



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE
RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE
LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA SOBRE
CRITERIOS HOMOGÉENOS A EFECTOS DE LA
APLICACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS
REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN QUE
DEBEN SATISFACER LOS PRODUCTORES DE
ENERGÍA ELÉCTRICA POR LOS CONSUMOS
PROPIOS DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN**

RDC/DE/009/20

14 de octubre de 2020

Índice

I. OBJETO	3
II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	3
III. ASPECTOS A RECOGER EN LA RESOLUCIÓN	4
IV. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN VIGENTE.	5
V. DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS HOMOGÉNEOS APLICABLES	8
1. Agregación de puntos frontera	8
2. Determinación del peaje de transporte y distribución aplicable	10
3. Determinación de los periodos horarios aplicables	10
4. Responsable de facturación	10
5. Variables de facturación aplicables	10
5.1 Facturación por potencia	10
5.2 Facturación por energía	10
5.3 Facturación por potencia demandada	11
5.4 Facturación por energía reactiva	12
VI. IMPACTO DE LOS CRITERIOS HOMOGÉNEOS	12
ANEXO I. PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA	15

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA SOBRE CRITERIOS HOMOGÉENOS PARA LA APLICACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN QUE DEBEN SATISFACER LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR LOS CONSUMOS PROPIOS DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN

I. OBJETO

La presente Memoria viene referida a la resolución de criterios homogéneos para la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que resultan de la Circular 3/2020, de 15 de enero, a los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la metodología de cálculo los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia el pasado 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución eléctrica¹.

El artículo 2 de la citada Circular 3/2020 establece que la misma será de aplicación para la determinación de los precios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución aplicables, entre otros, a los productores de energía eléctrica, por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

En relación con lo anterior, el artículo 3.j) de Circular 3/2020, de 15 de enero, define consumo propio de generación como:

¹ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00219>

Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción. Los consumos propios incluyen los servicios auxiliares de centrales de producción (suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central, tales como en carga, arranques, paradas y emergencias) y suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central (incluyen instalaciones de control, telecomunicaciones, instalaciones mecánicas, fuerza y alumbrado).

Por otra parte, la Disposición adicional tercera de la citada Circular 3/2020, de 15 de enero, establece lo siguiente:

1. *En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente circular, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción*
2. *La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a trámite de audiencia la propuesta del operador del sistema y establecerá mediante resolución el citado procedimiento de aplicación.*

En cumplimiento de lo anterior, con fecha 30 de abril de 2020 tuvo entrada en la CNMC “Propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios” elaborada por el Operador del Sistema. Dicha propuesta resulta de una adaptación de la propuesta presentada por el Operador del Sistema de acuerdo con lo recogido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, al contenido de la Circular 3/2020. Se adjunta dicha propuesta como Anexo I.

La Disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el mismo 15 de octubre de 2020 al Consejo Consultivo de Electricidad y a las empresas concernidas para alegaciones.

III. ÁMBITO DE LA RESOLUCIÓN

El Consejo de Estado en su dictamen sobre la propuesta de circular², finalmente plasmada en la Circular 3/2020, señaló que la aprobación de los presentes criterios no podría afectar a la estructura o a la metodología de peajes (por ejemplo,

² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2019-1080>

mediante la creación de un peaje específico), sino que debería referirse a aspectos de facturación “*directamente conectados con la metodología de cálculo de los peajes, de acuerdo con la correspondiente habilitación legal*”.

En consecuencia, la resolución se limita a establecer el procedimiento de facturación aplicable a las instalaciones de generación sin establecer ninguna modificación ni de la estructura de peajes ni de la metodología.

IV. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN VIGENTE.

Junto con la propuesta remitida por el Operador del Sistema (OS) se han remitido dos anexos en los que se incluye información sobre los consumos de generación de las instalaciones de generación, excluidas las instalaciones productoras a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE) correspondiente al año 2019.

De acuerdo con dicha información, en diciembre de 2019, el 29,7% de las instalaciones de producción, excluidas las clasificadas como RECORE³, tenía una única conexión con la red de transporte o distribución. Cabe destacar que el 59,4% de las instalaciones tenían entre dos y cuatro conexiones con la red de transporte, mientras que únicamente el 10,9% de las instalaciones tenían cinco o más conexiones con la red de transporte (véase Cuadro 1).

Cabe señalar, adicionalmente, que el 65% de las instalaciones de generación anteriormente referidas que tiene más de una conexión con la red de transporte tiene conexiones en varios niveles de tensión.

³ El OS señala en la propuesta remitida que la mayoría de las instalaciones del RECORE tiene un único punto de conexión con la red de transporte.

Cuadro 1. Número de conexiones de cada central de generación, excluidas las instalaciones productoras a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Número de conexiones de cada central con la red de Transporte o Distribución	Número de centrales de generación		
	Mismo nivel de tensión	Varios niveles de tensión	Total
1	122	-	122
2	65	43	108
3	26	63	89
4	5	42	47
5	1	13	14
6	2	15	17
7	1	9	10
8	-	1	1
9	-	2	2
10	-	1	1
Total	222	189	411

Fuente: OS

Por otra parte, se indica que el 92% de las instalaciones con una única conexión con la red de transporte o distribución, se conectan al NT1 o NT2 (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Tensión de conexión de las instalaciones de generación, excluido el RECORE con una única conexión con la red de transporte

Tensión de conexión	Número de centrales de generación
NT1	68
NT2	44
NT3	5
NT4	5
TOTAL	122

Fuente: OS

En el Cuadro 3 se muestran las tensiones de conexión de las centrales de generación, excluido el RECORE, que tienen más de una conexión con la red de transporte-distribución. Se observa que 20% de las instalaciones tienen conexión en los niveles de tensión NT1 y NT2, el 40% en los niveles de tensión NT1 y NT3 y el 20% en los niveles de tensión NT1 y NT4. Adicionalmente, cabe señalar que 89% de las instalaciones de generación que tienen conexión con más de un nivel de tensión tienen conexión en el NT1.

