



Informe de supervisión del cálculo y liquidación de los saldos de mermas en redes de distribución 2019

Orden IET/2736/2015

Junio 2020

ÍNDICE

1. RESUMEN.....	1
2. ANTECEDENTES	7
3. NORMATIVA DE APLICACIÓN	9
3.1 Normas de Gestión Técnica (NGTS-06 «Repartos»).....	9
3.2 Protocolo de Detalle PD-02	10
3.3 Disposición final tercera de la Orden IET/2736/2015	13
3.4 Propuesta de Protocolo de Detalle para el cálculo, supervisión y asignación de mermas en PCTDs/PCDDs	16
4. INFORMACIÓN DE REFERENCIA	18
4.1 Precio Anual del gas de operación y gas talón	18
4.2 Información proporcionada por los distribuidores.....	18
4.2.1 Comprobación de las mermas reconocidas retenidas a cada usuario 19	
4.2.2 Supervisión de las cantidades repartidas por los distribuidores	19
5. SALDO DE MERMAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL EJERCICIO 2019	20
5.1 Mermas reales en la red de distribución 2019.....	20
5.2 Mermas reconocidas en la red de distribución 2019.....	21
5.3 Saldo de mermas en la red de distribución 2019.....	21
6. COMPENSACIONES ECONÓMICAS DE USUARIOS Y DISTRIBUIDORES	23
7. ANEXO 1: TABLAS DE REFERENCIA.....	25
8. ANEXO 2: DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA.....	31

1. RESUMEN

El artículo 14 de la Orden IET/2446/2013 del 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, introduce cambios en relación al procedimiento de los saldos de mermas y su asignación a los usuarios en redes de distribución. Según establece el punto 2 del mencionado artículo, los distribuidores remitirán al Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) antes del 1 de abril de cada año, un informe anual con las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios. Estos datos constituirán la base de información a partir de la cual el GTS realizará el estudio de mermas de sus instalaciones, elaborando antes del 1 de mayo un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) y a la Comisión de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC).

Posteriormente, la Disposición final tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, modifica el precitado artículo 14, retrasando dos meses el proceso de mermas en distribución:

- Antes del 1 de junio, el envío del citado informe anual de los distribuidores al GTS.
- Antes del 1 de julio, el envío del informe del GTS a la DGPEyM y a la CNMC, con la supervisión del cálculo y liquidación de los saldos de mermas en redes de distribución.

Teniendo en cuenta la información enviada al SL-ATR por los distribuidores para el ejercicio 2019, este informe recoge el análisis de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, calculando las compensaciones económicas de usuarios y distribuidores. Cabe destacar que este informe recopila la mejor información disponible a la fecha de redacción del mismo, donde para enero y febrero 2019 se considera la información final definitiva y para el resto de los meses la información final provisional.

De acuerdo al punto 12 de la Orden IET/2736/2015, los resultados recogidos en este informe están sujetos a cambios en el caso que los distribuidores comuniquen, antes del día 1 de abril de 2021, revisiones de la precitada información.

De este modo, **el saldo de mermas** en el conjunto de las **redes de distribución para el ejercicio 2019** asciende a **-316 GWh**, por consiguiente las mermas reales del año 2019 fueron inferiores a las retenidas, representando un 0,27% del gas entregado desde la red de transporte a las redes de distribución.

El saldo anual de mermas comparativo de cada grupo distribuidor y de los últimos años se muestra en la siguiente tabla. El saldo de mermas en 2019 resulta negativo, a diferencia de los saldos registrados en los últimos cuatro años.

Tabla 1: Saldo de mermas de las redes de distribución para el período de ejercicios 2013-2019

Unidad: kWh Grupo Distribuidor	Saldo de mermas						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	-115.035.337	-110.317.067	-112.984.442	-16.883.221	-145.344.592	-72.535.264	-73.056.801
Madrileña Red de Gas, S.A.	80.945.691	67.464.683	493.599	232.371.335	100.568.873	84.032.548	24.789.117
Nedgia Catalunya, S.A	538.734.605	23.762.432	468.550.192	1.393.908.816	364.741.050	472.501.013	-107.513.155
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-371.499	-7.963.981	-7.765.068	-9.016.678	-10.732.075	-9.942.030	-7.173.730
Redexis Gas Distribución, S.A.	-21.192.191	-232.648.143	-181.635.768	-164.617.532	-126.655.776	-118.228.292	-153.237.271
Gas Directo, S.A.	2.245.606	-9.384.569					
TOTAL Saldo de mermas	485.326.875	-269.086.646	166.658.512	1.435.762.719	182.577.480	355.827.975	-316.191.840

*A partir de 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

La valoración económica¹ de los saldos de mermas en redes de distribución por operador correspondiente al año 2019, aplicando la metodología referenciada en el precitado artículo 14 de la Orden IET/2736/2015, se muestra en las Tabla 2 y Tabla 3. Para los operadores con saldo anual de mermas positivo o negativo, se cuantifica el abono/cobro del distribuidor a los usuarios, en función del signo de la cantidad que resulta.

