estar exenta de pagar el 85% de ese impuesto, estos supuestos se detallarán en el apartado de oportunidades de ahorro en contratación energética.

6.1.3 IVA

Grava los términos de potencia y energía, alquileres y a los propios impuestos anteriores. Se aplica un 21% sobre el total de la factura.

El IVA en Pymes e industrias no se computa al poder repercutirse por ser la electricidad un bien intermedio.

6.1.4 Otro tipo de impuestos

Los impuestos anteriores afectaban directamente al consumidor, sin embargo, existen otros que aunque no le repercuta de forma directa, afecta al precio de la electricidad que compra pues afectan a las empresas generadoras. Estos tributos varían los precios de venta en el mercado eléctrico, gravando los productos intermedios y afectando a la competitividad. Estos impuestos se pueden consultar en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

Según esa misma ley, el objetivo de la recaudación de estos impuestos es proporcionar un uso más respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad a la par de eficiente, adaptando el marco normativo y regulatorio a esta nueva filosofía energética.

- El impuesto sobre el valor de la producción: constituye un encarecimiento (un 7%) del coste de producción debido al decremento de los recursos de aquellas instalaciones que no han sido las responsables de la generación del déficit, siendo las actividades reguladas las causantes.
- Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica: Este impuesto grava tanto a la producción del combustible nuclear gastado en cada reactor nuclear como al residuo resultante de dicha actividad.
- Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas: Constituye el impuesto a la actividad de almacenamiento del combustible nuclear gastado en las centrales nucleares de generación eléctrica
- **El canon hidráulico**: solo afecta al uso hidroeléctrico, se establece una cuota del 22% sobre la venta que se debe sumar al impuesto sobre el valor de la producción, aplicando como antes la doble imposición. Su recaudación está destinada a la protección y mejora del dominio público hidráulico.
- **Imposición sobre el carbón**: Grava a las empresas más eficientes encareciendo el combustible que se emplea para la producción eléctrica.
- **Imposición sobre los hidrocarburos**: Impuesto indirecto que recae sobre el consumo de hidrocarburos como combustible y el uso de cualquier producto usado como carburante.

- **Generación no peninsular**: estos impuestos afectan a algunas actividades reguladas, sin embargo no se tiene constancia de los tributos que incrementan los costes de generación.

Impuesto	Efectividad ambiental	Capacidad recaudatoria	Efectos distributivos
Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica	Media	Alta	Elevados
Impuesto sobre los hidrocarburos	Media	Alta	Medios
Impuesto sobre el carbón	Media	Baja	Medios
Impuesto sobre la producción de combustible nuclear	Ваја	Baja	Poco relevantes
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	Ваја	Ваја	Poco relevantes
Canon hidroeléctrico	Ваја	Ваја	Poco relevantes

Tabla 44 Otros tipos de impuestas que afectan al mercado electrico

Mientras que la repercusión de estos impuestos afecta a nivel nacional, existen otros impuestos que repercuten sobre el coste de energía eléctrica consumida en Castilla y León como es el Impuesto sobre la afección medioambiental causada por determinados aprovechamientos del agua embalsada, por los parques eólicos y por las instalaciones de transporte de energía eléctrica de alta tensión.

Según la Ley 24/2013 del sector eléctrico, art. 16.4. "En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en el peaje de acceso o cargo que corresponda podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma." Lo que puede traducirse en diferentes peajes dentro del territorio nacional.

6.2 GAS

La factura del gas tiene dos impuestos. Estas tasas son pagadas al estado y son obligatorias para todos los tipos de tarifa.

- 1 Impuesto de hidrocarburos
- 2 Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)

6.2.1 Impuestos de hidrocarburos

Al igual que ocurre con el impuesto especial a la electricidad, el impuesto de hidrocarburos sobre el gas forma parte de las tasas especiales que forman parte de las medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Dicho impuesto depende del uso que se le dé al Gas Natural, según sea para uso profesional, para uso vehicular o generación de energía eléctrica.

Tipo de uso	Precio
Carburante de vehículos	4,14 €/MWh
Uso profesional	0,54 €/MWh
Generación eléctrica y resto de usos	2,34 €/MWh

Tabla 45. Impuesto de hidrocarburos.

6.2.2 IVA

Se aplica un 21% sobre el total de la base imponible de la factura de gas. El resultado de aplicar este impuesto es el precio a pagar por el cliente.

7 COMPRA DE ENERGÍA E INFLUENCIA EN LA COMPETITIVIDAD

Rememorando lo mencionado en apartados anteriores, se puede decir que el primer paso para obtener energía para su consumo es decidir en qué mercado se va a realizar esta operación, en el regulado o en el libre.

En el mercado regulado, Tanto el suministro como el precio de la energía eléctrica y el gas se encuentran regulados para varios tipos de tarifa, en el caso del sector eléctrico dependen del nivel de tensión al que se encuentra conectado el usuario así como de la potencia instalada, y en el caso del sector del gas dependen del nivel de tensión al que se encuentra conectado el usuario así como del consumo anual. El precio en este mercado está fijado por ley, lo que impide la libertad de optimizar el suministro más haya de elegir entre un tipo de tarifa regulada u otra.

Sin embargo, con la liberación del mercado, se dio la oportunidad a los consumidores de energía eléctrica y/o de gas a elegir el método de compra de la energía, en este apartado se pretende dar a conocer todos los métodos de compra disponible en el mercado libre, de tal forma que el lector pueda elegir en base a sus condiciones que método es el mejor para su empresa.

7.1 Sector eléctrico

7.1.1 Compra por medio de una comercializadora.

En el correspondiente apartado de este estudio, se dio a entender la función que presentan hoy en día las comercializadoras y su papel como enlace entre el mercado eléctrico y sus clientes.

Existen más de 100 comercializadoras que ofrecen distintos precios en el término de energía y potencia así como una gran variedad de descuentos y servicios, la principal ventaja de comprar energía a través de una comercializadora es la facilidad de hacerlo, por lo general al ser un precio fijado para un periodo determinado el cliente no tiene que preocuparse por la subida o bajada del precio en el mercado durante ese periodo.

Otra ventaja reside precisamente en esos descuentos y servicios que cada comercializadora oferta, y que interesarán más o menos al cliente en función de sus necesidades.

Sin embargo, la compra de energía a través de las comercializadoras no está exenta de inconvenientes, estas compañías necesitan un margen de beneficio que obtienen al facturar el término denominado en apartados anteriores como "Margen de comercialización", otra desventaja es la falta de detalle en el desglose del precio que viene fijado en la tarifa, el precio debido a los costes regulados y al precio de la energía vendida en el mercado puede llegar a ser muy diferente del que aparece en la tarifa entrando en juego el margen de comercialización.

Un consumidor puede contratar una tarifa eléctrica con una comercializadora por su cuenta pactando un precio con la compañía suministradora, sin embargo existen una serie de iniciativas promovidas por distintos tipos de entidades por las que se proponen compras de energía de forma colectiva obteniendo ofertas más económicas del acuerdo con la comercializadora.

7.1.1.1 Compra colectiva

El proceso de compra colectiva se inicia cuando una institución agrupa a un conjunto de consumidores que deseen conseguir el precio de la energía lo más barato posible, cuanto mayor sea este grupo mayor será el interés de las comercializadoras de ofrecer una oferta que les convenza para pasar a convertirse en parte de su lista de clientes.

La elección de la compañía con la que contratar el suministro se realiza por medio de un proceso de licitación o subasta inversa entre varias comercializadoras, en este proceso las comercializadoras compiten entre sí para tratar de ser la elegida, lo que permite reducir aún más el precio de la tarifa.

Las características principales de la compra colectiva son las siguientes.

- Es una institución la que realiza el proceso de subasta y de captación de consumidores que se apunten a la compra colectiva.
- La compra conjunta solo funciona a partir de un número mínimo de participantes que sea capaz de llamar la atención de las comercializadoras.
- El consumidor puede llegar a no aceptar la oferta final si su precio no le convence.
- Actualmente existen una gran cantidad de portales donde acceder al sistema de compra colectiva.

Existen una gran cantidad de métodos para acceder a esta modalidad de compra energética, los cuales se explican a continuación.

Cabe mencionar que no hay que confundir la reducción de precio dado por la compra colectiva de los cupones descuento que se pueden considerar el origen de esta metodología de compra.

Compra colectiva a través de organizaciones diversas

ANAE y OCU son las principales asociaciones que promueven las compras colectivas en España, estas permiten por un proceso de inscripción unirse al resto de consumidores que desean acceder a la compra colectiva.

Un usuario que desee inscribirse deberá realizar las siguientes operaciones:

- Acceder al portal de información donde la organización ofrezca este servicio
- Inscribirse a la oferta
- Mantenerse a la espera del término de plazo de compra, la cual puede llevar un periodo prolongado de tiempo.
- Comprobar los precios de la tarifa acordada así como de los términos propuestos.
- Decidir si la tarifa acordada es conveniente en comparación con otras tarifas que se puedan encontrar en el mercado.
- Se dejara un plazo de unos días para que el usuario decida optar o no por esa tarifa grupal acordada

7.1.1.2 Otras formas de compras colectivas

La llamada compra colectiva no es el único método para realizar este tipo de compras agrupadas, existen otros métodos.

Comercializadoras cooperativas

Una comercializadora cooperativa constituye una sociedad cooperativa sin ánimo de lucro que se encarga de comprar la energía para la propia empresa.

Para acceder a estas comercializadoras se necesita aportar un capital inicial puesto que no solo se es un cliente sino que también se pasa a ser un socio, estos constituye una de las principales ventajas de formar parte de la comercializadora pasando a ser un consumidor activo con transparencia y derecho de participación en las decisiones de la empresa.

Los socios de la cooperativa en conjunto acuerdan los diferentes costes a su alcance como puede ser el término de potencia, el término de energía y el margen de comercialización.

Los beneficios conseguidos por la empresa se reinvierten en la empresa, en ocasiones se contempla un tipo de financiación adicional para la creación de productos devolviendo la inversión y obteniendo beneficio en forma de energía más barata.

Compra agregadas a través de comercializadora en el mercado a plazo (futuros)

En la compra agregada la energía se adquiere a través de la participación y colaboración de los clientes de la comercializadora adaptando la compra a las necesidades de los mismos y obteniendo mejores precios de forma similar a los obtenidos en la compra colectiva.

En este caso, la comercializadora accede al mercado a plazos, lo que le permite elegir el momento que considere más propicio para la compra de energía accediendo así a precios más baratos.

Compras colectivas a través de "centrales de compras"

Una central de compras es una organización gestionada por una comercializadora que se encarga de desarrollar actividades y prestar servicios a empresas que lo soliciten con el objetivo de rebajar la factura energética por medio de un sistema similar a la compra colectiva.

Cualquier empresa independiente se puede asociar a una central de compra si se cumplen los requisitos establecidos en los Estatutos de Constitución y Sociedad así como en los DI de la central de compras.

Los DI son documentos elaborados por las centrales de compra y que será diferente en función de la central de compra, el más básico es aquel mediante el cual se establece el vínculo entre los empresarios y la central de compra.

Las ventajas que presenta asociarse a una central de compras es principalmente la capacidad de conseguir mejores descuentos que aquellos a los que optaríamos participando en el mercado de forma individua.

La peculiaridad de las centrales de compra es que al estar gestionado por una comercializadora, esta conoce mejor las necesidades energéticas de la empresa que solicita el servicio, optimizando la factura, sin embargo, esto implica un compromiso de fidelidad hacia la central de compra y sus asociados.

7.1.2 Otras formas de adquirir energía eléctrica

7.1.2.1 Compra directa al mercado eléctrico

En las alternativas anteriores de compra de energía eléctrica se requería de algún tipo de enlace entre el consumidor y el mercado, en este caso se plantea la posibilidad de que el consumidor acceda directamente al mercado mayorista, de esta forma se evita pagar el margen de comercialización establecido por las comercializadoras.

Las obligaciones y requisitos que debe de cumplir un consumidor directo son los expuestos en el apartado correspondiente de este documento.

La compra directa se puede realizar también, a través de una comercializadora que sea la que actué como agente del mercado permitiendo al consumidor acceder directamente al mercado mayorista, pagando un coste de gestión debido a este servicio.

7.2 Sector del Gas

7.2.1 Compra por medio de una comercializadora

Al igual que en el sector eléctrico existen infinidad de comercializadoras que ofrecen distintos precios así como una gran variedad de descuentos y servicios, la principal ventaja de comprar energía a través de una comercializadora es la facilidad de hacerlo, por lo general al ser un precio fijado para un periodo determinado el cliente no tiene que preocuparse por la subida o bajada del precio en el mercado durante ese periodo.

Otra ventaja reside precisamente en esos descuentos y servicios que cada comercializadora oferta, y que interesarán más o menos al cliente en función de sus necesidades.

Sin embargo, la compra de energía a través de las comercializadoras no está exenta de inconvenientes, estas compañías necesitan un margen de beneficio que obtienen al facturar el término denominado en apartados anteriores como "Margen de comercialización", otra desventaja es la falta de detalle en el desglose del precio que viene fijado en la tarifa, el precio debido a los costes regulados y al precio de la energía vendida en el mercado puede llegar a ser muy diferente del que aparece en la tarifa entrando en juego el margen de comercialización.

De forma análoga al mercado eléctrico, en el mercado de gas un consumidor puede contratar una tarifa de gas con una comercializadora por su cuenta, pero también tiene la posibilidad de optar por otras iniciativas promovidas por distintos tipos de entidades por las que se proponen compras de energía de forma colectiva obteniendo ofertas más económicas.

7.2.1.1 Compra colectiva

Este proceso se realiza de igual forma que en el mercado eléctrico. Da inicio cuando una institución agrupa a un conjunto de consumidores que deseen conseguir un precio de la energía más barato. Cuanto mayor sea el número de consumidores agrupados mayor será el interés de las comercializadoras por la agrupación y por tanto mejor será la oferta y menor el precio.

El proceso de selección de la comercializadora se realiza por medio de una licitación o subasta inversa entre las comercializadoras interesadas. La competencia entre las comercializadoras genera aún más ahorro para la agrupación de consumidores.

Las características principales de la compra colectiva se han explicado detalladamente en el apartado referido al sector eléctrico.

Existen una gran cantidad de métodos para acceder a esta modalidad de compra energética, los cuales se explican a continuación.

Cabe mencionar que no hay que confundir la reducción de precio dado por la compra colectiva de los cupones descuento que se pueden considerar el origen de esta metodología de compra.

Compra colectiva a través de organizaciones diversas

ANAE y OCU son las principales asociaciones que promueven las compras colectivas en España, estas permiten por un proceso de inscripción unirse al resto de consumidores que desean acceder a la compra colectiva.

Un usuario que desee inscribirse deberá realizar las siguientes operaciones:

- Acceder al portal de información donde la organización ofrezca este servicio
- Inscribirse a la oferta
- Mantenerse a la espera del término de plazo de compra, la cual puede llevar un periodo prolongado de tiempo.
- Comprobar los precios de la tarifa acordada así como de los términos propuestos.
- Decidir si la tarifa acordada es conveniente en comparación con otras tarifas que se puedan encontrar en el mercado.
- Se dejara un plazo de unos días para que el usuario decida optar o no por esa tarifa grupal acordada

7.2.1.2 Otras formas de compras colectivas

Compras colectivas a través de "centrales de compras"

Como se ha explicado en este mismo apartado en el sector eléctrico, las ventajas que presenta asociarse a una central de compras es principalmente la capacidad de conseguir mejores descuentos que aquellos a los que optaríamos participando en el mercado de forma individual pero con la peculiaridad de que las centrales de compra al estar gestionadas por una comercializadora, conoce mejor las necesidades energéticas de la empresa que solicita el servicio, optimizando la factura, sin embargo, esto implica un compromiso de fidelidad hacia la central de compra y sus asociados.

7.2.2 Otras formas de adquirir gas

7.2.2.1 Compra directa al mercado gasista

En el caso de la forma directa no es necesaria la intervención de un intermediario entre el mercado y el consumidor por lo que de esta forma el consumidor se ahorra el margen de comercialización. Además, el usuario obtiene total transparencia, mayor información y un mayor control de los costes con un desglose de los mismos más detallado.

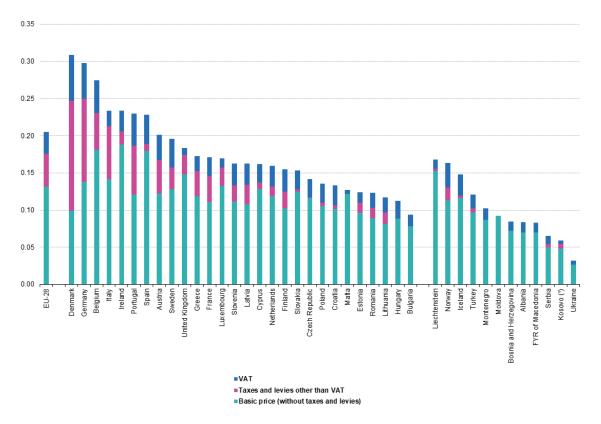
La compra directa también se puede realizar a través de una comercializadora que actúe como agente del mercado permitiendo al consumidor acceder directamente al mercado mayorista, a cambio de un coste de gestión debido a este servicio.

8 INFLUENCIA DE COSTES ENERGÉTICOS EN LA COMPETITIVIDAD

En cualquier empresa, la reducción del coste de producción dará lugar a la consecuente disminución del coste del producto permitiéndole reducir el precio de venta del mismo manteniendo constante el beneficio.

Todos los inputs empleados en los procesos productivos afectan a este precio final siendo el coste de la energía uno de los inputs más influyentes.

Por lo tanto, la optimización del precio de la energía afecta directamente a la competitividad de la empresa, no solo a nivel nacional sino también a nivel internacional en función del radio que abarque las ventas en la empresa.



Note: annual consumption: 2 500 kWh < consumption < 5 000 kWh.

(1) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence Source: Eurostat (online data code: nrg_pc_204)

Gráfico 20. Precios de la electricidad para consumidores industriales europeos, segunda mitad de 2016 (€/kWh) Fuente: Eurostats.

En el gráfico se puede ver como España es el séptimo país europeo con el precio eléctrico más caro seguido de Austria y Suecia durante la segunda mitad del 2016, estas diferencias de precio pueden afectar directamente a las ventas internacionales en su caso.

La evolución de los precios tanto de gas natural como de electricidad en Europa sigue una tendencia ascendente, siendo España uno de los países en donde estas subidas son más pronunciadas.

Por otro lado hay que tener en cuenta que no todas las empresas consumen lo mismo, el Instituto Nacional de Estadística, da una medida del consumo de una empresa en base al sector industrial al que pertenezcan.

