

**RESOLUCIÓN POR LA QUE SE VALORAN LAS DIFERENCIAS DE
MEDICIÓN DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUNIO
2012 – DICIEMBRE 2013**

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 16 de julio de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC procede a la valoración de las diferencias de medición de distribución correspondientes al periodo de junio 2012 a diciembre 2013, para calcular la cantidad que deben liquidar las compañías distribuidoras con cada uno de los comercializadores que utilizan sus redes.

1. Antecedentes

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

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, modificaba el procedimiento dispuesto en el apartado 6.2.2.4 incluido en la NGTS-06 y asignaba al Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) nuevas funciones de supervisión de la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, que no estaban definidas con la anterior Orden.

En virtud de la Orden IET/2446/2013, en fecha 29 de diciembre de 2014, el GTS remitió a la CNMC el informe de supervisión de las mermas en la red de distribución correspondientes al año 2013.

Posteriormente, se publicó la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuya Disposición Transitoria cuarta establece que hasta el 31 de diciembre de 2013 la valoración de los saldos de mermas en las redes de distribución se calculará según el procedimiento dispuesto en el apartado 6.2.2.4 “Diferencias de medición en puntos de conexión transporte-distribución”, incluido en la NGTS-06 “Repartos” aprobada por la Orden ITC/3126/2005, de 10 de octubre.

En consecuencia, el presente informe viene a dar cumplimiento a la mencionada norma.

El Consejo de la extinta Comisión Nacional de Energía (actualmente, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC) aprobó la asignación de las diferencias de medición del sistema correspondientes a los periodos julio 2008-mayo 2009, junio 2009-mayo 2010, junio 2010-mayo 2011 y junio 2011-mayo 2012 en las sesiones celebradas el 17 de febrero de 2011, el 8 de septiembre de 2011, el 31 de mayo de 2012 y 11 de julio de 2013, respectivamente.

Con posterioridad, el 22 de abril de 2014, la CNMC emitió Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) por la que se establecía la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición de los años 2008 a 2012.

2. Normativa de referencia

La valoración de las diferencias de medición en las redes de distribución del sistema gasista español, correspondientes al periodo junio 2012 - diciembre 2013, se desarrolla en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 6.2.2.4 “Diferencias de medición en PCTD”, de las NGTS. Para ello, se toma como base la información aportada a esta Comisión por las empresas distribuidoras.

Estas diferencias de medición deberán ser saldadas en unidades monetarias entre los comercializadores y distribuidores, valorándose mensualmente el gas a precio del gas de operación y gas talón, en dicho periodo.

2.1 Procedimiento para la valoración de las diferencias de medición en redes de distribución

El punto 6.2.2.4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema define la cuenta de diferencias de medición correspondientes a los PCTD y atribuye a la CNMC la función de realizar el reparto anual definitivo de estas diferencias de medición:

“6.2.2.4 Diferencias de medición en PCTD

Se define cuenta de “Diferencias de Medición” como:

$$DM = E - Ftipo1 - Ftipo 2 - Mtipo 1 - Mtipo 2 - D$$

Siendo:

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

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

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

Mtipo 1: mermas de distribución reconocidas en vigor correspondientes a clientes tipo 1.

Mtipo 2: mermas de distribución reconocidas 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”. 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.

Mensualmente, la distribuidora elaborará un informe con las mediciones y estimaciones de consumo, las mermas reconocidas de distribución y las diferencias de medición mensual y acumulada por comercializador en cada PCTD, y comunicará el resultado a cada usuario con el detalle indicado en el PD-02.

Antes del 1 de septiembre de cada año, las distribuidoras realizarán un informe de cierre de la cuenta de diferencias de medición (DM) del periodo comprendido entre el 1 de junio del año anterior y el 31 de mayo del año en curso. De forma excepcional, el primer periodo comprenderá desde el 1 de julio de 2008 hasta el 31 de mayo de 2009.

En este informe se indicará, con detalle mensual para cada una de las redes de distribución y para cada usuario:

- la emisión en los PCTD que alimenten a la red de distribución neta de salidas a otras redes conectada en cascada.
- la asignación de las diferencias de medición realizada (DM).
- las mermas en vigor retenidas.
- las mediciones y estimaciones de consumo efectuadas, indicando la fracción del consumo y el número de suministros para los que se dispone la lectura de contador, declaraciones del consumo por parte del cliente y estimaciones. Asimismo, se indicará la metodología seguida para la realización de las estimaciones.

Dicho informe se enviará a la CNMC y el Gestor Técnico del Sistema. Asimismo, se enviará a cada uno de los usuarios la información relativa a sus suministros.