Tabla 2: Valoración de los saldos de mermas positivos por distribuidor en 2019 (€)

Valoración saldo de mermas 2019	
Unidad: €	
Grupo Distribuidor con <i>saldo anual mermas positivo</i>	
Madrileña Red de Gas, S.A	384.727
TOTAL	384.727

¹ El criterio de signos utilizado es el siguiente: signo positivo indica que procede un abono del distribuidor al usuario y signo negativo que procede un abono del usuario al distribuidor.

Tabla 3: Valoración de los saldos de mermas negativos por distribuidor en 2019 (€)

Valoración saldo de mermas 2019	
Unidad: €	
Grupo Distribuidor con <i>saldo anual mermas negativo</i>	
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	-566.921
Nedgia Catalunya, S.A	-834.302
Redexis Gas Distribución, S.A	-1.189.121
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A	-55.668
TOTAL	-2.646.012

Por otra parte, desde el punto de vista de los usuarios, los resultados con el abono/cobro del usuario al operador/es, se muestra en las tablas 4 y 5.

Durante el ejercicio 2019, los distribuidores aplicaron mensualmente el reparto de los saldos de mermas indicado en el punto 6.2.2.4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que establece que dichos saldos sean asignados temporalmente a aquellos usuarios que tengan clientes tipo 2 en función de la asignación del consumo mensual de dichos clientes, a excepción de aquellas redes de distribución en donde no hubiera clientes tipo 2, en cuyo caso los saldos serían asignados en función de los consumos de los clientes tipo 1. Dicho criterio se mantiene en la Resolución de 23 de septiembre de 2016, de la DGPEyM, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «Repartos» y NGTS-07 «Balance», hasta la aprobación de un protocolo de detalle sobre el cálculo, supervisión y asignación de mermas en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).

Por otro lado, el punto número 8 del artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, establece una liquidación adicional para aquellos distribuidores cuyo saldo total acumulado en el conjunto de sus redes sea negativo, es decir, aquellos cuyas mermas reales registradas sean inferiores a las retenidas por aplicación de los coeficientes en vigor. En estos casos, el distribuidor repartirá la mitad de dicho saldo resultante, valorado al precio de referencia, entre sus usuarios de forma proporcional al consumo de sus clientes en el conjunto de las redes del distribuidor. La revisión del artículo 14 recogida en la Disposición final tercera de la Orden IET/2736/2015, mantiene dicha liquidación adicional.

Surge pues una cierta disparidad entre los criterios expuestos, por un lado, los usuarios soportan temporalmente los saldos en función de los consumos de sus clientes tipo 2, mientras que por otro lado, son incentivados proporcionalmente a todo su consumo suministrado en aquellos casos en que el distribuidor tenga un saldo de mermas negativo, tal y como establece el precitado artículo 14.

Los distribuidores con saldo anual de mermas negativo en el ejercicio 2019 y, a quienes sería aplicable la citada liquidación adicional, son todos a excepción de *Madrileña Red de Gas*.

El valor medio del precio de gas talón y gas de operación empleado para la valoración de los saldos anuales de mermas del ejercicio 2019 asciende a 15,52 €/MWh, y ha sido calculado según lo establecido en el punto 6 del artículo 14 de la Orden IET/2736/2015.

2. ANTECEDENTES

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas reconoce en las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la potestad de retener un porcentaje preestablecido del gas circulado en concepto de mermas de la instalación.

A continuación, se detalla la evolución del marco normativo para la determinación de los saldos de mermas y su asignación a los usuarios en redes de distribución.