Cuadro 3. Tensión de conexión de las instalaciones de generación, excluido el RECORE más de una conexión con la red de transporte y distribución.

Tensiones de Conexión				Número de centrales de generación
NT1	NT2	NT3	NT4	
✓	✓			39
✓	✓	✓		3
✓	✓		✓	5
✓		✓		76
✓		✓	✓	7
✓			✓	38
	✓	✓		5
	✓	✓	✓	2
	✓		✓	11
		✓	✓	3
TOTAL				189

Fuente: OS

Según la información proporcionada por el OS, las instalaciones de generación que tienen más de una tensión de conexión, excluida el RECORE, en términos medios, cuando funcionan como consumidores obtienen la energía del nivel de tensión de conexión más alto al que se encuentran conectados. Únicamente las instalaciones de generación que tienen conexiones simultáneamente en el NT1, NT2, NT3 obtienen más energía para sus consumos propios del NT2 que del NT3, aunque la diferencia entre ambos es muy reducida (51% versus 48%) (véase Cuadro 4).

Adicionalmente, cabe señalar que el 80% de los consumos de generación de todas las instalaciones con más de una conexión se realiza en el nivel de tensión más elevado.

Cuadro 4. Porcentaje de los consumos propios por tensión de conexión de las instalaciones de generación que tienen más de una conexión con la red de transporte y distribución, excluido el RECORE. Año 2019

Tensiones de Conexión				Consumos por nivel de Tensión				
NT1	NT2	NT3	NT4	6.1	6.2	6.3	6.4	TOTAL
✓	✓			30,74%	69,26%			100,00%
✓	✓	✓		0,51%	51,00%	48,48%		100,00%
✓	✓		✓	5,74%	5,15%		89,11%	100,00%
✓		✓		20,77%		79,23%		100,00%
✓		✓	✓	1,13%		36,12%	62,75%	100,00%
✓			✓	25,84%			74,16%	100,00%
	✓	✓			1,93%	98,07%		100,00%
	✓	✓	✓		7,33%	4,40%	88,27%	100,00%
	✓		✓		6,76%		93,24%	100,00%
		✓	✓			35,05%	64,95%	100,00%
TOTAL				9,81%	3,74%	12,43%	74,03%	100,00%

Fuente: OS

V. DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS HOMOGÉNEOS APLICABLES

1. Determinación del punto de conexión a efectos de la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero

El Operador del Sistema señala en la propuesta remitida que la conexión de las instalaciones de generación con la red de transporte-distribución no se efectúa con el objeto de optimizar la contratación de consumos propios, sino para mejorar la seguridad y la flexibilidad de la operación. Adicionalmente, señala que en determinadas condiciones de explotación en algunas instalaciones de generación con varios puntos de conexión con la red existen tránsitos de energía a través de la instalación, esto es, energía entrante a la instalación a través de un punto frontera que es vertida a la red a través de otro punto frontera, sin que la instalación esté ni generando ni consumiendo energía.

Por otra parte, cabe recordar que, en el caso de las instalaciones nucleares, la Instrucción IS-27, revisión 1, de 14 de junio de 2017, del Consejo de Seguridad Nuclear, sobre criterios generales de diseño de centrales nucleares⁴ establece en su criterio 17.3 que el suministro de potencia eléctrica desde la red exterior hasta el sistema de distribución eléctrica interior deberá realizarse a través de al menos dos circuitos físicamente independientes.

Adicionalmente y, como se ha visto anteriormente, la casuística de conexión de las instalaciones de generación es muy diversa, teniendo el 70,3% de las instalaciones de generación, excluidas el RECORE, más de una conexión con la red de transporte al objeto de mejorar la operación del sistema eléctrico. Dicha

⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2017-7715>

casuística es por lo tanto muy diferente de la conexión de los consumidores a las redes eléctricas, donde la norma general es disponer de una única conexión a la red de transporte.

La existencia de complejas configuraciones de conexión con la red de transporte y distribución de las instalaciones de generación derivadas en algunos casos por motivos de flexibilidad y seguridad de suministro, y la necesidad de tener en cuenta dichos aspectos ya se pusieron de manifiesto en la memoria que acompaña a la Circular 3/2020, de 15 de enero.

La consideración como punto de conexión a efectos de la aplicación de la Circular 3/2020, de cada uno de dichos puntos de conexión, podría suponer que las instalaciones de generación con mas de una conexión a la red de transporte realizasen estrategias de optimización, que podrían implicar problemas en la seguridad y la flexibilidad de la operación de la red, especialmente en el caso de afectar a los tránsitos anteriormente referidos.

En este sentido, cabe recordar que entre los principios generales de la metodología de asignación establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, se encuentra el principio de eficiencia, el cual establece que se debe incentivar la eficiencia en el uso de la red de transporte y distribución.

En esta situación, dado que la mayoría de las instalaciones de generación obtiene su energía para consumos propios del nivel de tensión más elevado al que se encuentran conectadas, se considera que el punto de conexión a los efectos de aplicación de la Circular 3/2020 debe ser el nivel de tensión de conexión más elevado de la instalación de generación, en el caso de varias conexiones con la red de transporte-distribución.

Como se ha señalado anteriormente, el 80% de los consumos de generación de todas las instalaciones con mas de una conexión se realiza en el nivel de tensión más elevado, por lo que el impacto de la medida anterior es limitado.

Adicionalmente, dicha medida permite evitar estrategias de optimización por parte de las instalaciones de generación que podrían tener un efecto negativo en el funcionamiento de las redes eléctricas.

Para el caso de instalaciones con varias conexiones en la tensión más elevada, es necesario establecer un regla que determine la conexión considerada a los efectos de la aplicación de la Circular 3/2020. Se considera que dicha regla se debería mantener durante todo el periodo regulatorio, al objeto de asegurar la estabilidad en el procedimiento de facturación. En consecuencia, se propone que se considere aquella conexión en la que la instalación haya recibido más energía durante los cinco años anteriores a la fecha de aplicación de la primera resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de transporte y

distribución de conformidad con el artículo 13 de la Circular 3/2020, de 15 de enero.