La CNMC, oídos a los interesados, publicará en un plazo de tres meses a partir de la recepción del informe las liquidaciones que se deberán realizar entre los usuarios y los distribuidores para compensar el saldo anual de la cuenta de diferencias de medición. Para ello se valorará el saldo mensual de esta cuenta al precio aplicable cada mes al suministro de gas de operación y gas talón del sistema de transporte.

El Gestor Técnico del Sistema, en la elaboración de la propuesta anual de coeficientes de mermas en las instalaciones que haya de realizar en cumplimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, incluirá el informe de cierre anual de la cuenta de diferencias de medición en las redes de distribución.”

Por otro lado, el apartado 6.2.2.3 define los clientes tipo 1 y 2 como:

“Clientes tipo 1: son los puntos de suministro con telemedida o con fecha de lectura a final de mes, de los cuales se dispondrá el dato definitivo el mes “m+1”.

Cientes tipo 2: son los puntos de suministro con lectura en lotes de lectura intermensuales o bimestrales en los que se estima su consumo en meses naturales en base a unos perfiles de consumo.”

2.2 Funciones de la CNMC

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su artículo 7, asigna a la CNMC la función de:

“33. Calcular anualmente el saldo de mermas de cada red de transporte.”

Adicionalmente, conforme al apartado 6.2.2.4 de la NGTS-06 se establece que anualmente la CNMC publicará las liquidaciones que se deberán realizar entre los usuarios y los distribuidores para compensar el saldo anual de la cuenta de diferencias de medición valorando el saldo mensual de esta cuenta con el precio del gas de operación y gas talón del sistema de transporte del año anterior.

3. Significado y finalidad de la cuenta de diferencias de medición en las redes de distribución

Un balance energético completo del sistema gasista requiere, tal como prevén las NGTS, calcular las diferencias de medición reales que se producen en las redes. Este balance en las redes de distribución se establece mediante la cuenta “diferencias de medición”, definida como:

$$DM = E - F_{\text{tipo1}} - F_{\text{tipo2}} - M_{\text{tipo 1}} - M_{\text{tipo 2}} - D$$

Donde: E representa las entradas a la red distribución en el punto de conexión con la red de transporte (PCTD), Ftipo1 y Ftipo2 representan los consumos de los clientes conectados a dicha red para clientes tipo 1 y tipo¹ 2; Mtipo 1, Mtipo

¹ Clientes tipo 1 son los puntos de suministro con telemedida o con fecha de lectura a final de mes, de los cuales se dispondrá del dato medido de consumo en el mes “m+1”. Clientes tipo 2: son los puntos de suministro con lectura intermensual o bimestral en los que se estima su consumo, en meses naturales, en base a unos perfiles de consumo.

2 representan las mermas reconocidas² por los consumos anteriores y D las salidas por el gas transportado hasta otras redes de distribución aguas abajo, si las hubiera.

Según esta definición la cuenta de diferencias de medición puede ser distinta de cero, además de por las propias diferencias de medición, por las estimaciones de consumos de los clientes. En cualquier caso, siempre van a existir diferencias entre las mermas reales y las mermas reconocidas.

Las estimaciones de consumo son necesarias para aquellos clientes con lectura de consumo mensual, pero no realizada el último día del mes, o con lectura bimestral. A lo largo de un ciclo completo de lectura (doce meses), las estimaciones deberían corregirse, una vez se dispone de todas las lecturas reales del periodo.

En lo que se refiere a la diferencia entre las mermas reales y las mermas reconocidas en la red de distribución, y teniendo en cuenta que la red de distribución tiene una capacidad de almacenamiento de gas muy pequeña, es decir, que sus entradas son prácticamente iguales a sus salidas, pueden darse dos situaciones distintas:

- Las mermas reales son superiores a las mermas legalmente reconocidas. En este caso, es el distribuidor el que debe compensar al comercializador que ha adelantado ese gas. Esta circunstancia se manifiesta en un valor positivo de la cuenta de diferencias de medición.
- Las mermas reales son inferiores a las mermas legalmente reconocidas. En este caso, es el comercializador el que debe compensar al distribuidor, porque este gas no le había sido descontado en su balance. Esta circunstancia se manifiesta en un valor negativo de la cuenta de diferencias de medición.

La norma 6.2.2.4 de las NGTS prevé que la cuenta de diferencias de medición sea saldada anualmente entre distribuidores y comercializadores en unidades monetarias. El histórico de mermas será empleado además por el GTS para elaborar la propuesta anual de coeficientes de mermas, con el fin de aproximar a la realidad las mermas reconocidas.