- I. Por Resolución de 4 de julio de 2008, la DGPEyM modifica la Norma NGTS-06 "Repartos", introduciendo un nuevo apartado definiendo la cuenta de diferencias de medición en los PCTD. Esta Resolución establece las líneas generales para el cálculo anual de las diferencias de medición en redes de distribución, y las obligaciones y responsabilidades de usuarios, distribuidores y del GTS a este respecto. Asimismo, encomienda a la Comisión Nacional de la Energía la obligación de publicar "las liquidaciones que se deberán realizar entre los usuarios y los distribuidores para compensar el saldo anual de la cuenta de diferencias de medición".
- II. La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, recoge, en su artículo 14, cambios en relación al procedimiento de determinación de los saldos de mermas y su asignación a los usuarios en redes de distribución. Así, el periodo de cálculo de las mermas en redes de distribución pasa a ser el año natural frente al modelo anterior, en el que se calculaban del 1 de junio de un año, a 31 de mayo del siguiente. Esta Orden también designa al GTS como sujeto competente para la realización del análisis de saldos de mermas en redes de distribución.
- III. La Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo periodo de 2014, recoge en su Disposición transitoria cuarta, que el Procedimiento aplicable a las mermas en redes de distribución producidas hasta el 31 de diciembre de 2013 se calculará según lo dispuesto en el apartado 6.2.2.4 "Diferencias de medición en puntos de conexión transporte-distribución" incluido en la NGTS-06 "Repartos". La metodología descrita en la OM IET/2446/2013 será de aplicación, por lo tanto, para las diferencias de medición en puntos de

conexión transporte-distribución producidas a partir del 1 de enero de 2014.

- IV. Finalmente, la Disposición final tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, modifica el artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, para recoger las actualizaciones de la información con carácter final definitivo, dando lugar a una liquidación final definitiva "a-2", y el retraso del calendario del proceso de supervisión y liquidación de los saldos de mermas de dos meses.

3. NORMATIVA DE APLICACIÓN

3.1 Normas de Gestión Técnica (NGTS-06 «Repartos»)

El punto 6.2.2.4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, aprobadas mediante Orden Ministerial ITC/3126/2005, de 5 de octubre, y modificadas por Resolución de 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEyM), define la cuenta de diferencias de medición correspondientes a los puntos de conexión transporte-distribución (en adelante, PCTD) y establece la obligación de que los usuarios con clientes de lectura de consumo mensual, no realizada el último día del mes, o bimestral, asuman temporalmente dichas diferencias, proporcionalmente a la asignación del consumo mensual de estos clientes.

"6.2.2.4 Diferencias de medición en PCTD

Se define cuenta de "Diferencias de Medición" como:

$$DM = E - F_{\text{tipo1}} - F_{\text{tipo2}} - M_{\text{tipo1}} - M_{\text{tipo2}} - D$$

Siendo:

E: emisión de entrada a la red de distribución (medidas en los PCTD).

*F*tipo 1: mediciones y estimaciones de consumo realizadas por el distribuidor de clientes tipo 1.

*F*tipo 2: mediciones y estimaciones de consumo realizadas por el distribuidor de clientes tipo 2.

*M*tipo 1: mermas de distribución en vigor correspondientes a clientes tipo 1.

*M*tipo 2: mermas de distribución en vigor correspondientes a clientes tipo 2.

D: medidas en los puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).

Dichas diferencias de medición, a partir del 1 de julio de 2008, serán asumidas temporalmente por cada uno de los comercializadores que tengan clientes tipo 2 en función de la asignación del consumo mensual de dichos clientes en los repartos diarios "n+2"². En el caso de que no existan clientes tipo 2 en la red, dichas diferencias se imputarán de forma análoga, según los clientes tipo 1".

Dicho criterio se mantiene en la Resolución de 23 de septiembre de 2016, de la DGPEyM, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «Repartos» y NGTS-07 «Balance», hasta la aprobación de un protocolo de detalle sobre el cálculo, supervisión y asignación de mermas en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).

3.2 Protocolo de Detalle PD-02

En la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la DGPEyM, se modifica el protocolo de detalle PD-02 «Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD) y en puntos de Conexión Distribución-Distribución (PCDD)», aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la DGPEyM, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

En el apartado 2.3 del citado protocolo de detalle, se establece el detalle del **reparto de los saldos de mermas finales provisionales:**

"2.3 Reparto de los saldos de mermas finales provisionales.

La diferencia entre la emisión del PCTD/PCDD y los consumos asignados conforme al apartado anterior (incrementados en sus mermas reconocidas correspondientes) más las entregas de gas a operadores conectados aguas abajo se corresponde con el saldo de mermas de distribución. En este caso, final provisional.

Saldo de Mermas = Emisión - Σ Consumo TMc - Σ ConsumoNoTMc - Emisión Aguas Abajo

Siendo:

² A partir de la entrada en vigor de la resolución de 7 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, toda referencia al balance o reparto n+2 realizada en las normas de gestión técnica del sistema o en sus protocolos de detalle se entenderá referida al balance o reparto n+1.

- *Emisión: Emisión en el PCTD/PCDD en kWh.*
- *ConsumoTMc: consumo de los puntos de suministro con dato de teledisponibilidad del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.*
- *ConsumoNoTMc: consumo en los puntos de suministro no teledisponibles o con teledisponibilidad no disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.*
- *Emisión Aguas Abajo: Emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDD en kWh.*

a. Cálculo del reparto diario final provisional.