2. Determinación del peaje de transporte y distribución aplicable

A los consumos propios de las instalaciones de producción les serán aplicables los peajes de transporte y distribución correspondientes al punto de conexión establecido en el punto anterior.

3. Determinación de los periodos horarios aplicables

A las instalaciones de producción por los consumos propios de las instalaciones de producción les serán de aplicación los periodos horarios establecidos en el artículo 7 del Circular 3/2020, de 15 de enero.

4. Variables de facturación

4.1 Facturación por potencia

Como consecuencia de lo anterior, a efectos de la facturación por potencia se deberá tomar como potencia contratada del periodo p ($P_{c,p}$), la potencia contratada correspondiente al punto de conexión establecido anteriormente.

4.2 Facturación por energía

En el caso de la facturación por energía, considerar la energía circulada por una única conexión podría suponer que algunas instalaciones tuvieran que abonar peajes por los transitos de energía, lo que, como se ha señalado anteriormente, podría suponer efectos negativos sobre la seguridad y flexibilidad de la operación de la red, y/o que no se tuvieran en cuenta la totalidad de los consumos de la instalación de generación.

En consecuencia, se considera que se debe tomar como energía de cada periodo el balance de todas las conexiones de la instalación de generación con la red de transporte y distribución. En consecuencia, la energía se calculará como:

$$E_p = \sum_{h=1}^m \left[\sum_{i=1}^n (AE_{i,h} - AS_{i,h}) \right]$$

Donde:

- E_p : Energía consumida o estimada en el período horario p , expresada en kWh. En el caso que E_p sea menor de cero se tomará el valor cero.
- $AE_{i,h}$: Energía activa entrante en la hora h a través del punto frontera i de la instalación de producción.
- $AS_{i,h}$: Energía activa saliente en la hora h a través del punto frontera i de la instalación de producción.
- n : Número de conexiones de la instalación de producción con la red de transporte y distribución.
- m : horas incluidas en el periodo tarifario p .

Los valores horarios de $AE_{i,h}$ y $AS_{i,h}$ serán los mismos que se utilicen para la liquidación de energía en el mercado.

4.3 Facturación por potencia demandada

A los efectos de facturación por potencia demandada se tomará como potencia demandada la medida horaria de energía resultado de la agregación de todas las conexiones con la red, esto es, se aplica el mismo criterio que el establecido para determinar la energía a los efectos de la facturación.

En consecuencia, a los efectos de facturación por potencia demandada, se tomará como Pd_j , la siguiente potencia demandada:

$$Pd_j = \sum_{i=1}^n (AE_{i,j} - AS_{i,j})$$

Donde,

- Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del período horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria en todas las conexiones, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.
- $AE_{i,j}$: Energía activa entrante en la hora o cuarto de hora j a través del punto frontera i de la instalación de producción.
- $AS_{i,j}$: Energía activa saliente en la hora o cuarto de hora j a través del punto frontera i de la instalación de producción.

4.4 Facturación por energía reactiva

La Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión establece, en su anexo I, los requisitos técnicos de conexión de generadores a los que se refiere el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. En el punto 2.2.1 del anexo I de dicha Orden se establecen los requisitos de capacidad de potencia reactiva, mientras que en el punto 2.3.3 se establecen los modos de control de potencia reactiva.

Por otra parte, el artículo 7.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 que las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que se indica en el anexo III, esto es, entre entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo. Asimismo, cabe señalar que en el citado anexo se establece una penalización por incumplimiento de 0,261 c€/kWh.

En consecuencia, a efectos de no interferir con la normativa anterior, se establece la exención a las instalaciones de generación de la facturación por energía reactiva inductiva y capacitiva.

VI. IMPACTO DE LOS CRITERIOS HOMOGÉNEOS

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para estimar el ingreso asociado a la facturación de peajes de acceso, en el caso de considerar las conexiones individualmente o conjuntamente. No obstante, al objeto de determinar el impacto de las medidas propuestas se analizan los consumos propios objeto de facturación en el caso de considerar las conexiones de las instalaciones de generación de forma conjunta o individual.

En el Cuadro 5 se muestran los consumos propios, en función del número de conexiones con la red, de las instalaciones de generación, excluido el RECORE, en el caso de considerar las conexiones con la red de transporte y distribución de forma individual o agregada para 2019. Se observa que considerar todas las conexiones de una central de generación de forma conjunta supone reducir los consumos propios a efectos de facturación de peajes un 58%.

Cuadro 5. Consumos propios de las instalaciones de generación, excluido el RECORE, en el caso de considerar las conexiones con la red de transporte y distribución de forma individual o agregada, en función del número de conexiones. Año 2019.

Número de conexiones con la red	Consumos por nivel de Tensión		
	Considerando las conexiones individualmente (A)	Considerando todas las conexiones conjuntamente (B)	Tasa de variación de (B) s/ (A)
1	235.905.074	235.675.604	0%
2	142.921.466	85.581.095	-40%
3	413.475.765	96.145.249	-77%
4	258.551.340	86.911.185	-66%
5	156.169.714	55.371.044	-65%
6	158.139.656	103.319.366	-35%
7	306.730.245	85.117.422	-72%
8	2.045.677	625.953	-69%
9	153.858.441	12.039.629	-92%
10	38.033.306	22.025.804	-42%
TOTAL	1.865.830.684	782.812.351	-58%

Fuente: OS

Por otra parte, en el Cuadro 6 se muestran los consumos propios por tensión de conexión. Se observa que son los consumidores conectados conjuntamente a los niveles de tensión NT2-NT3, NT1-NT3 y NT1-NT3-NT4, los más beneficiados al considerar todas las conexiones de forma conjunta.

Cuadro 6. Consumos propios de las instalaciones de generación, excluido el RECORE, en el caso de considerar las conexiones con la red de transporte y distribución de forma individual o agregada, en función de la tensión de conexión. Año 2019.

