



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 8/2008 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN
POR LA QUE SE MODIFICAN LAS
NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL
SISTEMA NGTS-06 “REPARTOS” Y
NGTS-07 “BALANCE” Y EL
PROTOCOLO DE DETALLE PD-02
“REPARTOS EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN”**

7 de febrero de 2008

INFORME 8/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA NGTS-06 “REPARTOS” Y NGTS-07 “BALANCE” Y EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 “REPARTOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN”

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 7 de febrero de 2008, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es informar sobre la propuesta de resolución por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 “Repartos” y NGTS-07 “Balance” y el Protocolo de Detalle PD-02 “Repartos en redes de distribución”, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas para informe de la CNE con fecha de entrada en esta Comisión de 26 de septiembre de 2007.

2 ANTECEDENTES

La Dirección General de Política Energética y Minas recibió, el 26 de julio de 2007, escrito del Gestor Técnico del Sistema Gasista, adjuntando una propuesta de modificación de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 “Repartos”, del apartado 7.2.3 y 7.3 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-07 “Balance” y del Protocolo de Detalle PD-02 “Repartos en redes de distribución”. Esta propuesta fue votada y aprobada por el Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista en fecha 17 de julio de 2007.

En fecha 26 de septiembre de 2007, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas, en relación con la propuesta de modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 “Repartos” y NGTS-07 “Balance”, y del Protocolo de Detalle PD-02 “Repartos en redes de distribución”.

Con fecha 5 de octubre de 2007, se envió la propuesta de modificación a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas, habiéndose recibido alegaciones de los Comercializadores, UNESA, Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS y de SAGGAS.

3 NORMATIVA DE APLICACIÓN

De acuerdo con la legislación española, las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) tienen por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas y restantes sujetos del sistema, bajo los principios generales de objetividad, transparencia y no discriminación.

Según el Artículo 65 de la Ley 34/1998:

1. *“El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.*
2. *La normativa de gestión técnica del sistema a que se refiere el apartado anterior regulará, al menos, los siguientes aspectos:*
 - a) *Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.*
 - b) *Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.*

- c) *Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.*
- d) *El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema.*
- e) *El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.*
- f) *El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.”*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS), en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará una propuesta de NGTS, que elevará al Ministerio de Economía para su aprobación o modificación. Las NGTS serán aprobadas por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. El mismo procedimiento se establece para la aprobación de los protocolos de detalle o documentos técnicos de desarrollo de las NGTS.

Las NGTS fueron aprobadas mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. En la disposición final primera, punto 2 se indica que *“la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y modificará, cuando legalmente proceda, los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.”*

Además, la NGTS-12 recoge el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema a instancia de los sujetos del sistema gasista que se requieran para un funcionamiento óptimo del sistema.

De acuerdo con el apartado 12.2 de dicha norma, el GTS coordinará un Grupo de Trabajo específico del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista que *“estará encargado de recibir, estudiar y elaborar las propuestas para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista que sean de la propia iniciativa del Gestor Técnico del Sistema o, que al mismo remitan, al amparo*

de la previsión de colaboración efectuada por el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el resto de los sujetos del sistema gasista.”

Asimismo, de acuerdo con el apartado 12.3 de las mismas Normas, se habilita al Grupo de Trabajo para constituir subgrupos, cuya composición podrá estar integrada tanto por miembros del Grupo de Trabajo como por otros agentes del sistema gasista, encargados de elaborar tanto la propuesta de actualización o modificación de las normas como el informe justificativo que posteriormente serán sometidos a votación para su aprobación dentro del Grupo de Trabajo.

Finalmente, hay que destacar que, tal y como recoge el mencionado punto 12.3:

”Las propuestas aprobadas por el grupo de trabajo serán remitidas junto con la información soporte de las mismas, un informe del Gestor Técnico del Sistema, las alegaciones de todas las partes, incluidos los posibles votos particulares, y un informe sobre el impacto de la misma sobre el funcionamiento del sistema y sus repercusiones económicas en un plazo máximo de tres meses por el Gestor Técnico del Sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su tramitación y, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en su caso, aprobación y publicación en el «Boletín Oficial del Estado»”.

4 REDACCIÓN ACTUAL Y PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS NGTS-06 Y NGTS-07 Y EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02

4.1 Redacción actual y propuesta de modificación de la norma NGTS-06 (Repartos)

De acuerdo con la propuesta de Resolución remitida, la actual NGTS-06 se sustituye íntegramente por el nuevo texto incluido en el Anejo I que se incluye en la misma. Las modificaciones que describe el citado Anejo afectan tanto a la estructura y organización de la NGTS-06 como a su contenido.

Son de destacar los siguientes cambios con respecto a la versión en vigor:

1. El apartado 6.1 “Condiciones generales”, es desarrollado en la propuesta de Resolución en 4 nuevos subapartados: 6.1.1 “Definición”, 6.1.2 “Puntos de reparto del sistema gasista”, 6.1.3 “Responsables del reparto” y 6.1.4 “Publicación de los

procedimientos de reparto”, que a su vez recopilan disposiciones de carácter general dispersas en otras secciones de la NGTS-06.

2. En general, en todos los apartados de la NGTS-06, las secciones sobre los repartos provisionales son sustituidas por los denominados repartos diarios “n+2” y sus revisiones.
3. En el caso concreto de los repartos en los puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución (apartado 6.2.1), se añade un nuevo subapartado sobre las diferencias de medición en las redes de distribución, no contemplado en la norma en vigor.
4. Asimismo, el actual apartado 6.2.3, dedicado a los repartos en el resto de puntos del sistema gasista (esto es, el reparto en puntos de conexión con gasoductos internacionales, almacenamientos, yacimientos, plantas de regasificación y líneas directas), el cual trata el reparto en estos puntos de forma muy general, es sustituido por una descripción de cómo debe realizarse el reparto en los puntos de conexión de gasoductos de transporte con las líneas directas o con clientes finales, pasando a denominarse “Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD)”.
5. Por último, se introduce un nuevo apartado, 6.4 “Plazos”, donde se indica el sistema de comunicación y los plazos para el envío de la información necesaria para la realización de los repartos diarios “n+2” y los repartos definitivos en los puntos de conexión transporte-distribución y transporte con líneas directas o clientes finales.

Las principales novedades en el contenido de la NGTS-06 que recoge la propuesta de Resolución son:

1. Los transportistas y distribuidores deberán hacer públicos los procedimientos de reparto y los perfiles de consumo a través de su página web, eliminándose la obligación actual de remitir esta información a los usuarios y a la CNE.
2. Se eliminan las disposiciones respecto al reparto del mercado a tarifa, con el fin de adaptar la norma a la desaparición, el año que viene, del mercado regulado.
3. Se elimina el término *reparto provisional* y en su lugar se define el *reparto “n+2”* para referirse al reparto del día de gas “n” que se entregará a los sujetos afectados y al

GTS dos días después del día de gas. Este reparto “n+2” podrá considerarse como abierto si no ha finalizado el periodo de reclamaciones, o como cerrado en caso contrario. En este sentido, la propuesta desarrolla un procedimiento para solicitar revisiones al reparto “n+2” de cada día de gas, en caso de discrepancia respecto a lo asignado.

4. Como ya se ha indicado, se sustituye el apartado 6.2.3 “Repartos en otros puntos del sistema gasista” por el reparto en los puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales. Así, desaparece la disposición sobre la aprobación de protocolos de detalle con procedimientos de reparto comunes para los puntos de conexión con gasoductos internacionales, almacenamientos, yacimientos y plantas de regasificación.
5. El apartado 6.2.3 pasa a describir en detalle el procedimiento de reparto en puntos de conexión de la red de transporte con líneas directas o clientes finales. De acuerdo con lo establecido en la propuesta, para realizar el reparto en estos puntos se utilizará la unidad de medida del punto de conexión propiedad del transportista. En los casos en que no esté disponible, podrá usarse la unidad de medida del consumidor, por acuerdo entre el transportista y el consumidor. Deberá existir en estos puntos un procedimiento de reparto detallado sobre el intercambio de información que incluya, entre otros, la frecuencia de lectura y envío de datos y asegure la compatibilidad de equipos de la unidad de medida y el sistema de teledata del transportista. Los repartos serán elaborados por el transportista.
6. Los repartos definitivos entregados cada mes incluirán las regularizaciones sobre repartos definitivos entregados en los dos meses anteriores, en lugar de los seis meses que considera la redacción actual de la norma.
7. En el caso de los puntos de conexión transporte-distribución y transporte-línea directa o cliente final, los plazos para el reparto diario “n+2” y el reparto definitivo, así como de las solicitudes de petición de revisión de los repartos “n+2” y respuesta a las mismas, se establecen en un nuevo apartado, 6.4 “Plazos”.