Se asignará a cada usuario presente en el PCTD/PCDD como reparto diario final provisional el consumo diario, incluyendo las mermas correspondientes, y el saldo de mermas que le corresponda, calculados según los apartados anteriores.

b. Envío de la información del reparto diario final provisional.

En los plazos establecidos, el distribuidor enviará al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema, a través del SL-ATR, el reparto diario final provisional con desglose diario por PCTD/PCDD y comercializador. Asimismo, enviará el saldo de mermas en cada PCTD/PCDD por comercializador.

Dicho reparto por comercializador, tendrá además el siguiente detalle por PCTD/PCDD:

- *Código distribuidora: según codificación SL-ATR.*
- *Código comercializadora: según codificación SL-ATR.*
- *Fecha de gas.*
- *Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.*
- *Revisado: S/N.*
- *Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.*
- *Valor agregado de consumos teledisponibles (total y asignado al usuario correspondiente).*

- *Valor agregado de consumos Tipo 1 no teledido con grupo de peaje 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de consumos Tipo 1 no teledido con grupo de peaje distinto de 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de consumos Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos teledidos (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 1 no teledido con grupo de peaje 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 1 no teledido con grupo de peaje distinto de 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado del saldo de mermas (total y asignado al usuario correspondiente).*
- *Valor agregado del Reparto diario final provisional incluyendo saldo de mermas (total y asignado al usuario correspondiente).*

Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto diario final provisional sean trazables por el usuario estará disponible en el SL-ATR.

Adicionalmente, los distribuidores pondrán a disposición de los usuarios la información utilizada para la elaboración de sus repartos, concretamente:

Para los clientes Tipo 1:

- *Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.*
- *Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.*
- *Código PCTD: según codificación SL-ATR.*

- *Mes de Reparto.*
- *CUPS.*
- *Consumo diario en kWh.*
- *Tipo de Consumo: Real, Estimado, Estimado Comercializador; No Telemedido.*
- *Fecha y hora de publicación.*

Para los clientes Tipo 2:

- *Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.*
- *Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.*
- *Código PCTD: según codificación SL-ATR.*
- *Mes de Reparto.*
- *Grupo de Peaje: según codificación SL-ATR.*
- *Número de consumidores.*
- *Consumo diario en kWh.*
- *Fecha y hora de publicación*

En caso de disconformidad por parte de un usuario respecto al reparto agrupado de sus clientes de Tipo 2, el distribuidor estará obligado a remitir la información utilizada para realizar el cálculo.”

3.3 Disposición final tercera de la Orden IET/2736/2015

El artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 14. Mermas en las redes de distribución.

1. Antes de la finalización del mes "m+3", los distribuidores calcularán para cada mes "m" y por PCTD/PCDD, las mermas reconocidas en la red, las mermas reales, y el saldo de mermas resultante, calculado como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los distribuidores comunicarán a los usuarios el saldo mensual de mermas del mes "m" que les corresponde en cada PCTD/PCDD, junto con la información necesaria

que permita reproducir su cálculo. Para todo ello se aplicarán los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que correspondan.

2. Antes del 1 de junio de cada año los distribuidores calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados para el conjunto de sus redes y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual de las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda.

3. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

4. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de julio de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

5. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al distribuidor dicho error lo antes posible, antes del 25 de junio de cada año, con el fin de que éste pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

Antes del 1 de agosto de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas del año anterior, valorará económicamente dichos saldos y comunicará a los usuarios y distribuidores operadores el saldo y la compensación económica que les corresponde. Estas compensaciones económicas se calcularán de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la CNMC, en los términos establecidos en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

6. Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el valor del precio medio del gas talón y gas de operación que se empleará para valorar los saldos de mermas.

7. El distribuidor con saldo de mermas anual positivo en el conjunto de sus redes abonará a sus usuarios con saldo de mermas anual positivo, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, la cantidad que resulte de valorar dicho saldo al precio de referencia. A su vez, los usuarios con saldo anual de mermas negativo abonarán al distribuidor, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, el saldo del usuario valorado a este mismo precio.

8. Para el distribuidor con un saldo de mermas anual negativo en el conjunto de sus redes, se valorará la mitad de dicho saldo al precio de referencia, y se repartirá la cantidad calculada entre sus usuarios de forma proporcional al consumo de los clientes de cada uno en el conjunto de las redes del distribuidor. Posteriormente, se valorará el saldo de mermas de cada usuario al precio de referencia. Cuando el resultado de la valoración sea negativo, el usuario abonará dicha cantidad al distribuidor en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor. Cuando sea positiva, será el distribuidor quien, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abone dicha cantidad al usuario.

