



Departamento
de Energía y Combustibles

EFICIENCIA Y AHORRO ENERGÉTICO

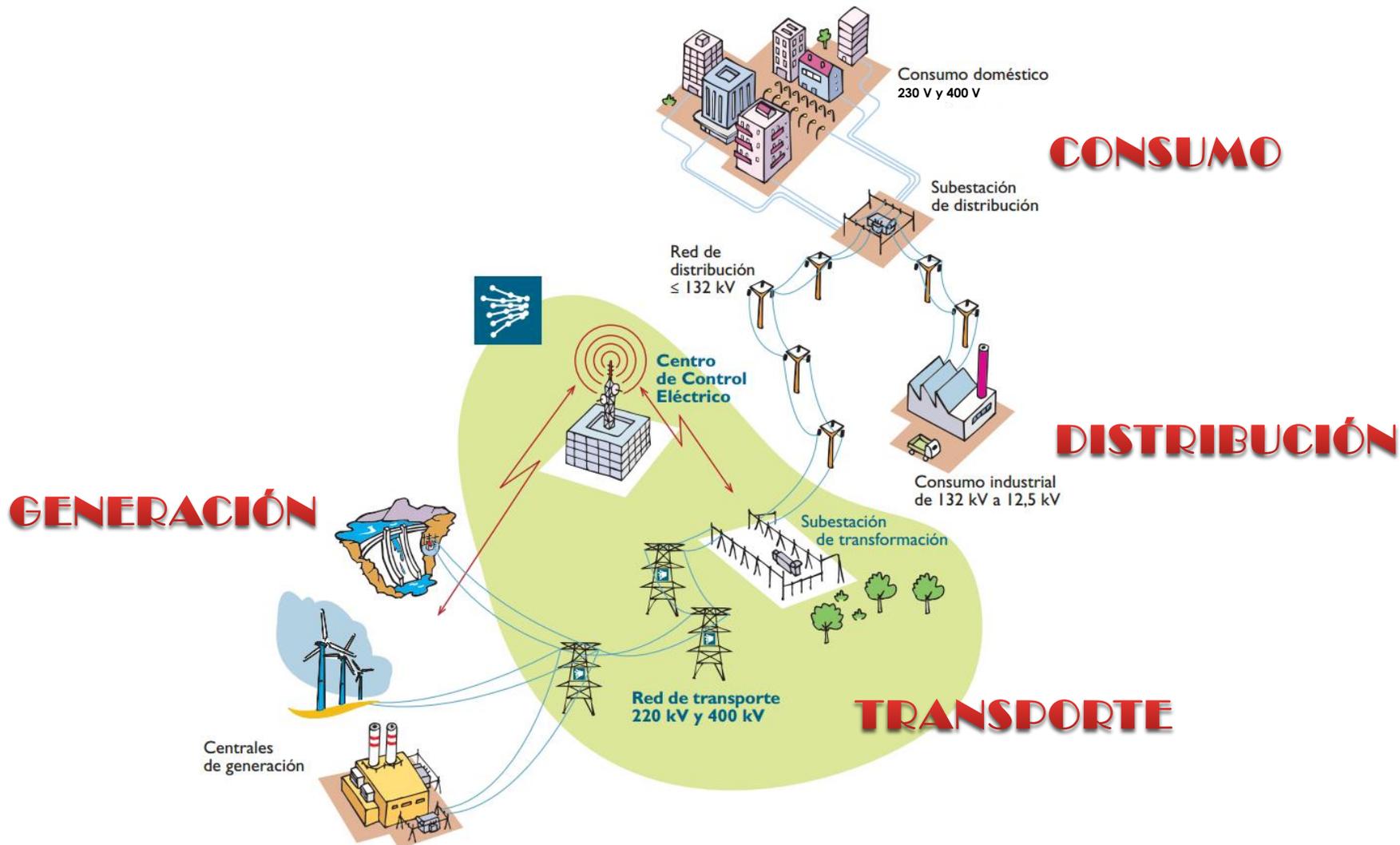
Tema 7.

COSTES ENERGÉTICOS

Vanessa Valiño López

vanesa.valino@upm.es

COSTES ELÉCTRICOS



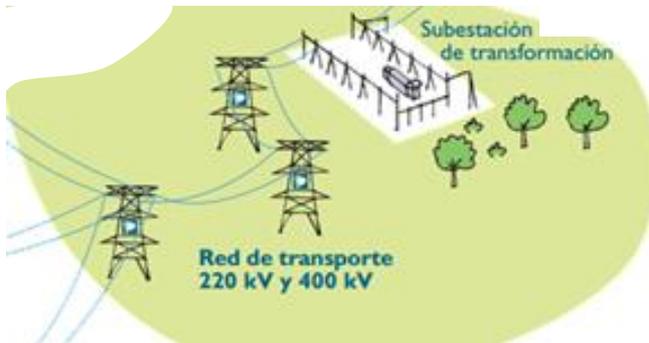
Fuente: http://www.ree.es/sites/default/files/esquema_basico.pdf

COSTES ELÉCTRICOS

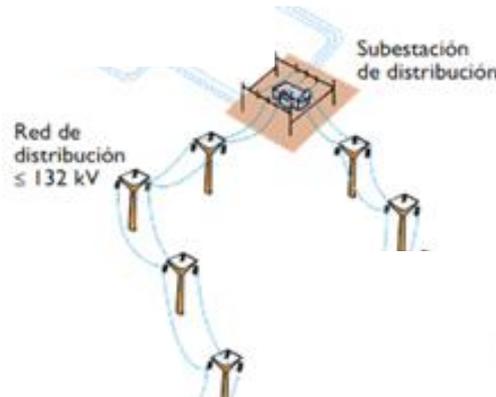
Centrales de generación eléctrica: Es el mayor coste del sistema: alto coste de inversión, operación y mantenimiento.
 Coste de reserva de potencia.

Líneas de transporte: coste elevado y permanente en el sistema, necesario para mantener la generación centralizada y el consumo distribuido.
 Capacidad sobredimensionada y pérdidas eléctricas significativas (10%)

Subestaciones de la red de transporte: costes de inversión relativamente elevados (tecnología segura); costes fijos de operación y mantenimiento.



COSTES ELÉCTRICOS



Red de distribución (líneas y subestaciones):

Sobredimensionamiento de la capacidad; coste de inversión en redes complejas, equipos de protección, centros de transformación; costes fijos de mantenimiento y gestión.

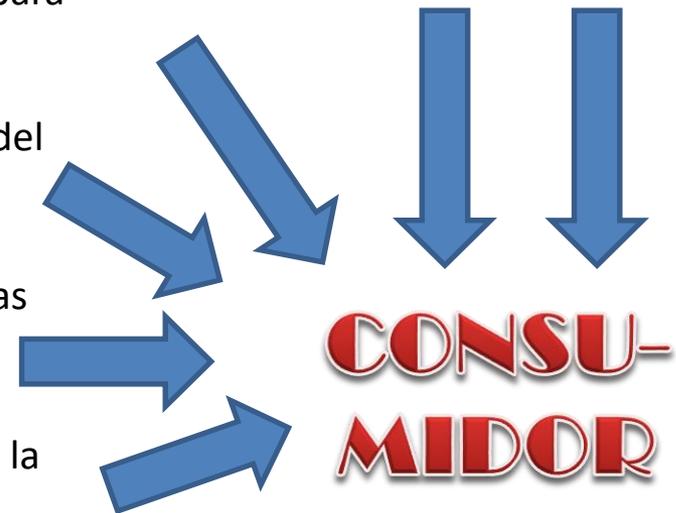
Costes de medida: Los costes derivados de los equipos de medida (en el punto de conexión distribuidor-cliente) no tienen un peso muy importante en la factura final, hasta un 10 % del importe final.

Gastos administrativos: Personal y organismos necesarios para que el sistema funcione.

Intereses de financiación: Suelen ser elevados, dependen del tipo de planta

Beneficios: Beneficios que obtienen cada una de las empresas eléctricas implicadas en el sistema eléctrico de potencia.

Coste de la energía: gasto en energía primaria para generar la electricidad.



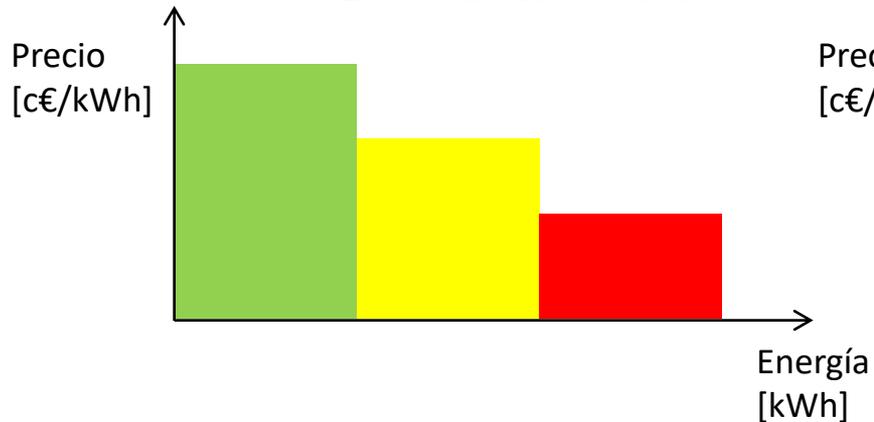
CONCEPTOS BÁSICOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS

- COSTES ADMINISTRATIVOS:** Es un coste fijo de alquiler de contador, gastos de lectura, envío de factura, etcétera.
- COSTE DE ENERGÍA:** Coste de energía consumida (kWh). Suele estar indexada al precio de la energía primaria.

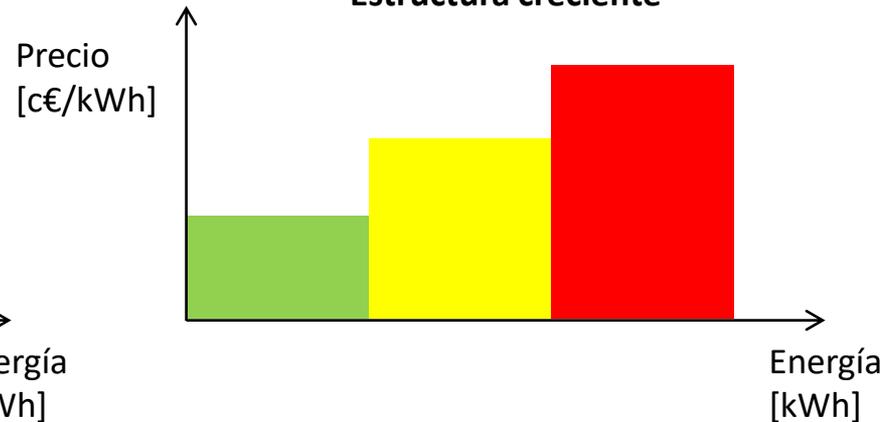
Estructura plana:
 mismo precio
 independientemente
 del consumo



Estructura decreciente



Estructura creciente



CONCEPTOS BÁSICOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS

3. **AJUSTE POR COMBUSTIBLE.** Cargo extra de la compañía que trata de ajustar la volatilidad de los combustibles frente al precio estacional eléctrico.
4. **TÉRMINO DE POTENCIA.** Coste derivado de la disponibilidad de potencia (kW). Control de la potencia demandada mediante máxímetro o interruptor de control de potencia (ICP).
5. **RECARGO DE POTENCIA.** Sobrecoste que el consumidor debe pagar por los picos de potencia (kW) que superen su potencia contratada en un periodo determinado de facturación.
6. **FACTOR DE POTENCIA** (o coste de energía reactiva). Sobrecoste debido a un $\cos\varphi \neq 1$ que supone una demanda de potencia reactiva. Se paga por franjas, dependiendo si la instalación es muy capacitiva o inductiva.