4. Determinación del saldo de la cuenta de diferencias de medición en el periodo desde junio de 2012 a diciembre de 2013

En el apartado 6.2.2.4 de la NGTS-06 se determina que el periodo de cálculo de las diferencias de medición sea el comprendido entre el 1 de junio de un año

² Las mermas reconocidas son el 1% del consumo en redes con presión inferior a 4 bar y 0,39% del consumo en redes entre 4 y 16 bar. No se reconocen mermas en redes de distribución de más de 16 bar.

y el 31 de mayo del año siguiente. Sin embargo, dado que la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, hace referencia a que el procedimiento establecido en el apartado 6.2.2.4 será aplicable a las mermas en las redes de distribución originadas hasta el 31 de diciembre de 2013, esto es, desde 2014 en adelante cambia el cómputo anual a año natural, este cálculo abarca el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2012 y el 31 de diciembre de 2013.

Los parámetros necesarios para establecer el saldo económico de la cuenta de diferencias de medición de las redes de distribución en el periodo junio 2012-diciembre 2013 son dos: el precio mensual del gas de operación y gas talón en dicho periodo, y las diferencias de medición, también mensuales, calculadas de la manera descrita anteriormente.

4.1 Precio del gas de operación y gas talón

La Norma 6.2.2.4 establece la valoración del saldo mensual de la cuenta de diferencias de medición *“al precio aplicable cada mes al suministro de gas de operación y gas talón del sistema de transporte”*.

Las Órdenes Ministeriales que cada año establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas asignan a los transportistas la responsabilidad de adquirir el gas de operación y el gas talón.

La adquisición se realiza mediante una subasta anual, cuyas reglas se establecen por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, supervisada por la CNMC y en la que participan los comercializadores. Se adquiere el gas de operación y gas talón del periodo comprendido entre julio de un año y junio del año siguiente.

De esta manera, el precio mensual del gas de operación y gas talón en el periodo junio 2012 – diciembre 2013 responde al resultado de tres subastas³.

El precio del gas de operación y gas talón de junio de 2012 fue fijado mediante el resultado de la subasta realizada en 2011, mientras que para el resto de meses el precio viene definido por las subastas realizadas en 2012 y 2013 y la aplicación posterior de la fórmula de actualización.

Como ejemplo de la fórmula que se utiliza, se puede referir la Resolución del 9 de mayo de 2012, de la DGPEyM, que establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013, y define la fórmula para determinar el precio mensual a aplicar. El precio a aplicar

³ La primera subasta del 1 de julio de 2011 al 30 de junio de 2012, la segunda, del 1 de julio de 2012 al 30 de junio de 2013 y la tercera, del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2014.

a los suministros realizados cada mes será el que resulte de la aplicación de la fórmula de actualización siguiente:

$$P_n = P_o + 0,25 * \left[\frac{BR_n}{T_n} - \frac{BR_o}{T_o} \right] + A_n$$

siendo:

- P_n : Precio a aplicar a los suministros realizados en el mes de referencia "n", con dos decimales y expresado en €/MWh.
- P_o : Precio resultado de la subasta.
- BR_n : Media de los datos de las cotizaciones del crudo Brent en los seis meses inmediatamente anteriores al de referencia, expresado en \$/barril.
- T_n : Media del tipo de cambio \$/€ de los tres meses anteriores al de referencia.
- BR_o : Media de la cotización del crudo Brent correspondiente a los seis meses inmediatamente anteriores a junio de 2012, expresada en \$/barril.
- T_o : Media del tipo de cambio \$/€: de los meses de marzo, abril y mayo de 2012.
- A_n : Modificación del precio como consecuencia de revisiones de peajes, que se calculará de acuerdo a las siguientes fórmulas:
 - 1) gas introducido por gasoducto:

$$A_n (\text{€/MWh}) = 120 * \Delta T_{rc} / 360$$

2) gas introducido por planta de regasificación:

a. con destino a gas de operación:

$$A_n (\text{€/MWh}) = \frac{\Delta T_{fd}}{750000} + 10 * \frac{120 * \Delta T_{fr}}{360} + 10 * \frac{120 * \Delta T_{rc}}{360}$$

b. con destino a gas talón:

$$A_n (\text{€/MWh}) = \frac{\Delta T_{fd}}{750000} + 10 * \Delta T_{vd}$$

Donde ΔT_{rc} , ΔT_{fd} , ΔT_{vd} , ΔT_{fr} y ΔT_{vr} son las variaciones, respecto a los valores vigentes en el momento de celebración de la subasta, del término de reserva de capacidad (en c€/kWh/día/mes), de los términos fijo y variable del peaje de descarga de buques (planta de Cartagena y expresados en €/buque y c€/kWh respectivamente) y de los términos fijo y variable del peaje de regasificación (en c€/kWh/día/mes y c€/kWh respectivamente).

Conforme a esta disposición, el precio al que ha de valorarse el gas de las diferencias de medición puede ser distinto cada mes.