2005				2012				
Sectores	Gastos energéticos/ explotación	Gastos energéticos/ personal	Gastos energéticos/ VAB	Gastos energéticos/ inversiones	Gastos energéticos/ explotación	Gastos energéticos/ personal	Gastos energéticos/ VAB	Gastos energéticos/ inversiones
Metalurgia y siderurgia	11,8	41,13	21.12	1.05	16.85	59.99	44.36	1.48
Hierro, acero y ferroaleaciones	11.94	48.31	22.06	1.2	16.04	62.00	61.54	1.84
Tubos	5.00	14.67	8.00	0.63	7.39	19.27	12.73	0.80
Otros productos minerales no metálicos	8.60	28.89	14.81	0.66	13.22	42.62	33.90	1.82
Vidrio y productos de vidrio	8.34	26.70	15.47	0.81	14.40	50.59	35.66	2.14
Cemento, cal y yeso	15.93	75.55	21.01	0.89	13.72	52.08	35.45	1.33
Papel	8.23	26.37	14.93	0.60	14.57	53.90	30.17	1.19
Pasta papelera, papel y cartón	15.05	56.17	29.55	1.25	25.22	129.34	60.86	4.44
Pasta papelera	15.60	62.14	36.73	1.39	24.63	128.24	46.29	4.67
Papel y cartón	14.94	55.06	28.39	1.23	25.33	129.55	64.75	4.40
Artículos de papel y de cartón	3.85	11.31	6.66	0.26	6.71	20.59	12.58	0.39
Madera y corcho	3.56	9.11	6.27	0.34	8.73	21.49	17.95	1.84
Aserradero y cepillado	3.43	8.93	5.76	0.38	13.48	35.30	26.72	1.58
Productos de madera, corcho, cestería y espartería.	3.57	9.14	6.34	0.34	8.02	19.56	16.58	1.88
Chapas y tableros de madera	7.97	32.73	19.93	0.77	13.14	48.80	37.97	4.48
Química	5.02	20.68	11.35	0.58	10.44	47.33	26.54	1.75
Productos químicos básicos y otros	10.22	59.42	25.21	0.98	14.64	93.17	47.79	2.44
Productos de caucho y plástico	3.07	9.30	5.99	0.29	6.03	18.21	11.87	0.83
Productos de caucho	2.53	8.02	5.52	0.40	3.70	11.70	7.06	0.45

Tabla 46 Evolución de los ratios energéticos en los sectores industriales en España

Por lo tanto de todo esto se puede concluir, que la influencia de los precios en los mercados energéticos es elevada afectando a la capacidad productiva de la empresa, obligando a las empresas a incrementar el precio de los bienes ofertados por la misma mientras se mantenga esta tendencia incremental en el coste de fabricar una unidad de producto.

Esto no afecta a todas las industrias por igual, y no depende exclusivamente del precio de la energía, puesto que al fin y al cabo, a nivel nacional, el precio energético es equiparable y la principal diferencia reside en la selección de la tarifa energética así como la forma de usar esa energía, estos serán los principales parámetros que marquen la diferencia e incline la balanza a favor de la empresa con la mejor gestión energética.

9 OPTIMIZACION DE LA CONTRATACIÓN ENERGÉTICA

Como se ha podido comprobar hasta aquí los parámetros que afectan al precio de la energía son muchos y muy variables, dependiendo de muchos otros factores, por lo tanto las oportunidades de ahorro, en la factura eléctrica y de gas son muchas y requieren un entendimiento del funcionamiento del mercado energético y el sistema de facturación.

En los siguientes apartados se pretenderá concienciar a las empresas de la capacidad de ahorro que poseen optimizando los parámetros que afectan a su tarifa eléctrica y de gas

9.1 Oportunidades de ahorro en electricidad

9.1.1 Tarifa adaptada a la curva de consumo

El principal problema que tienen los consumidores es elegir cuál es la tarifa eléctrica que mejor se adapta a su consumo, el principal motivo es la gran cantidad de ofertas con diferentes características, como son el tipo de discriminación horaria, la potencia máxima y mínima de contratación, la tensión de conexión a la red, el tipo de mercado al que pertenece, la estabilidad del precio en el tiempo etc.

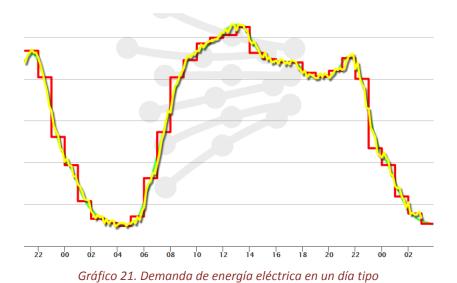
El primer paso es ver que tarifas se pueden contratar y cuáles no en base a la capacidad de consumo de la empresa, para ello se deberá conocer la potencia instalada y el nivel de tensión de conexión a la red, puesto que solo determinadas tarifas son accesibles si se cumplen ciertas condiciones.

Además de esto último es conveniente conocer el patrón de consumo eléctrico de la empresa, para ello, es importante conocer aspectos de la propia instalación tales como la diferencia entre la potencia total instalada y la realmente consumida o el perfil diario y mensual de consumo de energía.

Estos perfiles de consumo se pueden obtener solicitando los datos a la comercializadora si dispone de este servicio, siempre y cuando se disponga de un contador digital. También se pueden instalar contadores propios y almacenar los datos para su consulta.

Por otro lado, si no se dispone de medios, el consumo se puede estimar, teniendo en cuenta los periodos del día más activos de la instalación consumidora, sin embargo, la estimación no es un método exacto y no garantiza la optimización de los costes.

Como ejemplo se muestra la demanda peninsular de energía eléctrica que puede representar un comportamiento normal del consumo eléctrico en un hogar o en una PYME con un funcionamiento sin paradas.



Sabiendo el perfil de consumo se debe buscar una tarifa que se adapte a él, en la siguiente tabla se trata de agrupar los diferentes tipos de tarifa de acuerdo a sus características.

Fuente: REE

Tipo de tarifa	Tipo de peaje	Potencia instalada	Nivel de tensión	Mercado	Estabilidad del precio
PVPC Tarifa por	2.0 A	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Regulado	Variable horario
defecto	2.0 A	De O KW a TOKW	Menos de 1 kv	Negulado	variable notatio
PVPC Eficiencia 2	2.0 DHA	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Regulado	Variable horario
periodos	2.0 DITA	DC O RVV a TORVV	Wichos de 1 kV	певинио	variable florario
PVPC Vehículo	2.0 DHS	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Regulado	Variable horario
eléctrico	2.0 0113	DC O RVV a TORVV	Wichos de 1 kV	певинио	variable norano
PMP	2.0 A	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Regulado	Fijo mensual
Tarifa fija anual	2.0 A	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre y Regulado	Fijo mensual
sin DH	2.1 A	De 10 kW a 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Fijo mensual
Tarifa fija anual	2.0 DHA	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre y Regulado	Fijo mensual
con DH2	2.1 DHA	De 10 kW a 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Fijo mensual
	2.0 DHS	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre y Regulado	Fijo mensual
Tarifa fija anual	2.1 DHS	De 10 kW a 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Fijo mensual
con DH3	3.0 A	Más de 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Fijo mensual
	3.1 A	Más de 15 kW	De 1 kV a 36 kV	Libre	Fijo mensual
Tarifa con DH2 en	2.0 DHA	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre	Según comercializadora
el mercado libre	2.1 DHA	De 10 kW a 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Según comercializadora
	2.0 DHS	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre	Según comercializadora
Tarifa con DH3 en	2.1 DHS	De 10 kW a 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Según comercializadora
el mercado libre	3.0 A	Más de 15 kW	Menos de 1 kV	Libre	Según comercializadora
	3.1 A	Más de 15 kW	De 1 kV a 36 kV	Libre	Según comercializadora
	6.1 A	Más de 15 kW	De 1 kV a 30 kV	Libre	Según comercializadora
	6.1 B	Más de 15 kW	De 30 kV a 36 kV	Libre	Según comercializadora
Tarifa DH6	6.2	Más de 15 kW	De 30 kV a 72,5 kV	Libre	Según comercializadora
	6.3	Más de 15 kW	De 72,5 kV a 145 kV	Libre	Según comercializadora
	6.4	Más de 15 kW	Más de 145 kW	Libre	Según comercializadora

Tabla 47 Caracteristicas de las diferentes taifas del mercado eléctrico

En la tabla se pueden observar los distintos tipos de tarifa que se ofertan en España junto con la potencia instalada y los niveles de tensión requeridos para su contratación. También se indican otros aspectos como el mercado al que están sujetas o la estabilidad del precio que indica como varia el precio en el tiempo.

Sin embargo, hay que tener en cuenta otros aspectos como es el hecho de que las tarifas pertenecientes al mercado libre traen consigo en muchas ocasiones servicios y descuentos que le pueden añadir o restar valor al contrato para el consumidor, la discriminación horaria de cada tipo de factura y por supuesto el precio que se oferta en cada tarifa del mercado libre.

Por lo tanto, el potencial de ahorro reside en la correcta elección de la tarifa a contratar. A continuación se pretende dar una idea del ahorro que puede presentar la elección de la mejor tarifa para el consumo el tipo de consumo de la empresa.

Para ello se tendrá en cuenta que el consumo es variable y dependerá del uso energético, por lo que los cálculos serán orientativos.

Lo primero que deberemos conocer o tratar de estimar son los parámetros de consumo de la empresa.

- Potencia instalada total de equipos
- Potencia máxima (kW) realmente consumida en cada periodo
- Curva de demanda de energía (kWh)
 - o Curva de consumo diaria
 - Curva de consumo anual
- Nivel de tensión (alta/baja) en la acometida a la empresa

La potencia realmente consumida nos dará una idea de la potencia que se deberá contratar para cada periodo tarifario, sin embargo, tendremos que tener en cuenta la potencia total instalada de la empresa (teniendo en cuenta la simultaneidad de equipos) para darnos una idea de las posibilidades futuras de expansión.

Por ello, la potencia contratada en el periodo más barato suele ser superior a la del resto de periodos, para que si en un futuro se desea contratar más potencia no haya que pagar por derechos de expansión, pero en el resto de periodos se optimizará para ajustarse a la potencia realmente consumida y minimizar los costes de término fijo de potencia.

En la curva de consumo se tratará de identificar el % de consumo eléctrico en cada periodo tarifario según el tipo de discriminación horaria de la tarifa contratada, con esto y con el consumo anual se podrá aproximar el consumo en cada uno de estos periodos.

Con los datos de la empresa podemos definir qué tipo de tarifa podemos contratar según lo explicado con anterioridad, con esta información escogemos una tarifa del mercado libre o regulado, y apuntamos las características principales de esta.

- Discriminación horaria.
- Termino de energía en cada periodo.
- Termino de potencia en cada periodo.
- Descuentos y servicios extra

Con estos datos podremos rellenar una tabla similar a la que vemos a continuación y calcular con estos los costes en cada periodo de una forma aproximada y que no representa un coste real pero nos servirá para comparar entre las distintas facturas.



Tabla 48 Plantilla de comparación

Finalmente aplicaremos los descuentos que nos ofrece cada compañía comercializadora y valoraremos la utilidad de los servicios ofertados, con todo ello calcularemos cual sería el precio aproximado. A continuación se muestra un ejemplo.

EJEMPLO 2: SELECCIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA

Una PYME con una potencia instalada de algo menos de 10 kW y un nivel de tensión que no supera 1 kV desea cambiar el contrato actual que mantiene con su comercializadora. Tras un periodo de consulta el responsable duda si escoger una tarifa en el mercado regulado PVPC simple 2.0A o una tarifa anual con discriminación horaria en dos periodos en el mercado libre.

Las características de la oferta de la tarifa anual son las siguientes.

Periodos	1	2		
Término de energía (€/kWh)	0,178786	0,081708		
Término de potencia (€/kW día)	0,134068	-		
Descuentos y servicios				
2% de descuento en el término variable y 50% de descuento en servicios de mantenimiento				

Tabla 49 Características de la tarifa anual propuesta Ejemplo 2

Se ha estimado que el perfil de consumo eléctrico diario de la empresa es similar al mostrado en la gráfica.

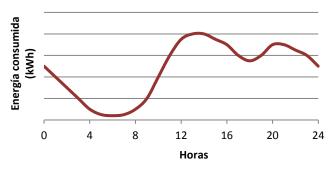


Gráfico 22. Demanda de energía Ejemplo 2

La empresa tiene un contador digital que el año pasado registró un consumo anual de 50.000 kWh. ¿Cuál es la tarifa que resultará más rentable para la empresa?

Solución

Lo primero que deberemos de comprobar es si esas tarifas realmente son contratables para las características de esta empresa, para ello lo comprobamos en la tabla anteriormente expuesta en el documento.

Tipo de tarifa	Tipo de peaje	Potencia instalada	Nivel de tensión	Mercado	Estabilidad del precio
PVPC Tarifa por defecto	2.0 A	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Regulado	Variable horario
Tarifa fija anual con DH2	2.0 DHA	De 0 kW a 10kW	Menos de 1 kV	Libre y Regulado	Fijo mensual

Tabla 50 Características de las tarifas propuestas Ejemplo 2

Las dos cumplen con las condiciones expuestas, ahora comprobaremos los precios de ambas.

• Tarifa PVPC (2.0 A)

El precio anual del término de la energía PVPC se puede estimar en base a los precios publicados por REE, según estos el término energía medio en 2017 fue de 115,39 €/MWh.

El termino de potencia se deduce de los peajes de acceso regulados, para esta tarifa suponen un coste de 38,043426 €/kW.

Tarifa PVPC 2.0 A	
Término de energía (€/MWh)	115,39
Término de potencia (€/kW año)	38,043426

Tabla 51 Precios Tarifa PVPC 2.0 A Ejemplo 2

Al ser una tarifa sin discriminación horaria el precio debido al consumo energético se calculará de la siguiente forma.

$$Te = \frac{115,39}{1000}$$
 \in /kWh * 50.000 kWh/año = 5.769,5 \in /año

Por otro lado el coste del término de potencia será lo expresado a continuación.

$$Tp = 38,043426 \in /kW * 10 \text{ kW} = 380,434 \in /a\tilde{n}o$$

Por lo tanto el coste de la energía debido a los términos de energía y potencia sería el siguiente valor.

$$Ce = 5.769,5 \frac{€}{\text{año}} + 380,434 \frac{€}{\text{año}} = 6149,93 €/\text{año}$$

• Tarifa fija anual con discriminación horaria 2 periodos (2.0 A)

La comercializadora nos ofrece los siguientes precios tanto del término de energía como de potencia, incluyendo los descuentos y servicios.

Periodos	1	2		
Término de energía (€/kWh)	0,167786	0,081708		
Término de potencia (€/kW día)	0,134068	-		
Descuentos y servicios				
2% de descuento en el término variable y 50% de descuento en servicios de mantenimiento				

Tabla 52. Precios de la tarifa anual desicriminación horaria 2 periodos Ejemplo 2.

En este caso la tarifa se basa en una discriminación horaria de 2 periodos, como no tenemos datos para asignar el consumo a cada periodo se estima en base al perfil de consumo eléctrico de la empresa.



Gráfico 23. Estimación del consumo Ejemplo2.

En base a esta distribución, se considera que en el periodo 2 se consume un 60% de la energía eléctrica total consumida, entonces:

$$Te_1 = 0.167786$$
 €/kWh * 50.000 kWh/año * 0,4 = 3.355,72 €/año
 $Te_2 = 0.081708$ €/kWh * 50.000 kWh/año * 0,6 = 2.451,24 €/año
 $Te = Te_1 + Te_2 = 5.806,96$ €/año

Aplicamos el descuento ofrecido sobre el término de la energía.

$$Te = 5.806,96 \notin /a\tilde{n}o * (1 - 0,02) = 5.690,82 \notin /a\tilde{n}o$$

El termino de potencia resultará:

$$Tp = 0,134068$$
 €/año dia * 365 días * 10 kW = 489,35 €/año

Por lo tanto el coste de la energía debido a los términos de energía y potencia sería el siguiente valor.

$$Ce = 5.690,82 \notin /a\tilde{n}o + 489,35 \notin /a\tilde{n}o = 6180,17 \notin /a\tilde{n}o$$

Si comparamos los costes de ambas tarifas, vemos que el coste energético de la tarifa PVPC es menor que el de la tarifa ofrecida por la comercializadora. Sin embargo se deberá tener en cuenta que el coste variable es mayor en este primer caso y por otro lado el servicio del 50% de descuento en mantenimiento.

9.1.2 Optimización de la potencia contratada

El coste del término fijo de facturación (referente a la potencia eléctrica contratada), supone un coste importante en la facturación eléctrica, sobre todo a raíz de las últimas regulaciones del mercado eléctrico. Se trata de un coste fijo, de modo que dicho importe se va a pagar todos los meses independientemente del consumo eléctrico de la empresa, incluso si el consumo fuese nulo.

Este hecho supone que cuanto menor sea el consumo de la empresa, más peso va a tener el coste fijo, pudiendo llegar a ser hasta del 50% de la factura anual para empresas con consumo bajo, por tanto, la potencia contratada debe ser aquella minimice este coste, es decir, una potencia acorde a los niveles de consumo reales de la empresa.

Para ello se debe contratar la potencia óptima, ya que tanto una potencia por encima como por debajo de la óptima supondrá un sobrecoste:

- Si la potencia contratada está por encima del valor recomendado (consumo real) estaremos pagando un coste fijo mensual elevado sin necesidad real, ya que la potencia consumida es menor.
- Si la potencia contratada está por debajo del valor recomendado (consumo real) estaremos pagando un coste fijo mensual menor, pero a cambio tendremos más penalizaciones por excesos de potencia lo cual es un sobrecoste incluso superior al de contratar potencia por encima del nivel de consumo.

El exceso de la potencia contratada puede llegar a suponer un recargo importante al precio final de la energía eléctrica, como se ha visto en su correspondiente apartado, el coste debido a los excesos de potencia depende de varios factores.

- Diferencia entre la potencia del maxímetro y la contratada cuando la primera supera a la segunda.
- Tipo de tarifa (3 periodos o 6 periodos)
- Periodo en el que se produce el exceso.

Hay que tener en cuenta que el precio debido al termino de potencia depende de forma proporcional a la potencia contratada, por lo que, sobredimensionar la instalación no siempre es una buena alternativa.

La **optimización de la potencia contratada** reside en el equilibrio entre el precio del término de potencia contratada y los excesos de potencia. Es muy difícil que esta operación llegue a responder a una eficiencia del 100% puesto que el consumo de potencia es muy variable. Una buena forma de hacerlo es comparar los resultados de los últimos años de actividad a través de las facturas eléctricas.

En el siguiente gráfico se muestra un ejemplo de optimización de potencias en un periodo de facturación concreto en 3 periodos. El cálculo será análogo para el resto de periodos.