Tensiones de Conexión				Consumos por nivel de Tensión		
NT1	NT2	NT3	NT4	Considerando las conexiones individualmente (A)	Considerando todas las conexiones conjuntamente (B)	Tasa de variación de (B) s/ (A)
☑				16.110.981	6.978.380	-57%
☑	☑			6.748.757	3.712.082	-45%
☑	☑	☑		2.653.941	1.679.254	-37%
☑	☑		☑	117.855.360	74.523.942	-37%
☑		☑		219.497.582	28.214.736	-87%
☑		☑	☑	252.322.116	62.059.992	-75%
☑			☑	369.691.828	155.801.381	-58%
	☑			11.164.398	4.688.170	-58%
	☑	☑		207.570.802	169.173	-100%
	☑	☑	☑	44.584.223	43.863.678	-2%
	☑		☑	129.143.745	56.726.969	-56%
		☑		2.702.480	1.545.200	-43%
		☑	☑	62.238.737	22.135.112	-64%
			☑	423.545.734	320.714.282	-24%
TOTAL				1.865.830.684	782.812.351	-58%

Fuente: OS

ANEXO I. PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA



Grupo Red Eléctrica

Propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios

Abril de 2020

Dirección General de Operación

Abril de 2020





Índice

1. Objeto.....	5
2. Referencias Legislativas.....	5
3. Análisis de situación.....	5
3.1. Sobre la normativa de aplicación de peajes a los consumos propios en las instalaciones de generación...5	
3.2. Sobre las características particulares de las conexiones a la red de las instalaciones de generación.....6	
3.3. Sobre el encargado de lectura de las instalaciones de generación.....6	
3.4. Sobre los equipos de medida de las instalaciones de generación.....7	
3.5. Sobre la liquidación de la energía de consumos propios de las instalaciones de generación.....7	
4. Metodología propuesta.....	8
4.1. Descripción de la metodología.....	8
4.2. Criterios sobre la metodología.....	8
4.3. Metodología propuesta.....	9
4.3.1. Determinación del punto frontera virtual único.....	9
4.3.2. Determinación del balance horario del punto frontera virtual único.....	9
4.3.3. Peaje de vertido de energía.....	10
4.3.4. Peaje de consumo de energía.....	10
4.3.4.1. Responsable de facturación.....	10
4.3.4.2. Encargado de lectura:.....	10
4.3.4.3. Determinación del término de energía activa.....	10
4.3.4.4. Determinación del término de facturación de potencia.....	10
4.3.4.5. Determinación del término de energía reactiva.....	11
4.3.4.6. Periodos tarifarios.....	11
4.3.4.7. Pago por derechos de acometida y extensión.....	11
5. OBSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	12
5.1. Sobre el cálculo de peajes a partir del punto frontera virtual de generación.....	12
5.2. Estimación de la energía sobre la que se aplicará el peaje de consumo.....	12
5.3. Otras consideraciones sobre la metodología propuesta.....	13
ANEXO 1.....	14
ANEXO 2.....	15





1. Objeto

El objeto de este documento es responder al mandato al Operador del Sistema recogido en la Disposición adicional tercera de la Circular 3/2020, de 15 de enero, 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, por el que en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la citada Circular, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

2. Referencias Legislativas

Las referencias legislativas de este documento son las siguientes:

- 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
- 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
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
- Circular 3/2020, de 15 de enero, 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

3. Análisis de situación

3.1. Sobre la normativa de aplicación de peajes a los consumos propios en las instalaciones de generación

La Disposición final tercera del Real Decreto 1544/2011 modifica el apartado 2 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001 por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, de forma que donde se indicaba:

«Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.»

, queda redactado de la siguiente forma:

«Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.»

Por tanto, las empresas eléctricas deberán satisfacer las tarifas de acceso por los consumos propios de sus actividades de producción según el Real Decreto 1164/2001. En aplicación directa de este Real Decreto:

- Los peajes por los consumos propios de las actividades de producción deberán ser contratados y facturados con los distribuidores, con independencia de la red a la que esté conectada la instalación de generación.
- Las lecturas de la energía para la facturación de peajes deberían ser responsabilidad del distribuidor, como encargado de lectura de todos los puntos de consumo.
- No existe en la normativa una metodología de mayor detalle sobre condiciones particulares de aplicación a lo indicado en el citado Real Decreto 1164/2001 para el cálculo de los peajes por la energía consumida en las insta-



laciones de generación. Este hecho ha provocado que una gran mayoría de las instalaciones de producción convencional (extinto régimen ordinario) existentes en la fecha de aprobación del citado Real Decreto, no se les haya facturado peajes por sus consumos propios hasta la fecha. Esta circunstancia sin embargo no ha sucedido en las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (extinto régimen especial) ya que la normativa que le ha sido de aplicación a este tipo de tecnología obligaba a suscribir un contrato para satisfacer los peajes de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución por el suministro de energía eléctrica.

Por otro lado, desde el 24 de enero de 2020 y como consecuencia de la entrada en vigor de la Circular 3/2020, quedan exceptuados del pago de peajes los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución, según el Artículo 2 de la citada Circular. Hasta entonces, los productores debían realizar el pago del peaje de acceso por las inyecciones en la red de transporte o distribución en cada 'punto de conexión' según el Real Decreto 1544/2011:

- Estos peajes debían en ser facturados por el transportista o por el distribuidor que corresponda al 'punto de conexión'.
- Las lecturas de la energía para la facturación de peajes eran responsabilidad del encargado de lectura que correspondiera, que las debiera poner a disposición del transportista o distribuidor responsable de su facturación.

3.2. Sobre las características particulares de las conexiones a la red de las instalaciones de generación

Las instalaciones de producción, fundamentalmente de tecnologías convencionales (extinto régimen ordinario), presentan una serie de particularidades que deben tenerse en cuenta para garantizar la correcta facturación de los peajes por sus consumos propios.