Adicionalmente, cuando se modifican los peajes dentro del periodo que va de julio de un año hasta junio del año siguiente, la fórmula da distintos precios según la aplicación de la fórmula de actualización mensual. Así, es en junio de 2012 ya que desde enero de 2012 coexisten tres precios mensuales de gas de operación y gas talón distintos; el primero, para el gas introducido por

gasoducto, el segundo, para el gas introducido por planta de regasificación destinado a gas de operación y el tercero, para el gas introducido por planta de regasificación destinado a gas talón⁴. Estos precios no difieren entre sí significativamente dentro del mismo mes.

Se ha determinado la media del precio mensual de los tres precios, ponderados con el volumen mensual de gas de operación y gas talón que entró por cada punto de entrada. Este precio, así calculado, se incluye en la Figura 1.

MES	GAS ENTREGADO EN AOC PARA GAS TALÓN Y DE OPERACIÓN (introducido por gasoducto) kWh	PRECIO GAS INTRODUCIDO POR GASODUCTO €/MWh	GAS ENTREGADO EN PLANTA PARA GAS DE OPERACIÓN (introducido por planta) kWh	PRECIO GAS DE OPERACIÓN INTRODUCIDO POR PLANTA €/MWh	PRECIO MEDIO PONDERADO €/MWh
jun-12	2.488.908	29,51	210.045.019	29,58	29,58
jul-12	1.692.912	32,27	60.307.588	32,27	32,27
ago-12	1.972.164	32,52	90.438.691	32,52	32,52
sep-12	1.285.751	32,54	70.778.709	32,54	32,54
oct-12	1.959.150	31,93	96.686.570	31,93	31,93
nov-12	1.966.668	31,28	86.487.167	31,28	31,28
dic-12	2.406.075	31,01	101.548.893	31,01	31,01
ene-13	2.653.624	31,34	116.321.612	31,35	31,35
feb-13	2.527.653	31,50	114.201.782	31,51	31,51
mar-13	2.228.489	31,31	169.813.296	31,32	31,32
abr-13	3.740.646	31,25	247.140.205	31,26	31,26
may-13	3.436.069	31,08	133.393.494	31,09	31,09
jun-13	1.533.177	31,07	183.762.014	31,08	31,08
jul-13	1.148.432	34,52	156.941.786	34,52	34,52
ago-13	968.871	34,33	160.590.678	34,33	34,33
sep-13	1.225.682	34,00	85.577.067	34,00	34,00
oct-13	1.352.059	34,03	83.879.881	34,03	34,03
nov-13	1.861.040	33,98	174.307.342	33,98	33,98
dic-13	2.193.126	34,06	131.178.085	34,06	34,06

Figura 1. Cálculo del precio mensual medio ponderado del gas de operación correspondiente a junio 2012 –diciembre 2013.

Dado que el volumen de gas introducido por planta es muy superior (en torno al 98% del gas total entregado) el precio medio mensual ponderado por los volúmenes entregados no varía prácticamente respecto al precio mensual del gas de operación entregado en planta.

La tendencia de los precios calculados en el periodo junio 2012- diciembre 2013 es alcista. El precio evoluciona desde 29,58 €/MWh en junio de 2012 a 34,06 €/MWh en diciembre de 2013. La Figura 2 representa el precio del gas

⁴ En el periodo considerado no existe gas introducido en planta de regasificación para gas talón

empleado en la valoración de las diferencias de medición en el ejercicio junio 2012-diciembre 2013.

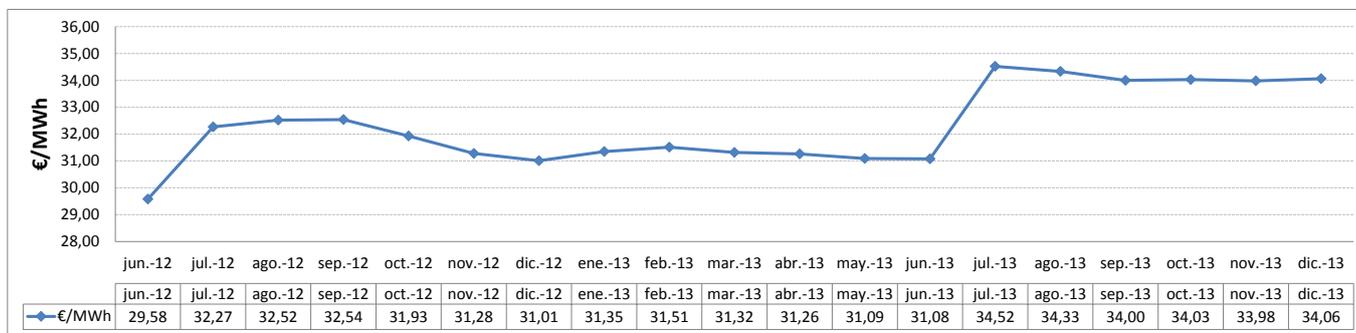


Figura 2. Precio del gas empleado en la valoración de las diferencias de medición del periodo correspondiente a junio 2012 – diciembre 2013.