9. Los ingresos o costes de los distribuidores que resulten de la compensación del saldo de mermas en sus redes no serán considerados ingresos o costes liquidables a efectos retributivos.

10. En caso de retrasos en el abono de las cantidades correspondientes, se devengarán intereses de demora equivalentes al Euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago incrementado en dos puntos.

11. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en base al informe del Gestor Técnico del Sistema, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en la red de distribución, si así lo considera necesario.

12. Antes del 1 de abril del segundo año posterior al de cálculo, los distribuidores podrán enviar al Gestor Técnico del Sistema revisiones de la información remitida sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda.

Teniendo en cuenta la nueva información comunicada por los distribuidores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la revisión de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y calculará la revisión de las compensaciones económicas de usuarios y distribuidores, elaborando un informe complementario al definido en el punto 4 que remitirá a los usuarios, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de junio de dicho año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente y los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días para realizar alegaciones. El Gestor Técnico del Sistema comunicará a distribuidores y usuarios la revisión de sus saldos, debiéndose realizar los abonos correspondientes entre las partes en el plazo de un mes desde dicha comunicación.»

3.4 Propuesta de Protocolo de Detalle para el cálculo, supervisión y asignación de mermas en PCTDs/PCDDs

En la 103ª reunión del Grupo de Modificación de las NGTS, celebrada el mes de abril del año 2015, se presentó para su análisis y aprobación la propuesta de Protocolo de Detalle "PD-XX: Cálculo, supervisión y liquidación de mermas en PCTDs y PCDDs". La propuesta de protocolo contenía tres alternativas de redacción de los apartados 4b) y 7b), que fueron sometidas a votación.

Posteriormente, en la 111ª reunión del Grupo celebrada el 12 de enero de 2016, se manifestó la necesidad de adaptar la precitada propuesta a la terminología y plazos descritos en la nueva normativa publicada (Reglamento (UE) 312/2014 y a la Circular 2/2015 de la CNMC).

A continuación, en la 115ª reunión del Grupo, celebrada el 10 de mayo de 2016, se presentó para su análisis y aprobación.

El día 2 de febrero de 2017, la CNMC envió para su trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos la propuesta de "Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los protocolos de detalle PD-19, PD-20 y PD-21, y se modifican la norma de gestión técnica del sistema NGTS-12 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02". Concretamente, en el ANEXO III de la citada Propuesta de Resolución se recoge el Protocolo de Detalle PD-21, para el Cálculo, Supervisión y Asignación de mermas en PCTDs/PCDDs.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el momento de elaboración del presente informe, la propuesta de Protocolo de Detalle se encuentra todavía pendiente de aprobación por el regulador. Por ello, para el cálculo del saldo de mermas y el reparto entre usuarios, así como para la valoración y liquidación de los saldos anuales de mermas, se ha seguido el criterio establecido en el artículo 14 de la Orden IET 2446/2013, que se mantiene en la revisión del citado artículo en la Disposición final tercera de Orden IET/2736/2015, donde no se discrimina por tipo de cliente del usuario en el reparto de la cantidad procedente de la liquidación adicional. Además, este criterio es coincidente al contenido en el borrador de Protocolo de Detalle PD-21.

4. INFORMACIÓN DE REFERENCIA

La información necesaria para establecer la revisión del saldo económico correspondiente al saldo de mermas en las redes de distribución en el ejercicio 2019 son:

- Los saldos anuales de mermas en redes de distribución remitidos por los distribuidores antes del 1 de junio de 2020.
- El precio anual del gas de operación y gas talón en dicho periodo contemplado en el punto 6 del artículo 14 de la IET/2736/2015.

4.1 Precio Anual del gas de operación y gas talón

Según el apartado 6 del artículo 14 de la Orden IET/2736/2015, el GTS publicará en su página web el valor del precio medio de gas talón y gas de operación que se empleará para valorar los saldos de mermas.

En la Tabla 11 del Anexo 1 se recoge la publicación del precio medio de gas Talón y gas de Operación que se empleará por parte del GTS para la valoración económica de los saldos de mermas en redes de distribución correspondientes al periodo 1 de enero a 31 de diciembre de 2019 y que asciende a 15,52 €/MWh.

4.2 Información proporcionada por los distribuidores

Según lo establecido en el apartado 2 del artículo 14 de la Orden IET/2736/2015, "Antes del 1 de junio de cada año los distribuidores calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados para el conjunto de sus redes y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual de las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda."