Adicionalmente, en relación con el reparto en los puntos de conexión de la red de transporte y la red de distribución, se describen a continuación los cambios más significativos:

- El procedimiento de reparto pasa a definirse en el Protocolo de Detalle PD-02.
- El reparto definitivo se establece para comercializadores y distribuidores conectados a redes de otros distribuidores. No se considera la figura del consumidor que se suministra por si mismo (consumidor directo en mercado).
- Se definen dos nuevos tipos de clientes: los clientes tipo 1, con teledatada o fecha de lectura a final de mes, y los clientes tipo 2, con lectura en lotes de lectura intermensuales o bimestrales.
- Se definen las diferencias de medición en las redes de distribución como el resultado de restar al gas que entra a la red de distribución, la facturación y las mermas correspondientes a los dos tipos de clientes, además de las medidas en los puntos de conexión distribución-distribución. En la norma actual estas diferencias se asignan al distribuidor. Dada la desaparición del mercado regulado, prevista para el 2008, la propuesta propone a los comercializadores asumir las citadas diferencias.
- A partir de la desaparición del mercado regulado, las distribuidoras deberán elaborar informes mensuales sobre la facturación, mermas de distribución y diferencias de medida, así como informes anuales de cierre de periodo que incluya regularizaciones para compensar las diferencias de medición soportadas en ese periodo.

La propuesta de Resolución indica que el reparto en redes de distribución alimentadas con plantas satélite de GNL deberá realizarse de forma análoga al reparto en los puntos de conexión de la red de transporte y la red de distribución.

4.2 Redacción actual y propuesta de modificación del apartado 7.1.3 de la norma NGTS-07 (Balance)

El objetivo de la modificación del apartado 7.1.3 de la NGTS-07 es adecuar su contenido a la nueva redacción de la NGTS-06 y del Protocolo de Detalle PD-02 que considera la propuesta de Resolución remitida.

En consecuencia, el texto vigente actualmente:

“7.2.3 Regularizaciones al balance diario por el reparto definitivo.– Una vez se ha obtenido el reparto definitivo y las regularizaciones a repartos definitivos anteriores, se calculará la

regularización del balance diario, que tendrá en cuenta la diferencia entre el reparto definitivo de un mes con respecto al reparto provisional de ese mismo mes, así como las regularizaciones a repartos definitivos anteriores.

Estas diferencias se imputarán repartidas por igual en cada uno de los días del mes natural siguiente al del día que se comuniquen a los usuarios y formarán parte del reparto a todos los efectos.”

quedaría sustituido por:

“7.2.3 Regularizaciones al balance diario n+2 por el reparto definitivo.— Una vez se ha obtenido el reparto definitivo, las regularizaciones a repartos definitivos anteriores y las diferencias de medición, se calculará el ajuste del balance diario “n+2”, que tendrá en cuenta la diferencia entre el reparto definitivo de un mes con respecto al reparto diario “n+2” cerrado de ese mismo mes, así como las regularizaciones a repartos definitivos anteriores y las diferencias de medición.

Estos ajustes se imputarán repartidos por igual en cada uno de los días del mes natural siguiente al que se comunique a los usuarios y formarán parte del reparto diario “n+2” a todos los efectos.”

4.3 Redacción actual y propuesta de modificación del protocolo de detalle PD-02 (Criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto)

El Protocolo de Detalle PD-02 en vigor, establece los criterios generales para la elaboración de los procedimientos de repartos, explicando en mayor detalle los principios a seguir para determinar el valor a asignar a cada agente en los puntos de suministro en el proceso de reparto provisional.

La propuesta de Resolución propone sustituir íntegramente el texto actual del PD-02 por el recogido en su Anejo II, que recoge los principios ya establecidos y se centra en desarrollar los criterios generales para la elaboración de procedimientos de reparto “n+2”, así como para el reparto definitivo, en los puntos de conexión transporte-distribución, sin considerar otros puntos de reparto.

Respecto al reparto “n+2”, que sustituye al reparto provisional, la nueva redacción de este PD propone las siguientes modificaciones:

1. Se fija la demanda total diaria a repartir, que será la publicada por el GTS en el sistema logístico de acceso de terceros (SL-ATR), indicando si es real o estimada.

2. Se mantiene la distinción entre puntos de suministro con teled medida, puntos de suministro a presión superior a 4 bar o presión inferior a 4 bar y consumo mayor de 1 GWh/año, y resto de puntos de suministro, pero con las siguientes diferencias:
 - Para puntos de suministros con teled medida, en caso de que ésta no esté operativa, se deberá emplear, en primer lugar la teled medida del transportista o del GTS si existiese, en lugar de las estimaciones que contempla la norma actual. Además, para el caso concreto de indisponibilidad de medidas en las centrales de generación, podrá emplearse la nominación viable del comercializador para el reparto. Si esta no estuviera disponible, el consumo asignado a la central será nulo.
 - Para puntos de suministro a más de 4 bar o a menos de 4 bar y consumo de más de 1 GWh/año, se podrá estimar su consumo con base en el histórico de consumo, tal como se realiza hoy en día, y como novedad, teniendo en cuenta las nominaciones.
 - Para el resto de puntos, desaparecen las referencias a las tarifas de suministro en el mercado regulado en el desarrollo de los perfiles de consumo, haciéndose referencia exclusivamente a los peajes de acceso.
3. Se establece el grado de detalle del reparto “n+2” que el distribuidor debe enviar el GTS, actualmente sin determinar. Se distinguirá por usuario y por día entre clientes tipo 1 y clientes tipo 2. Además, deberá enviarse detalle de cada consumidor para generación eléctrica y detalle por punto de conexión distribución-distribución, de las cantidades diarias entregadas a otros distribuidores conectados aguas abajo. La propuesta indica que toda esta información se enviará desagregada por zonas geográficas a definir por el GTS, estableciéndose inicialmente las que se explicitan a continuación, y confiriendo al GTS potestad para modificarlas por causas justificadas y con un preaviso de tres meses:
 - Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Valencia y Baleares.
 - Zona II (Este): Cataluña.
 - Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.
 - Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.
 - Zona V (Centro-Sur): Andalucía, Extremadura, Madrid, Castilla La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León).

4. Los usuarios podrán consultar el detalle del reparto diario “n+2” a través del sistema de comunicación transporte-distribución (SCTD). La información proporcionada distinguirá entre clientes de tipo 1 telemedidos, clientes de tipo 1 con fecha de lectura a fin de mes, clientes tipo 2 y centrales de generación eléctrica.
5. Se añade un nuevo apartado que define los criterios para la realización del reparto definitivo. Deberá distinguirse entre clientes tipo 1 y tipo 2, centrales eléctricas y cantidades entregadas en los punto de conexiones distribución-distribución a distribuidores aguas abajo. Esta información se comunicará a través de los sistemas SL-ATR y SCTD.

4.4 Votación de la propuesta presentada

En fecha 17 de julio de 2007 la propuesta de modificación de las NGTS-06, el PD-02 y el apartado 7.2.3 de la NGTS-07 fue debatida en el seno del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

En esta reunión se puso de manifiesto la existencia de discrepancias entre los miembros del Grupo en relación con ciertos aspectos concretos de la propuesta, que finalmente se votaron por separado del resto del documento.

El resultado de la votación de la propuesta de modificación de la NGTS-06, del apartado 7.2.3 de la NGTS-07 y del Protocolo de Detalle PD-02, a excepción de los puntos en desacuerdo, NGTS-6.2.1.3 y PD-02-apartado 1.3, fue le siguiente:

Votos a favor	13	(GTS (2), ENAGAS, Gas Natural Distribución (2), Gas Natural Comercializadora, Naturgas, Endesa Energía, BP, BBG, Iberdrola, Cepsa, BBE)
Votos en contra	0	
Abstenciones	0	

En consecuencia, se dio por aprobada por el Grupo de Trabajo la propuesta remitida, a excepción de los puntos señalados, tratados a parte, sobre los que se propuso y acordó lo siguiente:

Sobre el apartado 6.2.1.3 de la NGTS-06: retención de mermas de los distribuidores en cascada

El párrafo 3 del punto 6.2.1.3 “Reparto definitivo” establece:

“En el caso de distribuidores conectados a redes de otros distribuidores, coincidirá con la medición en el punto de entrega al distribuidor aguas abajo, incrementadas en las mermas correspondientes.”

En relación con este párrafo, los distribuidores no llegaron a un acuerdo. Gas Natural defiende añadir el comentario, mientras que Naturgas no apoya esta inclusión. (Endesa está presente en la reunión). La postura de gas natural permitiría retener mermas a los distribuidores a mayor presión por todo el gas que circula por sus redes, y no sólo por el consumo de sus clientes como está actualmente.