En este sentido, un número importante de instalaciones de generación convencional, en servicio a la fecha de entrada del Real Decreto 1544/2011 tienen más de un punto de conexión con la red y a distintos niveles de tensión por los que pueden recibir energía de la red para la alimentación de sus consumos propios. En aplicación estricta del Real Decreto 1164/2001, para cada una de estas conexiones con la red sería necesario la contratación de un peaje de acceso para consumos propios. Sin embargo, estas instalaciones de generación, que hasta la aprobación del Real Decreto 1544/2011 estaban exentas de facturación de peajes de consumo, no se diseñaban con criterios de optimización para la contratación de sus consumos propios, sino para mejorar su seguridad y flexibilidad de explotación.

Asimismo, en determinadas condiciones de explotación de algunas instalaciones de generación con varios puntos de conexión con la red existen tránsitos de energía a través de la instalación (energía entrante a la instalación a través de un punto frontera que es vertida a la red a través de otro punto frontera, sin que la instalación esté ni generando ni consumiendo energía). Para estos casos, una metodología independiente de cálculo de peajes por cada 'punto de conexión' puede provocar que se facture peaje por energía consumida por un punto frontera cuando esta energía sin embargo está siendo entregada a la red a través de otro punto frontera como energía vertida.

3.3. Sobre el encargado de lectura de las instalaciones de generación

El Real Decreto 1110/2007 tiene por objeto la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

Según el punto 12 del Artículo 3 del Real Decreto 1110/2007:

- El encargado de lectura para instalaciones de generación con potencia igual o superior a 450 kVA es Red Eléctrica, en su función de Operador del Sistema para la liquidación de la energía y servicios asociados, con independencia de la red en la que esté conectada la instalación.



- El encargado de lectura para todos los puntos frontera de clientes es el distribuidor en aplicación del Real Decreto 1110/2007. Asimismo, el distribuidor es el encargado de la medida de los consumos propios de las instalaciones de generación para la liquidación de su energía y servicios asociados así como para la facturación de sus peajes. Sin embargo, como hasta la aprobación del Real Decreto 1544/2011 a las instalaciones de generación convencional no se les facturaban peajes de consumos propios, el distribuidor no actuaba como encargado de lectura de estos consumos. En estos casos, únicamente Red Eléctrica, como encargado de lectura de generación de instalaciones de potencia mayor a 450 kVA, accedía a los equipos de medida.
- Desde el 24 de enero de 2020, y por la entrada en vigor de la Circular 3/2020, no es necesario establecer la figura de encargado de lectura para la facturación de los peajes por la energía vertida ya que quedan exceptuados del pago de peajes los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución según el Artículo 2 de la citada Circular.

3.4. Sobre los equipos de medida de las instalaciones de generación

Hasta la aprobación del Real Decreto 1544/2011, las instalaciones de generación no facturaban peajes de sus consumos propios por lo que una gran mayoría de estos equipos no disponen de medida cuarto-horaria ni la posibilidad de programar los periodos tarifarios en cumplimiento del Real Decreto 1164/2001. Sin embargo, sí disponen de equipos con esta funcionalidad, las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

3.5. Sobre la liquidación de la energía de consumos propios de las instalaciones de generación

La liquidación de la energía de las instalaciones de generación en el mercado o en los despachos económicos se efectúa a partir de las medidas obtenidas por el encargado de lectura, esto es, por Red Eléctrica, en su función de Operador del Sistema, para las instalaciones de generación con potencia igual o superior a 450 kVA, o por las obtenidas por el distribuidor para las instalaciones de generación con potencia inferior a 450 kVA.

La medida horaria que se liquida a un generador se obtiene a partir del saldo horario de la energía activa vertida por la instalación a la red (energía generada) y la energía activa entrante (energía consumida), considerando todos los puntos frontera de la instalación, con independencia de la red a la que esté conectada (transporte o distribución). Si el saldo horario de la instalación es positivo, la energía con saldo de generación se liquida como energía generada. Si el saldo horario de la instalación es negativo, la energía con saldo de consumo se liquida como energía consumida.



4. Metodología propuesta

El objeto de este apartado es describir la metodología propuesta basada en criterios homogéneos para el cálculo de los peajes por los consumos propios que deben satisfacer los productores, teniendo en cuenta los aspectos del análisis de situación que se describen en el apartado 3 de este documento.

La propuesta aplica a todas las instalaciones de producción, con independencia de su tecnología, topología de conexión con la red, fecha de puesta en servicio y de su potencia.

4.1. Descripción de la metodología

Se propone una metodología en la que a cada instalación de producción se le asigne un **punto frontera virtual único**, con independencia del número de conexiones que la instalación tenga con la red, de su nivel de tensión y de si tiene conexión simultánea con la red de transporte y la red de distribución o con redes de más de un distribuidor.

Para el cálculo del peaje de consumo de este punto frontera virtual se le aplicará **una única tarifa de acceso** a la tensión y con las potencias contratadas por periodo tarifario que se describen en el apartado 4.3.1 de este documento.

La **energía horaria del punto frontera virtual** se obtendrá a partir del saldo de las medidas horarias de energía de todos los puntos frontera de la instalación según el apartado 4.3.2 de este documento. El signo del saldo horario calculado establecerá para cada hora si la instalación de producción vierte o consume energía en esa hora. En caso de que signo del saldo horario calculado establezca que hay consumo de energía se le aplicará un peaje por consumos propios. En caso de que signo del saldo horario calculado establezca que hay vertido de energía no aplicará la facturación de peajes (por la entrada en vigor de la Circular 3/2020, quedan exceptuados del pago de peajes los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución).

El **cálculo de la facturación de los peajes por consumos propios del punto frontera virtual** se obtendrá según lo indicado en el citado apartado 4.3.4 de este documento.

La metodología propuesta para la facturación de los peajes propios de las instalaciones de producción **mantiene la estructura de tarifas y los periodos de facturación de los peajes de consumo** que se contemplan en los Reales Decretos 1544/2011 y 1164/2001, con las condiciones particulares contempladas en la metodología propuesta.