	Energía	Potencia	Recargo potencia	Factor de potencia
Residencial	✓	✓	✗	✗
Comercial	✓	✓	✗	✗
Pequeño industrial	✓	✓	✓	✗
Gran comercial/industrial	✓	✓	✓	✓

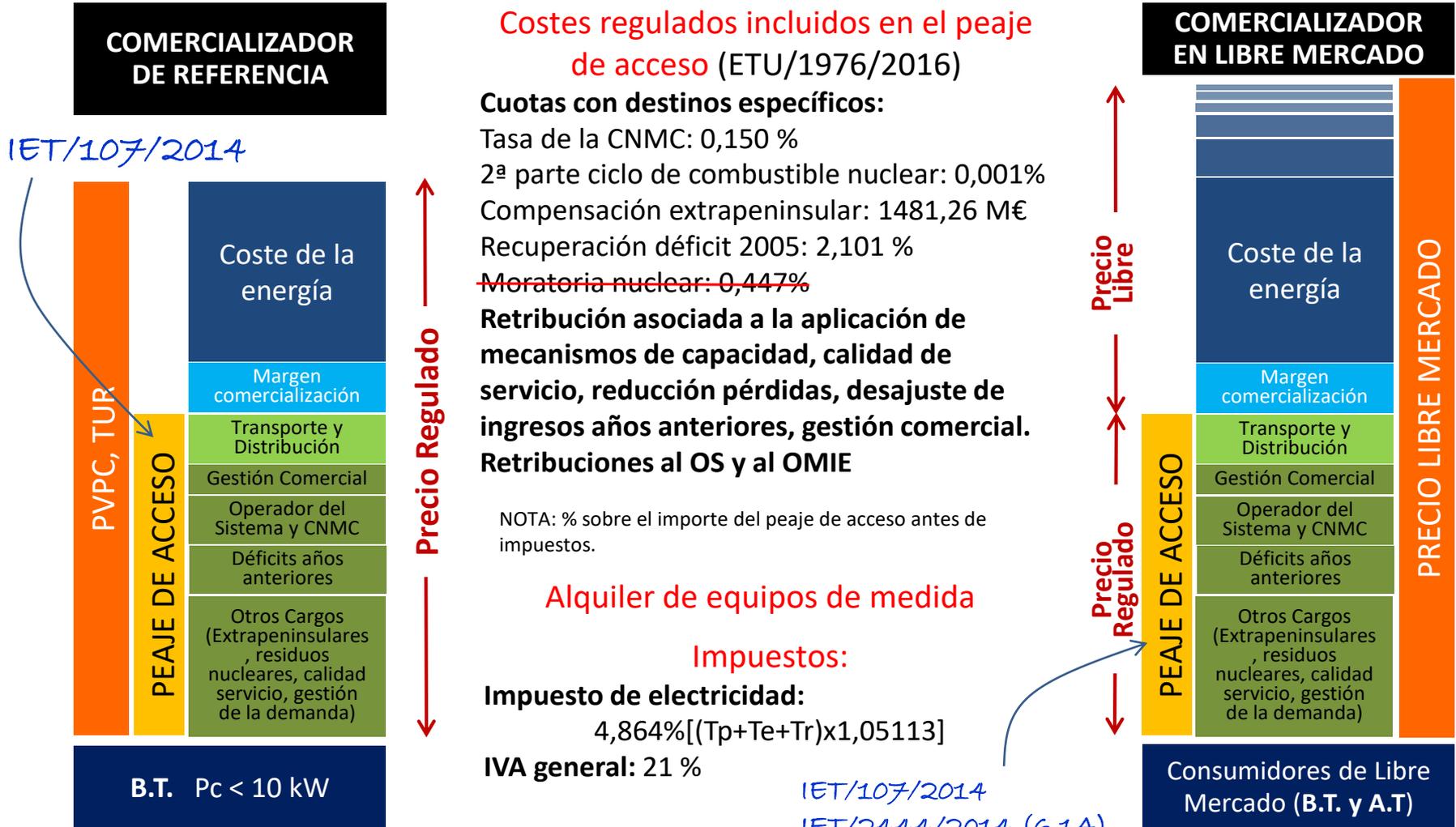
ESTRUCTURA TARIFARIA NACIONAL



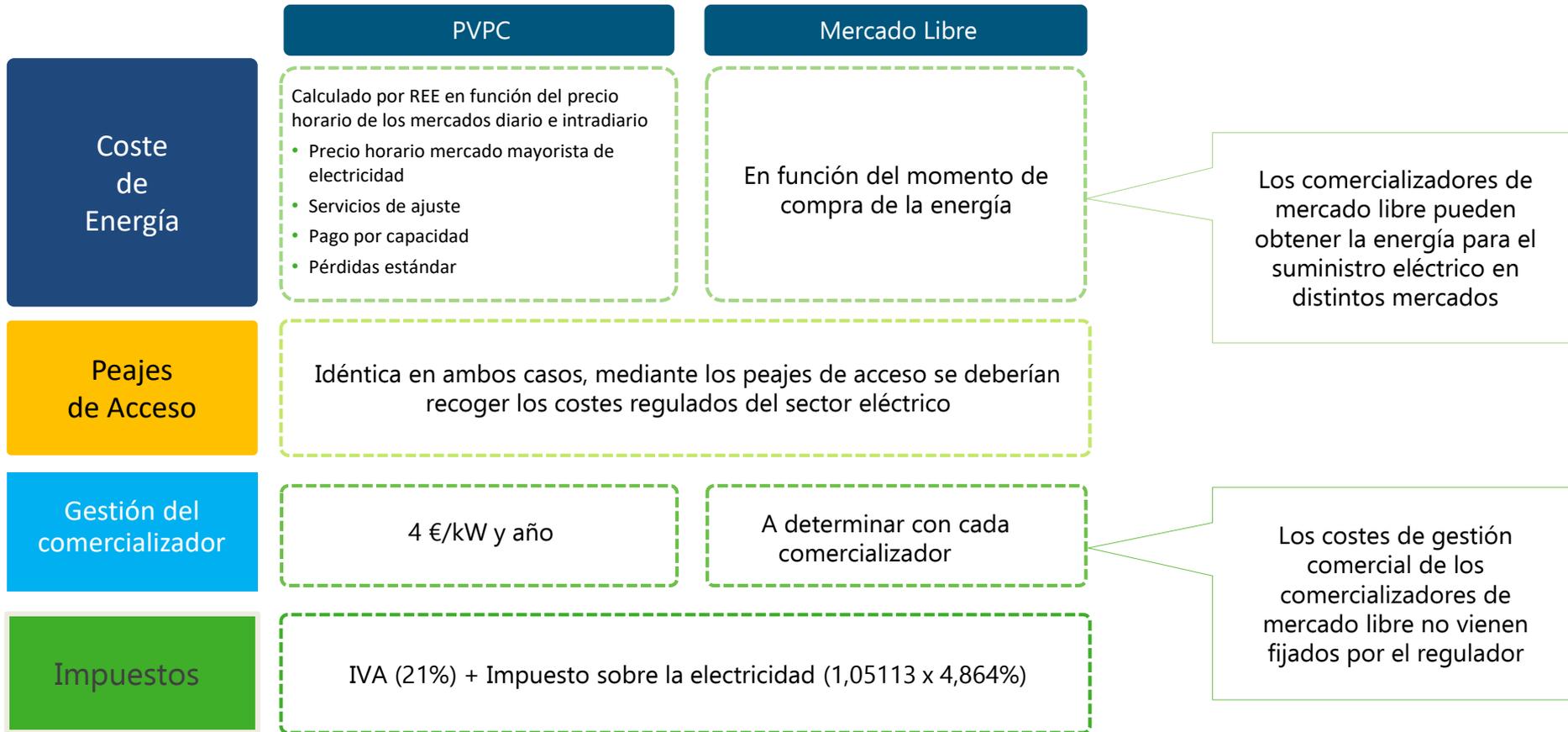
ESTRUCTURA TARIFARIA NACIONAL

Comercializadora	COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA			COMERCIALIZADOR EN LIBRE MERCADO
	TÉRMINO DE POTENCIA (kW)			TÉRMINO DE POTENCIA (kW)
				TÉRMINO DE ENERGÍA (kWh)
Precio	TÉRMINO DE ENERGÍA (kWh)			RECARGO POR EXCESO DE POTENCIA (kW)
				TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA (kVAr)
	Alquiler de equipos de medida, impuestos...			Alquiler de equipos de medida, impuestos...
Colectivo	B.T. Pc < 10 kW	B.T. Consumidores vulnerables	Consumidores sin derecho a PVPC y sin contrato en LM	Consumidores de Libre Mercado (B.T. y A.T)

ESTRUCTURA TARIFARIA NACIONAL



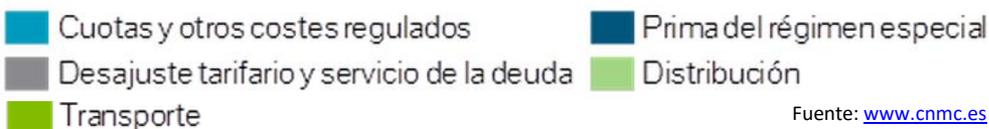
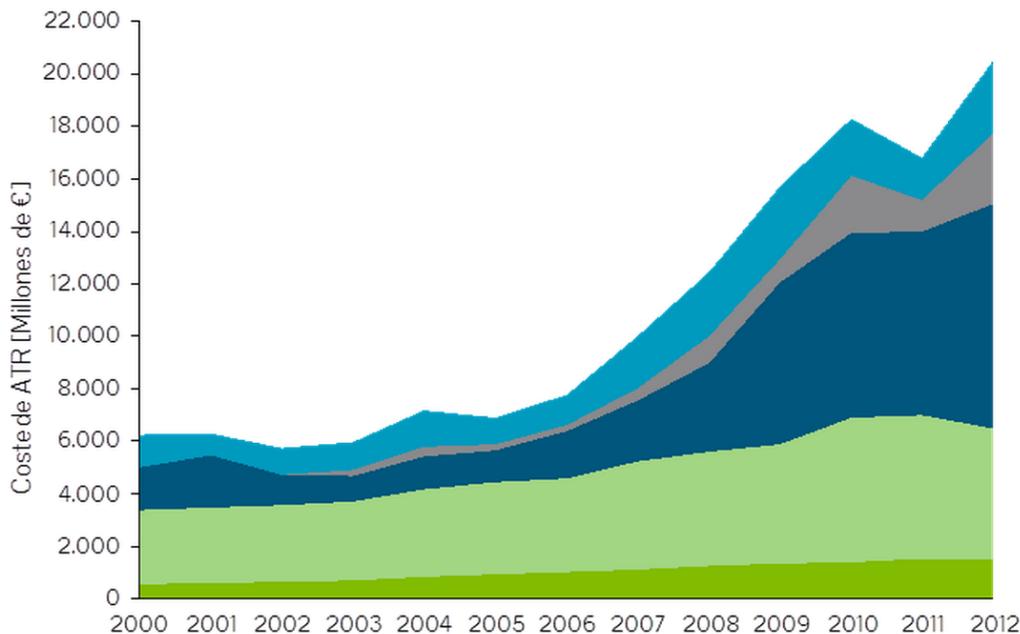
ESTRUCTURA TARIFARIA NACIONAL