El resultado de la votación respecto al punto 6.2.1.3 redactado tal como se indica fue:

Votos a favor	3	(Gas Natural Distribución (2), Gas Natural Comercializadora)
Votos en contra	3	(Naturgas, Endesa, BP)
Abstenciones	7	(GTS (2), ENAGAS, BBG, Iberdrola, Cepsa, BBE)

Por tanto, no se alcanzó un acuerdo a este respecto. Es por ello que Gas Natural solicitó en la reunión al GTS, que hiciera una propuesta al respecto para las próximas Ordenes ITC de tarifas.

Sobre el apartado 1.3 del PD-02: desagregación de la información del reparto “n+2” por zonas

El apartado 1.3 del PD-02 establece la obligación de los distribuidores de enviar al GTS la información del reparto diario “n+2” desagregada por cinco zonas geográficas a definir por el propio GTS.

En la reunión del Grupo de Trabajo, el GTS defendió la necesidad de disponer de esta información para la gestión del sistema, en particular, para poder disponer de mayor información sobre clientes no teledidos, por ejemplo, para la gestión de congestiones. Sin embargo, los comercializadores no estuvieron de acuerdo, pues indicaron que podría suponer un primer paso para una separación zonal del sistema.

Por eso se realizaron tres votaciones distintas, que se detallan a continuación:

En primer lugar, se votó la obligación de distinguir las cinco zonas geográficas a definir por el GTS en la información del reparto diario “n+2”, tal como recoge la propuesta de Resolución remitida. Los resultados de esta votación fueron:

Votos a favor	6	(GTS (2), Enagas, 2 Gas Natural Distribución, Gas Natural Comercializadora)
Votos en contra	5	(Cepsa, Iberdrola, BBE, Endesa y BP)
Abstenciones	2	(NATURGAS y BBG)

Por tanto, se consideró aprobada la propuesta.

En segundo lugar, se votó la posibilidad de eliminar esta obligación y de que no se distinguiera en zonas geográficas la información del reparto diario “n+2”. Los resultados fueron:

Votos a favor	5	(Cepsa, Iberdrola, BBE, Endesa y BP)
Votos en contra	6	(GTS (2), Enagas, 2 Gas Natural Distribución, Gas Natural Comercializadora)
Abstenciones	2	(NATURGAS y BBG)

Se rechazó, por consiguiente, esta propuesta.

Por último, se propuso la distinción entre las zonas geográficas citadas, pero previa justificación del GTS de dicha diferenciación. Esta posibilidad también fue rechazada, teniendo en cuenta los resultados de la votación y ejerciendo el presidente el voto de calidad:

Votos a favor	6	(Naturgas, Cepsa, Iberdrola, BBE, Endesa y BP)
Votos en contra	6	(GTS (2), Enagas, 2 Gas Natural Distribución, Gas Natural Comercializadora)
Abstenciones	1	(BBG)

4.5 Alegaciones recibidas

Durante el trámite se han recibido alegaciones de los Comercializadores, de las empresas de UNESA, con comentarios de Endesa, IBERDROLA, Unión Fenosa y Enel-Viesgo, del Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS, con comentarios particulares de Endesa Gas y de NATURGAS Energía, y de SAGGAS.

Comentarios de los Comercializadores

En fecha 29 de octubre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de comentarios de los comercializadores a la propuesta de modificación de la NGTS-06, NGTS-07 y PD-02. Los comentarios remitidos son:

1. Comentarios de Endesa Energía, Cepsa Gas Comercializadora, Incogas, Shell, Gaz de France, Centrica Energía, NATURGAS Energía Comercializadora, BP Gas, Galp Energía, Enel Viesgo, BBE y Electrabel.

Se propone la eliminación, en el PD-02, de la desagregación del reparto “n+2” en cinco zonas geográficas, ya que *“dividir los balances por zonas introducirá innecesariamente una importante inflexibilidad en el sistema que perjudicará a los comercializadores de tamaño pequeño y mediano.”* Estos comercializadores estiman que avanzar hacia un modelo que implica la separación por zonas geográficas tan

sólo introduce barreras a la gestión eficiente de los agentes, obstaculizando la competencia y perjudicando al consumidor final.

2. Comentarios de Enel-Viesgo

En relación con el apartado 6.2.1.4 de la NGTS-06 de la propuesta de Resolución, Enel considera necesario que se defina en qué mes se ha de imputar las regularizaciones que los distribuidores determinarán en su informe anual de cierre de periodo comprendido entre el 1 de junio del año anterior y el 31 de mayo del año en curso que se refiere en este apartado.

El apartado 6.2.3.2 la NGTS-06 permite actualizar la información sobre el reparto asignado en los puntos de conexión transporte-línea directa o consumidor final. Según señala Enel, en el caso de existir una revisión al dato de consumo los plazos fijados no permiten conocer el dato nuevo de consumo hasta 7 días después del día de gas, *“por lo que en el caso en que se actualice el consumo en el balance “n+2” a pasado se puede provocar que aquellas decisiones de regasificación y transporte tomadas lleguen a ser “incorrectas” y se pueda incurrir en desbalance.”* Por eso, propone que los errores de medida se imputen a futuro y no a pasado.

3. Comentarios de Gas Natural Comercializadora

Gas Natural Comercializadora defiende la desagregación del reparto diario “n+2” por zonas geográficas, ya que *“para una mejor gestión del sistema es necesario el conocimiento del estado del balance de cada usuario en cada una de las zonas en las que se divide el sistema de entradas-salidas. Disponer de información y transparencia evita que se tomen medidas discriminatorias en la solución de congestiones.”*

4. Comentarios de Iberdrola y Unión Fenosa

Respecto al apartado 6.2.1 de la NGTS-06, las dos comercializadoras proponen incluir el siguiente párrafo:

“Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida en el punto de conexión transporte-distribución enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al GTS la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de la telemedida de los puntos de entrega entre redes.

El responsable del reparto, asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.”

Por otro lado, sobre la desagregación del reparto por zonas geográficas, desean reiterar su defensa de que el envío se realice desagregando por zona congestionada (Eje Levante, Galicia y resto). Iberdrola y Unión Fenosa indican que *“es necesario mantener un equilibrio entre la física del sistema y la flexibilidad comercial, por lo que consideramos que no son válidos ni modelos para romper el sistema en zonas ni modelos utópicos que ignoran la realidad física del sistema y la existencia de congestiones.”*

Comentarios de las empresas de UNESA

En fecha 30 de octubre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de comentarios de las empresas de UNESA a la propuesta de modificación de la NGTS-06, NGTS-07 y PD-02, con observaciones particulares de Endesa, Enel Viesgo, Iberdrola y Unión Fenosa.

En primer lugar, Endesa se refiere a la distinción de tipos de clientes que realiza el PD-02 en el punto 1.2, donde se define un procedimiento de reparto diferente para los clientes sin telemedida con un suministro a más de 4 bar o para los que tienen consumo anual superior a 1 GWh en redes de menos de 4 bar, para los que hay que proporcionar información del reparto desagregada. Endesa señala que *“el procedimiento de reparto de la demanda de este segmento de clientes, que se limita a consumos de menos de 5GWh en redes de $P > 4$ bar y a los consumos entre 1 y 5 GWh en redes de $P < 4$ bar, tiene un impacto relativamente pequeño en números absolutos frente a repartir su consumo de acuerdo con lo previsto en el punto 1.2.3 y sin embargo el proceso operativo para llevarlo a la práctica de forma adecuada representa un carga para el distribuidor, a nuestro entender, mucho mayor que el beneficio que reporta.”* Por ello, consideran que la disgregación del consumo de estos clientes debería ser potestativa de la distribuidora, y no de obligado cumplimiento.

Además, teniendo en cuenta que la obligación de disponer de equipos de telemedida atiende a razones de operación técnica, y no exclusivamente a obtener caudales para facturación, propone Endesa eliminar íntegramente el punto 1.2.2 del PD-02 “Puntos de suministro en redes de presión superior a 4 bar o consumo superior a 1 GWh/año”.

En segundo lugar, Endesa explica que el apartado 6.2.1.4 incluye la obligación para los comercializadores con clientes tipo 2 de asumir las diferencias de medición mes a mes durante un año. Asimismo, también se indica que los distribuidores remitirán a los comercializadores una regularización de cierre que compensará las diferencias de medición soportadas en ese periodo. Según UNESA, *“Esta afirmación obliga a ampliar este apartado, indicando el modo efectivo en que se llevará a la práctica esta regularización lo cual supondría acometer un procedimiento complementario que regulara el modelo de asignación de gas al distribuidor para hacer frente a posibles desbalances, así como contemplar incluso situaciones contrarias de excesos de facturación frente a medición por diferencias de contaje o por criterios de reparto definitivo.”*

También señala que los seis días laborables del plazo dado para realizar el balance definitivo son muy pocos y solicita que se establezca en diez días.