Los datos de partida son:

Potencia contratada 800 kW
 Potencia máxima consumida 900 kW

Veremos distintos escenarios de contratación y cómo afectan al coste fijo según los costes fijos y los excesos aplicados.

Como se puede observar en la gráfica de la izquierda, la contratación se ha realizado con 800kW de potencia. Sin embargo, en el periodo analizado ha habido un consumo máximo de 900 kW, esto supone unos excesos que nos penalizarían tal y como se ve en el gráfico de costes.

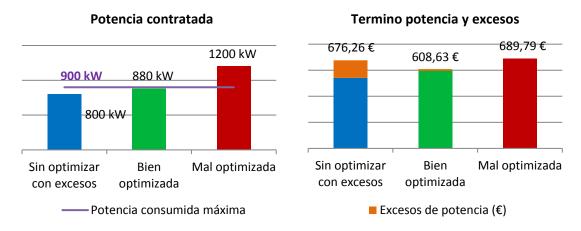


Gráfico 24. Muestra gráfica de la aplicación de los excesos de potencia

Vemos que con la potencia actualmente contratada (800 kW), se debe aplicar una penalización por exceso de potencia de 100 kW, que supone un sobrecoste importante.

Por otro lado, una solución sería contratar una cantidad de potencia superior con un amplio margen (1200 kW) para evitar cualquier tipo de exceso. Esta solución puede no ser el mejor modo de actuar puesto que como hemos mencionado antes, el coste es proporcional a la cantidad de potencia contratada no siempre pueden ocurrir estos excesos, en muchos casos imprevisibles.

Por tanto, una buena optimización es aquella con la que estadísticamente se obtienen mayores beneficios, ya que pese a existir ciertas penalizaciones por exceso de potencia, el coste final del término de potencia es menor al de cualquier otra opción al estar muy cerca del valor realmente consumido.

Será necesario realizar un cálculo mensual de potencia óptima a contratar y tomar una solución de compromiso que optimice los costes anuales de término fijo teniendo en cuenta el consumo anual de la empresa.

Asimismo, es recomendable realizar un seguimiento a las potencias realmente consumidas de manera que dicho coste quede monitorizado y se pueda actuar en la modificación de la contratación cuando sea necesario.

<u>Nota importante</u>: Con carácter general, en núcleos con grandes concentraciones de consumo como polígonos industriales o en zonas con disponibilidad limitada de capacidad de redes de distribución, la reducción de la potencia contratada puede suponer la pérdidas de derechos futuros de ampliación de potencia, por ello, se recomienda ajustar la potencia óptima en todos los periodos excepto en el más barato (P3 en tarifas de 3 periodos y P6 en tarifas de 6 periodos), para así conservar la potencia original con el menor coste posible y tener garantizado a futuro una posible ampliación de potencia.

9.1.3 Consumo adaptado a la tarifa

Esta medida se podrá aplicar en tarifas con discriminación horaria y en empresas cuyos consumos se puedan desplazar en diferentes tramos horarios.

No todas las tarifas se ajustan al consumo de la empresa, en determinadas empresas la flexibilidad del consumo eléctrico es elevada pudiendo adaptar la demanda al precio de la electricidad.

En general, las tarifas con mayor versatilidad para realizar estas medidas los las de 3 y 6 periodos de facturación, donde P1 es el más caro y suele coincidir con las horas punta de consumo del mercado eléctrico.

Como se ha podido comprobar con anterioridad, hay tarifas en donde el precio de la electricidad depende de una franja horaria determinada en donde siempre hay periodos más baratos que otros.

En la siguiente tabla tenemos un ejemplo de los ahorros que se podrían producir por trasladar consumos de un periodo al siguiente en una empresa con tarifa en 6 periodos. Vemos que los mayores ahorros se producen por pasar los consumos de P1 a P2 y de P5 a P6.

	Precio €/kWh	Ahorro por traslado al siguiente periodo más barato
P1	0,091004	12,88%
P2	0,079287	6,15%
Р3	0,074411	11,32%
P4	0,065984	6,08%
P5	0,061974	14,82%
P6	0,052787	-

Tabla 53 – Ahorro por traslado de consumo entre periodos

Un buen mecanismo de ahorro es tratar de gestionar las horas de operación tratando de cuadrar las actividades que más consumen en las franjas horarias más baratas, un ejemplo es realizar el arranque de las máquinas en los periodos tarifarios más baratos (generalmente P3 o P6 están vigentes siempre de 00:00 a 08:00), debido a que la potencia en el arranque supera la potencia normal de funcionamiento.

9.1.4 Eliminación de penalizaciones por excesos de reactiva

Este tipo de penalizaciones, si son aplicadas, se reflejan claramente en la factura mensual de la compañía comercializadora.

Como se ha mencionado con anterioridad, el consumo de potencia reactiva puede conllevar al encarecimiento de la facturación si se supera un valor de reactiva determinado (33% de la energía activa consumida), el método más efectivo para paliar este consumo es colocar un equipo que sea capaz de contrarrestar dicho efecto.

Una forma típica de corregir este problema es colocar una **batería de condensadores** en la cabecera de la instalación, que sea capaz de eliminar en todo lo posible el consumo de energía reactiva.

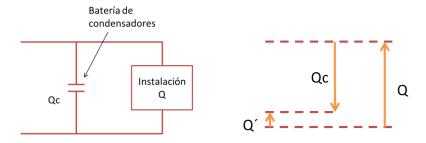


Ilustración 19 Compensación reactiva por batería de condensadores

La batería de condensadores funciona de tal manera que:

$$Q' = Q - Qc$$

Siendo:

- Q´: Consumo final de reactiva (sobre la que se aplica la penalización)
- Q : Consumo de reactiva de la instalación.
- Qc: Reactiva absorbida por la batería de condensadores.

Con ello, se conseguirá reducir el factor de potencia de manera que quede por debajo del límite de penalización.

Es necesario realizar un estudio preliminar de la calidad de la red eléctrica de la empresa para conocer la dimensión de la batería de condensadores a instalar y las posibles fuentes que generan energía reactiva, ya que la potencia reactiva puede ser sinónimos de la existencia de perturbaciones electromagnéticas que, a pesar de permitir el funcionamiento de equipos eléctricos, puede ocasionar un fallo de equipos electrónicos.

9.1.5 Exención del impuesto eléctrico

Según la Ley 28/2014, de 27 de noviembre por la que se modifica entre otros la ley 38/1992, de 28 de diciembre, por la que se establecen los impuestos especiales, se define un descuento del 85% sobre la base imponible para el cálculo de la base liquidable que afecta a los siguientes usos industriales.

- Reducción química y procesos electrolíticos.
- Procesos mineralógicos. Se consideran procesos mineralógicos los clasificados en la división 23 del Reglamento (CE) n.º 1893/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de diciembre de 2006, por el que se establece la nomenclatura estadística de actividades económicas NACE Revisión 2 y por el que se modifica el Reglamento (CEE) n.º 3037/90 del Consejo y determinados Reglamentos de la CE sobre aspectos estadísticos específicos.
- Procesos metalúrgicos. Se consideran procesos metalúrgicos los relativos a la producción de metal y su preparación, así como, dentro de la producción de productos metálicos, la producción de piezas de forjado, prensa, troquelado y estiramiento, anillos laminados y productos de mineral en polvo, y tratamiento de superficies y termotratamiento de fundición, calentamiento, conservación, distensión u otros termotratamientos.
- Actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50 por ciento del coste de un producto. A estos efectos, el coste de un producto se define como la suma de las compras totales de bienes y servicios más los costes de mano de obra más el consumo del capital fijo. El coste se calcula por unidad en promedio. El coste de la electricidad se define como el valor de compra real de la electricidad o el coste de producción de electricidad, si se genera en la propia empresa, incluidos todos los impuestos, con la excepción del IVA deducible.
- Riegos agrícolas.
- Actividades industriales cuyas compras o consumo de electricidad representen al menos el 5 por ciento del valor de la producción. A estos efectos se entiende por:
 - Compras o consumo de electricidad: el coste real de la energía eléctrica adquirida o consumida incluidos todos los impuestos, con la excepción del IVA deducible.
 - Valor de la producción: estará constituido por el importe de la cifra de negocios, al que se adicionará la variación de existencias, de productos en curso y de productos terminados. A estos efectos, el coste de un producto se define como la suma de las compras totales de bienes y servicios más los costes de mano de obra más el consumo del capital fijo. El coste se calcula por unidad en promedio. El coste de la electricidad se define como el valor de compra real de la electricidad o el coste de producción de electricidad, si se genera en la propia empresa.

Como vemos, existe una amplia variedad de actividades y tipologías de consumo que se pueden ver beneficiadas por esta exención, podemos encontrar actividades de procesado de minerales (hormigón, yeso, cerámica) y procesado de metales, donde pueden entrar empresas proveedores del sector automoción.

Para obtener este beneficio, se debe presentar la solicitud en la **Oficina Gestora de Impuestos Especiales de la Agencia Estatal de Administración Tributaria** correspondiente al lugar donde radique el emplazamiento de la empresa, indicando, mediante una memoria descriptiva, la justificación pertinente en términos de actividad, consumos y demás aspectos que permitan aplicar dicha exención.

Una vez concedida la autorización, el titular del establecimiento solicitará de la oficina gestora correspondiente la inscripción en el registro territorial, con ello, la oficina gestora facilitará una **Tarjeta de Inscripción** en la que constará el CUPS, la fecha de aplicación, el código **CIE (Código de Identificación de la Electricidad)**, información identificativa del titular de la instalación y, en su caso, el porcentaje de electricidad a utilizar en la actividad objeto del beneficio fiscal.

Esta exención solo el aplicable a los consumos derivados directamente de la actividad de producción, de modo que se debe conocer la parte de consumo correspondiente a oficinas ya que ésta no será tenida en cuenta en el balance de cara a aplicar la exención.

Se recomienda contactar con un gestor energético especializado para conocer las posibilidades que tiene una empresa de solicitar esta exención, ya que aunque no se encuentre entre el listado de actividades mencionadas, existen otro medios como es el caso de "Actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50 por ciento del coste de un producto", donde, si existen ciertos productos terminados (sin ser productos residuales) cuyo coste energético anual sea mayor al 50% de los costes directos y amortizaciones a aplicar para fabricar dicho producto, se podrá justificar la exención con la siguiente expresión:

$$Coste_{ELECTRICIDAD} > (Coste_{DIRECTO} + Coste_{AMORTIZACIONES}) \cdot 0,5$$

Siendo:

- Coste electricidad → Coste anual del consumo eléctrico de la parte de producción que afecta a este producto (sin oficinas)
- Coste directo → Coste anual de material primas, mano de obra, etc.
- Coste amortizaciones → Capital pendiente de amortizar de la línea de producción y otros equipos que intervengan dividido por los años que quedan por amortizar

9.1.6 Pago por interrumpibilidad

En el correspondiente apartado de este documento se explicaba detalladamente en qué consiste el pago por interrumpibilidad, que básicamente constituye un servicio por el cual las empresas que lo deseen reducen su consumo eléctrico en un momento determinado a cambio de una determinada remuneración.

El operador del sistema es el encargado de realizar las subastas de asignación de la potencia a interrumpir, se ofertan bloques de reducción de la de demanda de 5MW o 40MW con periodos de ejecución de 240 y 360h respectivamente. El precio acordado es publicado por el operador del sistema.

Para poder acceder a este servicio los consumidores deberán de acreditar lo dispuesto en el artículo 6 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

9.2 Oportunidades de ahorro en gas

9.2.1 Tarifa adaptada al consumidor

Como se ha visto en apartados anteriores las posibles opciones a contratar son las TUR o mercado regulado y las tarifas de libre mercado. Esto no deja muchas opciones al consumidor ya que va a tener que atenerse al consumo anual para seleccionar una tarifa. Cada una de estas tarifas está compuesta por un término fijo y un término variable, además de los impuestos.

Si el consumo es inferior a 50.000 kWh al año, las opciones son las tarifas TUR, o las tarifas del mercado libre 3.1 y 3.2, estas tarifas suelen tener un precio similar, el punto clave es cual se adapte mejor a cada consumidor. En el caso de que el consumo sea superior a 50.000 kWh al año la única opción es el mercado liberalizado.

Desde que se liberalizó el mercado gasista en 2008 los consumidores de gas natural pueden elegir libremente la compañía con la que contratar el suministro de gas y elegir entre diferentes condiciones y precios, es decir, pueden elegir ser suministrados por la comercializadora que ellos elijan independientemente de cuál sea la compañía distribuidora de su zona y la calidad de suministro será la misma con una compañía u otra. Los términos que influyen a la hora de elegir una tarifa u otra y que el usuario debe tener en cuenta a la hora de comparar las tarifas de gas son los descuentos tanto al término fijo como al variable, los servicios, las fechas de finalización de dichas ofertas y si la oferta tiene permanencia en la comercializadora.

Descuentos: Las diferentes comercializadoras ofrecen descuentos muy diferenciados, ya sea al término fijo, al término variable o al total del importe de la factura. A cada consumidor puede le va a resultar más interesante un tipo u otro de descuento, ya sea un descuento al término variable por un alto consumo o un descuento al término fijo por un consumo más bajo.

Servicios: En ocasiones las tarifas pueden conllevar la contratación de seguros o servicios de mantenimiento que el consumidor puede no necesitar o querer. O por el contrario, estos servicios pueden resultar interesantes a ciertos consumidores.

Fechas: Es muy importante conocer hasta cuando el consumidor puede beneficiarse de las ofertas, si es un cierto periodo o es en la totalidad de la duración del contrato. Además, se debe tener clara si la oferta tiene permanencia y en ese caso por cuánto tiempo. Algunas comercializadoras ofrecen ofertas con permanencia en dicha comercializadora y por tanto, se tiene la posibilidad de cambiar de tarifa en esa misma comercializadora.

Antes de elegir tarifa de gas natural se recomienda que los consumidores realicen un estudio de las distintas tarifas que hay en el mercado para elegir la tarifa que mejor se adapte a sus necesidades y la compañía que le ofrezca mejores condiciones, elegir correctamente va a suponer un gran ahorro. Una herramienta para realizar dicho estudio de una manera más sencilla son los comparadores de gas natural que ofrecen algunas webs, basados en la localización y el consumo anual muestran las condiciones de las posibles tarifas de diferentes comercializadoras.

9.2.2 Optimización del caudal máximo diario contratado

El coste del término fijo de facturación (referente al consumo diario contratado), supone un coste importante en la facturación del gas. Dicho término fijo, se paga todos los meses independientemente del consumo de dicho mes, incluso si el consumo es nulo.

Esto supone que cuanto menor sea el consumo del usuario, mayor será el peso del coste fijo y por tanto el consumo contratado debe ser aquel que minimice el coste, es decir, un consumo contratado acorde a los consumos reales de la empresa.

Para el grupo 1 y el grupo 2 con un consumo anual mayor a 100.000.000 kWh, el coste se determina según el consumo aplicado. Además, para consumidores del grupo 2 con un consumo mayor a 30.000.000 kWh, que dispongan de equipos de telemedida, podrán optar a este procedimiento de facturación. Que como se explica más adelante solo es recomendable en el caso de tener un consumo diario constante, ya que los sobrepicos de consumo generarán un coste muy elevado.

El consumo aplicado se determina de la siguiente forma. Se realiza una medición del consumo diario de gas y se obtiene el consumo diario máximo del mes.

- Si el consumo máximo medido se encuentra entre el 85% y el 105% del consumo contratado, se aplica el consumo máximo medido.
- Si el consumo máximo medido es menor al 85% del consumo contratado, es aplica el 85% del consumo contratado.
- Si el consumo máximo medido es mayor o igual que el 105% del consumo contratado, se aplica el consumo máximo medido más el doble de la diferencia entre el consumo máximo medido y el 105% del consumo contratado.

$$Q_{aplicado} = Q_{medido} + 2 \cdot (Q_{medido} - 1,05 \cdot Q_{contratado})$$

El mayor problema que aparece aquí es el hecho de que el coste del térmico fijo depende de un solo día, es decir, del día de mayor consumo del mes, incluso si no se consume ningún día del mes. El caso extremo sería solo consumir un día y ese día sobrepasar el 105% del consumo contratado.

La situación óptima es que el consumo sea muy parecido todos los días y que no aparezcan días de un consumo bajo y sobre todo que no aparezca ningún día de sobre consumo, ya que es un coste que escala con el doble de la diferencia entre el consumo medido y el 105% del contratado.

Suponiendo un consumo contratado de 10.000 kWh la evolución del consumo aplicado es la que se muestra en el siguiente gráfico.

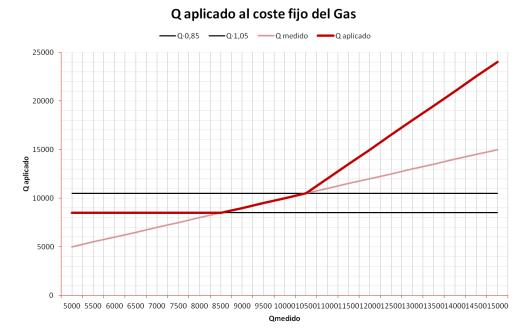


Gráfico 25. Q aplicado vs Q medido.

En este ejemplo el 85% y 105% del consumo contratado son 8.500 y 1.0500 kWh respectivamente. En el caso de que el máximo consumo medido del mes sea de 7.500 kWh, se aplicarían 8.500 kWh, es decir 1.000 más de lo necesario. En el caso de que el máximo consumo medido del mes sea de 11.500 kWh, se aplicarían 13.500 kWh, es decir 2.000 kWh más de lo medido. Con este simple ejemplo se puede ver como contratando una consumo adecuado se podría reducir el coste del térmico fijo de la factura.

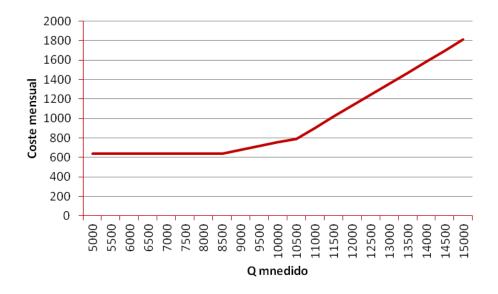


Gráfico 26. Coste del término fijo.

El coste de un consumo máximo medido menor o igual a 8.500kWh supondría 641,16€, el coste de un consumo contratado de 7.500kWh sería de 565,73€, por lo que se podrían haber ahorrado 75,43€.

El coste de un consumo máximo medido igual a 11.500kWh supondría 1.018,32€, el coste de un consumo contratado de 11.500kWh sería de 867,46€ por lo que se podrían haber ahorrado 150,86€.