Independientemente de la forma de adquisición de la energía, los costes de las redes (y otros costes regulados) son repercutidos a todos los consumidores a través de los peajes de acceso

ESTRUCTURA TARIFARIA NACIONAL

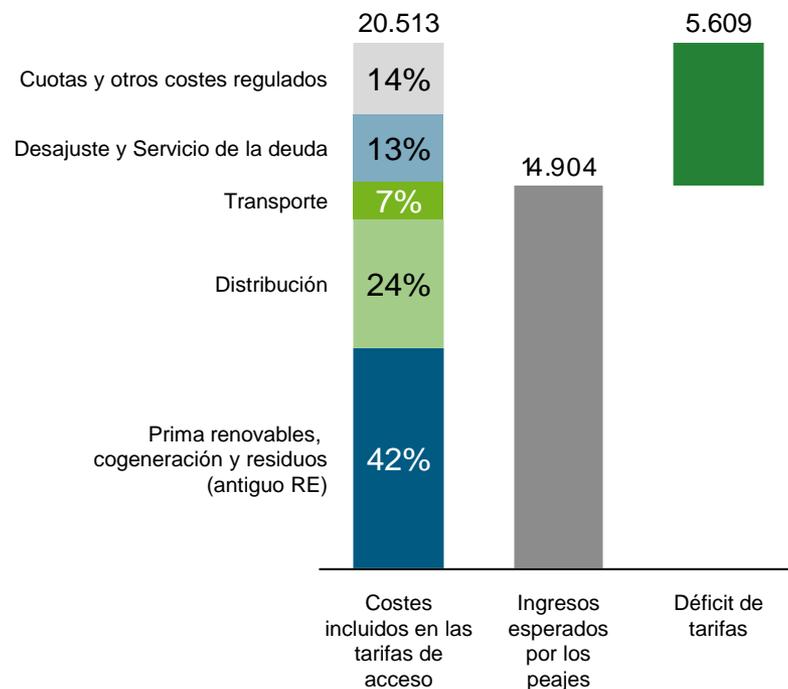
Evolución costes regulados



Fuente: www.cnm.es

Los costes regulados casi se han cuadruplicado desde 2002, siendo las partidas de recuperación de déficit y las primas a las renovables, CHP y residuos las de mayor crecimiento

El déficit tarifario es la diferencia entre la recaudación por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas



Ejemplo: el déficit de tarifa generado en el año 2012 [M€]

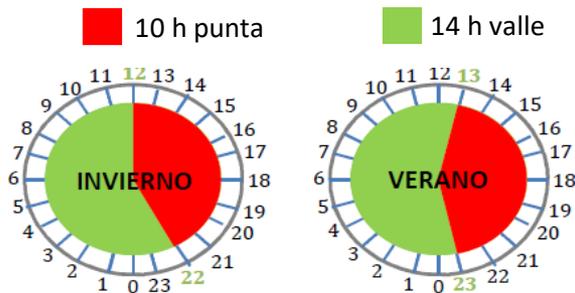
TARIFAS EN MERCADO LIBRE

Tarifas de acceso en BAJA TENSIÓN (IET/107/2014)

Tarifas de acceso	Colectivo de aplicación	Tp [€/((kW·año))]	Te [€/kWh]			
			Sin DH	Período 1	Período 2	Período 3
2.0A	Pc ≤ 10 kW	38,043426	0,044027			
2.0DHA	Pc ≤ 10 kW	38,043426		0,062012	0,002215	
2.0DHS	Pc ≤ 10 kW	38,043426		0,062012	0,002879	0,000886
2.1A	10 kW < Pc ≤ 15 kW	44,444710	0,057360			
2.1DHA	10 kW < Pc ≤ 15 kW	44,444710		0,074568	0,013192	
2.1DHS	10 kW < Pc ≤ 15 kW	44,444710		0,07458	0,017809	0,006596

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación	Tp [€/((kW·año))]			Te [€/kWh]		
		Período 1	Período 2	Período 3	Período 1	Período 2	Período 3
3.0A	Pc > 15 kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,01876	0,012575	0,004670

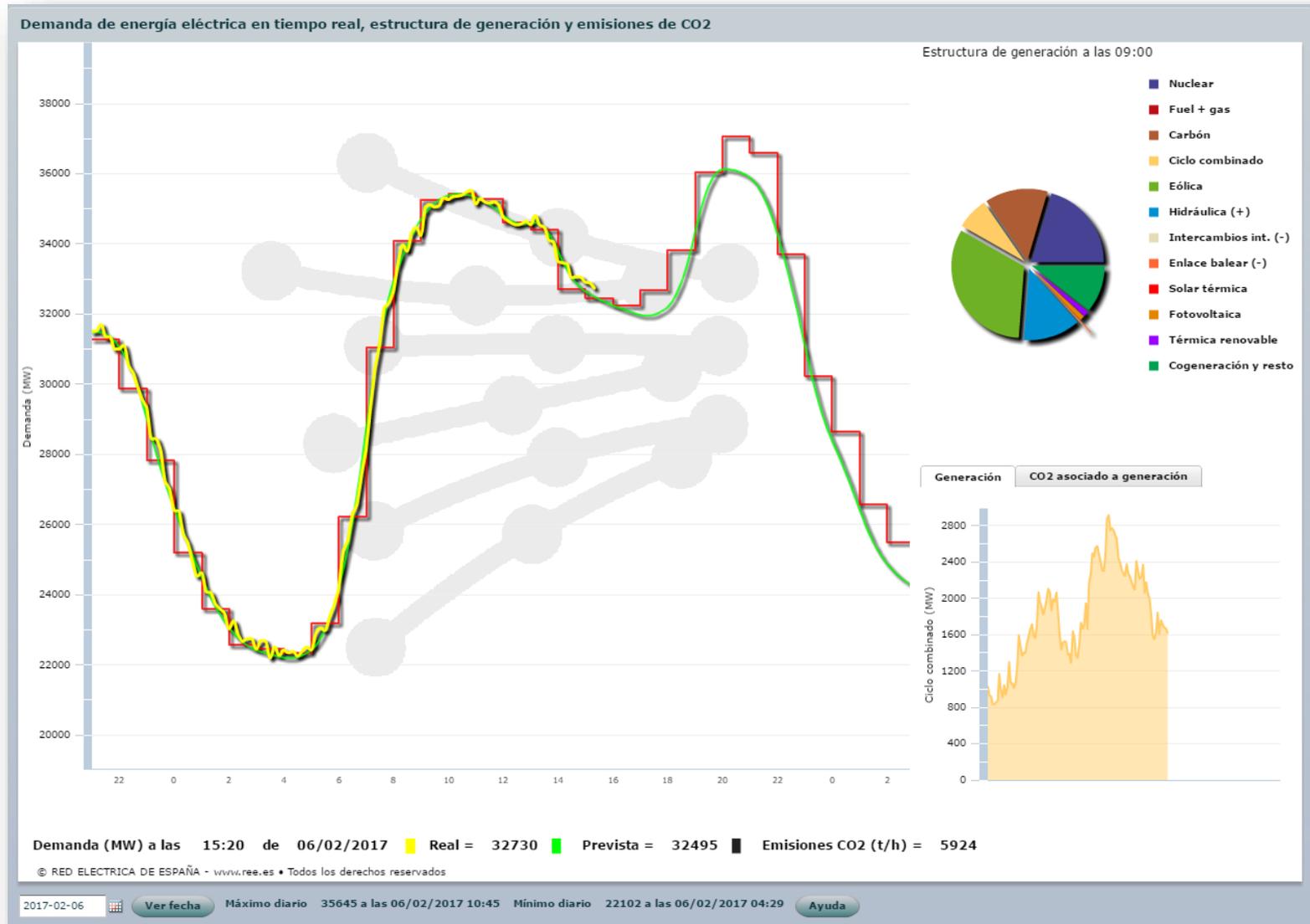
2.0DHA y 2.1DHA



2.0DHS y 2.1DHS



Demanda de energía eléctrica en tiempo real



TARIFAS EN MERCADO LIBRE

Tarifas de acceso en ALTA TENSIÓN (IET/107/2014, IET/2444/2014 e IET/2735/2015)

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación		Tp [€/((kW·año))]			Te [€/kWh]		
			Período 1	Período 2	Período 3	Período 1	Período 2	Período 3
3.1A	1 kV < U ≤ 36 kV	≤ 450 kW	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación		Tp [€/((kW·año))]					
			Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1A	1 kV < U ≤ 30 kV	> 450 kW en algún Px	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	30 kV < U ≤ 36 kV		31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	36 kV < U ≤ 72,5 kV	S/R	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV < U ≤ 145 kV	S/R	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	U > 145 kV	S/R	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	Conexiones internacionales	S/R	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación		Te [€/kWh]					
			Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1A	1 kV < U ≤ 30 kV	> 450 kW en algún Px	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	30 kV < U ≤ 36 kV		0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	36 kV < U ≤ 72,5 kV	S/R	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < U ≤ 145 kV	S/R	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	U > 145 kV	S/R	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones internacionales	S/R	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

S/R: Sin Restricciones

TARIFAS EN MERCADO LIBRE

Discriminación horaria en tarifas de acceso en ALTA TENSIÓN

Tarifa de acceso 3.1A (U ≤ 36 kV)



Tarifas de acceso 6.1; 6.2; 6.3; 6.4 y 6.5

	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00	
Ene.	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2								
Feb.	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2								
Mar.	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P4	P4													
Abr.	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5								
May.	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5								
1-15 Jun.	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4															
16-30 Jun.	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2															
Jul.	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2															
Ago.	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6										
Sep.	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4															
Oct.	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5								
Nov.	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P4	P4													
Dic.	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2								

NOTA I: El P6 incluye, además de las horas señaladas, las 48 horas del fin de semana y festivos nacionales no sustituibles de fecha fija.

NOTA II: Para suministros extrapeninsulares los horarios son diferentes.

TARIFAS MERCADO LIBRE: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 1164/2001)

Término de facturación de potencia:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} T_{pi} \times P_{fi} \quad [€]$$

Se facturará
mensualmente la
doceava parte

T_{pi} : precio anual del término de potencia del periodo tarifaria i.

P_{fi} : potencia a facturar en el periodo tarifario i, expresada en kW. Se determinará teniendo en cuenta la potencia contratada (P_c) y la realmente demanda.