Por último, Endesa propone eliminar la disposición que diferencia entre cinco zonas geográficas a la hora de hacer el reparto “n+2”, porque considera que *“dividir los balances por zonas introducirá innecesariamente una importante inflexibilidad en el sistema que perjudicará a los comercializadores de tamaño pequeño y mediano”*. Explica UNESA que esta forma de gestión del sistema se aleja del modelo que considera más eficiente y seguro, que según su opinión, consiste en separar la gestión comercial de la gestión física, adoptando esquemas logísticos como el del tanque único.

Los comentarios particulares de Enel-Viesgo, Iberdrola y Unión Fenosa son los mismos que se indican en el escrito de los Comercializadores.

Comentarios de SEDIGAS

También en fecha 30 de octubre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito del Comité de distribuidores de SEDIGAS incluyendo sus comentarios a la propuesta de modificación de la NGTS-06, NGTS-07 y PD-02, con comentarios particulares de Endesa Gas y Naturgas Energía.

Respecto a la NGTS-06, los distribuidores indican lo siguiente:

- Al igual que lo señalado por las comercializadoras Iberdrola y Unión Fenosa en sus comentarios particulares, los distribuidores señalan que en el punto 6.2.1 faltaría la siguiente frase, incluida en la versión aprobada por el grupo de trabajo de las NGTS que desarrolló la propuesta, sin la cual, según indican, queda sin explicar el envío al otro titular de la interconexión transporte-distribución y al GTS:

“Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida en el punto de conexión transporte-distribución enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al GTS la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de la telemida de los puntos de entrega ente redes. El responsables del reparto, asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.”

- Igualmente, en el punto 6.2.1.3, para describir cómo se realiza la asignación en el punto de conexión transporte-distribución, cuando hay consumidores directos en mercado, faltaría la frase siguiente:

“En el caso de consumidores directos a mercado, la asignación en el PCTD coincidirá con la medición en el punto de suministro o en su caso estimación, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.”

En relación con la NGTS-07 los distribuidores indican que en el grupo de trabajo se propuso cambiar la expresión “vigésimo día hábil” por “vigésimo día laborable”.

Los distribuidores estiman que si bien la resolución entraría en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE, esto no afectaría al sistema de diferencias de medición, que comenzaría en julio de 2008, ya que según el texto, se comenzaría a utilizar este método a partir de la desaparición del mercado a tarifa.

Por último, al respecto de los nuevos plazos para el envío del reparto, los distribuidores exponen haber pedido un periodo transitorio para la adaptación que no ha sido tenido en cuenta. Proponen por ello indicar que los nuevos plazos de entrega entrarán en vigor a partir del 1 de enero de 2008.

1. Comentarios de Endesa Gas

Los comentarios particulares de ENDESA GAS coinciden con el realizado por UNESA respecto a la distinción de los consumidores conectados a $P > 4$ bar sin telemedida y aquellos conectados a $P < 4$ bar y con consumo superior a 1 GWh/año. ENDESA GAS comparte con UNESA la opinión de que *“esta diferenciación en el modelo de reparto de la demanda debería ser aconsejable o potestativo de la distribuidora, pero en ningún caso de obligado cumplimiento...”*

2. Comentarios de Naturgas Energía

Naturgas considera que la desagregación de la información que el punto 1.4 del PD-02 establece como accesible para los usuarios a través del SCTD debería distinguir entre clientes tipo 1 y clientes tipo 2, en lugar de los tres niveles de agregación que considera la propuesta.

Comentarios de SAGGAS

En fecha 5 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de comentarios de SAGGAS a la propuesta de modificación de la NGTS-06, NGTS-07 y PD-02.

Los comentarios de SAGGAS se refieren exclusivamente a la separación en zonas del reparto diario “n+2” del apartado 1.3 del PD-02. SAGGAS explica en su escrito que no existe justificación para la separación zonal que inicialmente propone la propuesta de Resolución, pareciendo mucho más lógico la desagregación del reparto por Comunidad autónoma, ya que:

- “1) Es independiente de los puntos de entrada existentes y futuros.*
- 2) No está sujeto a modificación caso de nuevas entradas en el sistema, evitando trabajo innecesario a lo distintos agente, en especial a los Distribuidores.*
- 3) Evita la discusión de las zonas de influencia de las distintas entradas. En la situación propuesta existen discrepancias”.*

5 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA NORMA NGTS-06

5.1 Sobre los puntos del sistema gasista donde debe realizarse el reparto (apartado 6.1.2)

El apartado 6.1.2 define los puntos del sistema gasista donde debe realizarse el reparto del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado (puntos de conexión transporte-distribución, transporte-gasoductos internacionales, transporte-almacenamientos, transporte-yacimientos, transporte-plantas de regasificación, carga de cisternas, transporte-transporte y transporte-línea directa o cliente final). Apartados posteriores de la NGTS-06 tratan también sobre el reparto de gas en el caso de conexión distribución-distribución.

Así por ejemplo, el punto 6.2.1.3 sobre el reparto definitivo establece:

“En el caso de distribuidores conectados a redes de otros distribuidores, coincidirá con la medición en el punto de entrega al distribuidor aguas abajo”.

También los apartados 6.4.1.1 de la NGTS-06 y 1.3 y 2 del PD-02 tratan de las cantidades emitidas y asignadas en los puntos de conexión distribución-distribución (en particular, se refiere el término PCDD).

Consecuentemente, se estima conveniente añadir un nuevo punto en el apartado 6.1.2 de la NGTS-06 que recoja el punto de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares distintos (PCDD) como punto de reparto del sistema gasista.

Adicionalmente, en relación con los puntos de reparto del sistema gasista, tal como se ha indicado anteriormente, la NGTS-06 sustituye el actual 6.2.3 “Repartos en otros puntos del sistema gasista” por 6.2.3 “Repartos en puntos de conexión de gasoductos de

transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD)”. De esta manera, desaparecen las referencias en las NGTS a cómo debe realizarse el reparto en el resto de puntos del sistema referidos en la sección 6.1.2.

A este respecto es de señalar que actualmente existe una propuesta de Resolución que aprobaría un nuevo protocolo de detalle, el PD-12, que regularía el reparto en los puntos de entrada a la red de transporte. Con las modificaciones propuestas para el protocolo de detalle PD-02 y el nuevo protocolo PD-12, quedarían recogidos los procedimientos de reparto en todos los puntos del sistema gasista donde debe realizarse el reparto del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado, indicados en el apartado 6.1.2 de la NGTS-06, con la excepción de los puntos de conexión entre gasoductos de transporte de dos titulares diferentes.

5.2 Sobre los responsables del reparto (apartado 6.1.3)

De acuerdo con el punto 6.1.3, en el caso de puntos de conexión transporte-transporte, el responsable del reparto será acordado entre los transportistas conectados. Asimismo, con la excepción de los puntos de conexión transporte-distribución y transporte-línea directa o cliente final, donde se define una figura concreta como responsable del reparto, para el resto de puntos definidos en el apartado 6.1.2 se indica que el responsable será el titular de la unidad de medida.

Dado que, tal y como señala la propuesta en este punto *“En caso de discrepancias, los sujetos afectados podrán consultar a los responsables del reparto, la información de detalle”*, parece conveniente que los usuarios puedan acceder de manera sencilla y rápida a la información sobre los responsables del reparto. En este sentido, se propone incluir en este apartado una disposición que recoja la obligación del GTS de publicar un listado indicando el agente concreto responsable del reparto en los distintos puntos de conexión a quién debe el usuario dirigirse en caso de discrepancias.

“En un plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente norma, el GTS publicará en su pág. web un listado de todos los puntos de conexión del sistema donde debe realizarse un reparto, indicando el agente responsable de dicho reparto en cada punto de conexión al cual debe dirigirse el usuario en caso de discrepancias respecto al mismo.”

5.3 Sobre el reparto en el punto de conexión transporte-distribución (apartado 6.2.1)

Para explicar el envío de la información, necesaria para realizar el reparto, al otro titular de la interconexión transporte-distribución y al GTS, conforme a lo indicado por el Comité de distribuidores de SEDIGAS, IBERDROLA y Unión Fenosa en sus comentarios particulares, y de acuerdo con el procedimiento de envío de la información del reparto diario “n+2” que define el apartado 1.3 del PD-02, sería conveniente añadir la siguiente frase en el apartado 6.2.1:

“Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida en el punto de conexión transporte-distribución enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al GTS la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de la telemida de los puntos de entrega ente redes. El responsables del reparto, asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.”