4.2. Criterios sobre la metodología

Para la elaboración de los criterios recogidos en esta propuesta se han tenido en cuenta los siguientes principios básicos basados en los antecedentes descritos en los apartados 3.1 a 3.5 de este documento:

- a) Establecer un **criterio homogéneo y común** de cálculo de peajes por consumos propios (apartado 3.1):

Es necesario integrar en una misma metodología la utilizada para el cálculo de los peajes de consumos propios de todas las instalaciones de producción en aplicación del Real Decreto 1164/2001, con independencia de su tecnología, fecha de puesta en servicio y de su potencia.

- b) Establecer una metodología que contemple la **especificidad de las instalaciones de producción** (apartado 3.2)

La metodología propuesta mantiene la estructura de tarifas y los periodos de facturación de los peajes de consumo que se contemplan en los Reales Decretos 1544/2011 y 1164/2001, con las condiciones particulares contempladas en la metodología propuesta.

- c) Establecer el **encargado de lectura** y el **responsable de facturación** para el cálculo de los peajes por los consumos propios (apartado 3.3)

El responsable de la facturación del peaje por energía consumida en instalaciones de generación con conexiones simultáneas a las redes de transporte y distribución o de distintos distribuidores será único al calcularse sobre un único punto frontera virtual.

El distribuidor responsable de la facturación de los peajes de consumo será el encargado de lectura de los consumos propios del punto frontera virtual.



No obstante, para aquellas instalaciones de generación con potencia ≥ 450 kVA y con puesta en servicio anterior a la entrada en vigor del Real Decreto 1544/2011, el Operador del Sistema podrá actuar como encargado de lectura previo acuerdo del responsable de la instalación y del distribuidor responsable de la facturación de los peajes de consumo.

- d) Establecer una metodología que no requiera la sustitución de los **equipos de medida** instalados en la actualidad (apartado 3.4)

La metodología propuesta utilizará los saldos de las medidas horarias de los equipos de medida, por lo que no requiere disponer de equipos con medidas cuarto-horarias ni programar los periodos tarifarios en cumplimiento del Real Decreto 1164/2001 para instalaciones ya en servicio.

- e) Igualar los datos de **energía liquidada en el mercado** con los utilizados para los peajes por energía de consumos propios de las instalaciones de producción (apartado 3.5)

La metodología propuesta, al estar basada en los saldos de las medidas horarias de los puntos frontera, hace coincidir la energía liquidada con la energía facturada por peajes.

4.3. Metodología propuesta

4.3.1. Determinación del punto frontera virtual único

Para cada instalación de producción se asignará un **punto frontera virtual único**, con independencia del número de conexiones que la instalación tenga con la red, de su nivel de tensión y de si tiene conexión simultánea con la red de transporte y la red de distribución o con redes de más de un distribuidor.

Las condiciones del contrato de acceso de los consumos propios del **punto frontera virtual único** serán las siguientes:

- La potencia de contratación de los consumos propios de la instalación se suscribirá para el punto frontera virtual único y para cada periodo tarifario con independencia del número de puntos frontera de la instalación.
- La tarifa de acceso definida en el Real Decreto 1164/2001 que se asignará al punto frontera virtual único se efectuará según los siguientes criterios:
 - Se aplicará la tarifa de acceso correspondiente a un determinado rango de niveles de tensión para aquellas instalaciones de generación en las que todas sus conexiones con la red tengan tensiones dentro de ese rango.
 - Se aplicará una tarifa de acceso 'virtual' para aquellas instalaciones de generación en las que sus conexiones con la red no estén en tensiones dentro de un único rango. Los precios de los términos de potencia y de energía activa de la tarifa de acceso virtual se calcularán a partir de los precios vigentes de las tarifas de acceso de los distintos rangos de tensión de la instalación, ponderados en función de los consumos por niveles de tensión del año anterior.

4.3.2. Determinación del balance horario del punto frontera virtual único

El balance horario del punto frontera virtual en cada periodo horario h se calculará como:

$$B_{pfv,h} = \sum_{i=1}^n (AS_{i,h} - AE_{i,h})$$

, donde:

- $B_{pfv,h}$ Saldo de energía del punto frontera virtual para la hora h
- $AE_{i,h}$ Energía activa entrante en la hora h a través del punto frontera i de la instalación
- $AS_{i,h}$ Energía activa saliente en la hora h a través del punto frontera i de la instalación
- n Número total de puntos frontera de la instalación con la red de distribución y/o transporte

Los valores horarios de las energías $AE_{i,h}$ y $AS_{i,h}$ serán los mismos utilizados para la liquidación de energía en el mercado.



4.3.3. Peaje de vertido de energía

Desde la entrada en vigor de la Circular 3/2020, quedan exceptuados del pago de peajes los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución. Por tanto, no aplica calcular ni facturar peajes para los periodos h en que $B_{pfv,h}$ sea positivo.

4.3.4. Peaje de consumo de energía

Se propone aplicar el Real Decreto 1164/2011, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía en el punto frontera virtual, con las siguientes particularidades:

4.3.4.1. Responsable de facturación

Será el responsable de la facturación del peaje del consumo del punto frontera virtual:

- El distribuidor de la zona para aquellas instalaciones de producción que dispongan de puntos frontera con la red de un único distribuidor y/o la red de transporte.
- El distribuidor con el punto de conexión de mayor tensión de la instalación de producción para aquellas instalaciones que dispongan de puntos frontera con más de un distribuidor simultáneamente. En caso de igualdad en las tensiones de conexión, el responsable de facturación será aquel que haya suministrado mayor energía durante el año anterior.

4.3.4.2. Encargado de lectura:

El distribuidor responsable de la facturación de los peajes de consumo será el encargado de lectura del peaje del consumo del punto frontera virtual con las mismas particularidades indicadas en el apartado 4.3.4.1.