Determinación de la potencia a facturar (P_{fi}), recargos por exceso de potencia:

- ✓ Tarifas de 1 ó 2 períodos: Control mediante ICP tarado al amperaje de la potencia contratada: $P_{fi} = P_c$
- ✓ Tarifas de 3 períodos: Control mediante máxímetros que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada periodo tarifario, punta, llano o valle del periodo de facturación. La potencia a facturar será:
 - $0,85 \cdot P_c \leq P_{m\acute{a}x.} \leq 1,05 \cdot P_c$, la potencia a facturar será la contratada $P_{fi} = P_{m\acute{a}x.}$
 - $P_{m\acute{a}x.} > 1,05 \cdot P_c$, la potencia a facturar: $P_{fi} = P_{m\acute{a}x.} + 2(P_{m\acute{a}x.} - 1,05 \cdot P_c)$
 - $P_{m\acute{a}x.} < 0,85 \cdot P_c$, la potencia a facturar: $P_{fi} = 0,85 \cdot P_c$
- ✓ Tarifas de 6 períodos: Control mediante máxímetros que registrarán la potencia cuarto horaria máx. en cada período (ver diapositiva siguiente).

TARIFAS MERCADO LIBRE: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 1164/2001)

Término de facturación de potencia (continuación):

Determinación de la potencia a facturar (P_{fi}), recargos por exceso de potencia:

- ✓ Tarifas de 6 períodos: Control mediante maxímetros que registrarán la potencia cuarto horaria máx. en cada período.

La potencia a facturar en cada período será la potencia contratada. En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier periodo horario la potencia contratada en el mismo, se aplicará un recargo de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^6 K_i \times 1,4064 \times \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{\max,i} - P_{ci})^2} \quad [€]$$

Períodos tarifarios

$K_1 = 1$
 $K_2 = 0,5$
 $K_3 = 0,37$
 $K_4 = 0,37$
 $K_5 = 0,37$
 $K_6 = 0,17$

Potencia máxima demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i

Potencia contratada en cada período i

TARIFAS MERCADO LIBRE: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 1164/2001)

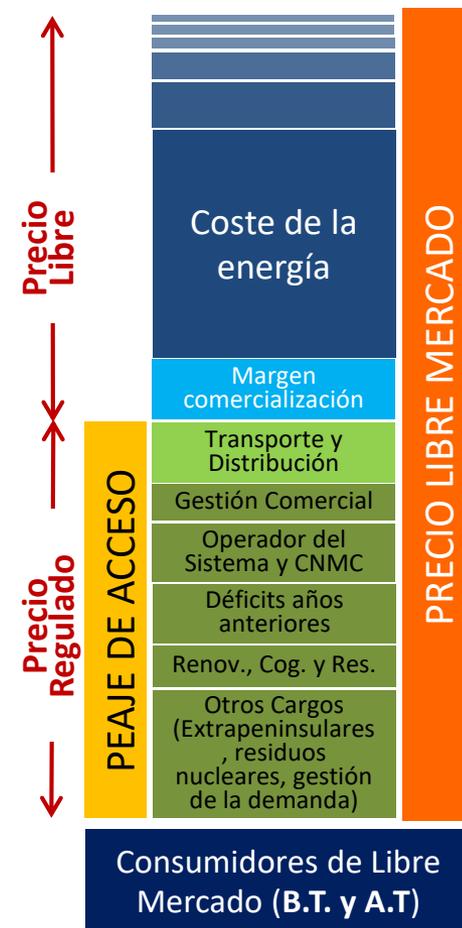
Término de facturación de energía **ACTIVA**:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} T_{ei} \times E_i \quad [€]$$

E_i : energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.

T_{ei} : precio del término de energía del período tarifario i .

$$T_{ei} = \text{peaje de acceso (Reg.)} + \text{coste de la energía (LM)}$$



TARIFAS MERCADO LIBRE: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 1164/2001)

Término de facturación de energía

reactiva:

Tensión	Pc	Término de Energía reactiva
BT	≤ 15 kW	NO se mide reactiva ^(*)
	> 15 kW	Penaliza el consumo de reactiva (cosφ < 0,95) que sobrepase el 33 % de la energía activa en cada período, exceptuando el último
AT	≤ 450 kW	
	> 450 kW	

(*) Término de facturación de energía reactiva: aplicable a todas las tarifas, pero en el caso de las de Pc ≤ 15 kW solo se aplica en el caso de que se midiese un consumo de reactiva durante un período de facturación superior al 50 % de la energía activa, aunque en la práctica no se está midiendo.

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctg \left(\frac{W_{r_p}}{W_{a_p}} \right) \right)$$

W_{r_p}: Lectura del contador de energía reactiva en el período p [kVArh].

W_{a_p}: Lectura del contador de energía activa en el período p [kWh].

$$FER = \sum_{i=1}^{i=n} Tr_i \times Er_i \quad [€]$$

	Colectivo de aplicación	Tr [€/kVArh]	
		BT	AT
Todas las tarifas	0,90 ≤ cosφ < 0,95	0,041554	0,041554
	0,85 ≤ cosφ < 0,90	0,041554	0,041554
	0,80 ≤ cosφ < 0,85	0,041554	0,041554
	cosφ < 0,80	0,062332	0,062332

PROBLEMA FACTURACIÓN 1

En un taller industrial (suministro BT) se han registrado las siguientes potencias activas y reactivas:

Carga 1: $P_1 = 3240 \text{ W}$; $Q_1 = 1560 \text{ VAR}$ ♦ **Carga 2:** $P_2 = 8650 \text{ W}$; $Q_2 = 6490 \text{ VAR}$ ♦ **Carga 3:** $P_3 = 5000 \text{ W}$; $Q_3 = 3090 \text{ VAR}$

Suponiendo que las horas mensuales de funcionamiento de las cargas 1, 2 y 3 han sido 100, 50 y 100 respectivamente, con un reparto por período del 25 % en período 1 (punta), 50 % en período 2 (llano), y 25 % en período 3 (valle). La potencia contratada ha sido de $P_c = 50 \text{ kW}$ en todos los periodos.

Determinar:

- Consumo total de energía activa.
- Término de facturación de potencia.
- Término de facturación de energía.
- Término de facturación de energía reactiva.

TABLA I: Tarifas de peaje/acceso, término de potencia (€/((kW año)) y término de energía (€/kWh)

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación	Tp [€/((kW·año)]			Te [€/kWh]		
		Período 1	Período 2	Período 3	Período 1	Período 2	Período 3
3.0A	$P_c > 15 \text{ kW}$	40,728885	24,43733	16,291555	0,01876	0,012575	0,004670

TABLA II: Precio (€/kWh) de coste de la energía activa

Tarifa de acceso	Colectivo de aplicación	Te [€/kWh]		
		Período 1	Período 2	Período 3
3.0A	$P_c > 15 \text{ kW}$	0,14	0,11	0,09

TABLA III: Precio del término de facturación de energía reactiva.

Colectivo de aplicación	Tr [€/kVARh]	
	BT	AT
$0,80 \leq \cos\phi < 0,95$	0,041554	0,041554
$\cos\phi < 0,80$	0,062332	0,062332

PROBLEMA FACTURACIÓN 2

En una instalación industrial con suministro eléctrico en alta tensión (10 kV), los maxímetros han registrado las potencias máximas mensuales mostradas en la tabla, y que son coincidentes para los tres periodos horarios: punta, llano y valle en cada mes.

La potencia contratada actualmente es 200 kW en los tres periodos punta, llano y valle. Indicar la modalidad de tarifa de acceso que corresponde a este suministro, y la potencia contratada óptima para minimizar el coste del término de facturación de potencia.

	Pmáx. (kW)
Enero	20
Febrero	20
Marzo	20
Abril	200
Mayo	240
Junio	250
Julio	300
Agosto	192
Septiembre	192
Octubre	20
Noviembre	20
Diciembre	20

PROBLEMA FACTURACIÓN 3

Entre la información de la factura del mes de julio emitida por una determinada empresa comercializadora a una empresa se indica que se han producido excesos de potencia en varios periodos cuartohorarios a lo largo del mes. Un exceso de demanda eléctrica de 100 kW se ha repetido todos los días del mes entre las 9:00 y las 10:30 horas. Calcular el valor de los recargos por excesos de potencia en la facturación, sabiendo que tiene contratada la tarifa de acceso 6.1 y que las potencias contratadas son 600 kW en los periodos tarifarios 1 y 2, y 800 kW en los periodos 3 a 6 (considerar para el mes de julio 22 días laborables, 4 sábados, 4 domingos, 1 festivo).

	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00
Jul.	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2														

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^6 K_i \times 1,4064 \times \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{\max,i} - P_{ci})^2} \quad [€]$$

Períodos tarifarios → $\sum_{i=1}^6 K_i$
 $K_1 = 1$
 $K_2 = 0,5$
 $K_3 = 0,37$
 $K_4 = 0,37$
 $K_5 = 0,37$
 $K_6 = 0,17$

Potencia máxima demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i → $\sum_{j=1}^{j=n} (P_{\max,i} - P_{ci})^2$
 Potencia contratada en cada periodo i → P_{ci}

TARIFAS REGULADAS (aplicadas por las COR)

PVPC: a partir del 1 de abril de 2014 (IET/107/2014)

Tarifas de acceso	Colectivo de aplicación	Facturación POTENCIA		Facturación ENERGÍA ACTIVA				TCUh [€/kWh]
		TPA [€/((kW·año))]	MCF [€/((kW·año))]	TEUp [€/kWh]				
				Sin DH	Período 1	Período 2	Período 3	
PVPC sin DH	$P_c \leq 10$ kW	38,043426	4	0,044027				Coste horario en el mercado de producción durante el periodo facturado y otros costes del Sistema, calculados y publicados diariamente por REE
PVPC con DH, 2 periodos	$P_c \leq 10$ kW	38,043426	4		0,062012	0,002215		
PVPC con DH, 3 periodos	$P_c \leq 10$ kW	38,043426	4		0,062012	0,002215	0,000886	

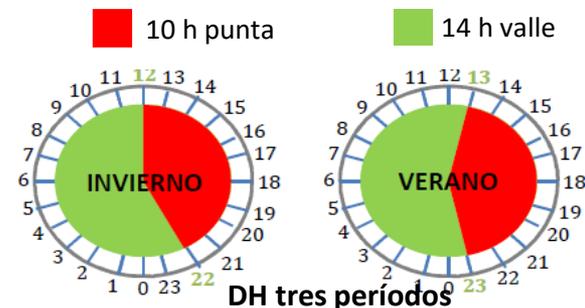
TUR: a partir del 1 de abril de 2014 (IET/107/2014)

Consumidores No-PVPC (TUR-Transitorio)			
Tarifas de acceso	Colectivo de aplicación	POTENCIA	ENERGÍA ACTIVA
Sin derecho a PVPC	BT con $P_c > 10$ kW y AT		Precios PVPC sin DH + recargo 20 %

Consumidores vulnerables (TUR-Bono Social)			
Tarifas de acceso	Colectivo de aplicación	POTENCIA	ENERGÍA ACTIVA
Vulnerables	$P_c \leq 10$ kW y 1ª vivienda		Precios PVPC + descuento 25 %

Consumidores Vulnerables: a) $P_c < 3$ kW; b) Pensionistas; c) Familias numerosas; d) Desempleados
<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados>

DH dos períodos



DH tres períodos



TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

PVPC: Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor

- ✓ Usuarios con potencia contratada no superior a 10 kW (BT).
- ✓ Comercializadoras de referencia:
file:///C:/Users/vanesa.COLEGUI/Downloads/20161027_List_ComRef_BonoSocial_201610.pdf
- ✓ Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC): será variable debido a que el coste de la energía será función de la hora de consumo.
- ✓ La información estará disponible desde las 20:15 h del día anterior en la web del operador del sistema (www.ree.es) : sistema de información del operador del sistema “eSios” (<https://www.esios.ree.es/es>)
- ✓ Conoce el término de energía de tu factura eléctrica: LUMIOS
https://www.esios.ree.es/es/lumios?rate=rate1&start_date=07-02-2017T11:06&end_date=08-02-2017T11:06



TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor se calculará incluyendo de forma aditiva:

- ✓ El **coste de producción de energía eléctrica**: basado en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período de facturación, los costes de los servicios de ajuste del sistema, otros costes asociados al suministro.
 Equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión: facturación considerando valores horarios de consumo.
- ✓ Los **peajes de acceso y cargos** que correspondan.
- ✓ Los **costes de comercialización**.