De acuerdo a lo anterior, todas las compañías distribuidoras³ han ido enviando mensualmente, vía SL-ATR, la información sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios. De esta forma, la información utilizada por el GTS

³ El histórico de comunicaciones e intercambio de información entre el GTS y los distribuidores se encuentra recogido en el Anexo 2.

para supervisar y valorar los saldos de mermas del ejercicio 2019 es la disponible en el SL-ATR⁴.

4.2.1 Comprobación de las mermas reconocidas retenidas a cada usuario

A partir de las mediciones de los consumos informadas por el distribuidor y diferenciadas por rango de presión de suministro, el GTS ha verificado la correcta determinación de las mermas reconocidas a cada usuario por punto de reparto. Para ello, ha tenido en cuenta los coeficientes en vigor establecidos en el artículo 17 de la Orden IET/2812/2012.

4.2.2 Supervisión de las cantidades repartidas por los distribuidores

El GTS ha comprobado que, para cada distribuidor, la suma de las mediciones y estimaciones de consumos realizadas por el distribuidor (F), las mermas reconocidas retenidas mediante la aplicación de los coeficientes en vigor (MR) y el saldo de mermas soportado por cada usuario (SM) coincide con la suma de los repartos asignados en el SL-ATR a los usuarios:

$$\text{Reparto (SL-ATR)} = F + MR + SM$$

De este modo, el agregado de las mediciones y estimaciones de los consumos, las mermas reconocidas retenidas mediante la aplicación de los coeficientes en vigor (diferenciando por presión de suministro) y el saldo de mermas asumido temporalmente por cada uno de los usuarios, coincide con el reparto final definitivo (m+15) para el mes de enero y febrero, y el reparto final provisional (m+3) para el resto de meses enviado por los distribuidores al SL-ATR.

⁴ Ruta de acceso: SL-ATR → Balances → Consultas Diarias Finales Definitivas → Supervisión de Mermas Final Definitivo → Red de Distribución

5. SALDO DE MERMAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL EJERCICIO 2019

5.1 Mermas reales en la red de distribución 2019

En el año 2019, las mermas reales registradas en el conjunto de las redes de distribución poseen un valor de **738 GWh**, lo que representa un descenso del 49% con respecto al año 2018.

Tabla 6: Mermas reales en la red de distribución

Grupo Distribuidor	Mermas reales						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	54.624.750	29.113.808	32.645.130	128.420.697	7.384.529	86.836.243	83.886.685
Madrileña Red de Gas, S.A.	177.746.023	150.808.485	86.306.996	326.832.736	192.097.045	189.827.457	120.577.389
Nedgia Catalunya, S.A	1.245.421.707	645.132.857	1.109.540.118	2.048.228.878	1.047.207.742	1.198.673.128	603.039.782
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	7.216.977	1.150.099	1.662.101	1.103.962	-350.761	1.517.381	4.084.960
Redexis Gas Distribución, S.A.	33.494.600	-175.412.909	-117.879.714	-95.094.775	-52.563.772	-38.448.201	-73.349.523
Gas Directo, S.A.	4.107.546	-7.400.723					
TOTAL Mermas Reales	1.522.611.603	643.391.617	1.112.274.631	2.409.491.499	1.193.774.783	1.438.406.008	738.239.293

*A partir de 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

A continuación, y de cara al análisis de la CNMC indicado en el apartado 11 del artículo 14 de la Orden IET/2736/2015, se muestra el porcentaje de las mermas reales sobre el consumo por grupo distribuidor.

Tabla 7: Mermas reales vs. Consumos

Grupo Distribuidor	% Mermas reales vs. consumos 2013-2019						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	0,10%	0,11%	0,12%	0,48%	0,03%	0,28%	0,27%
Madrileña Red de Gas, S.A	1,70%	1,72%	0,96%	3,32%	2,00%	1,71%	1,19%
Nedgia Catalunya, S.A	0,70%	0,40%	0,66%	1,17%	0,56%	0,63%	0,31%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	0,60%	0,07%	0,09%	0,06%	-0,02%	0,07%	0,19%
Redexis Gas Distribución, S.A	0,30%	0,00%	-0,42%	-0,37%	-0,17%	-0,12%	-0,21%
Gas Directo, S.A.	1,10%	-2,01%					
TOTAL	0,60%	0,00%	0,48%	1,01%	0,46%	0,54%	0,27%

*A partir de 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

En 2019, se reduce el porcentaje de mermas reales sobre el consumo con respecto al ejercicio 2018.

5.2 Mermas reconocidas en la red de distribución 2019

En el año 2019, las mermas reconocidas por los distribuidores en el conjunto de las redes de distribución ascienden a **1.054 GWh**, valor obtenido aplicando los coeficientes en vigor en el periodo a liquidar, establecidos en el artículo 17 de la Orden IET/2812/2012, y recogidos en el apartado anterior.