No obstante, para aquellas instalaciones de generación con potencia ≥ 450 kVA y con puesta en servicio anterior a la entrada en vigor del Real Decreto 1544/2011, el Operador del Sistema podrá actuar como encargado de lectura de los consumos previo acuerdo del responsable de la instalación y del distribuidor responsable de la facturación de los peajes de consumo con objeto de evitar un coste adicional en aquellos casos en que el distribuidor no comunique con los equipos de medida.

4.3.4.3. Determinación del término de energía activa

El peaje por energía consumida del punto frontera virtual para un periodo tarifario i se calculará para los periodos h del periodo tarifario i en que $B_{pfv,h}$ sea negativo como:

$$FE_{pfv,h,i} = T_{e,i} * B_{pfv,h,-}$$

, donde:

$T_{e,i}$ Precio del término de energía consumida según el Real Decreto 1164/2001 para el periodo tarifario i (€/kWh) para la tarifa de acceso indicada en el apartado 4.3.1 de este documento

$B_{pfv,h,-}$ Saldo negativo de energía del punto frontera virtual para la hora h de acuerdo al apartado 4.3.2 de este documento (en kWh).

4.3.4.4. Determinación del término de facturación de potencia

El término de facturación de potencia del punto frontera virtual para un periodo tarifario i se calculará como:

$$FP_{pfv,i} = T_{p,i} * P_{fi}$$

, donde:

$T_{p,i}$ Potencia horaria a facturar en el periodo tarifario i (kW)



P_{fi} Precio del término de potencia del periodo tarifario i según Real Decreto 1164/2001

La potencia $T_{p,i}$ del punto frontera virtual es la potencia contratada en el punto frontera virtual en cada periodo tarifario i y, en su caso, dependiendo de cada tarifa de acceso, la potencia neta demandada en el mismo durante el periodo de facturación considerado, de acuerdo a lo indicado en el apartado 1.1. b) del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, con las siguientes particularidades:

- El control de la potencia demandada se realizará con los valores horarios calculados en el punto frontera virtual.
- P_{dj} es la potencia demandada en cada cuarto de hora del periodo tarifario i del punto frontera virtual en que se haya sobrepasado P_{ci} que será igual a la medida horaria de energía del punto frontera virtual de la hora correspondiente al cuarto de hora.
- P_{ci} es la potencia contratada del punto frontera virtual en el periodo tarifario i

Para la obtención de P_{fi} del punto frontera virtual se aplicará la tarifa de acceso indicada en el apartado 4.3.1 de este documento.

No obstante, para aquellas instalaciones de generación con una única conexión con la red y que dispongan de un único equipo de medida en el punto frontera con registro de medidas cuarto-horarias y capacidad de registro de potencia máxima demandada, el distribuidor responsable de la facturación del peaje de consumo, obtendrá las potencias cuarto-horarias demandadas P_{dj} registradas en el equipo de medida.

4.3.4.5. Determinación del término de energía reactiva

Las instalaciones de generación que participen en el servicio de control de tensiones estarán exentas del pago del término de energía reactiva.

4.3.4.6. Periodos tarifarios

Los periodos tarifarios serán los correspondientes a la tarifa de acceso del punto frontera virtual que se detallan en la normativa de aplicación.

4.3.4.7. Pago por derechos de acometida y extensión

Los pagos por derechos de acometida y la determinación de los pagos por derechos de extensión en aplicación de los artículos 24 y 25 del Real Decreto 1048/2013 se efectuarán sobre el punto frontera virtual único de la instalación.

No obstante, las instalaciones ya en servicio a la entrada en vigor de esta metodología estarán exentas del pago de los mismos.



5. OBSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación se incluyen algunas observaciones a la propuesta de metodología desarrollada en este documento. Además, con objeto de obtener una evaluación cuantitativa de la propuesta, adjunto a este documento se incluye la hoja de cálculo "Informe consumos generación convencional 2019.xls" con la información que se detalla en los Anexos 1 y 2 de este documento.

5.1. Sobre el cálculo de peajes a partir del punto frontera virtual de generación

Esta metodología propone considerar en cada instalación un único punto frontera virtual en el que se calcule un balance energético horario. La definición de dicho punto frontera virtual aporta las siguientes ventajas:

- Resuelve los problemas identificados desde la aplicación del Real Decreto 1544/2011 en instalaciones de generación con grupos parados en los que existen tránsitos de energía entre redes a través de la instalación de producción.
- Solventa los problemas derivados de la existencia de varios puntos frontera en las instalaciones de producción al establecer un único responsable de facturación del peaje en instalaciones con conexiones simultáneas a la redes de transporte y distribución o de distintos distribuidores.
- Propone al Operador del Sistema como encargado de lectura en aquellas instalaciones de generación con potencia ≥ 450 kVA y con puesta en servicio anterior a la entrada en vigor del Real Decreto 1544/2011, previo acuerdo del responsable de la instalación y del distribuidor responsable de la facturación de los peajes de consumo, para evitar un coste adicional para acceso a los equipos de medida.
- Iguala los datos de energía liquidada en el mercado o los despachos económicos los utilizados para la determinación de los peajes por consumos propios de las instalaciones de producción.

Sin embargo, la utilización de un punto frontera virtual único hace necesario fijar un criterio para la determinación de cuál debe ser el nivel de tensión que se asigne a dicho punto frontera para la aplicación de la tarifa de acceso a sus consumos propios. En esta metodología se propone la determinación de una tarifa de acceso virtual a partir de las tarifas de acceso de los distintos rangos de tensión de la instalación, ponderadas en función de los consumos del año anterior por cada nivel de tensión, por ser éste el criterio que mejor refleja el uso de la red por niveles de tensión que efectúa la instalación. No obstante, se podrían considerar otros criterios más simples y que no exigirían revisiones anuales, como por ejemplo:

- Tarifa de acceso correspondiente al rango de tensiones de la máxima tensión de la instalación.
- Tarifa de acceso virtual calculada a partir de la media aritmética, en lugar de ponderada, de las tarifas de acceso de los distintos rangos de tensión de la instalación

La elección del criterio propuesto o cualquiera de los otros dos anteriormente indicados afectaría al importe de la facturación por consumos propios.