(*) En caso de ser de aplicación: a las $P_c \leq 15$ kW solo se aplica en el caso de que se midiese un consumo de reactiva durante un período de facturación superior al 50 % de la energía activa, aunque en la práctica no se está midiendo. A partir del 1 de enero de 2019 obligatorio para todo suministro con contador con telegestión.

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

PVPC: Estructura general de precios

Término de POTENCIA

$$TPU = TPA + MCF \quad [€/(\text{kW} \cdot \text{año})]$$

TPU: Término de potencia del PVPC [€/(\text{kW} \cdot \text{año})].

TPA: Término de potencia del peaje de acceso y cargos de aplicación al suministro [€/(\text{kW} \cdot \text{año})].

MCF: Margen de comercialización, expresado €/(\text{kW} \cdot \text{año}) que será fijado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Término de ENERGÍA del PEAJE DE ACCESO

$$TEU_p = TEA_p \quad [€/\text{kWh}]$$

p: Subíndice que identifica cada período tarifario del peaje de acceso.

TEU_p: Término de energía del PVPC en el periodo tarifario p, según corresponda [€/kWh].

TEA_p: Término de energía del peaje de acceso y cargos en el periodo tarifario p, según corresponda [€/kWh].

Término del COSTE HORARIO DE ENERGÍA

$$TCU_h = (1 + PERD_h) \times CP_h \quad [€/\text{kWh}]$$

TCU_h: Término de coste horario de energía del PVPC en cada hora [€/kWh].

CP_h: Coste de producción de la energía suministrada en cada hora [€/kWh].

PERD_h: Coeficiente de pérdidas del peaje de acceso de aplicación al suministro en la hora h. Publicado por el Operador del Sistema y determinado en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

$$CP_h = Pm_h + SA_h + OC_h$$

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Término de facturación de potencia:

$$\text{FPU} = \text{TPU} \times \text{Pot} \quad [\text{€}]$$

FPU: Término de facturación *anual* de potencia [€] -> se aplicará en proporción al período de facturación.

TPU: Término de potencia del PVPC [€/((kW·año))].

Pot: Potencia a facturar.

- Será la potencia contratada (P_c) en los casos en que el control de potencia se realice limitando la potencia utilizada a la contratada con interruptores de control de potencia (ICP) o contador que incorpore el control de potencia.
- Control mediante maxímetro:
 - $0,85 \cdot P_c \leq P_{\text{máx.}} \leq 1,05 \cdot P_c$, la potencia a facturar será la contratada $\text{Pot} = P_{\text{máx.}}$.
 - $P_{\text{máx.}} > 1,05 \cdot P_c$, la potencia a facturar: $\text{Pot} = P_{\text{máx.}} + 2(P_{\text{máx.}} - 1,05 \cdot P_c)$
 - $P_{\text{máx.}} < 0,85 \cdot P_c$, la potencia a facturar: $\text{Pot} = 0,85 \cdot P_c$

La facturación se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente.

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Término de facturación de potencia:

Potencias contratadas:

Intensidad [A]	Potencias eléctricas normalizadas [kW]			
	Monofásicos		Trifásicos	
	220 V	230 V	3*220/380 V	3*230/400 V
1,5	0,330	0,345	0,987	1,039
3	0,660	0,690	1,975	2,078
3,5	0,770	0,805	2,304	2,425
5	1,100	1,150	3,291	3,464
7,5	1,650	1,725	4,936	5,196
10	2,200	2,300	6,582	6,928
15	3,300	3,450	9,873	10,392
20	4,400	4,600	13,164	13,856
25	5,500	5,750	16,454	17,321
30	6,600	6,900	19,745	20,785
35	7,700	8,050	23,036	24,249
40	8,800	9,200	26,327	27,713
45	9,900	10,350	29,618	31,177
50	11,000	11,500	32,909	34,641
63	13,860	14,490	41,465	43,648

Con derecho al PVPC

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Término de facturación de energía **ACTIVA**:

- Suministros con equipos de medida con capacidad para **telemedida y telegestión**:

$$FEU = \sum_{p \in \text{facturación}} [(TEU_p \times E_p) + \sum_{h \in p} (TCU_h \times E_{ph})] \text{ [€]}$$

TEU_p : Precio del término de energía (peaje) del PVPC en el periodo tarifario p, según corresponda [€/kWh].

E_p : Energía consumida en el período tarifario p [kWh]

TCU_h : Precio del término de coste horario de energía del PVPC en cada hora [€/kWh].

E_{ph} : Energía consumida en la hora h del período tarifario p [kWh].

- Suministros que **NO** dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida efectivamente integrados en el sistema:

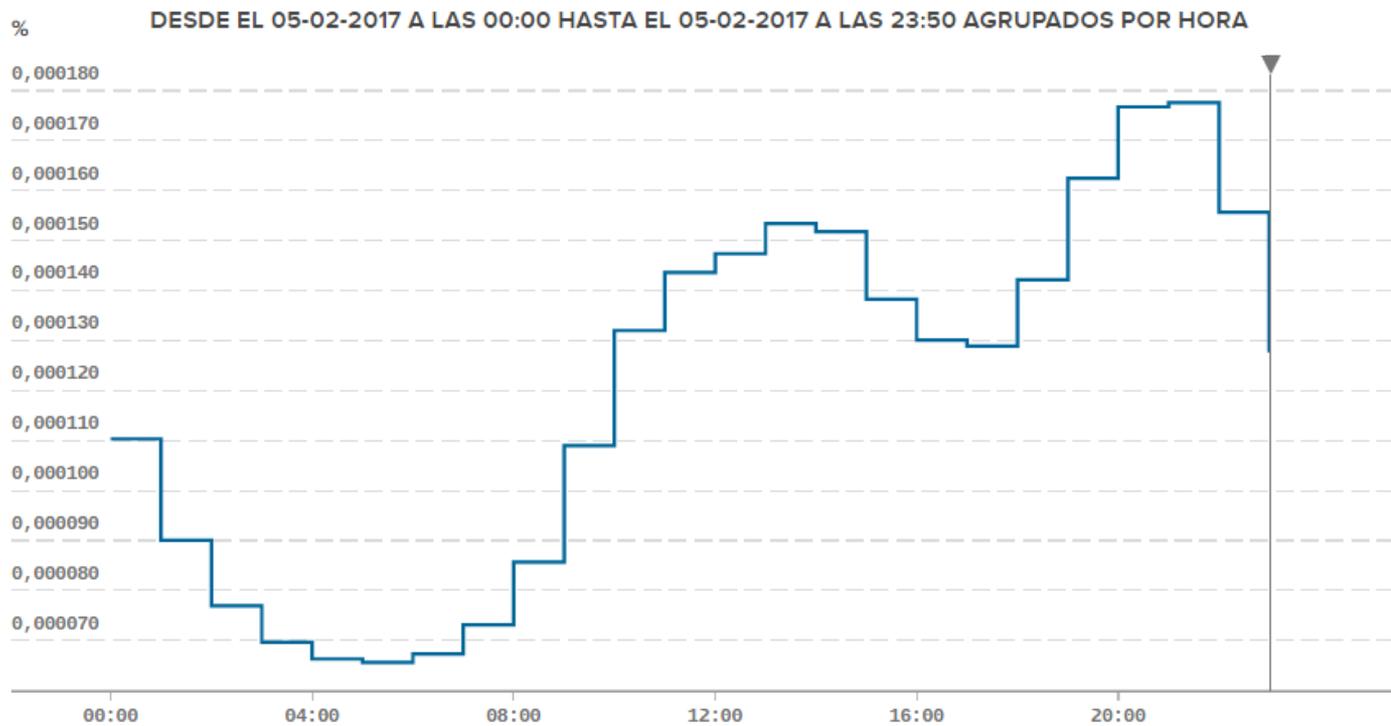
$$FEU = \sum_{p \in \text{facturación}} E_p \left[TEU_p + \frac{\sum_{h \in p} (TCU_h \times c_h)}{\sum_{h \in p} c_h} \right] \text{ [€]}$$

c_h : coeficiente horario del perfil de consumo ajustado de la hora h.

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Término de facturación de energía:

C_h :



PERFILES DE CONSUMO A EFECTOS DE
 FACTURACIÓN DEL PVPC TARIFA 2.0A (PEAJE
 POR DEFECTO) (05/02/2017 23:00)