5.4 Sobre el reparto definitivo en los puntos de conexión transporte-distribución (apartado 6.2.1.3)

Como ya se ha indicado previamente, el reparto definitivo descrito en este punto se establece para comercializadores y distribuidores conectados a redes de otros distribuidores. No se considera la figura del consumidor que se suministra por sí mismo (consumidor directo en mercado).

Por ello, y de conformidad con lo señalado por el Comité de distribuidores de SEDIGAS, se propone añadir en este apartado el siguiente párrafo, que detalla cómo debe realizarse el reparto correspondiente al consumidor directo en mercado en el punto de conexión transporte-distribución:

“En el caso de consumidores directos a mercado, la asignación en el PCTD coincidirá con la medición en el punto de suministro o en su caso estimación, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.”

5.5 Sobre la asunción de las diferencias de medición en las redes de distribución y la elaboración de informes mensuales y anuales por parte de los distribuidores (apartado 6.2.1.4)

El Comité de distribuidores de SEDIGAS, en su escrito de comentarios, señala estimar que las diferencias de medición en las redes de distribución serán asumidas por los comercializadores con clientes tipo 2, a partir del 1 de julio de 2008, ya que el siguiente párrafo, que hace referencia a los informes mensuales y anuales a elaborar por los distribuidores en relación con estas diferencias, indica que dichos informes se realizarán *“a partir de la desaparición del mercado a tarifa”*.

Mientras exista el mercado a tarifa no parece lógico que las diferencias de medición sean asumidas por los comercializadores. No obstante, la desaparición del mercado a tarifa, tal y como está redactada esta disposición, hace referencia sólo a la elaboración mensual y anual de los informes de los distribuidores, y no a la asignación de las diferencias de medida, que podría entenderse en vigor desde la publicación en el BOE de la norma.

Para evitar divergencias en la interpretación de esta disposición, sería conveniente definir de manera clara y explícita cuándo debe asignarse por primera vez las diferencias de medición a los comercializadores. Podría coincidir con la desaparición del mercado a tarifa, como estiman los distribuidores.

Por otro lado, las disposiciones sobre asignación de las diferencias de medición y regulaciones de cierre en el apartado 6.2.1.4, de acuerdo con lo propuesto por los distribuidores, hacen aconsejable el desarrollo de un procedimiento complementario que, de acuerdo con los comentarios de Enel-Viesgo, desarrolle las disposiciones referidas a la regularización (mes en que se imputan, aviso al comercializador, etc.), así como el modelo de asignación de gas al distribuidor para hacer frente a desbalances, tal como proponen los distribuidores. Por ello, se propone añadir el siguiente párrafo en este apartado:

“En relación con la asignación de las diferencias de medición y regularizaciones de cierre, éstas se realizarán de acuerdo con el procedimiento descrito en el correspondiente Protocolo de Detalle.”

5.6 Sobre los plazos para la remisión de la información en relación con el reparto (apartado 6.2.3.2)

El apartado 6.2.3.2 de la NGTS-06 establece, respecto a las revisiones al reparto diario “n+2” en los puntos de conexión transporte-línea directa o conexión final:

“En los plazos establecidos, el transportista dará respuesta a las peticiones de revisión del reparto diario “n+2” recibido, informando al Gestor Técnico del Sistema y si fuera necesario actualizando la información en el sistema SL-ATR”

La actualización de la información en el sistema SL-ATR correspondiente a regularizaciones del reparto, con independencia del tiempo que el PD-02 permite para la revisión y contestación por parte del transportista de este tipo de solicitudes, supone una modificación del reparto a pasado que puede llevar a que, tal como indica Enel Viesgo en sus comentarios, les conduzca a desbalance. Por otra parte, las regularizaciones propuestas para el reparto “n+2” en otros puntos de conexión del sistema que señala la propuesta de Resolución (por ejemplo, en redes de distribución alimentadas con plantas satélite) indican su imputación en repartos posteriores.

6 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02

El apartado 1.3 del PD-02 determina:

“La información anterior¹ se enviará desagregada por cinco zonas geográficas que definirá el Gestor Técnico del Sistema.

Inicialmente estas zonas serán:

- a) Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Comunidad Valenciana y Baleares.*
- b) Zona II (Este): Cataluña.*
- c) Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.*

¹ Referido a envío del reparto diario “n+2” por el distribuidor al GTS.

d) *Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.*

e) *Zona V (Centr-Sur): Andalucía Extremadura, Madrid, Castilla La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León)*

Por causas justificadas (puesta en servicio de nueva instalaciones, etc.) y con un preaviso de tres meses, el Gestor Técnico del Sistema podrá establecer otra configuración diferente de estas cinco zonas geográficas”

Como ha podido observarse en apartados anteriores del presente informe, conforme a los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Hidrocarburos pueden distinguirse tres posturas distintas entre los agentes respecto a esta disposición.

En primer lugar, destaca la posición de UNESA, SAGGAS y los comercializadores (Endesa Energía, Cepsa Gas Comercializadora, Incogas, Shell, Gaz de France, Centrica Energía, Naturgas Energía Comercializadora, BP Gas, Galp Energía, Enel-Viesgo, BBE y Electrabel), que proponen la eliminación de esta disposición.

En general, estos agentes alegan que *“dividir los balances por zonas introducirá innecesariamente una importante inflexibilidad en el sistema que perjudicará a los comercializadores de tamaño pequeño y mediano”*. En este sentido, afirman que *“avanzar hacia un modelo que implique la separación del sistema por zonas geográficas tan sólo introduce barreras a la gestión eficiente de los agentes, obstaculizando a la competencia y por tanto perjudicando al consumidor final que finalmente verá disminuida su capacidad de acceder al suministro de gas en las mejores condiciones.”*

SAGGAS considera que la distinción geográfica propuesta guarda relación con las zonas de influencia de los puntos de entrada al sistema gasista, y plantea su sustitución por la distinción entre Comunidades Autónomas.

Por su parte, Unión Fenosa e Iberdrola defienden la necesidad de mantener un equilibrio entre la física del sistema y la flexibilidad comercial, y sugieren que el envío de la información se realice de forma agregada, excepto cuando existan zonas congestionadas, en cuyo caso se enviará de forma desagregada (actualmente Eje Levante, Galicia y resto).

Por último, Gas Natural Comercializadora *“entiende, tal y como ha manifestado el Gestor Técnico del Sistema, que para una mejor gestión del sistema es necesario el conocimiento del estado del balance de cada usuario en cada una de las zonas en las que subdivide el sistema de entradas-salidas. Disponer de información y transparencia evita que tomen medidas discriminatorias en la solución de congestiones.”*

Dentro de las funciones que las NGTS atribuyen al GTS se encuentra la obligación de gestionar en todo momento posibles situaciones de operación excepcional y emergencia. De esta forma, es responsabilidad del GTS la correcta aplicación de los procedimientos definidos en las NGTS al respecto, emitiendo las instrucciones correspondientes a transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado, que permitan corregir estas situaciones o aminorar sus efectos.

Por otro lado, el apartado 9.1 de la NGTS-09 sobre la operación normal del sistema, establece:

“El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los procedimientos operativos necesarios para realizar las funciones encomendadas, basándose en la información aportada por los sujetos que hacen uso del sistema, a través de las programaciones, nominaciones y repartos establecidos, así como de las predicciones de demanda. Con esta información el Gestor Técnico del Sistema elaborará los siguientes documentos:...”

Es necesario, por tanto, proporcionar al GTS las herramientas que le permitan llevar a cabo las tareas asignadas.

Si las NGTS consideran que es importante que el GTS disponga de la información sobre el reparto cuando el sistema se encuentra en operación normal, más importante resulta cuando el sistema se encuentra en situación de operación excepcional o de emergencia. En estas situaciones es fundamental para el sistema gasista que el GTS desempeñe sus funciones de forma eficaz y eficiente y reconduzca al sistema a la situación de operación normal lo antes posible.

De acuerdo con la propuesta de Resolución, el reparto diario “n+2” y las regularizaciones correspondiente a cada usuario por punto de conexión transporte-distribución, las realiza el distribuidor. Asimismo, el distribuidor suma las cantidades correspondientes al mismo

usuario en cada punto y carga el reparto diario “n+2” en el SCTD para que el usuario pueda consultarlo.