Debido a que el consumo normalmente es muy variable, es difícil que la optimización llegue a responder a una eficiencia del 100%, una buena forma de definir el consumo contratado es comparar los resultados de los últimos años de actividad a través de las facturas de gas.

Por tanto, será necesario realizar un cálculo mensual del consumo óptimo a contratar teniendo en cuenta el uso que se le vaya a dar al gas, es decir, tener en cuenta la producción de la empresa pero también la época del año ya que en invierno el consumo es mayor, y tomar una solución de compromiso que optimice los costes anuales del término fijo. En el caso de que la variación de consumo sea muy grande se recomienda una comercializadora que permita el cambio mensual del consumo contratado.

El punto clave, y donde se eleva el coste en el término fijo es un pico de consumo diario, por lo que se recomienda una organización eficiente del proceso o procesos que requieran de consumo de gas, de forma que el consumo diario sea lo más constante posible y en casos extremos, el seguimiento del consumo a tiempo real para limitarlo en los casos en los que sea posible.

9.2.3 Tarifa adaptada al consumidor

Entre las ofertas que ofrecen las comercializadoras se encuentran dos tipos de tarifas, las que se han venido comentando hasta ahora y las tarifas planas. Las tarifas planas tienen la seguridad de pagar un precio fijo todos los meses, pero tienen el problema de las penalizaciones por excesos.

Las tarifas planas pueden ser interesantes en el caso de conocer muy bien el consumo y de que este sea muy estable, esto es debido a que el hecho de pasarse en el consumo supone una penalización que suele ser bastante importante.

En el caso de dar de alta el gas por primera vez se debería estimar el consumo que se puede llegar a realizar, con el objetivo de seleccionar una tarifa más adecuada.

9.2.4 Pago por interrumpibilidad

Para poder optar a esta opción el consumidor deberá disponer y mantener operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa. La prestación del servicio interrumpible será a petición del usuario, siendo las condiciones de contratación resultado de acuerdo entre las partes, consumidor y comercializadora, si bien el consumidor tendrá derecho a que el plazo de preaviso para la suspensión del suministro no sea inferior a veinticuatro horas.

10 AUTOCONSUMO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

10.1 Introducción al autoconsumo

10.1.1 Aspectos generales sobre generación y abastecimiento

De manera tradicional, el Sistema Eléctrico Español siempre se ha caracterizado por un modelo de generación de energía de manera centralizada, con grandes plantas generadoras ubicadas en lugares más o menos estratégicos dependiendo de las ubicaciones de las fuentes de energía primaria y los puntos de consumo, como vemos en la siguiente imagen:

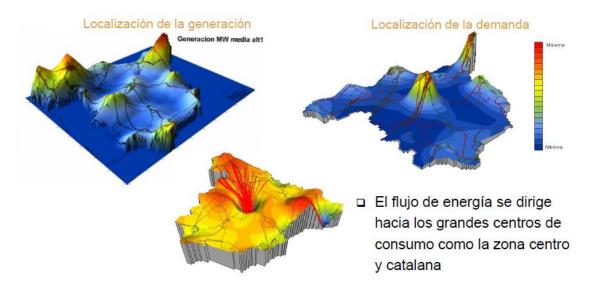


Ilustración 20 Reparto de la generación y demanda en España

Actualmente, existen soluciones que permiten un cambio de este modelo hacia otro de generación de electricidad distribuida, donde existan centrales generadoras más distribuidas y por tanto más cerca de los puntos de consumo, mejorando así la eficiencia del sistema al reducir las pérdidas por transporte.

En este sentido, la filosofía de este modelo de generación distribuida está encimada a que cada consumidor pueda ser capaz de generar su propia energía eléctrica, producida con instalaciones de pequeña potencia y mediante la utilización de fuentes renovables locales.

De esta forma, se plantean las instalaciones de autoconsumo como un sistema de generación propio se puede cubrir total o parcialmente el consumo de energía eléctrica de un establecimiento, mediante un sistema de generación propio. Este modelo de autoconsumo plantea tres escenarios:

 Generación-demanda equilibrada, cuando el sistema de generación abastece exactamente la demanda energética del establecimiento, el sistema funciona en perfecta autonomía sin depender de redes externas. Esta situación es ideal y pocas veces se consigue, ya que la mayoría de los sistemas de generación dependen de energías renovables a partir de recursos no gestionables (sol, viento, agua).

- <u>Déficit de generación:</u> Cuando el sistema de generación no es capaz de abastecer la demanda total de energía, será necesario seguir consumiendo electricidad a través de la red eléctrica para abastecer la energía.
- <u>Exceso de generación</u>: Cuando el sistema de generación proporciona más energía de la necesaria, situación en la que el sistema puede elegir verter el excedente a la red eléctrica, almacenar dicho excedente para futuras necesidades, o simplemente regular la carga del sistema para ajustarla de la demanda real.

Dentro de estos escenarios se pueden llevar a cabo distintas estrategias de funcionamiento de las cuales alguna de ellas requiere la interactuación con la red eléctrica de distribución, con el consiguiente acceso al sistema eléctrico y al mercado de generación-consumo, por ello, desde 2015 estas actividades estás reguladas y se establecen diferentes requisitos para desarrollar la actividad de autoconsumo dependiendo de la interacción con la red eléctrica.

En líneas generales, la autoproducción de energía eléctrica, al igual que en la infraestructura española, se puede realizar las distintas tecnologías existentes, utilizando tanto fuentes de energía renovable cono no renovable.

En general, las fuentes de energía más extendidas (por número de instalaciones) para autoconsumo son:

- Energía solar fotovoltaica
- Biogás
- Cogeneración

Aunque existen otras muchas tecnologías, aunque menos utilizadas:

- Biomasa
- Hidroeléctrica
- Eólica
- Energías residuales
- Motor
- Residuos
- Centrales térmicas
- Otras tecnologías

Podemos ver la distribución de estas tecnologías, tanto en número de instalaciones como en potencia instalada, en la siguiente imagen:

POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA PARA CADA CCAA



Gráfico 27. Potencia instalada por tecnologías para cada CCAA

Fuente: EnerAgen

Nº DE INSTALACIONES POR TECNOLOGÍAS

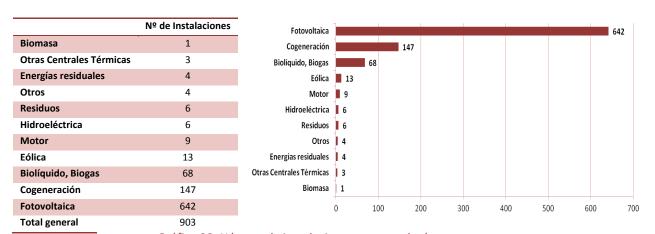


Gráfico 28. Número de instalaciones por tecnologías

Fuente: EnerAgen

Como vemos, las tecnologías más importantes son cogeneración y biogás, seguido de otros tipos de centrales térmicas o de aprovechamiento de residuos, sin embargo, el acceso a este tipo de tecnologías sólo está al alcance de grandes empresas con elevadas capacidades de inversión y elevadas demandas energéticas, un rango que quedaría lejos del objetivo de este estudio, que son las pymes.

Para ello, la tecnología que mejor se adapta al perfil de una pyme es el autoconsumo fotovoltaico, y prueba de ello es el elevado número de instalaciones existentes en España, las cuales son de baja-media potencia (30 kW/instalación en promedio frente a los 4.313kW/instalación en cogeneración o los 1.832 kW/instalación), lo que evidencia el elevado grado de implantación y de modularidad de este tipo de tecnología.

Por ello, éste será el tipo de autoconsumo a desarrollar como oportunidad de ahorro para las pymes.

A continuación podemos ver en mejor detalle la distribución de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España:

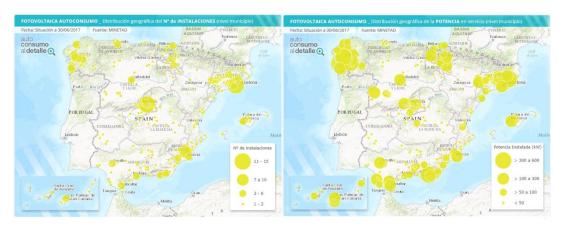


Ilustración 21. Autoconsumo fotovoltaico (Distribución geográfica) *Fuente: EnerAgen*

10.1.2 Aspectos a considerar en el autoconsumo fotovoltaico

En relación con el autoconsumo, se deben tener en cuenta una serie de aspectos para valorar la viabilidad de este tipo de instalaciones:

Ventajas técnicas de los sistemas de autoconsumo

- Se basan en el concepto de generación distribuida, que reduce las pérdidas por transporte en la red eléctrica. Contribuye también a reducir saturaciones en la red de distribución y al aplanamiento de la curva de demanda eléctrica.
- No supone un coste para el Sistema Eléctrico y no requiere de primas para su rentabilidad económica.
- Basados en energías renovables, suponen una reducción de emisiones respecto de la producción eléctrica a partir de fuentes convencionales.
- Se trata de un sistema técnicamente viable y accesible por cualquier tipo de consumidor
- Con carácter general, un sistema de autoconsumo supone un ahorro en la factura eléctrica del consumidor final.
- Existen iniciativas tanto públicas como privadas, para la promoción del autoconsumo.
- Permite el abastecimiento energético de zonas remotas sin acceso a la red eléctrica
- Dentro del autoconsumo fotovoltaico, la evolución de la tecnología ha permitido el abaratamiento progresivo de los costes de implantación de esta tecnología, una de las más accesibles para la implantación del autoconsumo

Ventajas sociales de los sistemas de autoconsumo

- Contribuye a la seguridad y la garantía de suministro
- Contribuye al cumplimiento de los objetivos de la Unión Europea en materia de energías renovables, así como a la reducción de la dependencia energética
- Incentiva la actividad económica e industrial, mejora la competitividad de las empresas y fomenta la creación de empleo.
- Colabora en la democratización del modelo energético, dando un papel más activo a los consumidores y usuarios del sistema eléctrico.

Inconvenientes de los sistemas de autoconsumo

- Carácter intermitente. La disponibilidad de la fuente de energía está limitada por las horas de sol al año, que no son constantes.
- Regulación normativa, en ocasiones puede resultar una ventaja o un inconveniente dependiendo de las características del punto a abastecer.
- En instalaciones que pretendan estar desconectadas de la red, surge como necesidad la instalación de elementos de almacenamiento (baterías), el elemento más caro de la instalación, lo que puede condicionar la viabilidad de la inversión.
- Problemas de disponibilidad de superficie de captación, sobre todo en núcleos urbanos donde la densidad de ocupación es elevada.
- Requiere una elevada inversión inicial de la que carece el suministro típico a través de red eléctrica.

10.2 Tipos de instalaciones

Las instalaciones de autoconsumo pueden ser de dos tipos principalmente:

- Aisladas (sin conexión física a la red)
- Conectadas a la red.

En las instalaciones aisladas, al no haber conexión física con la red, todo el consumo eléctrico ha de ser abastecido con la instalación de generación, mientras que en las conectadas a la red, lo que se pretende es abastecer una parte del consumo eléctrico y, por tanto, adquirir menor cantidad de electricidad de la misma, minorando la factura eléctrica.

Por tanto, las instalaciones aisladas se encuentran fuera del Sistema Eléctrico, mientras que las conectadas a red sí pertenecen al Sistema Eléctrico

10.2.1 Instalación Aislada

Son instalaciones de generación que se conectan en el interior de una red de un consumidor y que no cuenta con conexión eléctrica física con la red de transporte o distribución, ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena.

10.2.2 Conectada a la red de distribución

Instalación de generación que se conecta en el interior de una red de un consumidor y que comparte infraestructuras de conexión a la red con dicho consumidor, o aquella que está unida a éste a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución.

La regulación de todas las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo conectadas a red tiene lugar, desde el año 2015, por el **Real Decreto 900/2015**.

Las instalaciones aisladas de red NO se encuentran dentro del ámbito de aplicación de este Real Decreto. Se excluyen también del mismo los grupos de generación utilizados exclusivamente para cubrir situaciones de interrupción o corte del suministro eléctrico de la red, tales como generadores eléctricos de emergencia en locales de pública concurrencia (hospitales, etc.).

10.2.3 Componentes de una instalación fotovoltaica

Paneles solares fotovoltaicos

Convierten la radiación solar en energía eléctrica. La electricidad se obtiene en forma de corriente continua y debe ser convertida para su abastecimiento.

Pueden estar instalados en estructuras fijas o en estructuras móviles que permiten el seguimiento del sol por parte de los paneles con el fin de conseguir en todo momento la inclinación y orientación adecuadas para lograr el máximo rendimiento.

Inversor o conversor

Se encarga de adaptar la energía eléctrica generada en corriente continua a las condiciones demandadas en corriente alterna, tanto por la red interna del consumidor como por la línea eléctrica externa de conexión, con el fin de garantizar en todo momento la calidad del suministro.

Sistema de regulación

Elementos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y maximizar su rendimiento.

Hace las funciones de sistema de monitorización (voltaje, intensidad, potencia de salida, radiación solar, velocidad del viento, caudal de agua, etc.), y de dispositivos de protección.

En este sentido, permite la conexión y desconexión del sistema de generación o de las cargas conectadas al mismo. En instalaciones con elementos de acumulación eléctrica (baterías) integra igualmente el regulador de carga, encargado de gestionar la carga y descarga de estos equipos.

Sistema de protección

Los elementos de protección incluyen protecciones frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones, derivaciones a tierra, etc. Son incorporados con un doble fin, asegurar la integridad de todo el equipamiento de la instalación y proteger a las personas frente a contactos eléctricos directos e indirectos.

Acumulación

Los sistemas de almacenamiento están basados en baterías eléctricas, sirven para almacenar la energía generada por el sistema cuando existen excedentes de generación o poco consumo, suministrándola en aquellos periodos en los que el consumo supera a la generación.

En los sistemas aislados, se emplean para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica. En las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red eléctrica, la garantía de suministro viene dada por la propia conexión a red.

En este caso, la utilización de sistemas de acumulación depende principalmente de un análisis económico en el que se tenga en cuenta si ofrece una mayor rentabilidad acumular y autoconsumir la energía excedentaria o verterla a red.

Equipos de medida

El equipo de medida es el elemento encargado de contabilizar la cantidad de energía eléctrica autoconsumida y vertida a la red (kWh), de cara a la aplicación de peajes y cargos y/o a su posible remuneración.

Los equipos de medida empleados deben ajustarse a los requisitos establecidos en el Reglamento aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de forma que se garantice una correcta medición.

Conexión a la red

El punto de conexión entre la instalación propiedad del consumidor y la red eléctrica pública de distribución se denomina "Punto frontera" y delimita la separación física entre ambos

10.3 Regulación normativa

Actualmente, las instalaciones de autoconsumo conectadas a red, en España son legales de manera que cualquier consumidor pueda generar su propia energía eléctrica.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor. La normativa vigente distingue varias modalidades de autoconsumo.

Dejando aparte la regulación que debe cumplir toda instalación eléctrica desde un punto de vista puramente técnico, en este apartado nos centraremos en la regulación de las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red eléctrica.

Las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red vienen reguladas por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

10.3.1 Listado de Normativa aplicable

En el siguiente listado podemos ver el listado de legislación aplicable a las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red, a mayores de la normativa genérica sobre instalaciones eléctricas

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso
 a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía
 eléctrica.
- Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.

- Los precios de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las diferentes modalidades de autoconsumo se establecen en el artículo 3 y en los apartados 1 y 2 de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre.
- Corrección de errores de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.
- o Anexos de la Orden ETU/1282/2017.
- Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.
- Sentencia del Tribunal Constitucional que anula el apartado 3 del artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que establece que "En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores" y los artículos 19, 20, 21 y 22 del referido Real Decreto, relativos al Registro de autoconsumo.

10.3.2 Retos que presenta la normativa actual

La regulación normativa sobre el autoconsumo es de muy reciente implantación y no ha quedado exenta de polémica, por ello, de cara a futuro este marco regulación se enfrenta a los siguientes retos:

- La simplificación de procedimientos para la conexión de instalaciones
- Homogeneización de criterios para todo el territorio nacional de cara a su aplicación por parte de las compañías eléctricas distribuidoras.
- Desarrollar la legalización de instalaciones colectivas para facilitar el acceso al autoconsumo a otros segmentos y a la compra colectiva.
- Establecimiento de cargos y peajes acordes a los costes derivados de la propia actividad sobre el sistema eléctrico, evitando el carácter disuasorio de los cargos actuales y facilitando en la medida de lo posible la viabilidad económica de estas instalaciones para fomentar su desarrollo.
- Avanzar hacia modelos eficientes de gestión de instalaciones, como por ejemplo los basados en sistemas de compensación de saldos energéticos o "balance neto" o Smartgrids

10.4 Análisis del RD 900/2015

NO son objeto del decreto las instalaciones aisladas ni los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de interrupción de alimentación en la red.

10.4.1 Modos de autoconsumo según RD 900/2015

Las modalidades de autoconsumo definidas en el mismo son dos:

- <u>Tipo 1:</u> Instalaciones destinadas prioritariamente al autoconsumo de la energía generada y que NO se encuentran inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Existes dos subtipos:
 - **Subtipo 1A** → Potencia contratada no superior a 10 kW.
 - **Subtipo 1B** → Potencia contratada mayor de 10 kW y no superior a 100 kW.
- <u>Tipo 2</u>: Instalaciones destinadas prioritariamente a la venta a red de la energía generada y que se encuentran inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

En ambos casos la potencia de la instalación de producción ha de ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor asociado en el punto de suministro, siendo ésta la máxima contratada para todos los periodos tarifarios en los que se divida el contrato de suministro de energía eléctrica.

En la siguiente figura vemos la distribución de las instalaciones fotovoltaicas de cada tipología:

POTENCIA INSTALADA POR MODALIDAD

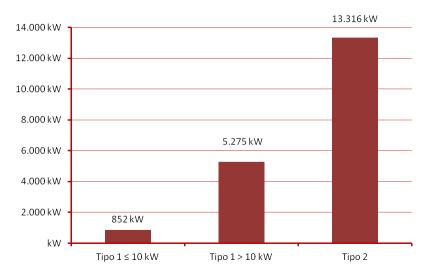


Ilustración 22. Potencia instalada por modalidad. Fuente: Eneragen

250 232 221 200 189

NÚMERO DE INSTALACIONES POR MODALIDAD

Ilustración 23. Número de instalaciones por modalidad. Fuente: EnerAgen

Tipo 1 > 10 kW

Tipo 2

Con estos datos podemos confirmar la modularidad que ofrece la generación distribuida con las instalaciones únicamente de autoconsumo (Tipo 1), las cuales engloban muchas instalaciones de pequeña potencia, comparado con las instalaciones generadores que venden su electricidad (Tipo 2), que son pocas instalaciones y de mayor potencia

10.4.1.1 Requisitos de los modos de autoconsumo

0

Tipo 1 ≤ 10 kW

Para conocer a qué tipo de autoconsumo pertenecería una instalación, se establecen los siguientes requisitos:

Requisitos según modalidad de autoconsumo tipo 1:

- La instalación NO estará inscrita en el registro de productores
- La **potencia contratada** del consumidor no será superior a 100 kW.
- La **potencia de la instalación** de generación será inferior a la potencia contratada.
- El titular del consumo y la producción será el mismo.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir con el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Requisitos de la modalidad de autoconsumo tipo 2:

- La instalación SI estará inscrita en el registro de productores
- La suma de las potencias de producción será igual o inferior a la contratada.
- Si existen varias instalaciones de generación, todas tendrán el mismo titular.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir con la normativa vigente del sector eléctrico. (RD 1955/2000, RD1699/2011, RD 413/2014).