4.2 Información proporcionada por los distribuidores

Según la Norma 6.2.2.4 los distribuidores deben elaborar un informe de cierre de la cuenta de diferencias de medición de cada periodo considerado, que se remitirá a la CNMC y que contendrá el siguiente detalle para cada una de las redes de distribución y para cada usuario:

- Emisión en los PCTD que alimentan a la red de distribución neta de salidas a otras redes conectadas en cascada.
- Asignación de las diferencias de medición realizada.
- Mermas en vigor retenidas.
- Mediciones y estimaciones de consumo efectuadas, indicando la fracción del consumo y el número de suministros para los que se dispone de lectura de contador, declaraciones del consumo por parte del cliente y estimaciones. Asimismo, se indicará la metodología para la realización de las estimaciones.

En marzo de 2015 la CNMC solicitó a las distribuidoras que se encontraban en activo en ese momento la información necesaria en referencia al periodo junio 2012 - diciembre 2013.

- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A, en adelante, Gas Extremadura.
- Redexis Gas Distribución, S.A., en adelante, Redexis.
- Madrileña Red de Gas, S.A., en adelante, Madrileña.
- Grupo Gas Natural Fenosa, que aporta los datos de todos sus distribuidores, en adelante, Gas Natural Fenosa.
- Grupo Naturgas, que incluye los datos de todos sus distribuidores, en adelante, Naturgas.
- Gas Directo, S.A., en adelante, Gas Directo.

- Gas Energía Distribución Murcia, S.A., en adelante, GED Murcia.

A diferencia del periodo comprendido entre junio 2011 y mayo 2012, se analiza de manera independiente los balances de la distribuidora GED Murcia. A finales del año 2014 Redexis firmó un acuerdo con Naturgas, para la compra de la compañía GED Murcia, que con fecha 27 de mayo de 2015 cambió su denominación social pasando a denominarse Redexis Gas Murcia, S.A.. Para el periodo objeto de análisis en esta Resolución, los balances de esta compañía se remiten de manera independiente por Redexis, que es quien ha supervisado los mismos.

4.3 Comprobación de la información proporcionada por los distribuidores

Esta Comisión ha revisado los datos facilitados por los distribuidores: datos de entradas a la red de distribución, consumos y mermas asignados a cada usuario, que sirven de base a los distribuidores para el reparto de las diferencias de medición en el periodo junio 2012-diciembre 2013.

El procedimiento de comprobación puso de manifiesto deficiencias derivadas principalmente de la carga de grandes volúmenes de información en los ficheros remitidos. Además, se encontraron discrepancias ya observadas en los informes anteriores.

Así, en aquellos casos donde el detalle de la información facilitado por los distribuidores lo permitía, se intentó reproducir el procedimiento de reparto entre usuarios de la emisión y consumo totales en la red de distribución. Esto puso de manifiesto la posibilidad de que los distribuidores estén empleando diferentes metodologías para el reparto de las entradas y los consumos en las redes de distribución entre usuarios.

Igualmente, se detectó algún caso de diferencias de medición muy significativas. Estos valores tan altos están originados por entradas de gas a la red de distribución muy elevadas y consumos prácticamente nulos, o viceversa. Normalmente, estas anomalías se repiten para cada mes en los mismos PCTDs/áreas, lo que podría explicarse por la existencia de equipos de medida fuera de rango. En estos casos, el gas que se consume ha entrado físicamente a la red de distribución desde la red de transporte, pero no ha sido medido. Este gas no medido, que en consecuencia no es contabilizado en el balance del comercializador, pasa a disminuir el gas de maniobra. Esto origina unas diferencias de medición negativas, ya que el consumo que se ha producido en la red es muy superior a la medida de las entradas a dicha red. Como ya se ha indicado anteriormente, unas diferencias de medición negativas suponen un flujo económico del comercializador al distribuidor. Es decir, el comercializador está pagando al distribuidor un gas que ha consumido pero que no supone una disminución de las mermas reales de distribución, sino que proviene del gas de maniobra.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Nota: El signo negativo de las diferencias de medición mostradas implica que el comercializador debe compensar económicamente al distribuidor, mientras que si el signo es positivo corresponde al distribuidor compensar económicamente al comercializador.

Figura 3. Ejemplo de diferencias de medición muy altas en redes de distribución en junio 2012 – diciembre 2013.

En el mismo sentido, y a la vista del incremento de las mermas reales, podría estarse produciendo menores cálculos de gas en las unidades de medida de los clientes finales.

Por otro lado, se han contrastado los datos recibidos por parte de las compañías distribuidoras en el periodo analizado con la información contenida en el SL-ATR. En concreto, se revisaron los datos de entradas a la red de distribución. Esta labor puso de manifiesto una ligera falta de coincidencia entre ambas fuentes de información.