La información sobre el reparto “n+2” por punto de conexión transporte-distribución puede ser necesaria para la gestión del sistema, en particular, cuando éste se encuentra en situación de operación excepcional, como ocurre cuando se producen congestiones y/o restricciones de operación. En estos casos, el GTS requiere esta información para poder emitir las instrucciones y directrices adecuadas a cada agente, tal como indica las NGTS. Circunscribir la información a unas zonas o solicitarla cuando se detecta la necesidad de la misma puede resultar ineficaz.

Por otro lado, es el distribuidor quién dispone de esta información, puesto que la determina para poder dar cumplimiento a lo establecido en el PD-02 propuesto.

Por ello, se propone sustituir la disposición sobre el envío de la información del reparto por parte del distribuidor al GTS desagregada por zonas geográficas por la siguiente redacción:

~~“La información anterior se enviará desagregada por punto de conexión transporte-distribución cinco zonas geográficas que definirá el Gestor Técnico del Sistema.~~

~~Inicialmente estas zonas serán:~~

~~f) Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Comunidad Valenciana y Baleares.~~

~~g) Zona II (Este): Cataluña.~~

~~h) Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.~~

~~i) Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.~~

~~j) Zona V (Centr-Sur): Andalucía, Extremadura, Madrid, Castilla La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León)~~

~~Por causas justificadas (puesta en servicio de nueva instalaciones, etc.) y con un preaviso de tres meses, el Gestor Técnico del Sistema podrá establecer otra configuración diferente de estas cinco zonas geográficas”~~

7 CONCLUSIONES

A la vista de lo expuesto en los apartados anteriores, se concluye que:

1. **Se informa favorablemente** la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 “Repartos” y NGTS-07 “Balance” y el protocolo de detalle PD-02 “Repartos en redes de distribución”, ya que se considera que mejora el sistema actualmente en vigor al definir con mayor detalle y asignar funciones y responsabilidades en relación con el reparto.
2. No obstante, se propone introducir en la redacción dada por la propuesta de Resolución para la norma NGTS-06 y el protocolo de detalle PD-02 los cambios que se recogen en el Anexo I del presente informe.
3. Esta Comisión considera fundamental para el sistema gasista que el GTS disponga de las herramientas necesarias que le permitan desempeñar sus funciones de forma eficaz y eficiente, en particular de la información de los repartos de los consumos de los usuarios, como ocurre en el caso de congestiones y/o restricciones de operación. Para ello, el GTS requiere la información que elabora el distribuidor sobre el reparto diario “n+2” desagregada por punto de conexión transporte-distribución, con el fin de poder emitir las instrucciones y directrices adecuadas a cada agente, tal como indican las NGTS.

Por eso, de los cambios propuestos en el presente informe respecto a la propuesta de Resolución remitida, hay que destacar la modificación introducida en el apartado 1.3 del PD-02:

“La información anterior se enviará desagregada por punto de conexión transporte-distribución cinco zonas geográficas que definirá el Gestor Técnico del Sistema.

Inicialmente estas zonas serán:

- a) Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Comunidad Valenciana y Baleares.*
- b) Zona II (Este): Cataluña.*



~~c) Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.~~

~~d) Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.~~

~~e) Zona V (Centr-Sur): Andalucía Extremadura, Madrid, Castilla-La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León)~~

~~Por causas justificadas (puesta en servicio de nueva instalaciones, etc.) y con un preaviso de tres meses, el Gestor Técnico del Sistema podrá establecer otra configuración diferente de estas cinco zonas geográficas”~~

ANEXO I

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA
PROPUESTA DE RESOLUCIÓN
REMITIDA RESPECTO A LA
REDACCIÓN DE LA NORMA NGTS-06 Y
EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-02**

ANEJO I

NORMA DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

NGTS-06

REPARTOS

6.1 CONDICIONES GENERALES

6.1.1 Definición

El reparto es el proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado entre los distintos sujetos del sistema gasista involucrados.

Este proceso será realizado por el responsable del reparto mediante los procedimientos de reparto correspondientes, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

Los repartos se realizarán con detalle diario en función de las mediciones y/o de las estimaciones y/o de las nominaciones.

6.1.2 Puntos de Reparto del Sistema gasista

- Puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución. (PCTD)
- Puntos de conexión con gasoductos internacionales. (PCI)
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte con almacenamientos. (PCA)
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte con yacimientos. (PCY)
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte con planta de regasificación de GNL. (PCPR)
- Puntos de carga de cisternas en plantas de regasificación (PSAT)
- Puntos de conexión entre gasoductos de transporte de dos titulares diferentes. (PCTT)
- [Puntos de conexión entre gasoductos de distribución de dos titulares diferentes \(PCDD\)](#)
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales. (PCLD).

6.1.3 Responsables del Reparto

El operador de la red de distribución correspondiente será el responsable de hacer los repartos en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución.

Para los puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas y con gasoductos internacionales, el responsable del reparto se acordará entre los transportistas interconectados.

Para los puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales, el responsable del reparto será el transportista.

Para el resto de los puntos indicados en 6.1.2, el responsable será el titular de la unidad de medida.

[En un plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente norma, el GTS publicará en su página web un listado de todos los puntos de conexión del sistema donde debe realizarse un reparto, indicando el agente responsable de dicho reparto en cada punto de conexión al cual debe dirigirse el usuario en caso de discrepancias respecto al mismo.](#)

El reparto se enviará por el responsable del reparto al GTS, con el detalle y en los plazos establecidos en las NGTS.

Los usuarios podrán consultar la información del reparto a través de los sistemas SL-ATR ó SCTD, según corresponda de acuerdo con el nivel de detalle establecido en los protocolos de detalle correspondientes.

En caso de discrepancias, los sujetos afectados podrán consultar, a los responsables del reparto, la información de detalle.

El reparto se considerará:

- a) Cerrado una vez finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones y se ha repartido el total de la cantidad a repartir.
- b) Abierto en cualquier otro caso.

6.1.4 Publicación de los Procedimientos de Reparto

Todos los procedimientos de reparto de transportistas y distribuidores serán públicos y contrastables por los distintos sujetos del sistema.

Los distribuidores y transportistas deberán publicar los procedimientos de reparto y perfiles de consumos en su página web.

Cualquier modificación a los procedimientos de reparto será comunicada a los usuarios afectados con un mes de antelación.

La Comisión Nacional de Energía resolverá las discrepancias que se pudieran presentar en relación con los procedimientos de reparto y su aplicación.

6.2 PROCEDIMIENTOS DE REPARTO

6.2.1 Repartos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución

El procedimiento se realizará conforme al Protocolo de Detalle PD-02.

Para realizar reparto en los puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución, se considerará para cada usuario en la red de distribución y para cada red de distribución un punto de conexión con la red de transporte y se supondrá que todo el gas se entrega al usuario correspondiente en ese punto.

[Para elaborar el reparto, el titular responsable de la medida en el punto de conexión transporte-distribución enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al GTS la cantidad a repartir, de acuerdo con los datos de la telemida de los puntos de entrega ente redes. El responsables del reparto, asignará el total de dicha cantidad a los agentes implicados.](#)

6.2.1.1 Reparto diario “n+2”

El reparto diario (n+2) se realizará de forma prioritaria sobre la base de la información de la telemida de puntos de entrega transporte - distribución, telemida de clientes y, en caso de no estar disponible o no existir la telemida, sobre estimaciones del distribuidor basadas en: la telemida de puntos de entrega entre redes, las nominaciones, las variables climatológicas reales del día de consumo y los consumos históricos, perfiles de consumo y otras variables.

El reparto diario (n+2) se enviará por el distribuidor al Gestor Técnico del Sistema, con el detalle y en los plazos establecidos y sustituirá a la asignación previa.

6.2.1.2 Revisiones al reparto diario “n+2”

Los sujetos afectados podrán solicitar revisiones al reparto n+2 de cada día de gas.

Si no se produjera objeción alguna en los plazos establecidos a los repartos diarios (n+2) emitidos, tales repartos se entenderán aceptados por el usuario.

En caso de objeción a los mismos, la solicitud de revisión se enviará al responsable del reparto, con copia al GTS, y contendrá:

- Concepto del reparto que el usuario estima erróneo.

- Motivo por el que, a su juicio, se ha producido el error.

En los plazos establecidos el Distribuidor dará respuesta a las peticiones de revisión del reparto diario (n+2) recibidas, informando al GTS.

6.2.1.3 Reparto definitivo.

El reparto definitivo con desglose diario para cada comercializador en el PCTD coincidirá con la suma de las mediciones, o en su caso estimaciones, realizadas en los puntos de suministro a cada uno de los clientes a los cuales suministra, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes

En el caso de distribuidores conectados a redes de otros distribuidores, coincidirá con la medición en el punto de entrega al distribuidor aguas abajo.