10.4.1.2 Uso de sistemas de almacenamiento

En el Título II, Artículo 5. Punto 5 de Real Decreto de autoconsumo se establece que se pueden emplear elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo.

Sin embargo, su uso implica entrar en un escenario concreto de regulación que aplica una serie de cargos complementarios, ya que la instalación de baterías no se incentiva.

En resumen, se pueden usar baterías, pero ello conlleva un cargo adicional

10.4.2 Ejecución de las instalaciones

Para implantar una instalación de autoconsumo, se debe solicitar **nueva conexión eléctrica o modificar la existente según el nuevo real decreto de autoconsumo** a la empresa distribuidora, con los siguientes matices:

- Para la modalidad <u>tipo 1</u> con potencia contratada <u>inferior o igual a 10Kw</u>, <u>CON</u> dispositivo de inyección cero (sin verter excedentes a la red): Los usuarios están exentos del pago de estudios de acceso y conexión a la red. Esto significa que sólo con la solicitud, la compañía no se puede negar a aceptar el nuevo punto de conexión.
- Para la modalidad <u>tipo 1</u> con potencia contratada <u>inferior o igual a 10Kw, <u>SIN</u> dispositivo de inyección cero, o para la modalidad <u>tipo 2</u> será de aplicación el procedimiento de conexión establecido en el RD 1699/2011.
 </u>

10.4.2.1 Equipos de medida

De manera general, los equipos de medida que deben existir en una instalación de autoconsumo son los siguientes:

- Contador en el circuito de generación: instalación obligatoria
- Contador en el circuito de intercambio de energía con la red (importación/exportación): con carácter general, este contador suele estar ya instalado ya que es el equipo de medida que la compañía comercializadora utiliza para facturar.
- Contador en el circuito de consumo: instalación condicionada según requisitos del Real Decreto 900/2015.

Podemos ver dichos contadores en el siguiente esquema

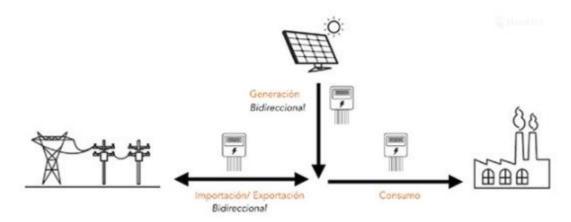


Ilustración 24 Esquema de un sistema básico de autoconsumo Fuente: Fuente: Artículo "Otro punto de vista sobre los cargos fijos por potencia en el autoconsumo" -Portal de noticias www.energias-renovables.com

En cuanto a la instalación de <u>equipos de medida en el circuito de consumo</u>, Real Decreto obliga a tener algunos dispositivos en ciertos puntos de la instalación que varían según el tipo de modalidad.

• Para la modalidad **tipo 1**:

- Es obligatorio disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada por la instalación.
- Es obligatorio tener otro equipo de medida de energía independiente del anterior en el punto de frontera.

• Para la modalidad tipo 2:

 Con carácter general: es obligatorio disponer de un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta y un equipo de medida que registre la energía consumida total. Si la potencia de la instalación no es superior a 100kW: es obligatorio un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta y un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto de frontera de la instalación.

El real decreto de autoconsumo establece que <u>opcionalmente</u> en la modalidad tipo 1 y en la modalidad tipo 2, si la instalación no es superior a 100kW, se puede colocar un equipo de medida que registre la energía total consumida.

Más adelante veremos que la existencia o no de un contador en este tipo de instalación condicionará el método de facturación de los cargos fijos y por tanto deber ser tenido en cuenta a la hora de diseñar la instalación.

10.5 Cargos adicionales imputables a instalaciones de autoconsumo

Los cargos adicionales al autoconsumo son el aspecto más controvertido del RD 900/2015, ya que en base a ellos se generado un clima de confusión y desconfianza hacia el autoconsumo, llegando a calificarse coloquialmente como el "impuesto al sol". Estos cargos están definidos en la Disposición Transitoria Primera del RD900/2015

La comprensión de estos cargos puede entorpecer la que a prior es una regulación sencilla, por lo que actualmente dichos cargos suponen una barrera para la implantación de instalaciones de autoconsumo, por ello, es este apartado se explicarán dichos cargos con el objetivo de facilitar la compresión de los mismos y eliminar dicha barrera.

Existen dos posibles cargos en función de las características de la instalación:

10.5.1 Cargo variable sobre el autoconsumo horario

Este cargo variable se aplica sobre la energía autoconsumida horaria, es decir, se aplica a **toda la energía generada y autoconsumida** de la instalación. Por tanto, se trata de la diferencia entre la energía generada y los sobrantes de generación que no se pueden autoconsumir y son vertidos a la red de distribución.

Quedan eximidas de pagar este término variable las instalaciones de hasta **10 kWp potencia instalada**. Por lo tanto ningún consumidor con tarifa 2.0 (<10 kW contratados) deberá pagar el término variable del peaje de respaldo ya que según se estipula en el artículo 5 del real decreto, la potencia instalada siempre será menor o igual a la contratada.

En resumen, este cargo se define por los siguientes aspectos:

- Se aplica sobre la energía autoconsumida. (Es la diferencia entre toda la energía producida y los excedentes sobrantes vertidos a la red)
- Quedan eximidas de pagar este impuesto las instalaciones de potencia contratada inferior o iguales a 10 kW (Incluida tarifa 2.0)

En la siguiente tabla, nos muestra los valores del cargo variable aplicables en la península.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,040700	-	-	-	-	-
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,054169	0,006006	-	-	-	-
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,054194	0,006288	0,005936	-	-	-
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,051848	-	-	-	-	-
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,064596	0,014449	-	-	-	-
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,064817	0,016985	0,010767	-	-	-
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,019894	0,013147	0,008459	-	-	-
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,14780	0,010914	0,011973	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,011633	0,010569	0,007180	0,008897	0,009830	0,006497
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,011633	0,008170	0,007180	0,008005	0,009249	0,006140
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	0,012016	0,011069	0,007541	0,008169	0,008566	0,006063
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,014549	0,012384	0,008217	0,008312	0,008527	0,006106
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011633	0,008170	0,007180	0,007596	0,008111	0,005943

Tabla 54. Cargos adicionales por energía autoconsumida.

En el caso que no existiera el cargo variable, se produciría un ahorro directo por evitar consumir energía de red comprada a la empresa comercializadora, de modo que dicho ahorro sería el coste del término variable de la factura eléctrica, sin embargo, la aplicación de este cargo implica que, exceptuando las tarifas 2.0, el ahorro producido por el autoconsumo se va a ver reducido en parte.

Por tanto, el ahorro producido por el autoconsumo es menor en las tarifas de menor potencia (Tarifa 2.1A → 0,05 €/kWh en P1), y es mayor en las tarifas de mayor potencia (Tarifa 3.0A → 0,02 €/kWh en P1), al tener estas últimas cargos más bajos.

10.5.2 Cargo fijo.

Este cargo fijo se aplica sobre el término de potencia

En el artículo 3 de la disposición transitoria primera establece que en el Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo se aplicarán cargos fijos en función de la potencia.

Este cargo es de aplicación tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para tipo 2.

La aplicación de estos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso, considerando esta diferencia nula cuando el valor sea negativo. (Esta diferencia puede ser negativa si se trata del caso de las tarifas de 3 periodos, en el supuesto de que la potencia facturada sea el 85% de la potencia contratada).

En resumen, el coste fijo se puede expresar de la siguiente manera:

Coste
$$_{cargo\ fijo}$$
 $(\in) = (P_{ac} - P_f) * Cargo\ _{fijo} (\in /kW)$

Dónde:

- $P_{ac}
 ightarrow ext{Potencia de aplicación de cargos}$ según Artículo 3 del RD 900/2015
- P_f o Potencia facturada según aplicación de peajes de acceso a la red eléctrica. (Potencia a factura según término fijo de la factura eléctrica)

Para comprender esta expresión es necesario establecer las siguientes definiciones:

- Artículo 3 → Potencia de aplicación de cargos: potencia demandada por la instalación del consumidor en un período tarifario.
 - Según el Anexo I del Real Decreto, esta potencia se calcula de distintas maneras según las condiciones de la instalación:

Escenario	Hay equipo de medida en el consumo tota	Hay baterías	Potencial de aplicación de cargos (Pac)	
1	SI	-	Pac= Pf + Pgeneracion – P excedentes	
II	NO	NO	Pac= Pf equipo medida en punto de frontera	
III	NO	SI	Pac= Pf equipo medida en punto frontera + Potencia máxima de generación	
Pf = Potenci	Pf = Potencia de facturación			

Tabla 55 Calculo del potencial de aplicación de los cargos (Pac)

Según lo visto sobre equipos de medida, éstos sólo son obligatorios para las instalaciones superiores a 100kW, por tanto el cargo fijo de potencia solo se aplicará para instalaciones mayores a 100 kW de potencia o en instalaciones con baterías de acumulación.

En la siguiente tabla, nos muestra los valores de cargos fijos aplicables en la península.

			Cargo fijo (€/kW y año)		
PEAJE DE ACCESO	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083923	6,212601	14,245468			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692			
6.1A (1 kV a 30 kV)	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990
6.1B (30 kV a 36 kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354

Tabla 56 Cargo fijo al autoconsumo

SUPUESTOS EN EL CÁLCULO DE CARGOS FIJOS

Este cargo es el punto más complejo, de modo que a continuación se muestran una serie de posibles escenarios como ejemplo del cálculo de la potencia de aplicación de cargos, y las implicaciones que conlleva, dependiendo de la configuración de la instalación de autoconsumo.

10.5.2.1 Escenario I: Hay un equipo de medida del consumo total

Se trata de un escenario en el que existe un contador que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. No se hace referencia a la existencia de baterías. El escenario planteado es el siguiente:

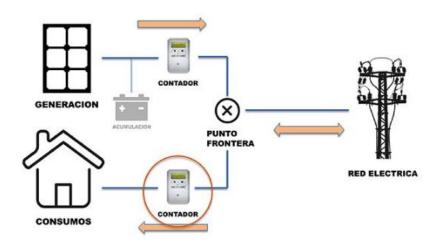


Ilustración 25 Escenario I equipo de medida del consumo total

En esta situación, se aplicará el siguiente supuesto:

Escenario	Hay equipo de medida en el consumo tota	Hay baterías	Potencial de aplicación de cargos (Pac)	
1	SI	-	Pac= Pf + Pgeneracion – P excedentes	
Pf = Potencia de facturación				

Tabla 57 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario I

La potencia de aplicación de cargos es la que mide este contador de consumo total de la instalación. La potencia registrada por este contador es el consumo del contador de compañía, sumando la producción solar y restando los excedentes vertidos a la red eléctrica.

$$P_{ac} = P_f + P_{generación FV} - P_{excendetes FV}$$

Coste
$$fijo_{autoconsumo}$$
 (\in) = $(P_{ac} - P_f) * Cargo_{fijo} (\in /kW)$

En michas ocasiones, se da es siguiente escenario:

$$P_{ac} - P_f = 0$$
; por tanto $\rightarrow Coste\ fijo_{autoconsumo}\ (\ref{eq}) = 0$

Por tanto, cuando se tenga este contador, normalmente NO existirán cargos por término fijo de potencia. Este caso es aplica siempre que:

- La instalación sea superior a 100 kW
- La instalación sea inferior a 100 kW, de tipo 2 y el titular de la instalación productora y el de la instalación consumidora son diferentes

Excepciones:

- El artículo 12 y 13 del RD 900/2015 indica que el contador de consumo total no será obligatorio de instalar para instalaciones hasta 100 kW ya sean Tipo 1 o Tipo 2
- En la medida de lo posible, y desde el punto de vista de optimización de costes, no se recomienda instalar este tipo de contador a no ser sea una instalación de autoconsumo con baterías, como veremos más adelante.

Nota: existe la interpretación de que la diferencia entre "Pac" y "Pf" pueda ser positiva y por tanto haya que pagar un cargo fijo. Esto se puede dar cuando tengamos una instalación de más de 100 kW y haya baterías, ya que se podría dar el caso en el que la potencia demandada por la instalación sea superior a la registrada a efectos de tarifas de acceso, si se alcanza el máximo de potencia y se le añade la potencia proporcionada por las baterías.

10.5.2.2 Escenario II: No hay un equipo de medida del consumo total y NO haya baterías

Se trata de un escenario en el que NO existe un contador que registre solo la energía consumida total por el consumidor asociado. Además, no existe acumulación. Es decir, en la siguiente situación:

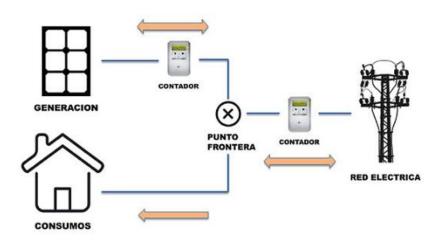


Ilustración 26 Escenario II No hay equipo de medida del consumo total y sin baterías

En esta situación, se aplicará el siguiente supuesto:

Escenario	Hay equipo de medida en el consumo tota	Hay baterías	Potencial de aplicación de cargos (Pac)
11	NO	NO	Pac= Pf equipo medida en punto de frontera
Pf = Potenci	a de facturación		

Tabla 58 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario II

La potencia de aplicación de cargos es la que mide este contador de consumo habitual que contabiliza el intercambio de energía con la red, ubicado en el punto frontera. Dicho contador es el que mide la energía comprada a la comercializadora

$$P_{ac} = P_f$$
 $Coste\ fijo_{autoconsumo}\ (\in) = (P_{ac} - P_f) * Cargo_{fifo} (\in /kW)$
 $P_{ac} - P_f = 0$; por tanto $\rightarrow Coste\ fijo_{autoconsumo}\ (\in) = 0$

Igual que en el caso anterior, siempre que tengamos ese contador NO existirán cargos por término fijo de potencia. Este caso es aplica siempre que la instalación sea inferior a 100 kW y de tipo 1.

La razón de que en este caso el cargo fijo sea nulo es porque la potencia de aplicación de cargos y la potencia facturada tienen el mismo valor. Esto se debe a que la potencia de aplicación de cargos, en este escenario, es la potencia demandada medida en el punto frontera. Al no disponer de un contador sólo para el consumo del establecimiento, tanto la potencia demandada por la instalación como la registrada para facturar los peajes de acceso serán la misma, ya que se miden en el mismo equipo.

10.5.2.3 Escenario III: No hay un equipo de medida del consumo total y SÍ haya baterías

Se trata de un escenario en el que NO existe un contador que registre solo la energía consumida total por el consumidor asociado. Sin embargo, SI existe acumulación. Es decir, en la siguiente situación:

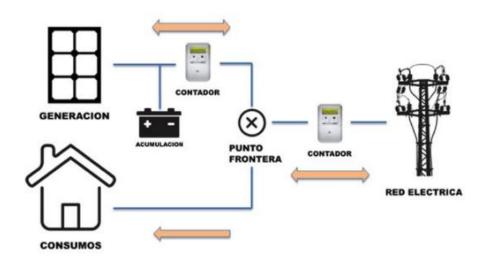


Ilustración 27. Escenario III No hay equipo de medida del consumo total pero si baterías

En esta situación, se aplicará el siguiente supuesto:

Escenario	Hay equipo de medida en el consumo tota	Hay baterías	Potencial de aplicación de cargos (Pac)
III	NO	SI	Pac= Pf equipo medida en punto frontera + Potencia máxima de generación
Pf = Potenc	ia de facturación		

Tabla 59 potencial de aplicación de los cargos (Pac) Escenario III

La potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia máxima registrada por el contador, más la potencia máxima generada por la instalación solar, **aunque ambas potencias no coincidan en el mismo instante.**

$$P_{ac} = P_f + P_{instalación FV}$$

Este caso aplica a **todas las instalaciones con baterías**, pero se trata del peor caso desde un punto de vista de la optimización económica, por tanto, debemos evitarlo en la medida de lo posible. Para ello en instalaciones con baterías siempre será deseable instalar un contador en el circuito de consumo tal y pasar al "Escenario I"

10.5.2.4 Caso particular de aplicación de cargos

Existe un caso concreto en el que dependiendo de la configuración de la instalación se puede aplicar un escenario u otro, resultando más ventajoso desde un punto de vista económico uno de ellos.

Esto se da cuando tengamos una instalación de menos de 100 kW (no estamos obligados a instalar contador) y dispongamos de baterías. En este caso la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia máxima medida en el contador de importación/exportación de la compañía eléctrica, más la potencia máxima medida en el contador de generación. Por tanto, vemos que los cargos fijos a facturar serán distintos si tenemos o no un contador instalado, podemos ver dicha situación en la siguiente tabla:

Aspecto	Instalación < 100 kW SIN contador	Instalación < 100 kW CON contador
	CON baterías	CON baterías
Potencia contratada (Pf)	80 kW	80 kW
Caso 1: Valor máximo en maxímetro (Instante 1)		
Potencia <u>máxima</u> registrada en el maxímetro	80 kW	80 kW
Potencia instalación solar cuando se registra potencia máxima	40 kW	40 kW
en maxímetro		
Potencia consumida por la instalación	120 kW	120 kW
Caso 2: Valor máximo en instalación solar (Instante 2)		
Potencia registrada cuando se registra potencia máxima en	10 kW	10 kW
instalación solar		
Potencia <u>máxima</u> en instalación sola	50 kW	50 kW
Potencia consumida por la instalación	60 kW	60 kW
Potencia de aplicación de cargos	80 + 50 = 130 kW	120 kW
Potencia a aplicar cargo fijo	130 – 80 = 50 kW	120 – 80 = 40 kW

Tabla 60 Caso particular de aplicación de cargos

Con carácter general, si tenemos una instalación de P<100 kW y CON baterías, vemos que es opcional instalar un contador de consumo total de la instalación, y que más ventajoso instalarlo aunque no sea obligatorio.