0,000128 %

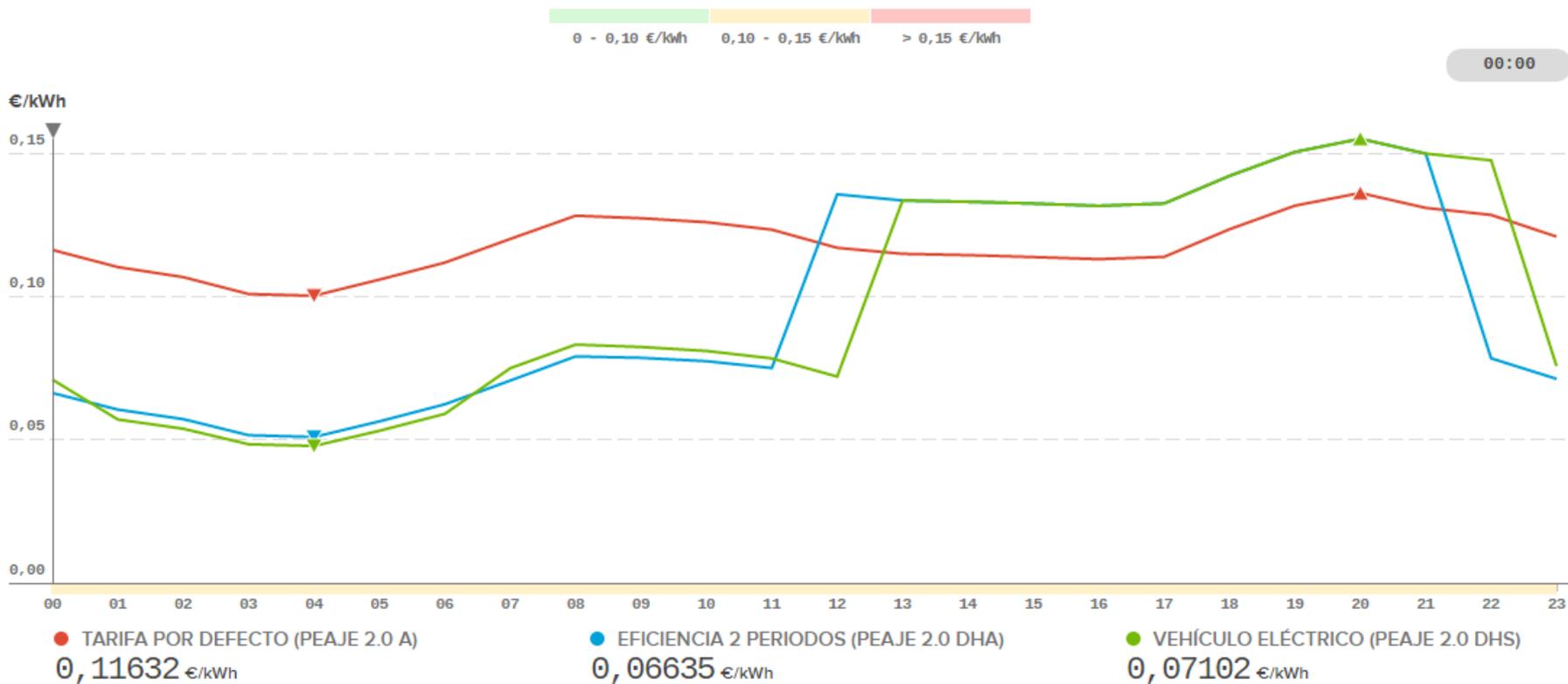
Fuente: https://www.esios.ree.es/analisi/526?vis=1&start_date=05-02-2017T00%3A00&end_date=05-02-2017T23%3A50&compare_start_date=04-02-2017T00%3A00&groupby=hour&geoids=8741%2C8741&level=1

TARIFAS REGULADAS: COMPONENTES DE LA FACTURACIÓN (RD 216/2014)

Término de facturación de energía:

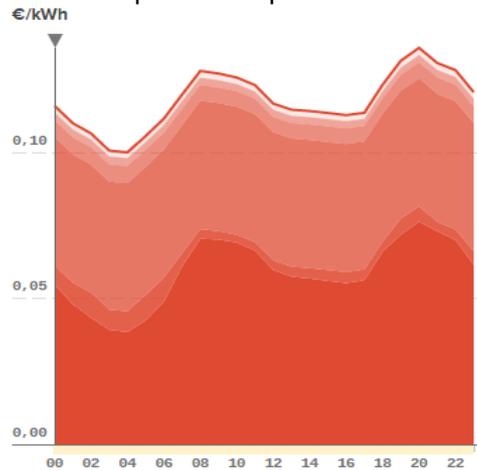
TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC

$$\left[TEU_p + \frac{\sum_{h \in p} (TCU_h \times c_h)}{\sum_{h \in p} c_h} \right]$$



Término de energía del peaje de acceso

$$TEU_p = TEA_p \quad [€/kWh]$$



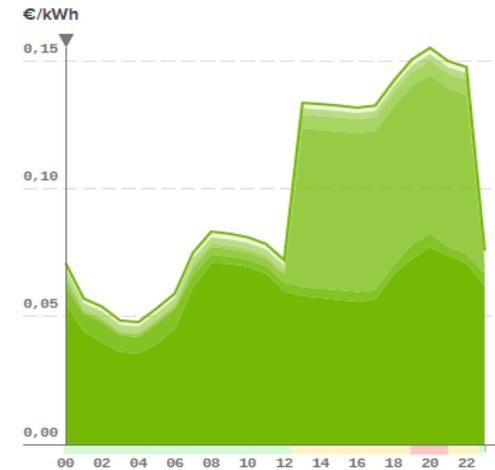
- Pm_h
- MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
0,05495 €/kWh
- SA_h
- SERVICIOS DE AJUSTE
0,00656 €/kWh
- TEA_p
- PEAJE DE ACCESO
0,04403 €/kWh
- OC_h
- PAGO POR CAPACIDAD
0,00583 €/kWh
 - SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD
0,00263 €/kWh
 - FINANCIACIÓN OS
0,00014 €/kWh
 - FINANCIACIÓN OM
0,00003 €/kWh
 - COSTE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE
0,00215 €/kWh

Término del coste horario de la energía: $CP_h = Pm_h + SA_h + OC_h$

$$TCU_h = (1 + PERD_h) \times CP_h \quad [€/kWh]$$



- MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
0,05229 €/kWh
- SERVICIOS DE AJUSTE
0,00625 €/kWh
- PEAJE DE ACCESO
0,00222 €/kWh
- PAGO POR CAPACIDAD
0,00097 €/kWh
- SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD
0,00251 €/kWh
- FINANCIACIÓN OS
0,00013 €/kWh
- FINANCIACIÓN OM
0,00003 €/kWh
- COSTE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE
0,00197 €/kWh



- MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
0,05525 €/kWh
- SERVICIOS DE AJUSTE
0,00660 €/kWh
- PEAJE DE ACCESO
0,00288 €/kWh
- PAGO POR CAPACIDAD
0,00138 €/kWh
- SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD
0,00265 €/kWh
- FINANCIACIÓN OS
0,00014 €/kWh
- FINANCIACIÓN OM
0,00003 €/kWh
- COSTE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE
0,00209 €/kWh

PROBLEMA FACTURACIÓN 4

Un cliente residencial tiene contratada la tarifa 2.0A sin DH con la comercializadora EDP.
 En la factura de los meses correspondientes a febrero y marzo aparece la siguiente información:

CONSUMOS 28.02.2014 – 28.04.2014

Equipo de medida. 90900518

Lect. Anterior 04.02.2014 6 525,00 kWh

Lect. Actual 02.04.2014 6 754,00 kWh

Potencia contratada: 4,60 kW

Calcule el importe de la factura que pagará este consumidor.

Tarifas de acceso	Colectivo de aplicación	TPA [€/((kW·año))]	TEA [€/kWh]			
			Sin DH	Período 1	Período 2	Período 3
PVPC sin DH	Pc ≤ 10 kW	42,043426	0,124107			
PVPC con DH, 2 periodos	Pc ≤ 10 kW	42,043426		0,148832	0,057995	
PVPC con DH, 3 periodos	Pc ≤ 10 kW	42,043426		0,150812	0,071879	0,044146

Alquiler de contadores y telemedidas

Precios aplicables cuando el contador sea propiedad de la empresa distribuidora:

Contador sin DH: **0,84 €/mes**

Impuestos

Impuestos eléctrico: **4,864%[(Tp+Te+Tr)x1,05113]**

IVA general del 21 %.

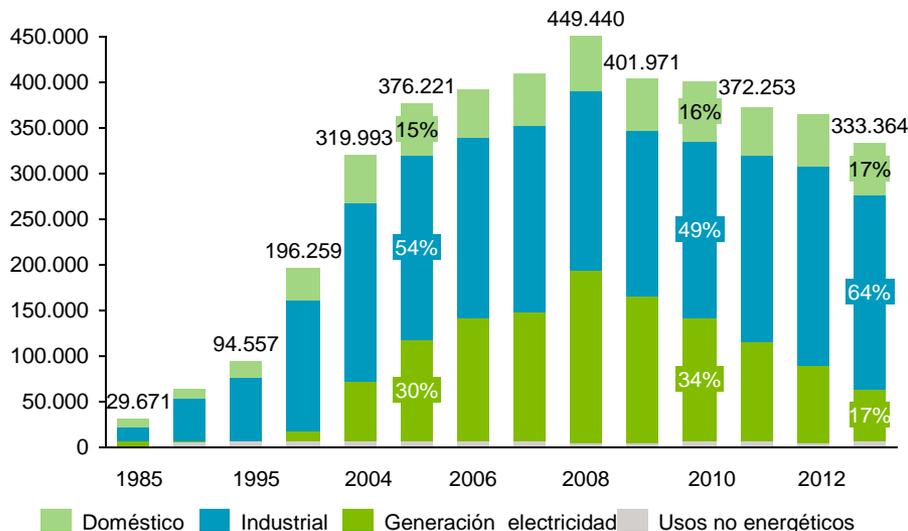
COSTES DE GAS

El consumo de gas en España supera los 330 TWh anuales. Este consumo se distribuye entre usos industriales (60%), generación eléctrica (23,5%) y el sector doméstico-comercial (16,5%)

El gas natural comenzó a introducirse en España a finales de la década de los 60. Desde ese punto, la diversificación geográfica en el origen del gas natural consumido ha ido en aumento

España se aprovisiona de gas de 12 países diferentes, y cuenta con un suministro equilibrado entre gasoducto (GN) y barco metanero (GNL)

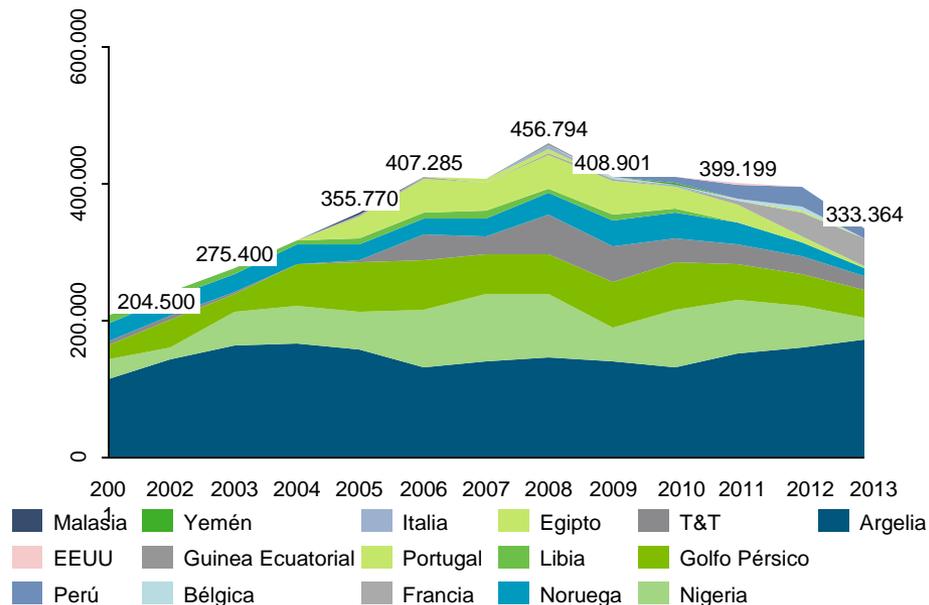
Evolución del consumo de gas anual en España [GWh]



Evolución del consumo de gas natural en España

[Fuente: Sedigas]