Las discrepancias detectadas entre ambas fuentes de información podrían deberse a que el SL-ATR muestra las entradas correspondientes al reparto definitivo, mientras que algunos distribuidores podrían estar calculando las diferencias de medición en base a repartos provisionales y estimaciones de consumos, que después se regularizan con las lecturas reales. Se aprecia también, especialmente analizando los comercializadores con menos clientes, que los sistemas del Gestor y de los distribuidores no se actualizan al mismo tiempo o no comparten información⁵. Al existir precios mensuales diferentes para la valoración de las diferencias de medición, es fundamental establecer de forma precisa el mes en que dichas diferencias de medición se producen. Por otra parte, el SL-ATR solo recoge las entregas a distribución correspondientes a los comercializadores primarios, que venden el gas en la red de transporte y distribución a otros comercializadores, cuando los distribuidores asignan las entradas de gas en sus redes al comercializador secundario, para su venta al cliente final. No obstante, las diferencias se han visto reducidas notablemente frente a periodos anteriores.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

⁵ Como se desprende de la Figura 4, al contrastar ambas fuentes se comprueba que no tienen los mismos nombres para las comercializadores o no realizan la asignación de los clientes en los mismos plazos.

Figura 4. Discrepancias por comercializadora entre la información sobre el total de entradas a distribución del periodo junio 2012 – diciembre 2013 remitida por los distribuidores y la información del SL-ATR para el mismo periodo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 5. Discrepancias por mes entre la información sobre el total de entradas a distribución del periodo junio 2012 – diciembre 2013 remitida por los distribuidores y la información del SL-ATR para el mismo periodo.

4.4 Diferencias de medición asignadas por los distribuidores

Partiendo de la información remitida por los distribuidores se ha determinado la asignación de las diferencias de medición del periodo comprendido entre junio de 2012 y diciembre de 2013 por empresa comercializadora, y en el caso de los distribuidores, por grupo empresarial. Ambas asignaciones se recogen en el Anexo I. Las asignaciones se han realizado teniendo en cuenta los repartos de entradas, consumos y mermas aportados por los distribuidores.

El estudio de la distribución mensual de las diferencias de medición muestra diferencias de medición positivas en los meses de noviembre a febrero, y negativas en el resto (Figura 6), lo cual es razonable debido a que se estima que parte del consumo del segmento residencial no es facturado en invierno y aflora posteriormente en los meses siguientes.

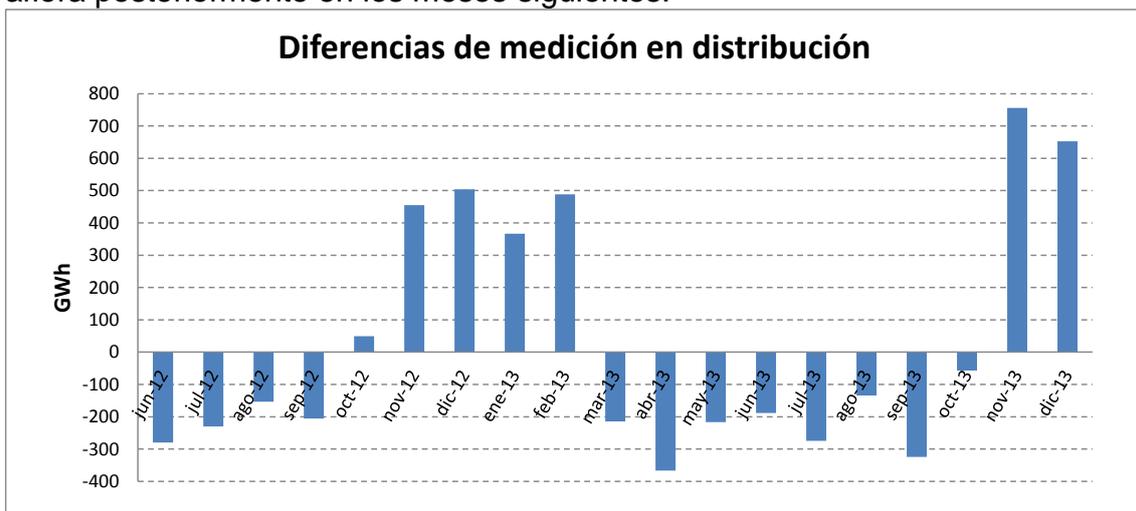


Figura 6. Diferencias de medición mensuales en las redes de distribución en junio 2012 – diciembre 2013.

Las diferencias de medición entre junio de 2012 y diciembre de 2013 ascendieron a 627 GWh, un 0,16% del gas consumido en la red de distribución en ese periodo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 7. Ratios mermas reales/consumo y diferencias de medición/consumo por red de distribución y mermas reconocidas en junio 2012-diciembre 2013.