Sin embargo, cuando tenemos una instalación de P<100 kW SIN baterías, y no estamos obligados a instalarlo, la situación más ventajosa es no instalarlo para no entrar en el Escenario I de facturación y facturar solo la potencia del punto frontera, no la del consumo total de la instalación.

10.5.2.5 Resumen de cargos fijos

Como hemos visto, la aplicación de los cargos fijos depende directamente de los requisitos de instalación de contadores según potencia y tipo de instalación y la existencia o no de baterías.

En la siguiente tabla podemos encontrar una recomendación sobre dónde deben instalarse los distintos equipos de medida con el objetico de optimizar desde un punto de vista económico la aplicación de cargos fijos de potencia en las instalaciones de autoconsumo.

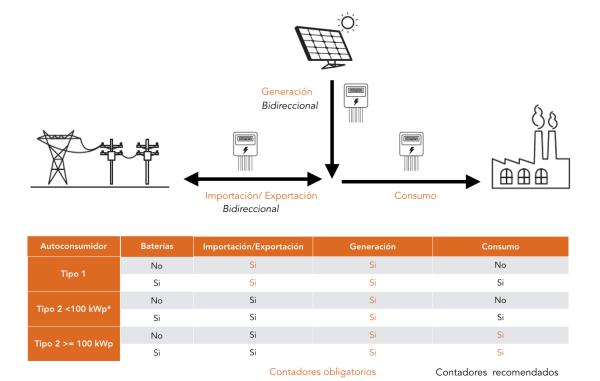


Tabla 61 Resumen de los cargos fijos

Fuente: Artículo "Otro punto de vista sobre los cargos fijos por potencia en el autoconsumo" - Portal de noticias www.energias-renovables.com

Por otro lado, cabe destacar que el impacto económico de la aplicación de cargos fijos índice directamente en el ahorro por reducción de la potencia contratada, ya que, al igual que con el término variable, en ocasiones no podemos aprovechar el 100% de ese ahorro al aplicarse un cargo adicional que repercute sobre ese aspecto concreto por el hecho de ser una instalación de autoconsumo.

Dependiendo de la ubicación de los contadores, obtenemos las siguientes conclusiones:

- En instalaciones de menos de 100 kW y SIN baterías, que no están obligadas a instalar contador de consumo total, se recomienda no instalarlo para que la potencia de facturación sea con el escenario II, de manera la potencia de aplicación de cargos sea similar a la contratada y por tanto el cargo sea nulo
- En instalaciones de menos de 100 kW y CON baterías, que no están obligadas a instalar contador de consumo total, se recomienda instalarlo para que la potencia de facturación sea con el escenario I en lugar del escenario III, de manera que, aunque vaya a existir inevitablemente un cargo, éste sea el menor posible
- En instalaciones de más de 100 kW e indistintamente de si tienen baterías o no, estarán obligadas a instalar contador de consumo total, por lo que entrarán en el escenario I de facturación, donde se aplicarán inevitablemente cargos en función de las potencia demanda y autoconsumida.

10.5.3 Registro administrativo de autoconsumo

10.5.3.1 Registro

Todos los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo eléctrico deberán solicitar la inscripción al **registro administrativo de autoconsumo** de energía eléctrica. El registro corresponde a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La inscripción la realizará el **titular del punto de suministro**, o en el caso de la modalidad tipo 1 la empresa instaladora en nombre del titular del punto de suministro.

10.5.3.2 Puesta en marcha

La construcción y puesta en marcha de una instalación autoconsumo, engloba trámites administrativos las diferentes administraciones según su ámbito de actuación (local, regional, estatal), ya que se deben cumplir requisitos tanto técnicos como en materia de urbanismo, medioambiente o régimen económico.

Además, dichos los requisitos pueden variar dependiendo de la ubicación elegida para el proyecto, aunque seguirán los mismos criterios dentro de una misma Comunidad Autónoma.

En el siguiente esquema se presenta la secuencia de procedimientos a seguir para la tramitación de una instalación desarrollado por ENERAGEN.

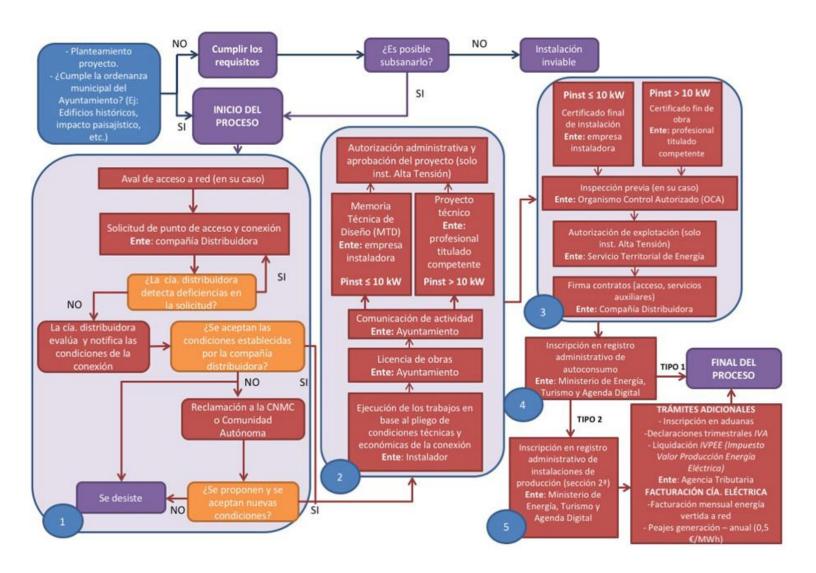


Ilustración 28 Secuencia de procedimientos a seguir para la tramitación de una instalación desarrollado por ENERAGEN

ANEXO I: COMPARATIVA DE TECNOLOGIAS DE GENERACIÓN TÉRMICA

El presente Anexo tiene por objetivo el analizar el consumo y eficiencia energética de las distintas tecnologías existentes de generación térmica en comparación con la combustión de gas natural, principal objetivo del alcance de este estudio.

La intención por lo tanto es estudiar desde un punto de vista de viabilidad técnica y económica las distintas alternativas al gas natural. Por ello se proponen las siguientes tecnologías existentes en generación de calor:

- Calentamiento basado en Efecto Joule (consumo eléctrico)
- Bomba de calor geotérmica
- Bomba de calor aerotérmica
- Caldera de condensación de gas natural
- Caldera de biomasa
- Energía solar térmica

En los siguientes apartados se desarrollarán las diferentes alternativas mostrando sus características principales, de entre las cuales cabe mencionar que los datos de rendimiento mostrados corresponden al determinado por el método de cálculo del rendimiento estacional en base a factores de ponderación elaborado por el IDAE.

I. Calentamiento basado en efecto Joule

Este tipo de sistema de basa en el uso de radiadores eléctricos o de calor azul. En este caso la energía térmica (calefacción) que proporcionan se obtiene a través del calentamiento de las resistencias eléctricas internas (efecto Joule), por lo tanto por cada KWh de energía térmica que produce el radiador consumirá aproximadamente 1 KWh de electricidad.

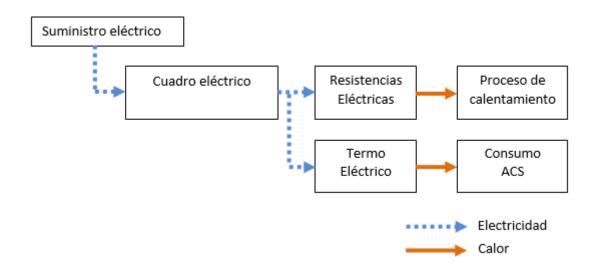


Ilustración 29 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento por efecto Joule

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Fácil
Coste de la inversión inicial	Elevada
Seguridad de funcionamiento y manejo	Alta
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	Si
Costes de mantenimiento	Bajos
Coste energético estimado	Elevado
Necesidades de almacenamiento de	No
combustible	NO
Necesidades de espacio adicional	No
Emisiones locales de gases contaminantes	No
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	No
Rendimiento estimado	100%
	Facilidad de instalación y manejo, pudiendo combinar
Principales ventajas	ciclos de carga/descarga con periodos llano/valle de
	facturación eléctrica
	Si el funcionamiento se produce en periodo punta de
Principales desventajas	facturación, el coste de consumo eléctrico de puede
	disparar

Tabla 62 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por efecto Joule

Viabilidad energética

En esta tecnología, el consumo térmico es directamente proporcional al eléctrico, por lo tanto la generación de energía térmica repercutirá directamente sobre la factura eléctrica.

La eficiencia es muy cercana al 100% ya que cada kWh eléctrico consumido se convertirá en 1 kWh disipado en la resistencia en forma de calor.

En cuanto coste energético, tenemos que el precio de la electricidad, en su término variable, puede llegar a ser mucho más alto que el precio de gas natural y por lo general este sistema no es recomendable para instalaciones de alta carga térmica y elevadas horas de funcionamiento. Implícitamente, también lleva un coste asociado de contratación de término fijo de potencia que deberá tenerse en cuenta.

Si se opta por este tipo de tecnologías es conveniente tener en cuenta el apartado de costes eléctricos de este documento, una buena gestión de las horas de consumo puede llevar a un gran ahorro. Añadir que estos sistemas suelen llegar a obligar incrementar la potencia contratada, por lo que deberá ser un aspecto a tener en cuenta.

Este tipo de tecnologías es una de las que más se puede ver beneficiada por la implantación de un sistema de autoconsumo, aunque habrá que tener muy en cuenta la relación entre la disponibilidad de energía solar frente a la demanda de calor.

II. Bomba de calor geotérmica

Se trata de un sistema que utiliza la gran inercia térmica del subsuelo para extraer el calor necesario y aportarlo al fluido térmico sin variar apenas la temperatura de la fuente de calor (suelo), ya que éste a una profundidad de unos tres metros presenta una temperatura constante de entre 10 y 16 °C. Este sistema no debe confundirse con la energía geotérmica de alta temperatura, normalmente asociada con la existencia de fuentes de calor subterráneas. El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

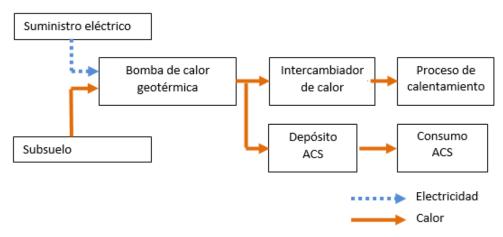


Ilustración 30 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor geotérmica.

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Costoso y técnicamente complejo
Coste de la inversión inicial	Elevada
Seguridad de funcionamiento y manejo	Alta
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	Si
Costes de mantenimiento	Normal
Coste energético estimado	Bajo
Necesidades de almacenamiento de combustible	No
Necesidades de espacio adicional	Si, necesidad de terreno y/o pozo
Emisiones locales de gases contaminantes	No
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	No
Rendimiento máximo	450%
	El coste de la energía primaria es nulo y la fuente de
Principales ventajas	calor se mantienen a una Tª constante durante todo el
	año, favoreciendo un rendimiento estable
	Poco idónea para espacios pequeños y con poco uso y
Principales desventajas	en instalaciones donde no se necesita terreno libre sin
	edificar, la inversión en mucho mayor aún.

Tabla 63 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor geotérmica.

Viabilidad energética

Un punto fuerte del uso de este tipo de energía es que según la Directiva Europea 2009/28/CE, la energía geotérmica se considera una energía procedente de fuentes renovables, con las correspondientes ventajas en cuanto a calificación energética y estimación de emisiones de CO2 que esto conlleva.

Sin embargo, se considerara energía renovable siempre que cumpla un rendimiento medio estacional mínimo, lo que suele ser relativamente fácil para esta tecnología, dado que las condiciones de funcionamiento de las bombas de calor geotérmicas se aproximan bastante a las de ensayo.,

El principal punto débil de este método de generación térmica es la inversión que supone establecer una instalación de este estilo, además de estar condicionado por el lugar en el que se encuentre la planta.

Para la instalación del campo de captación geotérmico, sería necesaria una superficie libre para la realización de los pozos de captación, espacio del que se debe estudiar si existe disponibilidad o no, dado que podría hacer definitivamente inviable dicha instalación.

La generación de energía térmica implica también de un determinado suministro eléctrico por lo que se deberá tener en cuenta las consideraciones indicadas en la caldera eléctrica, en este caso el consumo eléctrico deberá ser menor así como la potencia requerida dado el apoyo térmico de la energía del subsuelo.

En cuanto al rendimiento, al tratarse de una bomba de calor podemos alcanzar eficiencias mayores que la unidad, ya que consumiendo 1 kWh eléctrico podemos generar entre 2-4 kWh térmicos. La principal limitación de esta tecnología será la temperatura de funcionamiento, que dependerá de las características del suelo y las necesidades de potencia en los procesos de calentamiento, que deben ser acordes a la superficie de captación disponible.

III. Bomba de calor aerotérmica

Su funcionamiento consiste en obtener energía del aire exterior, para que, a través de un ciclo termodinámico, este calor se transfiera al interior de la vivienda, calefactando así las estancias incluso en condiciones climáticas severas. Debido al sobredimensionamiento de sus componentes, son capaces de captar más energía del exterior que los sistemas convencionales. El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

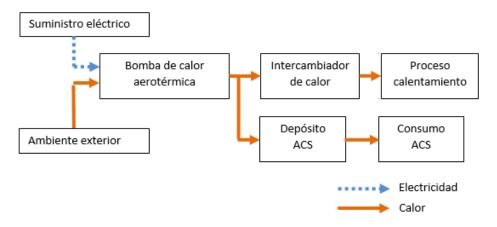


Ilustración 31 Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor aerotérmica.

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Relativamente fácil
Coste de la inversión inicial	Bastante elevada
Seguridad de funcionamiento y manejo	Alta
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	Si
Costes de mantenimiento	Normal
Coste energético estimado	Bajo
Necesidades de almacenamiento de combustible	No
Necesidades de espacio adicional	Si, en cubiertas o patio para la unidad exterior
Emisiones locales de gases contaminantes	No
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	Si
Rendimiento máximo	350%
Principales ventajas	Los rendimientos estacionales con Tª templadas
	pueden ser muy elevados, resultado un método muy
	económico de generación de calor
Principales desventajas	Se recomienda principalmente para sistemas de baja
	Tª (suelo radiante) ya que con temperaturas exteriores
	muy bajas el rendimiento disminuye en gran medida

Tabla 64 Características principales de una instalación basada en el calentamiento por bomba de calor aerotérmica.

Viabilidad energética

En este caso, también según la Directiva Europea 2009/28/CE, siempre que se supere el rendimiento estacional mínimo establecido, la energía aerotérmica se considera una energía procedente de fuentes renovables, lo que también supondrá un punto a favor en cuanto a calificación energética y estimación de emisiones de CO2.

Sin embargo, alcanzar este rendimiento mínimo, en climas fríos como es el de Castilla y León, es complicado por lo que el dimensionamiento de la instalación se convertirá en un proceso muy importante.

Se usa principalmente en calefacción para calentar grandes estancias, su uso industrial se encuentra limitado y solo sería recomendable para aplicaciones de baja temperatura.

Dado que el principal consumo es energía eléctrica, se deben tener en cuenta las consideraciones antes mencionadas en cuanto a potencia contratada y suministro de energía, si bien, en este caso el consumo eléctrico deberá ser menor así como la potencia requerida dado que se aprovecha el calor existente en el ambiente.

En cuanto al rendimiento, al tratarse de una bomba de calor podemos alcanzar eficiencias mayores que la unidad, ya que consumiendo 1 kWh eléctrico podemos generar entre 2-4 kWh térmicos. La principal limitación de esta tecnología será la temperatura de funcionamiento, que dependerá del ambiente exterior y las necesidades de potencia en los procesos de calentamiento, que deben ser acordes a las condiciones climáticas existentes.

IV. Caldera de biomasa

Las calderas de biomasa son aquellas que utilizan combustibles naturales procedentes de fuentes renovables tales como residuos forestales o de los excedentes de industrias madereras, huesos de aceituna, cáscaras de frutos secos, leña etc.

Puesto que el aprovechamiento energético final de la biomasa suele conllevar la oxidación total de la materia orgánica o de los combustibles de ella derivados, se entiende que el CO₂ emitido en ese proceso es equivalente al absorbido por la materia orgánica original, y por ello, el balance final del ciclo de CO₂ resulta prácticamente neutro.

El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

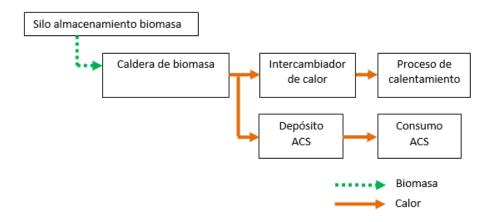


Ilustración 32. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento con caldera de biomasa.

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Complejidad media
Coste de la inversión inicial	Elevada
Seguridad de funcionamiento y manejo	Normal
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	No
Costes de mantenimiento	Altos
Coste energético estimado	Bajo
Necesidades de almacenamiento de combustible	Altas
Necesidades de espacio adicional	SI, para el depósito de almacenamiento de pellets
Emisiones locales de gases contaminantes	Solamente CO2
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	No
Rendimiento máximo	80-90%
Principales ventajas	Pese a tener un PCI inferior, el precio del combustible
	es más barato y no depende de mercados externos
Principales desventajas	Requiere una gran cantidad de espacio de
	almacenamiento de combustible ya que los canales de
	distribución de biomasa aún están poco desarrollados

Tabla 65. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera de biomasa.

Viabilidad energética

Al igual que en los casos de geotermia y aerotermia y según la Directiva Europea 2009/28/CE, la biomasa se considera una energía procedente de fuentes renovables, lo que también supondrá un punto a favor en cuanto a calificación energética y estimación de emisiones de CO2.

En el caso de una caldera de biomasa, el consumo de la caldera se divide en dos partes: consumo eléctrico y consumo de biomasa. El consumo eléctrico representa un porcentaje muy bajo del consumo total de la caldera, y será similar al consumo de una caldera convencional. Este consumo se empleará para alimentar los elementos eléctricos como el alimentador de biomasa, quemador y los dispositivos digitales

Por otra parte, el consumo de biomasa corresponderá al consumo principal de la caldera. Este combustible suele ser biomasa a granel cuyo precio es menor que el de gas natural o de la electricidad.

Los rendimientos suelen estar ligeramente por debajo de los de las calderas de combustión de gas por tanto, se trata de una alternativa más económica que las anteriores al partir de una fuente de energía más barata.

No se dispone de las limitaciones que encontramos en las bombas de calor en cuando a potencia nominal o temperatura de funcionamiento.

Los inconvenientes de esta tecnología son su elevado coste de implantación y necesidades de mantenimiento por parte del propio personal de la empresa, que serán necesario con independencia de las actuaciones habituales de inspección por parte de la empresa instaladora.