GWh



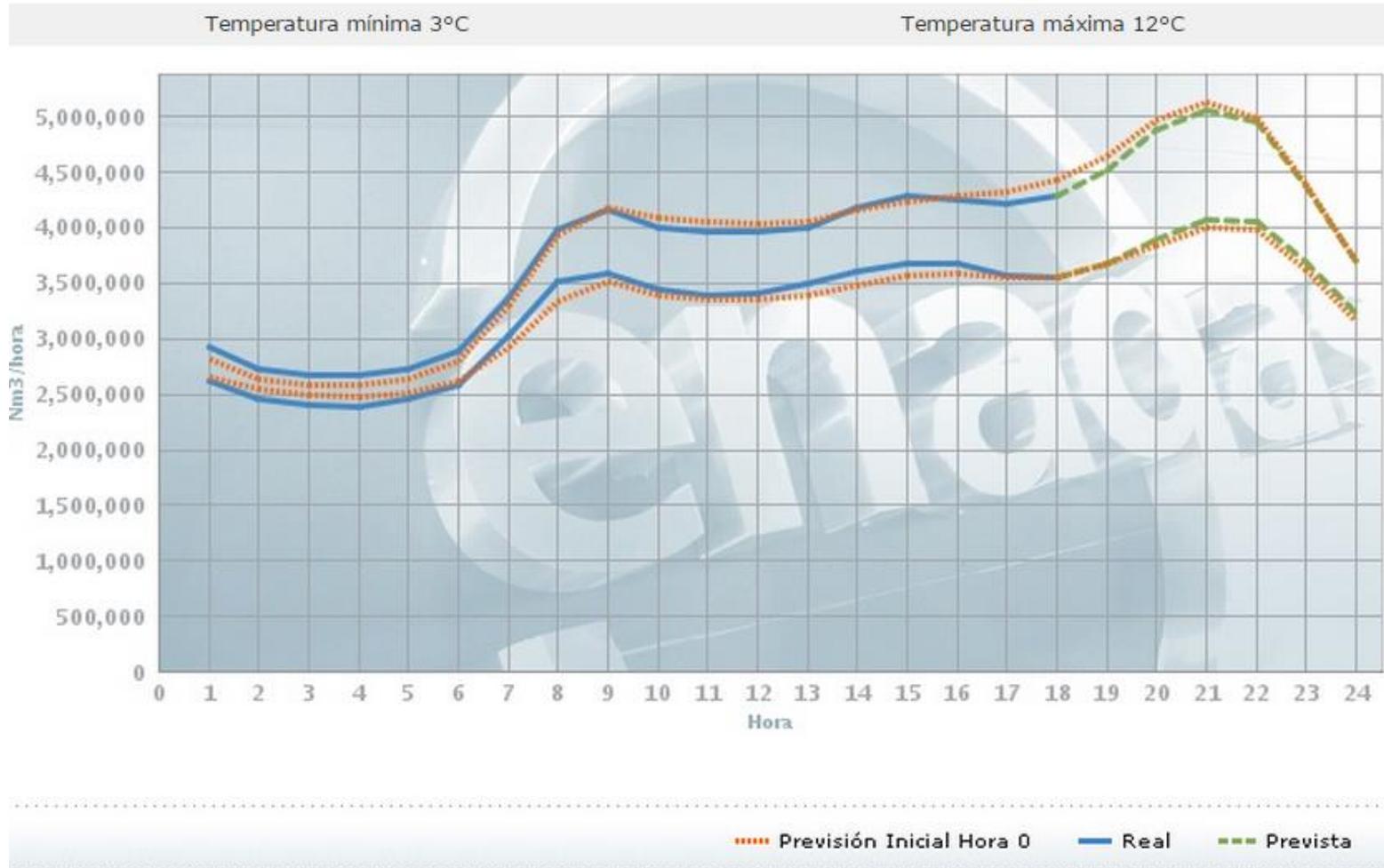
Origen de las importaciones de gas natural

[Fuente: Sedigas]

En la actualidad, los aprovisionamientos de gas natural, tanto a través de gasoductos como a través de plantas de regasificación de GNL, provienen de orígenes muy diversificados geográficamente

COSTES DE GAS

Demanda de gas (18/02/2015)



Fuente: <http://www.enagas.es/>

COSTES DE GAS

SISTEMA GASISTA: gasoductos, plantas de regasificación, estaciones de compresión, almacenamientos (tanques, almacenamiento subterráneo).

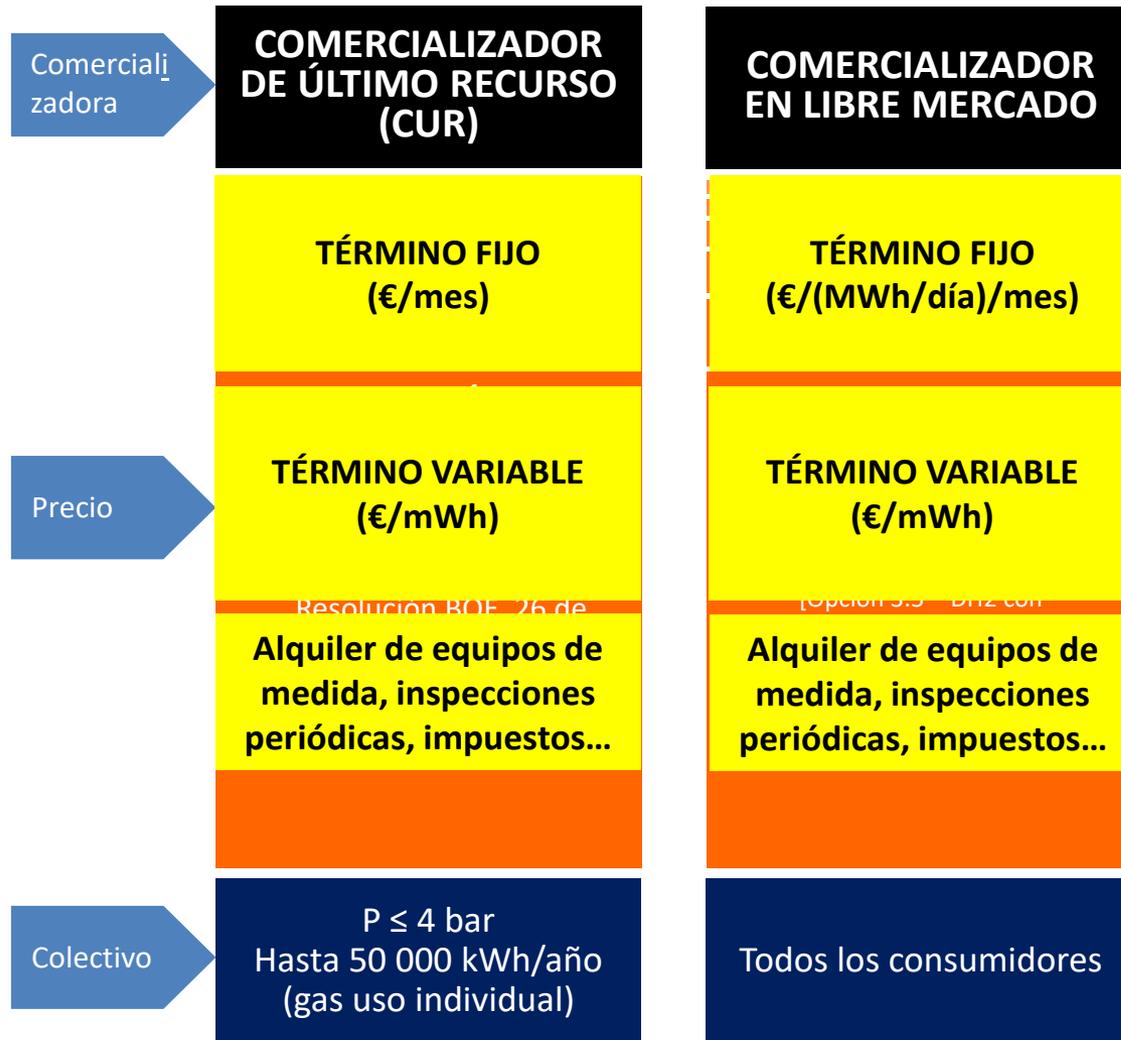


Fuente: <http://www.enagas.es/cs/StaticFiles/ENAGAS/instalaciones/index.htm>

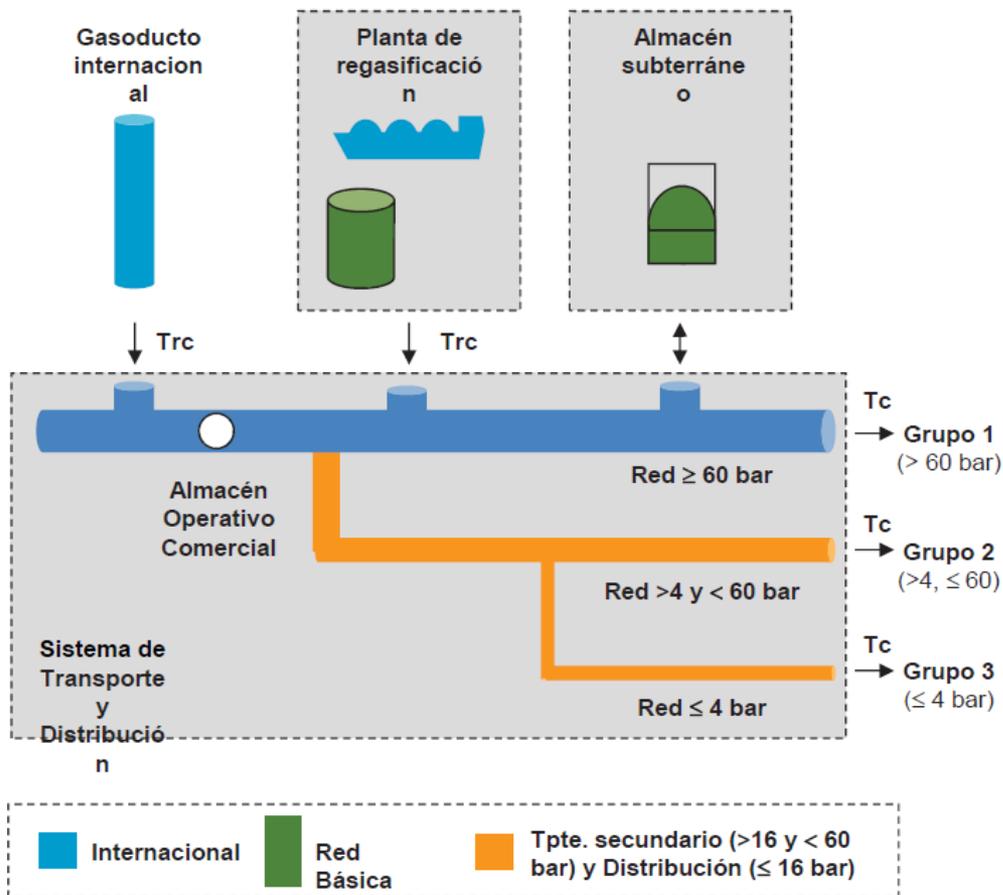
ESTRUCTURA TARIFARIA DE GAS



ESTRUCTURA TARIFARIA DE GAS



PEAJES DEL SISTEMA GASISTA



DESCARGA de buques

- Buque descargado
- kWh descargados

Peaje REGASIFICACIÓN

- Caudal máximo nominado (*)
- kWh regasificados

Canon ALMACEN GNL

- Volumen GNL almacenado

Canon ALMACEN SUBTERRÁNEO

- Capacidad contratada
- kWh inyectados o extraídos

Peaje T&D (Término Trc: Reserva capacidad)

- Caudal máximo nominado (*)

Peaje T&D (Término Tc: Conducción)

Grupo 1 y Grupo 2 con telemedida

- Caudal máximo medido (*)
- kWh consumidos

Grupo 2 sin telemedida

- Caudal contratado o medio mes si es mayor
- kWh consumidos

Grupo 3

- Fijo por cliente
- kWh consumidos

(*) Min 85% contratado, > 105% penalizado.