En el ejercicio comprendido entre junio 2012 y diciembre 2013, es remarcable el cambio de signo de las diferencias de medición de Madrileña y Gas Directo debido al aumento en la magnitud de sus mermas reales puesto que en el ejercicio 2011-2012 ambas distribuidoras presentaban mermas reales negativas; este hecho conlleva que estas dos compañías distribuidoras sean deudoras

En sentido contrario, Gas Extremadura también ve cambiar su signo al disminuir notablemente sus mermas reales lo que genera que sean inferiores a las mermas reconocidas y que por tanto, en la liquidación que resulte hayan de cobrar las cantidades correspondientes de los comercializadores.

A la hora de analizar la evolución de las diferencias de medición en el periodo liquidable hay que tener en cuenta que no es directamente comparable con el ejercicio anterior debido a que su duración no es la misma que en periodos anteriores; por ello, se desglosan las cifras en dos periodos. Se observa que las diferencias de medición son significativamente superiores en el segundo semestre del año 2013 mientras que en el periodo correspondiente al ejercicio definido en la metodología descrita en el apartado 6.2.2.4 y que abarca de junio 2012 a mayo 2013, la magnitud de las diferencias de medición es similar a las del ejercicio anterior.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 8. Diferencias de medición desglosadas en los periodos junio 2012 a mayo 2013 y junio 2013 a diciembre 2013 por red de distribución. Datos en kKWh.

En la totalidad del periodo comprendido entre junio 2012 y diciembre 2013, dos distribuidoras presentan entradas a la red que son inferiores a sus salidas, Redexis y GED Murcia, lo que significaría que las mermas reales serían negativas, hecho que no tiene sentido físico.

Por otro lado, dado que las mermas reconocidas son distintas para los distintos rangos de presión de las redes⁶, el porcentaje medio recogido en la Figura 7 no es por sí mismo indicativo de la existencia de mermas reales inferiores a las reconocidas en toda la red del distribuidor.

Cabe destacar que los informes correspondientes a los tres primeros ejercicios realizados desde 2008 muestran unas diferencias de medición negativas, lo que evidenció unas mermas reales inferiores a las mermas reconocidas en la legislación vigente. Sin embargo, tanto en el ejercicio anterior como en el que es objeto de este estudio, las mermas reales son superiores a las reconocidas.

4.5 Matriz de ingresos y pagos correspondientes al saldo de la cuenta de diferencias de medición del periodo junio 2012 – diciembre 2013

La Figura 11 incluida en el Anexo II de esta Resolución resume el saldo monetario total entre distribuidores y usuarios de la red de distribución, que deriva del reparto y la valoración económica de las diferencias de medición de la red de distribución, en el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2012 y el 31 de diciembre de 2013.

Las cantidades indicadas se han calculado valorando las diferencias de medición mensuales de cada usuario, comunicadas por los distribuidores, al precio del gas de operación y gas talón correspondiente a cada mes, conforme a lo establecido por la NGTS 6.2.2.4.

El signo negativo de las cantidades mostradas en la última columna de la figura del Anexo II indica la cantidad que el comercializador debe abonar al distribuidor, mientras que el signo positivo corresponde a una cantidad a abonar por el distribuidor al comercializador. La última fila de la figura señala las cantidades totales que debe pagar o cobrar el distribuidor según el signo sea positivo o negativo.

Así, los distribuidores que en su conjunto presentan mermas reales superiores a las reconocidas (Gas Natural, Madrileña y Gas Directo) pagarán a los comercializadores las cantidades que correspondan mientras que los que tienen en su totalidad mermas reales inferiores a las reconocidas (Naturgas, GED Murcia, Redexis y Gas Extremadura) cobrarán de los comercializadores las cantidades resultantes de la liquidación.

Del análisis de los datos se puede deducir adicionalmente que los repartos mensuales utilizados no siguen un procedimiento estándar para todas las comercializadores.

⁶ Las mermas reconocidas son el 1% del consumo en redes con presión inferior a 4 bar y 0,39% del consumo en redes entre 4 y 16 bar.

5. Materialización de los pagos

La NGTS-06 establece que la CNMC determine las cantidades monetarias a saldar entre los usuarios de las redes de distribución y los distribuidores como consecuencia de las diferencias de medición que se producen en sus redes. Sin embargo, cabe destacar que la NGTS-06 no establece cómo deben efectuarse los pagos, es decir, no se estipula el plazo y la manera en que deben realizarse los pagos entre distribuidores y comercializadores una vez realizado el cálculo por esta Comisión.