Por otro lado, al tratarse de un suministro energético que se contrata en privado con un proveedor de biomasa, el abastecimiento no está garantizado por ninguna estructura de mercado como puede ser en el caso del gas natural o la electricidad, por lo que la propia empresa es la encargada de asegurar la disponibilidad de recursos energéticos en este caso.

V. Caldera convencional de combustión

Las calderas convencionales de combustión son calderas atmosféricas que producen energía térmica a coste de quemar algún tipo de combustible fósil, generalmente gasóleo o gas natural.

Sus rendimientos suelen estar en torno a un 80-90% para las calderas de gasóleo y puede ser de más del 90% para calderas de gas. Generalmente, la diferencia entre ambas es el tipo de quemador que utilizan, siendo el cuerpo de caldera similar, por lo que suele ser bastante sencillo hacer una transición de gasóleo a gas natural, sin tener en cuenta el dimensionamiento del abastecimiento de combustible.

Son las calderas más comunes del mercado, y su funcionamiento suele ser en base a la regulación de la temperatura del fluido de salida en función de la demanda energética.

El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

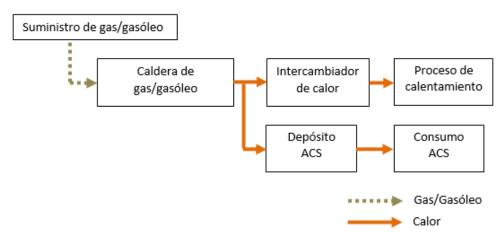


Ilustración 33. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento con caldera convencional de combustión

Más adelante hablaremos de las calderas de gas natural, y de su versión más eficiente (calderas de condensación), centrándonos en este punto en las calderas de gasóleo. Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Fácil, si se dispone de red de acometida de
	combustible
Coste de la inversión inicial	Medio
Seguridad de funcionamiento y manejo	Normal
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	No
Costes de mantenimiento	Bajos
Coste energético estimado	Normal
Necesidades de almacenamiento de combustible	Si, para la opción de gasóleo
Necesidades de espacio adicional	Medio
Emisiones locales de gases contaminantes	Bajas
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	No

Característica	Valoración
Rendimiento máximo	85%
Principales ventajas	Facilidad de instalación y con la garantía de existir una
	red amplia de distribución de combustible
Principales desventajas	En el combustible fósil más caro y contaminante del
	mercado y la evolución de su precio depende de
	mercados internacionales

Tabla 66. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera convencional de combustión.

Viabilidad energética

Este tipo de calderas son de fácil instalación y requieren de unas dimensiones mínimas comparado con otras alternativas como biomasa o geotermia. El acceso al combustible es por contrato privado por lo que el suministro no está garantizado como en el caso del mercado eléctrico o de gas, sin embargo, la red de distribución de gasóleo es muy amplia y llega a puntos donde la red de gas no lo hace.

En cuanto a rendimiento, está limitado por la tecnología de la caldera y el tipo de combustible, estamos normalmente en un 85%, por lo que no es la mejor tecnología en cuanto a combustión.

El precio (€/kWh) del gasóleo también es más barato que el de la electricidad, pero más caro que el gas natural, sin embargo, el suministro de gasóleo no tiene un mercado regulado y por tanto no tiene un término fijo de contratación, lo que supone una ventaja cuanto existan necesidades intermitentes o cuando los consumos sean tan bajos que el término fijo de gas supere al variable.

El consumo de la caldera se divide en dos partes: consumo eléctrico y consumo de gas, siendo el consumo eléctrico poco relevante. El consumo de gasóleo será el consumo principal de la caldera y hemos de tener en cuenta las emisiones que este combustible produce, ya que es el más contaminante de los mencionados en este estudio.

No se dispone de limitaciones de potencia por lo que le hacen una solución viable tanto para la implantación en un entorno doméstico como en un entorno industrial.

VI. Caldera de condensación

Las calderas de condensación son calderas estancas alimentadas con gas natural y tienen el mismo funcionamiento que las calderas de Baja Temperatura sólo que además son capaces de aprovechar el calor o la energía de los gases de escape, pudiendo llegar a unos rendimientos superiores de hasta 109%. Son de las calderas más eficientes del mercado, y regulan la temperatura en función de la demanda energética.

El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

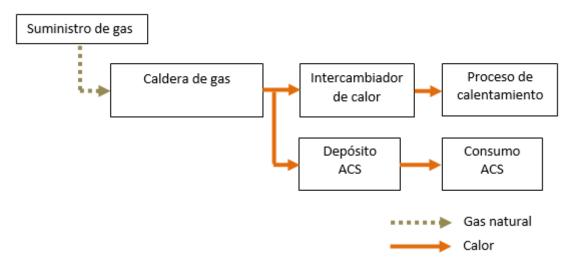


Ilustración 34. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento con una caldera de condensación.

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Fácil, si se dispone de red de acometida de gas
Coste de la inversión inicial	Elevado
Seguridad de funcionamiento y manejo	Normal
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	No
Costes de mantenimiento	Bajos
Coste energético estimado	Normal
Necesidades de almacenamiento de combustible	No, si se dispone de red de distribución de gas
Necesidades de espacio adicional	No
Emisiones locales de gases contaminantes	Bajas
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	No
Rendimiento máximo	93%
Principales ventajas	Son el tipo de caldera más eficiente ya que aprovecha
	el calor residual de los gases de escape de la caldera
Principales desventajas	Requiere de una evacuación adecuada de humos y
	condensados resistente al carácter ácido de los
	mismos

Tabla 67. Características principales de una instalación basada en el calentamiento con caldera de condensación.

Viabilidad energética

Aparte de las ventajas de las calderas de condensación, el gas natural en sí tiene la ventaja de ser un combustible fósil más barato en términos de €/KWh que el gasóleo, y que a través pequeños ajustes o de un cambio de quemador, se puede transformar una caldera de gasóleo en una caldera de gas natural.

El consumo de la caldera se divide en dos partes: consumo eléctrico y consumo de gas, siendo el consumo eléctrico poco relevante. El consumo de gas natural será el consumo principal de la caldera y está sometido a las condiciones de mercado expuestas en este estudio en función del caudal de gas que sea necesario contratar.

Los rendimientos son superiores a las calderas de gas convencionales y suelen estar por encima del 100% gracias al aprovechamiento del calor latente del vapor de agua en los humos, siendo la alternativa más eficiente en cuanto a calderas de combustión.

El hecho de aumentar el rendimiento se consigue a coste de reducir la temperatura de humos, por lo que se requieren salidas de humos protegidas contra la corrosión ácida que se genera al bajar la temperatura de humos por debajo del punto de rocío de los mismos.

Como inconveniente podemos citar la necesidad de adaptar la salida de humos a un ambiente corrosivo y el coste de inversión que ello supone, junto a que el coste de adquisición de este tipo de equipos es superior a una caldera convencional.

No se dispone de limitaciones de potencia por lo que le hacen una solución viable tanto para la implantación en un entorno doméstico como en un entorno industrial.

VII. Energía solar térmica

Su funcionamiento se basa en el aprovechamiento radiación solar incidente para producir electricidad o calor. En este caso, se tratará la energía solar térmica como fuente de calentamiento, donde se hace uso de la energía proveniente del sol para la producción de calor y su posterior aprovechamiento.

Este aprovechamiento de la energía solar permite generar un ahorro energético y una disminución de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera al reducir el consumo de combustibles fósiles. Este es el motivo por el que cada vez un mayor número de empresas deciden incorporar colectores solares térmicos a sus instalaciones. El esquema de funcionamiento de esta alternativa será el siguiente:

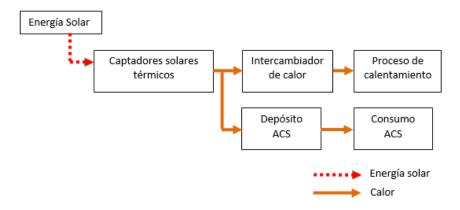


Ilustración 35. Esquema del reparto energético de una instalación basada en el calentamiento por energía solar térmica.

Las características principales de este sistema de calentamiento son:

Característica	Valoración
Instalación	Complejidad media
Coste de la inversión inicial	Elevado
Seguridad de funcionamiento y manejo	Normal
Necesidad de ampliación del contrato eléctrico	No
Costes de mantenimiento	Medios
Coste energético estimado	Bajo
Necesidades de almacenamiento de combustible	No
Necesidades de espacio adicional	Si
Emisiones locales de gases contaminantes	Muy bajas
Existencia de equipos expuestos a la intemperie	SI
Rendimiento máximo	70%
Principales ventajas	Generación sin coste de materia prima energética
Principales desventajas	La generación de calor está condicionada a las
	condiciones atmosféricas y la situación geográfica y es
	independiente de la demanda

Tabla 68. Características principales de una instalación basada en el calentamiento por energía solar térmica.

Viabilidad energética

En el caso de la energía solar térmica tenemos una energía 100% renovable y ampliamente reconocida como tal. Además, tiene la ventaja de que en ocasiones puede entrar incluida en planes de promoción o desarrollo tecnológico que facilitan su implantación además de las propias ventajas como el coste cero de la materia prima energética y la eliminación de las emisiones de CO2.

Actualmente el uso más extendido es la generación de ACS con la tecnología de captadores solares planos. Esta tecnología también se puede aplicar a procesos de calentamiento industriales, aunque una de las principales limitaciones de esta tecnología es la temperatura, ya que no es apta temperaturas superiores a 80ºC. Para temperaturas superiores, sería necesario otro tipo de tecnología, más cara y menos accesible para empresas de tipo pyme.

Como principal ventaja, podemos destacar que la generación de calor se realiza a un coste cero, pero tiene el inconveniente de que la producción de calor depende del clima y la ubicación y es totalmente independiente de la demanda de una empresa, por ello, un factor clave a tener en cuenta es la adaptación a la demanda tanto a corto plazo mediante sistemas de inercia térmica (depósitos, etc...) como a largo plazo (normalmente en los meses de verano la producción solar es máxima y la demanda térmica es mínima en una empresa).

La principal desventaja de estos sistemas es la necesidad de disipación de energía cuando ésta no puede absorberse por el proceso de calentamiento o por el sistema de inercia, que requiere el uso de sistemas de disipación, que incremente el coste de la instalación y puede provocar fallos graves por sobrecalentamiento.

En cuanto a la eficiencia, se pueden alcanzar rendimientos máximos del 60-70%, sin embargo, no es una variable que afecte al coste del consumo (ya que la fuente de energía es gratuita), sino al dimensionamiento de la instalación para abastecer la demanda prevista, factor que afectará al retorno de la inversión.

VIII. Resumen de las alternativas propuestas

Como resumen final, se realizará una comparativa de este tipo de tecnología para un caso concreto de una aplicación industrial de potencia media. Utilizaremos como referencia la tecnología de gasóleo, al ser a priori la menos recomendable y compararemos con el resto de tecnología para ver sus puntos fuertes y débiles.

Los parámetros técnicos y económicos característicos de cada tecnología y expuestos en esta comparativa han sido establecidos a través de una base de referencia común con el fin de no perjudicar ni favorecer a ninguna de estas tecnologías.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio de las diferentes alternativas.

Característica	CALDERA DE GASOLEO	CALEFACCION	B.C. GEOTERMICA	B.C. AEROTERMICA	CALDERA DE	CALDERA COND. DE	SOLAR TÉRMICA
		ELECTRICA			BIOMASA	GAS	
Tipo energía primaria empleada	Gasóleo	Electricidad	Electricidad	Electricidad	Biomasa	Gas natural	Energía Solar
Consumo anual energía primaria (kWh)	260.593,92	208.475,14	89.091,94	87.594,59	251.174,86	217.161,60	297.821,62
Potencia instalada (KW)	108	86,4	36,92	36,30	104,10	90,00	123,43
Rendimiento (%)	80%	100%	234%	238%	83%	96%	70%
Coste consumo anual (€)	20.448,02 €	41.200,11 €	17.606,88 €	17.310,97 €	13.262,03 €	13.108,96 €	0,00 €
Precio energía (€/KWh)	0,078467	0,197626	0,197626	0,197626	0,0528	0,060365	0
Toneladas de CO2 eq.	23,93	28,84	12,32	12,12	-	13,13	0
Ahorro sobre el coste anual	- €	-20.752,08 €	2.841,14 €	3.137,05 €	7.185,99 €	7.339,06 €	20.448,02 €
Ahorro sobre coste anual	0%	-101%	14%	15%	35%	36%	100%
Inversión inicial	- €	29.640 €	207.318 €	179.973 €	149.469 €	88.949 €	200.000€
Periodo retorno inversión (años)	-	Sin retorno	72,97	57,37	20,8	12,12	9,78
Complejidad de instalación	Baja	Baja	Alta	Media	Media		Media
Coste de la inversión inicial	Medio	Elevado	Muy elevado	Muy elevado	Bastante elevada	Medio	Elevado
Seguridad de funcionamiento	Normal	Alta	Alta	Alta	Normal	Normal	Normal
Ampliación del contrato eléctrico	No	Si	Si	Si	No	No	Normal
Coste de mantenimiento	Bajo	Вајо	Normal	Normal	Alto	Вајо	Medios
Coste energético (€/KWh térmico)	Normal	Elevado	Вајо	Bajo	Вајо	Normal	Bajo
Almacenamiento de combustible	Si	No	No	No	Si	No	No
Necesidades de espacio adicional	Medio	No	Muy elevado	Вајо	Alto	No	Si
Emisión local de GEI	Si	No	No	No	Solamente CO2	Bajas	Muy bajas
Equipos expuestos a la intemperie	No	No	No	Si	No	No	Si
Rendimiento máximo	85%	100%	350%	450%	80-90%	93%	70%

Característica	CALDERA DE GASOLEO	CALEFACCION ELECTRICA	B.C. GEOTERMICA	B.C. AEROTERMICA	CALDERA DE BIOMASA	CALDERA COND. DE GAS	SOLAR TÉRMICA
Principales ventajas	Facilidad de instalación y con la garantía de existir una red amplia de distribución de combustible	Facilidad de instalación y manejo, pudiendo combinar ciclos de carga/descarga con periodos llano/valle de facturación eléctrica	Al extraer calor del suelo, el coste de energía primaria es nulo, con una tª constante, lo que logra un rendimiento del equipo estable	Los rendimientos con tª templadas pueden ser muy elevados, resultado un método muy económico de generación de calor	Pese a tener un PCI inferior, el precio del combustible es más barato y no depende de mercados externos	Son el tipo de caldera más eficiente ya que aprovecha el calor residual de los gases de escape de la caldera	Generación de calor sin coste de materia prima energética
Principales desventajas	En el combustible fósil más caro y contaminante del mercado y la evolución de su precio depende de mercados internacionales.	Si el funcionamiento se produce en periodo punta de facturación, el coste de consumo eléctrico de puede disparar	Poco idónea para espacios pequeños y con poco uso. Donde no existe terreno libre sin edificar, la inversión en mucho mayor aún.	Se recomienda para sistemas de baja tª ya que con tª exteriores muy bajas el rendimiento disminuye en gran medida	Requiere gran cantidad de espacio de almacenamiento ya que los canales de distribución de biomasa aún están poco desarrollados	Requiere de una evacuación adecuada de humos y condensados resistente al carácter ácido de los mismos	La generación de calor está condicionada a las condiciones atmosféricas y la situación geográfica y es independiente de la demanda

Tabla 69. Resumen de resultados del estudio de diferentes alternativas de generación térmica

IX. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

Conclusiones del estudio energético

En el siguiente gráfico se muestra desde un punto de vista energético, el consumo anual de energía primaria de cada alternativa junto con el ahorro en el coste anual que se produce al implantar cada sistema de calefacción.

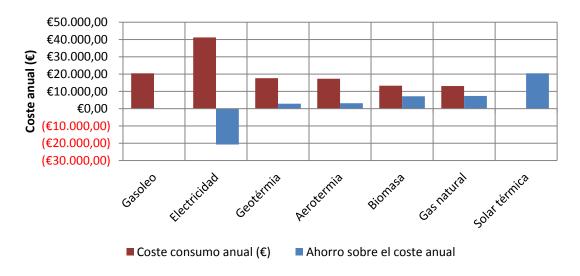


Gráfico 29 Comparación del costes anuales y ahorro generados de las alternativas de calefacción

Como podemos ver en el gráfico, el mayor coste del consumo energético anual corresponde a la calefacción eléctrica, seguido por las bombas de calor geotérmicas y aerotérmicas, que tienen un valor similar al coste actual con las calderas de gasóleo. También vemos que las opciones con menor coste corresponden a los sistemas de solar térmica, caldera de biomasa y caldera de condensación de gas natural, con un coste inferior a los 10.000 €/año.

Por otro lado tenemos que para el caso de la calefacción eléctrica, el coste energético anual es superior al coste actual, por lo que no genera ningún ahorro, mientras que el resto de las opciones sí que generarán ahorros respecto del actual sistema de caldera de gasóleo, siendo las alternativas de biomasa y gas natural las que mayores ahorros generan.

Por lo tanto, podemos concluir que las opciones más eficientes y que mayores ahorros en el coste anual generarán desde el punto de vista energético son:

- 1º. Caldera de condensación a gas natural
- 2º. Caldera de biomasa
- 3º. Bomba de calor aerotérmica
- 4º. Bomba de calor geotérmica
- 5º. Caldera de gasóleo
- 6º. Calefacción eléctrica

En el siguiente gráfico podemos ver también el coste energético por KWh de energía primaria consumido por cada alternativa, donde se muestra que sigue la misma tendencia que en el caso del gráfico anterior.

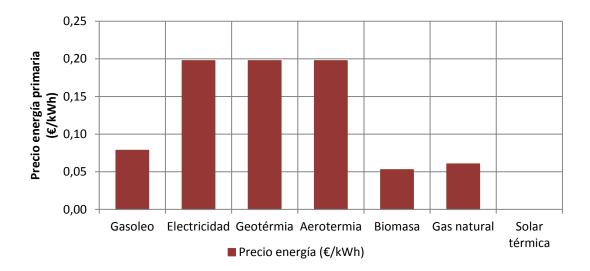


Gráfico 30. Comparación del coste del KWh de energía primaria para cada alternativa

Las opciones de calefacción eléctrica y las bombas de calor geotérmica y aerotérmica tienen los precios más elevados de energía primaria porque que se alimentan de electricidad. De estos 3 casos, el más apto para su aplicación en el hotel es la bomba de calor aerotérmica debido a que tienen un rendimiento estacional alto el 200%, y esto disminuye en gran medida la energía primaria necesaria para calefacción. En los otros dos casos, la alta inversión junto con los altos precios de la energía hace que los costes anuales sean superiores a la opción actual y por ello difícilmente justificable.