[En el caso de consumidores directos a mercado, la asignación en el PCTD coincidirá con la medición en el punto de suministro o en su caso estimación, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.](#)

El reparto definitivo se enviará por el distribuidor al transportista y al Gestor Técnico del Sistema, de forma agregada por punto de conexión transporte – distribución (PCTD) en los plazos establecidos y con el detalle indicado en el PD-02.

A efectos del reparto definitivo, los clientes se clasifican en:

- **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.
- **Clientes 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.

6.2.1.4. Cuenta de Diferencias de medición en las redes de distribución

Se definen las diferencias de medición (DM) como:

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

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

F_{tipo1} : Facturación de los clientes tipo 1

F_{tipo2} : Facturación de los clientes tipo 2

M_{tipo1} : Merms de distribución correspondientes a los clientes tipo 1

M_{tipo2} : Mermas de distribución correspondientes a los clientes tipo 2

D: Medidas en los PCDD

Dichas diferencias de medición serán asumidas, [una vez desaparecido el mercado a tarifa](#), 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).

Mensualmente, a partir de la desaparición del mercado a tarifa, la distribuidora elaborará un informe con la facturación, las mermas reconocidas de distribución y las diferencias de medición mensuales y acumuladas por comercializador y comunicará el resultado a cada comercializador con el detalle indicado en el PD-02.

Anualmente, las distribuidoras realizarán un informe de cierre del periodo comprendido entre el 1 de junio del año anterior y el 31 de mayo del año en curso, remitiendo a las comercializadoras una regularización de cierre que compensará las diferencias de medición soportadas en ese periodo.

De forma excepcional, el primer periodo comprenderá desde la desaparición del mercado a tarifa hasta el 31 de mayo de 2009.

[En relación con la asignación de las diferencias de medición y regularizaciones de cierre, éstas se realizarán de acuerdo con el procedimiento descrito en el correspondiente Protocolo de Detalle.](#)

El GTS, en la elaboración de la propuesta anual de coeficientes de mermas en las instalaciones que haya de realizar en cumplimiento de las NGTS, tendrá en cuenta el informe de cierre anual de la cuenta de diferencias de medición en las redes de distribución.

6.2.2 Repartos en redes de distribución alimentadas con plantas satélites de GNL

6.2.2.1 Reparto diario “n+2”

El reparto diario (n+2) relativo a la carga de cisternas en plantas de Regasificación destinado al consumo en las redes suministradas a través de una planta satélite de GNL será realizado por el titular de la planta de regasificación que ha expedido la cisterna de GNL a la planta satélite, sobre la base de los datos aportados por el distribuidor o estimaciones propias. Dichos repartos deberán ser enviados por el titular de la planta de regasificación al GTS.

6.2.2.2 Revisiones al reparto diario “n+2”

Se seguirá el mismo procedimiento que para el reparto en puntos de conexión transporte - distribución.

6.2.2.2 Reparto definitivo

Si no hay ninguna objeción, en los plazos establecidos, al reparto diario (n+2) éste pasará a ser definitivo.

Para determinar los posibles ajustes de existencias en las plantas satélites de GNL el distribuidor proporcionará al GTS el reparto en cada planta satélite en base a la facturación en los puntos de suministro suministrados desde las mismas, de forma análoga a lo realizado en los PCTD.

Los posibles ajustes de existencias en la planta satélite de GNL serán considerados en los repartos diarios (n+2) de las cargas posteriores de cisternas.

6.2.3 Repartos en puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD)

Para realizar el reparto en los puntos de conexión con líneas directas (PCLD), se utilizará la Unidad de Medida del punto de conexión propiedad del transportista que entrega el gas. En los casos que no está disponible dicha UM, podrá utilizarse, por acuerdo entre transportista y consumidor, la UM propiedad del consumidor.

En estos puntos existirá un Procedimiento detallado sobre el intercambio de información entre transportista y consumidor. Con objeto de que la información de medida esté disponible en los plazos y con la calidad establecidos. En particular, dicho procedimiento establecerá la frecuencia de lectura y envío de datos y asegurará la compatibilidad de los equipos de la UM, con el sistema de teled medida del transportista.

Los repartos serán elaborados por el transportista, que asignará el total de la cantidad a repartir al usuario correspondiente. En caso de existir varios usuarios en un PCLD, el transportista deberá haber informado al GTS del criterio de reparto acordado entre las Partes.

6.2.3.1 Reparto diario “n+2”

Para elaborar el reparto diario (n+2), el titular responsable de la medida en el punto de conexión enviará en los plazos establecidos al otro titular interconectado y al GTS la cantidad a repartir de acuerdo con los datos de teled medida o lectura en el punto de conexión.

El reparto será elaborado por el transportista en los plazos establecidos.

6.2.3.2 Revisiones al reparto diario “n+2”

Los sujetos afectados podrán solicitar revisiones al reparto (n+2) de cada día de gas.

Si no se produjera objeción alguna en los plazos establecidos a los repartos n+2 emitidos, el reparto se entenderá aceptado por el usuario.

En los plazos establecidos, el transportista dará respuesta a las peticiones de revisión del reparto diario (n+2) recibido, informando al GTS y si fuera necesario actualizando la información en el sistema SL-ATR.

6.2.3.3 Reparto definitivo

El reparto definitivo, con desglose diario, será elaborado por el transportista en los plazos establecidos con la información de medida enviada por el transportista.

6.3 REGULARIZACIONES A LOS REPARTOS DEFINITIVOS

6.3.1 Regularizaciones a los repartos definitivos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución y en redes de distribución alimentadas desde planta satélite de GNL

Los repartos definitivos entregados cada mes incluirán las regularizaciones sobre los repartos definitivos entregados en los dos meses anteriores con indicación del mes de consumo a que hacen referencia y con el detalle establecido en las NGTS.

Las regularizaciones de facturación correspondientes a períodos de reparto definitivo cerrados se imputarán al último balance definitivo no cerrado.

6.3.2 Regularizaciones a repartos definitivos en el resto de puntos de conexión

Las regularizaciones en el resto de puntos de conexión se calcularán e imputarán mediante acuerdos de los transportistas y usuarios afectados y se imputarán siempre al último balance definitivo no cerrado.

6.4 Plazos

6.4.1. En puntos de conexión transporte-distribución

Todos los envíos de información se realizarán a través de la conexión SL-ATR / SCTD en el momento que estén disponibles los sistemas.

6.4.1.1 Plazos para el reparto diario “n+2”

a) Envío de cantidades diarias a repartir en cada PCTD para elaborar reparto diario (n+2).

(Envía el propietario de la red de transporte o de distribución que es titular de la Unidad de Medida al otro titular interconectado y al GTS. En el caso de puntos de conexión en los que se elabora el reparto con una Unidad de Medida propiedad de un tercero, será el distribuidor quien envíe la medida al transportista y al Gestor Técnico del Sistema):

- Antes de las 8 horas del día siguiente al día de gas.

b) Envío de las cantidades emitidas en los PCDD para elaborar reparto diario “n+2”.

(Envía el titular responsable de la medida en el punto de conexión al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema):

- Antes de las 14 horas del día siguiente al día de gas.

c) Los distribuidores facilitarán el reparto diario “n+2” del día “n” al Gestor Técnico del Sistema:

- Antes de las 14 horas del segundo día posterior al día de consumo.

d) Peticiones de revisión a los repartos diarios “n+2” por parte de los sujetos afectados:

- Antes de las 20 horas del tercer día desde su publicación.

e) Respuesta a las peticiones de revisión de repartos diarios:

- Antes de las 20 horas del segundo día posterior a la petición de revisión.

6.4.1.2 Plazos para repartos definitivos

a) Envío de cantidades a repartir (incluye medición del mes, con desglose diario, y posibles regularizaciones a la medida de meses anteriores) en cada PCTD para elaborar el reparto definitivo (Envía el propietario de la red de transporte o de distribución que es titular de la Unidad de Medida al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema. En el caso de puntos de conexión en los que está acordado se elabora el reparto con una Unidad de Medida propiedad de un tercero, será el distribuidor quien envíe la medida al transportista y al Gestor Técnico del Sistema):

- Antes del sexto día laborable del mes siguiente al que hace referencia.

b) Envío de repartos definitivos al transportista y al Gestor Técnico del Sistema:

- Antes del decimoquinto día laborable al mes siguiente al que hace referencia.

6.4.2 En puntos de conexión de gasoductos de transporte con líneas directas o clientes finales (PCLD).

Todos los envíos de información se realizarán a través del sistema SL-ATR.

6.4.2.1 Plazos para el reparto diario “n+2”

a) Envío de cantidades diarias de cada PCLD para elaborar el reparto diario (n+2) (envía el transportista al Gestor Técnico del Sistema).