A este respecto, se hace notar que durante el año 2014, el GTS y los agentes del sector trabajaron conjuntamente en la elaboración de un Protocolo de Detalle que desarrolle la metodología de remisión de información, cálculo y supervisión de las mermas en las redes de distribución del sistema gasista contemplando además el plazo para hacer efectivo los pagos desde la comunicación del saldo de la cuenta de diferencias de medición, en línea a la Orden IET/2446/2013. A este respecto, cabe señalar que a la fecha de esta Resolución, el correspondiente protocolo de detalle no ha aun sido aprobado por el Ministerio.

Por otro lado, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo aún no ha efectuado la compensación económica entre agentes de los saldos de diferencias de medición de ninguno de los periodos anteriores calculados por la CNMC.

Finalmente señalar que en los Anexos VII y VIII se hace un seguimiento de las diferencias de medición y las mermas reales en todos los ejercicios para cada distribuidora.

ANEXO I

DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN EL PERIODO JUNIO 2012- DICIEMBRE 2013 COMUNICADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 9. Diferencias de medición en el periodo junio 2012-diciembre 2013 comunicadas por las empresas distribuidoras en kWh.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. será compensada por parte de las empresas comercializadoras un total equivalente a 6.231.686 kWh. La empresa comercializadora ENDESA ENERGÍA, S.A. será compensada por un total equivalente a 91.952.075 kWh por parte de las empresas distribuidoras).

ANEXO II

SALDO DE LAS DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUNIO 2012- DICIEMBRE 2013

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 10. Saldo de las diferencias de medición en las redes de distribución correspondientes al periodo junio 2012-diciembre 2013.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora MADRILEÑA RED DE GAS, S.A. adeuda a las empresas comercializadoras un total de 4.925.916 euros. La empresa comercializadora ENDESA ENERGÍA, S.A. será compensada por un total de 3.066.313 euros por parte de las empresas distribuidoras).

ANEXO III

DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN EL PERIODO JUNIO 2012- MAYO 2013 COMUNICADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 11. Diferencias de medición en el periodo junio 2012-mayo 2013 comunicadas por las empresas distribuidoras en kWh.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. será compensada por parte de las empresas comercializadoras un total equivalente a 6.430.525 kWh. La empresa comercializadora ENDESA ENERGÍA, S.A. será compensada por un total equivalente a 39.579.147 kWh por parte de las empresas distribuidoras).

ANEXO IV

SALDO DE LAS DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUNIO 2012-MAYO 2013

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 12. Saldo de las diferencias de medición en las redes de distribución correspondientes al periodo junio 2012-mayo 2013.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora MADRILEÑA RED DE GAS, S.A. adeuda a las empresas comercializadoras un total de 572.576 euros. La empresa comercializadora ENDESA ENERGÍA, S.A. será compensada por un total de 1.225.134 euros por parte de las empresas distribuidoras).

ANEXO V

DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN EL PERIODO JUNIO 2013- DICIEMBRE 2013 COMUNICADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 13. Diferencias de medición en el periodo junio 2013-diciembre 2013 comunicadas por las empresas distribuidoras en kWh.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. adeuda a las empresas comercializadoras un total equivalente a 198.839 kWh. La empresa comercializadora AXPO IBERIA, S.L. adeuda un total equivalente a 2.567.123 kWh a las empresas distribuidoras).

ANEXO VI

SALDO DE LAS DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUNIO 2013- DICIEMBRE 2013

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 14. Saldo de las diferencias de medición en las redes de distribución correspondientes al periodo junio 2013-diciembre 2013.

(Se leerá por ejemplo: la empresa distribuidora MADRILEÑA RED DE GAS, S.A. adeuda a las empresas comercializadoras un total de 4.353.340 euros. La empresa comercializadora AXPO IBERIA, S.L. adeuda un total de 86.450 euros a las empresas distribuidoras).

ANEXO VII

EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENCIAS DE MEDICIÓN EN kWH Y DE LOS SALDOS EN EUROS DE LOS PERIODOS JUNIO 2013-DICIEMBRE 2013, 2013-2012, 2012-2011, 2011-2010, 2010-2009 Y 2009-2008

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Figura 15. Evolución de los saldos de las diferencias de medición en las redes de distribución, tanto en kWh como en euros, correspondientes a los periodos junio 2013-diciembre 2013, 2013-2012, 2012-2011, 2011- 2010, 2010-2009 y 2009-2008.

ANEXO VIII

EVOLUCIÓN DE LAS MERMAS REALES EN kWH DE LOS PERIODOS JUNIO 2013- DICIEMBRE 2013, 2013-2012, 2012-2011, 2011-2010, 2010-2009 Y 2009-2008

[INICIO CONFIDENCIAL]

Figura 16. Evolución de las mermas reales por cada compañía distribuidora en kWh correspondientes a los periodos junio 2013-diciembre 2013, 2013-2012, 2012-2011, 2011- 2010, 2010-2009 y 2009-2008

[FIN CONFIDENCIAL]