Seguidamente tenemos el precio del gasóleo, menor que el de la electricidad, pero con tendencia a incrementar su precio con el paso del tiempo. Continuar con un sistema de gasóleo es igual de eficiente que adoptar un sistema de gas natural, pero debido al coste de la energía primaria, lo costes anuales para el gas natural son menores.

Por último destacar el coste nulo de energía primaria en el sistema solar térmico al ser abastecido directamente de energía solar que constituye un recurso gratuito e ilimitado con el inconveniente de la dependencia de las horas solares.

Conclusiones del estudio económico

En el siguiente gráfico podemos ver el coste de la inversión inicial a realizar para cada alternativa junto con el ahorro en el coste anual que se produce al implantar cada sistema de calefacción.

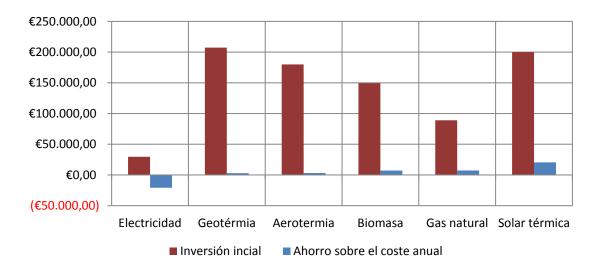


Gráfico 31. Comparación del coste de inversión inicial y el ahorro anual generado para cada alternativa

La opción más costosa será la bomba de calor geotérmica, debido a la combinación de un elevado precio de los equipos y las obras de instalación del campo de captación geotérmico en el subsuelo.

Seguida de la solar térmica en donde el coste de los paneles colectores y sistema de distribución hacen que esta tecnología presente altos costes iniciales pese a ser la que mayor rentabilidad anual presenta.

Otra opción difícilmente justificable será la calefacción eléctrica, ya que aunque la inversión inicial no es de las más altas, no generará ningún tipo de ahorro y la inversión realizada difícilmente se recuperará dado el actual escenario de precios al alza de la electricidad.

En tercer lugar tenemos la bomba de calor aerotérmica, con un precio muy elevado debido al coste de los equipos. Dado que genera un ahorro de energía moderado el retorno de la inversión será alto. Como opción más económica, se podría estudiar el uso de un equipo de aerotermia de menor potencia como apoyo al sistema de calderas actual, que funcione solamente en condiciones de eficiencia óptimas, de modo que su rendimiento estacional aumente al 300 o 400% y de este modo el ahorro generado sea mayor y el retorno de la inversión disminuya.

En cuarto lugar tenemos la caldera de biomasa, que tienen una inversión elevada, aunque menos que en las bombas de calor, debido al alto coste de los equipos y de instalación de almacenamiento de biomasa y alimentación a las calderas. Al tener la biomasa un precio más bajo que el resto de alternativas, genera un ahorro anual que permite que la inversión realizada se recupere en un periodo más corto que las alternativas anteriores.

Por último, tenemos las calderas de condensación de gas natural, cuya inversión es la más baja de todas dado que son equipos comerciales muy extendidos en el mercado. El rendimiento de estos

equipos será cercano al 100% y como el precio del gas es más barato que el del gasóleo, genera el mayor ahorro respecto del resto de sistemas; hace que el retorno de la inversión sea el menor de entre todas las alternativas.

En el siguiente gráfico veremos los periodos de retorno de la inversión para cada caso, comprobando las conclusiones que se acaban de exponer.

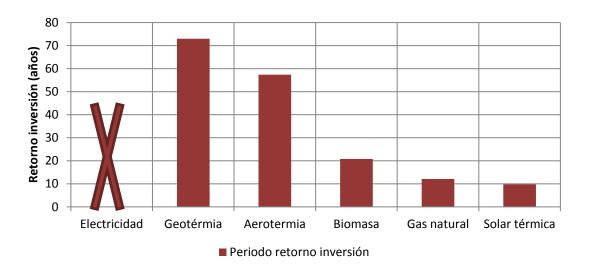


Gráfico 32. Periodo de retorno de la inversión inicial para cada alternativa

Para terminar, a continuación se muestra un gráfico en el que se representa la variación del coste anual acumulado que se tendrá en cada alternativa, comenzando desde un hipotético año 0, donde el coste corresponde a la inversión inicial sumado al coste anual del consumo energético con los actuales precios de cada tipo de energía, y seguido por sucesivos años donde se va acumulando el coste anual de cada alternativa, el cual ira siendo mayor año tras año debido a la tendencia de incremento de precios de la energía.

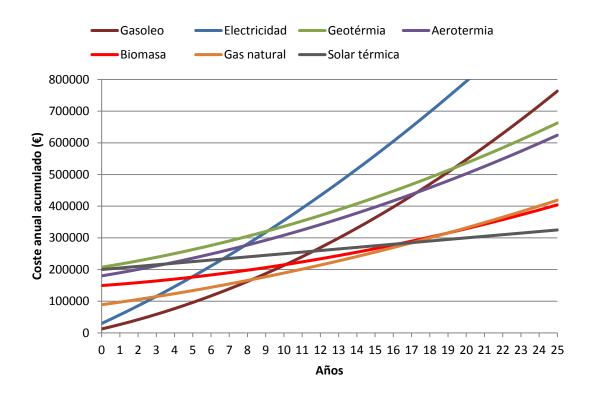


Gráfico 33. Coste anual acumulado en 25 años (inversión inicial + coste energético anual) para cada alternativa

Para evaluar la viabilidad de cada opción se tomará como referencia la curva de coste acumulado de la calefacción de gasóleo (línea granate). En eta opción vemos que no existe inversión inicial porque es el sistema actualmente empleado, el incremento del precio del petróleo a largo plazo hace que con el paso de los años el coste acumulado vaya incrementando a mayor velocidad que el resto de alternativas. De este modo, las curvas que queden por debajo de ella serán las que generarán ahorros respecto del sistema actual y por lo tanto serán más eficientes energéticamente.

Vemos que debido a la tendencia al incremento del precio de la electricidad, las opciones basadas en su consumo como energía primaria (calefacción eléctrica, geotermia y aerotermia), son las opciones que tendrá un mayor coste acumulado con el paso de los años en el orden que se han enumerado.

De ellas, la calefacción eléctrica es la que tendrá el mayor coste anual acumulado, con un coste anual muy superior al del resto de alternativas que hace que el coste acumulado se dispare y sea superior al resto desde el primer año de instalación

Seguidamente, las bombas de calor geotérmica y aerotérmica serán las que tienen un coste acumulado mayor ya que también dependen de la electricidad, sin embargo, a partir de los 18 años de instalación, el coste acumulado de las mismas será menor que el del sistema actual y comenzarán a generar ahorros globales. De ambos, la bomba de calor aerotérmica es la que tendrá un coste anual acumulado menor.

Por otro lado, las opciones de biomasa y caldera de condensación de gas natural, a pesar de tener una inversión considerable, a partir de los 8 años tendrán un consumo acumulado menor que el sistema actual, haciendo que la inversión realizada sea la más rentable de todas al generar ahorro antes que las demás. De estas dos, a pesar de que la biomasa tiene una inversión inicial mayor, debido a la mayor tendencia a aumentar de precio del gas, a muy largo plazo, en torno a los 19 años, el coste acumulado del gas será superior al de la biomasa, haciendo de esta última la opción más económica en un plazo de 25 años en adelante.

Finalmente, la solar térmica presenta un incremento prácticamente constante y muy reducido, incrementándose anualmente por motivos de mantenimiento, en cuanto a ahorro de consumo esta es la mejor tecnología, pero hay que tener en cuenta sus inconvenientes como la dependencia solar.

El acceso a una línea de ayudas que permita minimizar la inversión por parte de la empresa es fundamental para rentabilizarla en un periodo razonable.

Conclusiones del estudio de emisiones de CO2

A continuación se muestran las emisiones, en toneladas de CO2 equivalente, que se generan por el uso de cada sistema de calefacción durante un año:

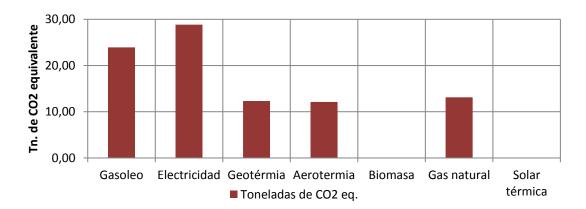


Gráfico 34. Toneladas de CO2 equivalente emitidas a la atmósfera, debidas a cada alternativa

Según el gráfico, vemos que desde un punto de vista medioambiental, la peor opción es la calefacción eléctrica debido a que la generación de electricidad se debe principalmente a las centrales eléctricas que en gran parte consumo en combustibles fósiles, y que debido a la generación de esta electricidad lejos del punto de consumo, se debe asumir gran cantidad de pérdidas que repercuten en la huella de carbono de la electricidad.

También vemos que la opción actual (gasóleo), tampoco es la segunda peor opción dado que en la combustión del gasóleo se generan grandes cantidades de CO2 además de otro tipo de gases contaminantes.

En tercer lugar tenemos a los equipos de bombas de calor y la caldera de gas natural, que debido al alto rendimiento de las bombas de calor (a pesar de estar alimentadas por electricidad) y a las emisiones reducidas de las calderas de condensación (debido al uso de gas natural), tienen unos niveles de emisiones de CO2 similares.

Por último, la mejor opción desde el punto de vista medioambiental es la caldera de biomasa, cuyas emisiones se suponen nulas debido a que todo el CO2 emitido corresponde al CO2 que en su día absorbió la planta es su fase de crecimiento, y que por lo tanto es una parte de CO2 que ya existía en la atmósfera y que no se ha creado mediante un proceso de combustión.

Conclusiones finales y recomendaciones

En función de los datos anteriores, se exponen a modo de resumen algunas de las principales características de los distintos sistemas con las recomendaciones a la hora de plantear un cambio de tecnología:

Calefacción eléctrica: Esta opción no es atractiva debido a que en general supondrá un coste anual mayor al actual, por lo que la inversión a realizar no justifica el cambio, ya que presenta el coste de la energía primaria más alto de todas las opciones, a no ser que se opten por alternativas como el autoconsumo.

Bomba de calor geotérmica: Esta opción no es la más recomendable ya que aporta un valor de ahorro anual medio a coste de una gran inversión inicial. Desde el punto de vista medioambiental, sus emisiones de CO2 se encuentran en la media de las alternativas estudiadas. Al tener como energía primaria la electricidad, el coste energético también es el más alto de entre todas las opciones energéticamente eficientes.

Bomba de calor aerotérmica: esta opción tiene un coste de inversión inicial elevada y un ahorro anual medio, dada su alta eficiencia energética. Medioambientalmente, presenta un valor de emisiones en la media de las alternativas estudiadas.

Caldera de biomasa: Esta alternativa tiene una inversión inicial considerable, pero dado que genera ahorros relevantes. Esta será la segunda mejor opción a medio plazo y la mejor opción de todas a largo plazo. Dada la especial consideración con que la biomasa cuenta, tiene una generación de emisiones de CO2 equivalente nulas, siendo la mejor alternativa en este aspecto. En cuanto al precio de la energía primaria, al tener menor dependencia de mercados externos, la biomasa tiene el precio más barato y estable de todas las opciones estudiadas. Esto resulta en que el coste anual acumulado sea el menor de entre todas las opciones.

Caldera de condensación de gas natural: Este tipo de calderas son más eficientes que las calderas convencionales de gas natural, y el coste de inversión es relativamente bajo, haciendo que esta inversión sea la más baja de las opciones estudiadas. Al tener una inversión baja y un ahorro relevante, el periodo de retorno de la inversión es el más bajo de todos, con 12 años. En cuando a las emisiones, el valor se encuentra entre el valor medio de las alternativas. El precio de la energía primaria está un poco por encima del de la biomasa, pero en todo caso siempre por debajo del resto de alternativas (electricidad y gasóleo), de modo que el coste anual acumulado será similar al de la biomasa, siendo inferior en los primeros años y superando a esta (biomasa) ligeramente a largo plazo.

Solar térmica: Esta tecnología es llamativa debido al nulo coste de la energía primaria utilizada, permitiendo un coste anual reducido con respecto a los casos anteriores, retornando la inversión en tan solo 10 años, siendo así la tecnología con el retorno más bajo.

Sin embargo, el uso de la energía solar para la generación de energía térmica presenta una serie de inconvenientes como son:

- Inversiones elevadas iniciales,
- Sistema sujeto a la radiación solar, esta dependencia obliga por lo general, instalar un sistema de apoyo de potencia similar que se active cuando la energía solar no sea suficiente como para satisfacer las necesidades térmicas o ante cadencia de emisión solar,
- Espacio necesario para colocar los paneles solares, colectores y el sistema de distribución,
- Costes de mantenimiento de las placas y resto de elementos.

Estos inconvenientes se acentuarán más o menos en función de la metodología de trabajo de la empresa convirtiéndose así en una alternativa viable en ciertos sectores.

A la vista de las conclusiones realizadas, es labor del titular, a partir de este documento, decidir que método es el más aconsejable para su empresa, teniendo en cuenta todos los factores que afectan a la misma.

11 Bibliografía

- Gobierno de España, 2017. Informe del Sector energético en España 04/2017 Consejo Económico y Social
- Plataforma Energía y Sociedad, Manual de la energía. Electricidad.
- Plataforma Energía y Sociedad, Manual de la energía. Gas natural.
- CNMC, 2016. Informe de supervisión del mercado de gas natural en España.
- Energías renovables, 2016. Artículo: "Otro punto de vista sobre los cargos fijos por potencia en el autoconsumo" - Portal de noticias www.energias-renovables.com
- Eduardo Montes Pérez, 2014. Artículo, Cuaderno de Energía nº43: "La fiscalidad del sector eléctrico y su necesidad de reforma"
- Economics for energy, 2013. Informe: "Impuestos energético-ambientales en España",
 ISSN
- Anceco, 2000. "El libro verde de las centrales de compra y de servicios"
- ENAGAS, 2018. Página web: http://www.enagas.es/portal/site/enagas
- MIBGAS, 2018. Página web: http://www.mibgas.es/mercados-de-gas/
- OMIE, 2018. Página web: http://www.omie.es/inicio
- REE, 2018. Página web: http://www.ree.es/
- E.sios, REE, 2018. Página web: https://www.esios.ree.es/es/pvpc
- MIBEL, 2018. Página web: http://www.mibel.com/
- Comisión nacional de los mercados y la competencia, Energía. página web: https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia
- Selectra, tarifasgasluz, 2017. Página web: https://tarifasgasluz.com/
- Energía y sociedad, Manual de la energía, 2015. Página web: http://www.energiaysociedad.es/manenergia/manual-de-la-energia/
- Gobierno de España, Mº para la transición ecológica, 2018, Página web: http://www.mincotur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspxhttps://www.eldiario.es/consumoclaro/ahorrar_mejor/cooperativas-renovables-som-energia-goiener_0_609639708.html
- El diario, 2017, ConsumoClaro, Página web:
 https://www.eldiario.es/consumoclaro/ahorrar_mejor/cooperativas-renovables-som-energia-goiener_0_609639708.html

- Sergio Fernandez, DiarioRenovables. "Comercializadoras de energía renovable. Información, opciones del mercado", 2016. Recuperado de https://www.diariorenovables.com/2016/06/comercializadoras-de-energia-renovable.html
- España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, 1 de diciembre de 2000, núm. 310.
- España. Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, 24 de Junio de 2000, núm. 151, pp.22440 a 22458.
- España. Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, 31 de marzo de 2012, núm 78, pp. 26876 a 26967.
- España. Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, 26 de febrero de 2010, núm. 50, pp. 18719 a 18723.
- España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, 27 de diciembre de 2000, núm. 310, pp. 45988 a 46040.
- España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, 27 de diciembre de 2000, núm. 310, pp. 45988 a 46040.
- España. Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, 13 de marzo de 2010, núm. 63, pp. 25011 a 25021.
- España. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, de 27 de diciembre de 1997, núm 310.
- España. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, 8 de noviembre de 2001, núm. 268, pp. 40618 a 40629.

- España. Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, 27 de febrero de 2010, núm. 51.
- España. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 10 de junio de 2014, núm. 140, pp. 43876 a 43978.
- España. Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, 31 de diciembre de 2002, núm. 313, pp. 46346 a 46384.
- España. Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, 7 de septiembre de 2001, pp. 3888 a 33904.
- España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, 10 de octubre de 2015, núm. 243, pp. 94874 a 94917.
- España. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, 18 de septiembre de 2007, núm. 224, pp. 37860 a 37875.
- España. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, 16 de noviembre de 2011, núm. 276, pp. 118002 a 118009.
- España. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, 8 de diciembre de 2011, núm. 295, pp. 130033 a 130064.
- España. Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2017, núm. 314, pp. 128531 a 128546.
- España. Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2017, núm. 314, pp. 128531 a 128546.
- España. Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Boletín Oficial del Estado, 8 de diciembre de 2009, núm. 86, pp. 33183 a 33188.

- España. Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural. Boletín Oficial del Estado, 23 de junio de 2009, núm. 151, pp. 52280 a 52287.
- España. Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2016, núm. 314, pp. 91089 a 91103.
- España. Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, 18 de diciembre de 2015, núm. 302, pp. 119084 a 119135.
- España. Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2007, núm. 234, pp. 39690 a 39698.
- España. Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Boletín Oficial del Estado, 1 de noviembre de 2013, núm. 262, pp. 88304 a 88320.
- España. Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018. Boletín Oficial del Estado, 27 de septiembre de 2017, núm. 314, pp. 128531 a 128546.
- España. Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 23 de junio de 2009, núm. 151, pp. 52252 a 52279.
- España. Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Boletín Oficial del Estado, 31 de diciembre de 2009, núm. 315, pp. 112136 a 112166.
- España. Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016. Boletín Oficial del Estado, 18 de diciembre de 2015, núm. 302.
- España. Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2017, núm. 314, pp. 128547 a 128567.

- España. Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Boletín Oficial del Estado, 1 de noviembre de 2013, núm. 262, pp. 88304 a 88320.
- España. Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2017, núm. 314, pp. 128531 a 128546.
- España. Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 1992, núm. 312.
- España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado,
 27 de diciembre de 2013, núm. 310.
- España. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Boletín Oficial del Estado, 28 de diciembre de 2012, núm. 312, pp. 88081 a 88096.
- España. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. Boletín Oficial del Estado, 08 de octubre de 1998, núm. 241.
- España. Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores. Boletín Oficial del Estado, 29 de julio de 1988, núm. 181, pp. 23405 a 23425.
- España. Ley 28/2014, de 27 de noviembre, por la que se modifican la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, y la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras. Boletín Oficial del Estado, 28 de noviembre de 2014, núm. 288, pp. 97098 a 97160.
- España. Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
 Boletín Oficial del Estado, 23 de diciembre de 2009, núm. 308, pp. 108507 a 108578.