

PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICAN DISTINTAS DISPOSICIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece los mecanismos que deberán ser desarrollados en la reglamentación de los territorios no peninsulares y recoge expresamente que la citada reglamentación de desarrollo tendrá presente, entre otros factores, el fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema y la aplicación de criterios técnicos y de mercado para el despacho de la energía hasta la integración de estos sistemas en el mercado peninsular cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente.

Igualmente, en lo que se refiere al régimen retributivo de la actividad de producción, la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que para el cálculo de la retribución de la actividad de producción en estos sistemas eléctricos con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Así, los parámetros de retribución de esta actividad se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.

Adicionalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece los principios en los que se basará el concepto retributivo adicional que, en su caso, perciban las instalaciones de producción en estos territorios.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares da cumplimiento al mandato establecido en el 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, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en el mismo y en el Real Decreto- ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Igualmente contempla el desarrollo de determinados aspectos de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Este real decreto establece el régimen administrativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica en estos territorios y determina el procedimiento de reconocimiento de los datos técnicos y económicos de las centrales, necesarios para el correcto desarrollo del despacho de producción. Asimismo, en el citado real decreto, se regula la actividad de producción de energía eléctrica y su retribución, distinguiendo entre aquellas instalaciones gestionables de aquellas que no lo son. Se establecen los procedimientos para la asignación eficiente de los distintos regímenes económicos

y se desarrolla la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al régimen retributivo adicional, que incluirá una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible, de operación y mantenimiento y los modos de funcionamiento de un grupo con un rendimiento medio, reforzando el concepto de instalación tipo de titularidad de una empresa media bien gestionada.

I

El artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, define los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares y contempla que, en aquellos casos en los que se produzca una unión mediante redes eléctricas de dos o más sistemas eléctricos aislados de tal manera que se permita la integración en un único sistema, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se procederá a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados.

Con la puesta en servicio y conclusión de las pruebas del segundo circuito que une las islas de Mallorca e Ibiza se ha producido la integración total de los sistemas eléctricos de Mallorca-Menorca con Ibiza-Formentera. Dicha integración se debe reconocer mediante Orden Ministerial.

Por otro lado, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece una metodología para el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda a partir del precio medio final peninsular afectado por un coeficiente de apuntamiento. Para el cálculo del apuntamiento se utilizan valores históricos de costes de generación del sistema aislado en cuestión.

El nuevo sistema Mallorca-Menorca – Ibiza -Formentera no cuenta con valores históricos para utilizar esta metodología. La aplicación de los valores históricos por separado de los sistemas eléctricos desvirtuaría el resultado final. Se necesita, por tanto, el establecimiento de una nueva definición de apuntamiento.

Por otro lado, analizando el funcionamiento de los despachos de producción, se ha identificado que la señal a largo plazo del apuntamiento actual no es la esperada porque no desplaza la demanda a las horas valle, sino hacia las puntas, incrementando las necesidades de inversión de potencia.

Por todo ello, en la presente orden se redefine el apuntamiento con una fórmula que pueda utilizarse con garantías en el caso de unión de dos sistemas eléctricos aislados y además, que dé una señal clara a largo plazo que consiga desplazar la demanda hacia los periodos valle, y que será de aplicación a todos los sistemas de los territorios no peninsulares.

Asimismo, con el fin de que las empresas comercializadoras puedan conocer el coste de la energía con carácter previo, se establece una fórmula que depende de la demanda horaria prevista por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria y que es publicada con carácter previo a su aplicación.

La redefinición del apuntamiento y otras cuestiones técnicas que se revisan en la presente orden se llevan a cabo en virtud de lo establecido en la disposición final segunda. 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio que habilita al actual Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital a modificar los anexos incluidos en ese real decreto.

Finalmente, el artículo 37 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece el método de cálculo de la retribución por costes de emisión a partir de la potencia en barras de central y los factores de emisión establecidos en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre. Teniendo en cuenta que los factores de emisión del Plan Nacional de Asignación están referidos a energía bruta se hace necesario establecer una correlación entre energía bruta y energía neta para definir la retribución por costes de emisión en los grupos de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. Esta orden tiene por objeto redefinir los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de Illes Balears, establecidos en el artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

2. Igualmente, la presente orden tiene por objeto desarrollar y modificar algunos aspectos de la normativa de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares, todo ello de acuerdo con las habilitaciones establecidas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, a favor del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Este real decreto es de aplicación a todos los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

CAPÍTULO II

Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares

Artículo 3. *Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.*

Los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son los siguientes:

Canarias	Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria	allorca-Menorca-Ibiza -Formente	Ceuta	Melilla
Tenerife			