Tabla 8: Mermas reconocidas en la red de distribución

Unidad: kWh	Mermas reconocidas						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Grupo Distribuidor							
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	169.660.087	139.430.875	145.629.572	145.303.918	152.729.121	159.371.507	156.943.486
Madrileña Red de Gas, S.A.	96.800.332	83.343.803	85.813.397	94.461.401	91.528.172	105.794.909	95.788.272
Nedgia Catalunya, S.A	706.687.102	621.370.425	640.989.926	654.320.062	682.466.692	726.172.115	710.552.937
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	7.588.476	9.114.080	9.427.169	10.120.640	10.381.314	11.459.411	11.258.690
Redexis Gas Distribución, S.A.	54.686.791	57.235.234	63.756.054	69.522.758	74.092.004	79.780.091	79.887.748
Gas Directo, S.A.	1.861.940	1.983.846					
TOTAL Mermas Reconocidas	1.037.284.728	912.478.263	945.616.119	973.728.779	1.011.197.303	1.082.578.033	1.054.431.133

*A partir de 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

5.3 Saldo de mermas en la red de distribución 2019

A partir de la información facilitada por los distribuidores, **el saldo de mermas** en el conjunto de las **redes de distribución para el ejercicio 2019** asciende a **-316 GWh**, siendo las mermas reales inferiores a las mermas retenidas.

El saldo anual de mermas comparativo de cada grupo distribuidor se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 9: Saldo de mermas comparativo

Unidad: kWh	Saldo de mermas						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Grupo Distribuidor							
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	-115.035.337	-110.317.067	-112.984.442	-16.883.221	-145.344.592	-72.535.264	-73.056.801
Madrileña Red de Gas, S.A.	80.945.691	67.464.683	493.599	232.371.335	100.568.873	84.032.548	24.789.117
Nedgia Catalunya, S.A	538.734.605	23.762.432	468.550.192	1.393.908.816	364.741.050	472.501.013	-107.513.155
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-371.499	-7.963.981	-7.765.068	-9.016.678	-10.732.075	-9.942.030	-7.173.730
Redexis Gas Distribución, S.A.	-21.192.191	-232.648.143	-181.635.768	-164.617.532	-126.655.776	-118.228.292	-153.237.271
Gas Directo, S.A.	2.245.606	-9.384.569					
TOTAL Saldo de mermas	485.326.875	-269.086.646	166.658.512	1.435.762.719	182.577.480	355.827.975	-316.191.840

*A partir de 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

A continuación, se muestra el porcentaje del saldo de mermas sobre el consumo por grupo distribuidor.

Tabla 10: Saldo de mermas vs. Consumos

% Saldo de mermas vs. consumos 2013-2019							
Grupo Distribuidor	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nortegas Energía Distribución, S.A.U	-0,20%	-0,42%	-0,42%	-0,06%	-0,50%	-0,23%	-0,23%
Madriñena Red de Gas, S.A	0,80%	0,77%	0,01%	2,36%	1,05%	0,76%	0,25%
Nedgia Catalunya, S.A	0,30%	0,01%	0,28%	0,80%	0,20%	0,25%	-0,06%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	0,00%	-0,47%	-0,44%	-0,48%	-0,54%	-0,47%	-0,33%
Redexis Gas Distribución, S.A	-0,20%	-0,81%	-0,64%	-0,64%	-0,40%	-0,36%	-0,44%
Gas Directo, S.A.	0,60%	-2,55%					
TOTAL	0,20%	-0,12%	0,07%	0,60%	0,07%	0,13%	-0,12%

*En 2015, la información de Gas Directo está incorporada en Gas Natural Distribución SDG.

El saldo total de mermas en redes de distribución representa un -0,12% del gas entregado de la red de transporte a la red de distribución.

El desglose de la información remitida por los distribuidores para el año 2019, correspondiente a los saldos de mermas por usuario se recoge en la Tabla 12 del Anexo 1.

6. COMPENSACIONES ECONÓMICAS DE USUARIOS Y DISTRIBUIDORES

De acuerdo al apartado 2 de artículo 14 de la orden IET/2736/2015, el GTS supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y calculará las compensaciones económicas de usuarios y distribuidores.

Para el cálculo de las compensaciones económicas del ejercicio 2019, se realiza la valoración económica de los saldos de mermas, siguiendo los siguientes pasos que se detallan en el borrador de Protocolo de Detalle (PD-21) para el cálculo, supervisión y asignación de mermas en PCTDs/PCDDs.