TUR GAS: TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadora

COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

TÉRMINO FIJO (€/mes)

TÉRMINO VARIABLE (€/mWh)

Resolución BOE 26 de

Alquiler de equipos de medida, inspecciones periódicas, impuestos...

Precio

Colectivo

P ≤ 4 bar
Hasta 50 000 kWh/año
(gas uso individual)

	Término Fijo [€/mes]	Término Variable [c€/kWh]
Conducción del peaje de transporte y distribución	✓	✓
Peaje de regasificación	✓	✓
Coste de comercialización	✓	✓
Reserva de capacidad	✓	✓
Valor medio del peaje de descarga de buques		✓
Coste medio del canon de almacenamiento subterráneo		✓
Coste medio del canon de almacenamiento de GNL		✓
Coste de materia prima		✓

PRECIOS REGULADOS DE GAS (Peajes/Canones: Orden IET/2446/2013 y Orden IET/2445/2014 – TUR: Resoluc. BOE 30.01.2016)

Regasificación

• Descarga de buques

	Huelva, Cartagena y Sagunto	Bilbao, Barcelona y Mugaridos
Término fijo:	33,978	16,988 €/buque
T. variable:	0,069	0,035 €/MWh

• Trasvase de GNL a buques

- Buques > 9.000 m3 desde planta de regasificación:
Tf 176.841 €/operación y Tv 1,563 €/MWh
- Buques ≤ 9.000 m3 desde planta de regasificación:
Tf 87.978 €/operación y Tv 0,521 €/MWh
- Trasvase de buque a buque: 80% de a) y b)

• Almacenamiento en tanque de GNL

T. variable: 0,0324 €/MWh/día
hasta 15 días de la capacidad de regas contratada

• Regasificación

Tf: 19,612 €/MWh/d/m
Tv: 0,116 €/MWh

• Carga cisternas

Tf: 28,806 €/MWh/d/m
Tv: 0,171 €/MWh
Caudal diario -
Carga mes / 30

Entrada a red gasoductos

Reserva de capacidad: 10,848 €/MWh/día/mes

Almacén subterráneo

T. fijo: 0,411 €/MWh/mes
Inyección: 0,244 €/MWh
Extracción: 0,131 €/MWh

Internacional

Conducción L3
T. fijo x 0,7
T. variable - 0

• Existencias mínimas

Estratégicas: 20 días en almacén subterráneo

Salida de red gasoductos

• Conducción firme

		T. fijo	T. var.
Grupo 1 (P > 60 bar)		€/MWh/d/m	€/MWh
1.1	≤ 200	34,560	0,847
1.2	200 - 1.000	30,875	0,682
1.3	> 1.000 GWh/a	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/a	34,848	0,852

Grupo 3 (P ≤ 4 bar)		€/mes	€/MWh
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/a	80,97	13,012
		€/MWh/d/m	€/MWh
3.5	> 8 GWh/a	59,258	2,010

Opción D.H. 2 periodos (descuento en consumo de 23 a 7h)

Telemidada obligatoria para consumos > 5 GWh/a

• Conducción interrumpible

Consumos > 10 GWh/año y 26 MWh/día
Aplicable a zonas congestionadas
Periodo: Del 1 octubre a 30 septiembre
Tipo "A": 5 días de interrupción máxima y 30% descuento
Tipo "B": 10 días de interrupción máxima y 50% descuento

• Mermas

Red básica: 0,005% gas descargado + 0,2% entradas a red
Distribución: 1% en P ≤ 4 bar y 0,39% en 4 < P ≤ 16 bar

• Peajes de corto plazo (< 1 año)

Mensual: Tf x 2 de oct. a marzo y x1 de abril a sept.
Diario: x 0,10 * y x 0,06 *

Precios regulados a cliente final

• Tarifas de último recurso

Grupo 3 (P ≤ 4 bar)	€/mes	€/MWh
TUR.1 ≤ 5	4,34	49,39289
TUR.2 5 - 50 MWh/a	8,67	42,51889

Estos precios se revisan trimestralmente.

Las TUR son aplicadas por los comercializadores de último recurso a clientes con consumo hasta 50.000 kWh/año.

Para suministros sin derecho a TUR y que no dispongan de contrato en mercado libre, el CUR del mismo grupo empresarial del distribuidor aplica durante 1 mes la TUR.1

• Alquiler de contadores y telemedidas

Precios aplicables cuando el contador sea propiedad de la empresa distribuidora:

- Hasta 3 m3/hora: 0,69 €/mes
- Hasta 6 m3/hora: 1,25 €/mes

Resto equipos: Ver Anexo III de Orden IET/2445/2014

• Inspección periódica

La distribuidora realiza una inspección obligatoria de las instalaciones receptoras cada 5 años (4 en el País Vasco).

Los precios se establecen por cada Comunidad Autónoma:

- Instalación individual: de 34 a 48 € (para T.1 y T.2)
- I. Individual + común: de 39 a 65 €

• Derechos de alta y acometida

Derechos de acometida: se pagan a la distribuidora por solicitar o ampliar un punto de suministro.

- 104,20 x (L - 6), si la longitud L > 6 m.
- 106,34, 244,40 o 488,83 hasta 15, 50 o > 50 MWh/a

Derechos de alta: se pagan a la distribuidora al contratar un suministro. Incluye inspección e instalación contador.

- De 59 a 88 € según CCAA para T.1 y T.2

• Impuestos

Impuesto de Hidrocarburos: 0,65 €/GJ (2,34€/MWh) o 0,15 €/GJ (0,54 €/MWh) en usos profesionales.

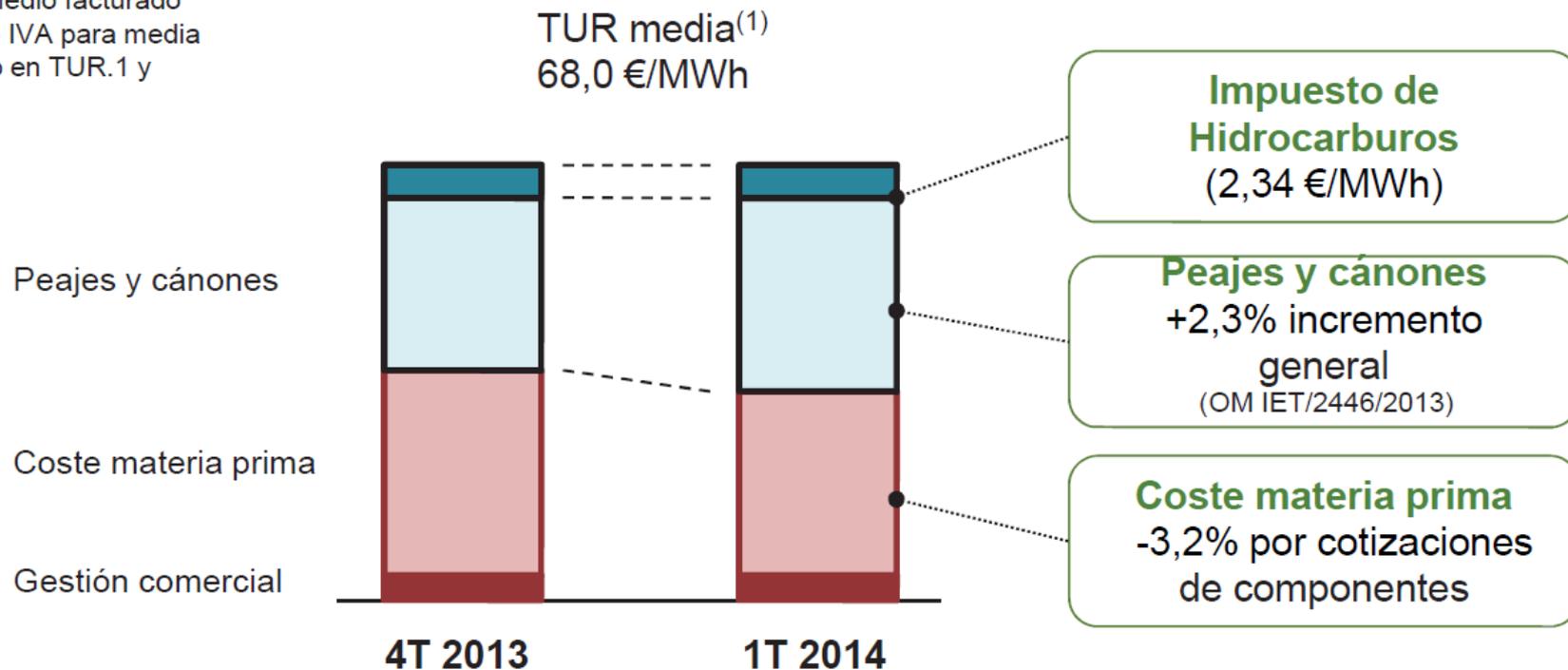
IVA general del 21%.

Para redes desde plantas de GNL, aplica descuento en conducción

Incluye 0,47353 €/MWh por desvío del contrato de gas de Argelia

TUR GAS: TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

(1) Resolución BOE
 31.12.2013.
 Precio medio facturado
 antes de IVA para media
 mercado en TUR.1 y
 TUR.2



PROBLEMA FACTURACIÓN 5

Un cliente residencial tiene contratada la tarifa TUR.1 con la comercializadora Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.

En la factura de los meses correspondientes a febrero y marzo aparece la siguiente información:

CONSUMOS 05.02.2015 – 02.04.2015

Equipo de medida. 90900518

Lect. Anterior 04.02.2015 1 902 m³

Lect. Actual 02.04.2015 1 985 m³

Calcule el importe de la factura que pagará este consumidor.

Tarifas de Último Recurso

Grupo 3 (P ≤ 4 bar)		€/mes	€/MWh
TUR.1	≤ 5	4,36	55,33309
TUR.2	5 - 50 MWh/año	8,84	48,45909

Impuestos

Impuestos de Hidrocarburos: **0,65 €/GJ** ó 0,15 €/GJ en usos profesionales.

IVA general del 21 %.

Alquiler de contadores y teled medidas

Precios aplicables cuando el contador sea propiedad de la empresa distribuidora:

- Hasta **3 m³/hora**: 0,69 €/mes
- Hasta **6 m³/hora**: 1,25 €/mes

Resto equipos: Ver Anexo II de Orden IET/2445/2014

Unidades en la factura de gas

Un contador de gas mide m³ de consumo

1 m³ = 10,63 kWh aprox. (según origen del gas y condiciones de temperatura y presión)