Canarias	Illes Balears	Ceuta	Melilla
Lanzarote-Fuerteventura			
La Palma			
La Gomera			
El Hierro			

CAPÍTULO III

Factores de emisión

Artículo 4. *Factores de emisión.*

A los efectos de los dispuesto en el artículo 37 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, los factores de emisión de las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares obtenidos a partir del apartado 4.A.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión y de las asignaciones individualizadas de derechos de emisión realizadas por el Consejo de Ministros y referenciados a barras de central son los establecidos en el anexo I.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados expresamente el artículo 3.2. del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
2. Asimismo, quedan derogadas todas las disposiciones de rango igual o inferior en cuanto se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

1. Se modifica el anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que queda redactado como sigue:

ANEXO I

Determinación del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción

1. El precio horario de adquisición aplicable a los comercializadores, los consumidores directos, los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo

neto sea comprador en esa hora y, en su caso, a los representantes, en los términos previstos en el artículo 70, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{\text{demanda}}(j) = P_{\text{peninD}} * Ah(j)$$

Siendo:

- a) $Ph_{\text{demanda}}(j)$: precio horario de adquisición de la demanda en el sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh.
- b) P_{peninD} : precio medio final diario del mercado peninsular, en €/MWh, de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, publicado por el Operador del Sistema, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizadas por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y en su caso, otros que se establezcan.
- c) $Ah(j)$: Apuntamiento en la hora h en el sistema eléctrico aislado j calculado según la siguiente expresión:

$$Ah(j) = Dh_z/DD_z$$

Siendo:

Dh_z : demanda horaria prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la suma de la demanda horaria prevista por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X en cada uno de los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular z.

DD_z : demanda diaria media prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la medida de las demandas horarias de ese día D previstas por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X del año móvil en los sistemas eléctricos aislados j, en MWh, que constituyen el territorio no peninsular z.

2. El precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, $Ph_{\text{venta}}(j)$, aplicable a los productores con derecho a la percepción de régimen retributivo específico y a aquellos que no tengan reconocido ningún régimen retributivo adicional ni específico, en los términos establecidos en los artículos 7 y 8, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{\text{venta}}(j) = PMDI_D * Ah(j)$$

Siendo:

$Ph_{\text{venta}}(j)$: Precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh

$PMDI_D$: Precio medio diario del mercado diario e intradiario peninsular, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios horarios del mercado diario e intradiario del día D.

2. Se modifica el anexo III.2.a).2ª segundo párrafo del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que queda redactado como sigue:

“Para la realización de esta regresión se tomarán, al menos, los valores de consumo térmico a potencia nominal, al 75 por ciento de la potencia nominal, al 50 por ciento de la potencia nominal y al mínimo técnico. En aquellos grupos en los que existiera un cambio en su modo de operación que diera lugar a una modificación en la curva de consumo térmico, se tomará adicionalmente el valor de consumo térmico a la potencia a la que se realiza este cambio en el modo de operación para mejor caracterización de la curva de consumo real de dicho grupo.”

3. Se elimina la siguiente fila del anexo XII. “1. Valor de la anualidad de la retribución por inversión para el año 2015” del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares:

Nº Registro	Denominación oficial	CIn 2015 (desde entrada en vigor del RD) (M€)
NO ESTA EN EL REGISTRO	PALMAR,EL 12	0,000

4. Se añaden dos nuevas filas en el anexo XII. “5. Valores de los parámetros a', b' de la retribución por costes de arranque asociados al combustible de las instalaciones tipo aplicables durante el primer periodo regulatorio

TECNOLOGÍA	INTERVALO POTENCIA NETA (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	a' (te)	b' (horas)
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	IT-0065			
Funcionamiento 1 TG					49.877,10	0,7214
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	IT-0066			
Funcionamiento 1 TG					49.877,10	0,7214

5. Se modifica el anexo XIII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Los datos técnicos y económicos de los ciclos combinados de CA'S TRESORER, CC1, CA'S TRESORER, CC2, SON REUS, CC1 y SON REUS, CC2 quedan como sigue:

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación Tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos
							costes de funcionamiento			costes arranque			Costes variables de operación y mantenimiento Despacho
							A (th/h)	B (th/h.MW)	C (th/h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/arranque)	O&MVDi (€/MWh)
	CA'S TRESORER, CC1		6,39		Gas Natural	IT-0013							
			30,00			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	22,98
			68,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	22,98
	CA'S TRESORER, CC2				Gas Natural	IT-0013							
			6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	22,98
			30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	22,98
			68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	22,98
	SON REUS, CC1		28,65		Gas Natural	IT-0014							
			42,70			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	10.796,09	18,3273345
			86,35			1TG+1TV	43.062,18	1.188,46	3,97	176511	0,54568	10.794,365	18,3273345
			130,00			2TG+1TV	87.203,24	1.193,07	1,98	298551	0,56189	21.588,73	18,3273345
	SON REUS, CC2				Gas Natural	IT-0013							
			6,39			3TG+1TV	131.932,88	1.188,19	1,34	420591	0,60483	32.383,095	18,3273345
			30,00			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	28,5098024
			68,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	28,5098024
						2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	28,5098024