- Antes de las 8 horas del día siguiente al día de gas.

6.4.2.2 Plazos para el reparto definitivo

- a) Envío de cantidades mensuales, con desglose diario, de cada PCLD para elaborar el reparto definitivo que incluye posibles regularizaciones a la medida de meses anteriores. (envía el transportista al Gestor Técnico del Sistema)
- Antes del sexto día laborable del mes siguiente al que hace referencia.

ANEJO II

PROTOCOLO DE DETALLE PD-02 DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

CRITERIOS GENERALES DE ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE REPARTOS EN PUNTOS DE CONEXIÓN TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN

1. Reparto diario “n+2” en puntos de conexión de redes de transporte y distribución.

1.1 Cálculo de demanda a repartir

Una vez haya pasado el día de gas el operador o Grupo propietario de las redes de transporte y distribución evaluarán, con los sistemas de teled medida disponibles propios o del operador que entrega el gas, las entradas de gas a su sistema y las salidas del mismo que no tengan como destino final un consumidor, de las 0 horas a las 24 horas del día.

Las entradas menos las salidas expresadas en kWh con un PCS medio, determinarán la cantidad de gas a distribuir entre los agentes.

En el caso de no disponer de teled medida o que esté fuera de servicio, las entradas y salidas se evaluarán con lecturas diarias o estimaciones realizadas sobre la base de históricos de consumos.

La demanda diaria total a repartir será publicada por el GTS en el SL-ATR, indicando si es real o estimada.

1.2 Proceso de reparto de la demanda

Para determinar el valor a asignar a cada agente para sus puntos de suministro se realizará de la siguiente forma:

1.2.1 Puntos de suministro con teled medida

Para los puntos de suministro con teled medida se utilizará el valor de la teled medida del distribuidor.

Si la teled medida del distribuidor no ha estado operativa se utilizará la teled medida del transportista o del GTS, si ésta existe. Para el caso particular de centrales de generación eléctrica, en caso de indisponibilidad de todas las telemedidas, se asignará la nominación viable del comercializador. Si ésta tampoco está disponible se asignará un consumo nulo.

Para el resto de clientes con teled medida indisponible, el responsable del reparto estimará el consumo en base a datos históricos, que además podrán ser contrastados con el comercializador.

En la determinación del consumo se tendrán en cuenta las mermas.

1.2.2 Puntos de suministro en redes de presión superior a 4 bar o consumo superior a 1 GWh/año

Para los puntos de suministro situados en redes de presión superior a 4 bar, y en redes de distribución de presión inferior a 4 bar con consumo superior a 1 GWh/año sin obligación de disponer de teled medida, se estimará su consumo diario en base al histórico de consumos mensuales y/o nominaciones, teniendo en cuenta el calendario de utilización que le consta al distribuidor o facilitado por el comercializador, pudiendo utilizarse para ello sistemas de predicción de la demanda.

En el caso de que su consumo pueda variar por efecto de temperatura se considerará en la estimación este efecto. El distribuidor y el comercializador correspondiente podrán en común el calendario de utilización de gas para los puntos de suministro de sus clientes.

En la determinación del consumo se tendrán en cuenta las mermas.

1.2.3 Resto de Puntos de Suministro

Para los puntos de suministro, situados en redes de presión inferior a 4 bar y de consumo inferior a 1 GWh/año (en adelante suministros de tipo D), se establecerá un perfil de distribución del consumo anual por meses y/o días por tipo de punto de suministro, como mínimo uno por grupo de peaje, grupo 3.1, grupo 3.2, grupo 3.3 y grupo 3.4 (hasta 1 GWh/año). El distribuidor pondrá en conocimiento del comercializador correspondiente los perfiles que utiliza para efectuar el reparto.

La cantidad resultante de restar a la emisión total a repartir, el consumo de los puntos de suministro con teled medida, el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de más de 4 bar y el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de menos de cuatro bar con consumo superior a 1 GWh/año, será la cantidad a repartir con los perfiles.

El reparto de esta cantidad de gas se realizará en base al número de puntos de suministro que tenga cada comercializador y/o distribuidor por tipo de perfil, teniendo en cuenta el peso relativo que tenga cada perfil en las diferentes épocas del año y la influencia de la temperatura, pudiéndose utilizar para ello sistemas de previsión de la demanda.

El reparto se podrá calcular a nivel global de sistema para distribuidores pequeños locales o provinciales, o a nivel de redes y poblaciones para operadores de ámbito regional y/o nacional, en función del tamaño de la red que administre el operador o Grupo y la importancia de la cantidad de gas vehiculado y su impacto sobre el reparto global nacional por agente.

1.3 Envío de la información del reparto diario “n+2”

Aunque los cálculos de reparto se realicen a nivel desagregado, para obtener un grado de precisión mayor, la cifra del reparto se dará para toda la red que administre el operador o Grupo en cuestión.

Excepcionalmente, en el caso de que, el GTS, compruebe que en los plazos establecidos, algún distribuidor no ha repartido el total de la cantidad a repartir entre los usuarios, repartirá la diferencia no repartida de forma proporcional a lo nominado por cada usuario, previa comunicación al distribuidor.

El reparto diario (n+2) se enviará por el Distribuidor al GTS con el detalle que se indica a continuación, por usuario y día.

- Dato agregado de clientes de tipo 1.
- Dato agregado de clientes de tipo 2.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados:

- Detalle de cada consumidor para generación eléctrica (Centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).
- Detalle por PCDD de las cantidades diarias entregadas a otros distribuidores conectados aguas abajo de sus redes.

La información anterior se enviará desagregada por punto de conexión transporte-distribución ~~cinco zonas geográficas que definirá el Gestor Técnico del Sistema.~~

~~Inicialmente estas zonas serán:~~

- ~~a) Zona I (Levante): Murcia, Albacete, Comunidad Valenciana y Baleares.~~
- ~~b) Zona II (Este): Cataluña.~~
- ~~c) Zona III (Norte): Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.~~
- ~~d) Zona IV (Oeste): Galicia, Asturias, Cantabria, Zamora y León.~~
- ~~e) Zona V (Centro-Sur): Andalucía, Extremadura, Madrid, Castilla La Mancha (excepto Albacete) y Castilla-León (excepto Zamora y León).~~

~~Por causas justificadas (puesta en servicio de nuevas instalaciones, etc.) y con un preaviso de tres meses, el Gestor Técnico del Sistema podrá establecer otra configuración diferente de estas cinco zonas geográficas.~~

1.4 Publicación de la información del reparto diario “n+2”

Cada usuario podrá consultar el detalle de su reparto diario “n+2” a través del SCTD.

El nivel de detalle a proporcionar será el siguiente:

- Dato agregado de Suministros de tipo 1 teledados.
- Dato agregado de Suministros de tipo 1 con fecha de lectura a final de mes.
- Dato agregado suministros de tipo 2.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados

- Detalle de cada consumidor para generación eléctrica (centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).

2. REPARTO DEFINITIVO EN PUNTOS DE CONEXIÓN DE REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Para elaborar el reparto definitivo, el titular responsable enviará, en los plazos establecidos, al otro titular interconectado y al GTS, la cantidad a repartir en cada PCTD con desglose diario. Esta cantidad tendrá detalle diario de la medición del mes e incluirá las posibles regularizaciones a la medida de meses anteriores.

Clientes tipo 1:

- En el caso de consumidores con suministros con teledados se utilizará la teledada, incrementada en las mermas de distribución correspondientes.
- En el caso de consumidores con lectura a final de mes se repartirá el consumo acumulado en el periodo de facturación en el mes natural del reparto en base al calendario de utilización, incrementada en las mermas de distribución correspondientes.

Clientes tipo 2:

Se repartirá la facturación en meses naturales en base a unos perfiles de consumo representativos de esta tipología de clientes, incrementada en las mermas de distribución correspondientes.

En los plazos establecidos, el distribuidor enviará al otro titular interconectado y al GTS el reparto definitivo con desglose diario de forma agregada por PCTD y comercializador. Así mismo enviará la cuenta de diferencias de medición de forma agregada por comercializador.

Dicho reparto tendrá además el siguiente detalle:

- Dato agregado de clientes de “tipo 1”.



- Dato agregado de clientes de “tipo 2”.
- Dato agregado de la cuenta de diferencias de medición.

Además, se incluirán los siguientes datos desagregados:

- Detalle de cada consumidor para generación eléctrica (Centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado).
- Detalle por PCDD de las cantidades diarias entregadas a otros distribuidores conectados aguas abajo de sus redes.

Toda la información se enviará a través del sistema SL-ATR / SCTD.

ANEXO II

COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO DE HIDROCARBUROS