Finalmente, hay que indicar que la aplicación de esta metodología de un punto frontera virtual único por instalación implica modificar la normativa que le sea de aplicación.

5.2. Estimación de la energía sobre la que se aplicará el peaje de consumo

El término de energía activa de la facturación de peajes por consumo depende de la tarifa de acceso que le sea de aplicación, que su vez depende del nivel de tensión en que se efectúe dicho consumo. Aunque esta propuesta propone un criterio sobre la tarifa de acceso que debe asignarse al punto frontera virtual, éste podría ser diferente tal como se indica en el apartado 5.1.

En relación con los peajes de consumos propios, el balance energético horario en cada punto frontera virtual único supondrá una reducción en la facturación de consumos propios respecto al cálculo de peajes por energía consumida en cada punto de conexión sin saldar con la energía generada en la hora.



En el anexo 1 de este documento se incluye para cada mes del año 2019 la energía consumida por cada instalación por ambos métodos para las instalaciones de generación convencional con potencia mayor o igual a 450 kVA de las que el Operador del Sistema es el encargado de lectura en la Península –no incluye bombeo– (columna AK para el cálculo de la energía vertida según el método de punto frontera virtual único y columnas J + X para el cálculo por cada punto de conexión sin saldar con la energía generada). El total de energía de consumos propios de cada uno de los casos se indica en la siguiente tabla:

**Energía en MWh consumida a la red en instalaciones
de generación convencional \geq 450 kVA. Año 2019**

Por punto frontera virtual único	1.865.831 MWh
Por cada punto de conexión sin saldar con la energía consumida	782.812 MWh

Asimismo, en el Anexo 2 se incluye para cada mes la energía consumida por cada instalación agrupada por los distintos niveles de tensión contemplados en el Real Decreto 1164/2001, según sus conexiones con la red. De este análisis, se concluye que no existe un patrón común del nivel de tensión por el que se realizan los consumos.

No se han incluido en este análisis las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (extinto régimen especial) ya que en la mayoría de estos casos existe un solo punto de conexión con la red por lo que la energía del punto frontera virtual único y la del punto de conexión sin saldar serán coincidentes.

5.3. Otras consideraciones sobre la metodología propuesta

Es también de destacar que como consecuencia de esta metodología, al mantenerse los equipos de medida instalados en la actualidad en las instalaciones de generación sin necesidad de sustituirlos por otros acordes a los requisitos del Real Decreto 1164/2001, será preciso realizar los cálculos de control de potencia y de recargos en los sistemas informáticos en lugar de los equipos de medida, además de efectuar su cálculo con los datos horarios de energía en lugar de los cuarto-horarios.

En relación con el término por energía reactiva, se ha propuesto que las instalaciones de generación queden exentas de dicho complemento debido a que en general son las instalaciones que participan en el mantenimiento de las tensiones de acuerdo a lo establecido en el PO 7.4. Esta exoneración podría dar lugar a la reducción de los recargos que en la actualidad podrían estar aplicándose a algunas instalaciones de producción, y su cuantificación requeriría estudios adicionales.

Por último, la aplicación de los mismos periodos tarifarios a los consumos propios de las instalaciones de producción que al resto de consumidores del sistema podría modificar las estrategias de arranque de estas instalaciones de generación con objeto de optimizar la facturación de su peaje correspondiente, lo que podría requerir también de un análisis complementario.



ANEXO 1

Se incluye en la pestaña 'Anexo 1' de la hoja Excel "Informe consumos generación convencional 2019.xls" para cada instalación de generación convencional y para cada mes del año 2019:

- Código de la instalación
- Nombre de la instalación
- Nº de puntos frontera por nivel de tensión, según las tarifas de acceso 6.1a, 6.1b, 6.2, 6.3 y 6.4 del Real Decreto 1164/2001
- Nº de horas del mes en que la suma de la energía horaria saliente de los puntos frontera de la instalación y la suma de la energía horaria entrante es igual a cero.
- Nº de horas del mes y total de energía saliente de las horas en que la suma de la energía horaria saliente de los puntos frontera de la instalación es mayor de cero y la suma de la energía horaria entrante es igual a cero.
- Nº de horas del mes y total de energía entrante de las horas en que la suma de la energía horaria entrante de los puntos frontera de la instalación es mayor de cero y la suma de la energía horaria saliente es igual a cero.
- Desglose del total de la energía entrante en cada uno de los niveles de tensión según las tarifas de acceso 6.1a, 6.1b, 6.2, 6.3 y 6.4 del Real Decreto 1164/2001
- Nº de horas del mes, total de energía entrante y total de la energía saliente de las horas en que la suma de la energía horaria entrante de los puntos frontera de la instalación es mayor de cero y la suma de la energía horaria saliente es mayor de cero.
- Desglose del total de la energía entrante en cada uno de los niveles de tensión según las tarifas de acceso 6.1a, 6.1b, 6.2, 6.3 y 6.4 del Real Decreto 1164/2001
- Para el punto frontera virtual único, nº de horas y suma de los saldos horarios con signo positivo (horas en que la suma de la energía horaria saliente de los puntos frontera de la instalación es mayor o igual a la suma de la energía horaria entrante) y nº de horas y suma de los saldos horarios con signo negativo (horas en que la suma de la energía horaria saliente de los puntos frontera de la instalación es menor a la suma de la energía horaria entrante)



ANEXO 2

Se incluye en la pestaña 'Anexo 2' de la hoja Excel "*Informe consumos generación convencional 2019.xls*" para cada instalación de generación convencional, para cada mes del año 2019 y para el punto frontera virtual único:

- Código de la instalación
- Máxima energía consumida en el punto frontera virtual en el mes
- Nº de horas con saldo horario con signo negativo (horas en que la suma de la energía horaria saliente de los puntos frontera de la instalación es menor a la suma de la energía horaria entrante)
- Distribución porcentual de la energía horaria consumida respecto a la máxima energía consumida en el mes



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es