- **Paso 1: Liquidación Inicial**

El distribuidor abonará a los usuarios con saldo anual de mermas positivo el resultado de valorar dicho saldo anual del usuario al precio de referencia recogido en el apartado 4.1.

El distribuidor recibirá de los usuarios con saldo de mermas anual negativo la cantidad correspondiente de valorar el saldo de dicho usuario al precio citado de referencia.

En la Tabla 13 del Anexo 1 de este informe se recoge el saldo de mermas de los usuarios de la red de distribución para el año 2019. Adicionalmente, la Tabla 14 del Anexo 1 recoge la misma información mostrando el detalle por distribuidor.

La Tabla 15 del Anexo 1 incorpora la valoración económica expresada en unidades monetarias (€), resultante de multiplicar los saldos de mermas recogidos en la Tabla 14 por el precio de referencia.

- **Paso 2: Liquidación Adicional**

De acuerdo al apartado 8 del artículo 14 de la IET/2736/2015, cuando el saldo anual de mermas en el conjunto de las redes de un distribuidor sea negativo, se valorará la mitad del valor absoluto dicho saldo al precio de referencia, y se repartirá la cantidad calculada entre sus usuarios de forma proporcional al total de los consumos de los clientes de cada uno, en el conjunto de las redes del distribuidor.

En el ejercicio 2019, los distribuidores con saldo anual de mermas negativo en el conjunto de sus redes, y que por lo tanto, se ven sujetos a la mencionada liquidación adicional son los siguientes:

- Nortegas Energía Distribución, S.A.U
- Nedgia Catalunya, S.A
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)
- Redexis Gas

La Tabla 16 incluida en el Anexo 1 recoge la valoración económica resultante.

- **Paso 3: Matriz global de Ingresos y Pagos**

La Tabla 17 incluida en el Anexo 1 recoge la valoración económica resultante en el Paso 1 y 2.

Una cantidad negativa en el resultado de la valoración, refleja el abono que el usuario deberá realizar al distribuidor en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor. Cuando la cantidad sea positiva, será el distribuidor quien, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abone dicha cantidad al usuario.

7. ANEXO 1: TABLAS DE REFERENCIA

Tabla 11: Precio medio del Gas talón y Gas Operación



Precio del gas de operación para el cálculo económico del saldo de mermas 2019

La Disposición transitoria primera. "Precio del gas de operación para el cálculo económico del saldo de mermas." de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016, establece:

"1. A efectos del cálculo de los mecanismos de incentivo a la reducción de las mermas en redes de distribución, redes de transporte y plantas de regasificación, durante el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2015 y hasta que se proceda a adquirir dicho gas en el mercado organizado, como precio del gas de operación se aplicará el que resulte de la aplicación de la fórmula incluida en el apartado segundo del anexo II de la Resolución de 8 de mayo de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas de la subasta para la adquisición del gas de operación y del gas talón para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

2. A partir de la fecha en la que el Gestor Técnico del Sistema proceda a realizar las adquisiciones de gas de operación en el Mercado Organizado de gas natural, como precio medio de gas de operación y, a los efectos mencionados en el apartado 1, se tomará la media ponderada de las adquisiciones de gas de operación realizadas en dicho mercado organizado."

Precio del gas de operación para el cálculo económico del saldo de mermas

15,52 €/MWh

Periodo	Cantidad Comprada (MWh)	Coste (€)	Precio Medio Ponderado (€/MWh)
1-ene-19 a 31-dic-19	1.109.946	17.227.261,50	15,52

La información de detalle puede ser consultada siguiendo el enlace adjunto:
http://www.mibqas.es/apps/reports/index.php?lang=es&report_id=116

Mercados del GTS
 Dirección de Mercados

Fecha Publicación:
 13/01/2020

Tabla 12: Detalle comparativo de la información enviada por los distribuidores al SL-ATR (kWh)

Unidad: kWh	Información enviada por los distribuidores - 2019 (a-1)				
	Distribuidor	Consumos total	Mermas Reconocidas	Saldo de mermas	TOTAL Entradas netas a la red
	Madridleña	10.110.978.335	95.788.272	24.789.117	10.231.555.724
	Dicogexsa	2.164.056.000	11.258.690	-7.173.730	2.168.140.960
	Nedgja	195.283.145.794	710.552.937	-107.513.155	195.886.185.576
	Nortegas	31.503.702.525	156.943.486	-73.056.801	31.587.589.210
	Redexis	34.789.184.985	79.887.748	-153.237.271	34.715.835.462
	TOTAL	273.851.067.639	1.054.431.133	-316.191.840	274.589.306.932

8. ANEXO 2: DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA

(CONFIDENCIAL)