Las potencias netas del SON REUS, CC2 quedan como sigue:

Denominación Ciclo Combinado	Denominación Grupo	Potencia Neta (MW)	Fecha de alta	Número de Registro
SON REUS, CC2	SON REUS 9, TURBINA DE GAS Nº 9 (CC2)	63,300	24/06/2003	RO1-1072
	SON REUS TURBINA DE GAS Nº 8 (CC2)	63,300	19/06/2003	RO1-1071
	SON REUS TURBINA DE VAPOR Nº 2 (CC2)	63,300	25/04/2005	RO1-1075

Los datos técnicos y económicos de los ciclos combinados de BARRANCO DE TIRAJANA, CC1, BARRANCO DE TIRAJANA, CC2, GRANADILLA, CC1 y GRANADILLA, CC2 quedan como sigue:

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos
							costes de funcionamiento			costes arranque			Costes variables de operación y mantenimiento Despacho
							A (th/h)	B (th/h.MW)	C (th/h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/arranque)	O&MVDi (€/MWh)
BARRANCO DE TIRAJANA , CC 1			9,70		Gasoil	IT-0065							
			37,80			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,16
			75,50			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,16
BARRANCO DE TIRAJANA , CC 2			9,70		Gasoil	IT-0065							
			37,80			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,16
			75,50			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,16
GRANADILLA , CC1			9,70		Gasoil	IT-0065							
			37,80			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,16
			75,50			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,16

					2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	18,16
					IT-0065							
	GRANADILLA , CC2	9,70		Gasoil	1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,16
		37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,16
		75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	18,16

Se añade una nueva fila en el sistema eléctrico Canario:

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos Costes variables de operación y mantenimiento Despacho
							costes de funcionamiento			costes arranque			
							A (th/h)	B (th/h.MW)	C (th/h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/arranque)	
RO2-0215	Guía de Isora Gas 1	43,1	4,8	01/03/2006	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,493	18,06

6. Se elimina la siguiente fila del Anexo XIV.4 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares:

Nº Registro	Denominación oficial	CIn 2015
NO ESTA EN EL REGISTRO	PALMAR,EL 12	0,000

7. Se modifica el anexo XVI "Valor de la inversión reconocida de las instalaciones categoría A" del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Los datos técnicos y económicos de los grupos de producción GRANADILLA 6, GAS 2; GRANADILLA 10, TG 5 (CC2); GRANADILLA 11, TG 6 (CC2); GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2); LAS SALINAS 11, DIESEL 8; LAS SALINAS 12, DIESEL 9; CEUTA, GRUPO 10; MELILLA 13 quedan como sigue:

Nº Registro	Denominación oficial	Potencia NETA MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011 M€
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	39,2	10/12/2001	30,208	18,057
RO1-2015	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	77,5	16/06/2010	89,048	83,566
RO1-2016	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	77,5	09/07/2010	89,048	83,791
RO1-1063	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	76,2	21/10/2011	90,974	90,270

RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIESEL 8	17,2	25/07/2005	25,737	19,118
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIESEL 9	17,2	28/09/2005	26,463	19,839
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIESEL 19	3,1	03/06/2005	8,681	6,398
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	11,8	05/02/2006	25,233	19,278
RO2-0185	MELILLA 13	11,8	13/12/2007	26,105	21,878

Adicionalmente, se elimina la siguiente fila:

Nº Registro	Denominación oficial	Potencia NETA MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0213	LLANOS BLANCOS 18, DIESEL 16			PDTE	PDTE

Disposición final segunda. Títulos competenciales.

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. Aplicación.

Se habilita al Secretario de Estado de Energía a dictar cuantas resoluciones sean necesarias para la aplicación de esta orden.

Disposición final cuarta. Entrada en vigor.

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Anexo I

Factores de emisión

Los factores de emisión de las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares obtenidos a partir del apartado 4.A.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión y de las asignaciones individualizadas de derechos de emisión realizadas por el Consejo de Ministros y referenciados a barras de central son los siguientes:

	fie (b.c) (tCO ₂ /MWh)
CTCC(Gasóleo)	0,60
CTCC(Gas Natural)	0,41
Carbón	1,05
Motores diesel	0,65
Central Térmica Vapor (FO)	0,90
Turbina de Gas (Gasóleo)	1,12
Turbina Gas (Gas Natural)	0,84