

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

- 4445** *Resolución de 4 de mayo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican los protocolos de detalle PD-06 «Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros» y PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)».*

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, desarrolla las líneas básicas que deben contener las normas de gestión técnica del sistema de gas natural, estableciendo en su artículo 13.1 que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de normas de gestión técnica del sistema, que elevará al Ministro para su aprobación o modificación.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista (NGTS). Dicha Orden, en su disposición final primera, faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas para adoptar las medidas necesarias para la aplicación y ejecución de la Orden, en particular para aprobar y modificar los protocolos de detalle de las normas de gestión técnica y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.

La citada Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, en la norma de gestión técnica NGTS-12, apartado 12.2, establece la creación de un grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas responsable de la presentación para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión del sistema gasista.

Con base en lo anterior, se ha recibido por parte del Presidente 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, con fecha 5 de octubre de 2015, una propuesta de modificación del protocolo de detalle PD-06 «Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros».

De acuerdo con lo indicado en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta resolución ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que para su elaboración, ha realizado el correspondiente trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Asimismo, mediante la presente resolución se corrigen una serie de erratas identificadas en el protocolo de detalle PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)», publicado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 23 de diciembre de 2015.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero.

Se modifican los apartados 5 y 6.7 del protocolo de detalle PD-06 «Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros», aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se

establecen los protocolos de detalle de las normas de gestión técnica del sistema gasista, en los términos que se indican en el anexo I de la presente resolución.

Segundo.

Se modifican los apartados 1.2, 1.3, 1.4 y 1.6 del protocolo de detalle PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)», y apartados 1.2 y 3 del anejo, que fue aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las normas de gestión técnica del sistema gasista, y posteriormente modificado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 23 de diciembre de 2015, en los términos que se indican en el anexo II de la presente resolución, al objeto de corregir diversas erratas detectadas.

Tercero.

La presente resolución surtirá efecto el día siguiente a su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución, y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 107 y siguientes de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, puede interponerse recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes a partir del día siguiente al de su publicación.

Madrid, 4 de mayo de 2016.–La Directora General de Política Energética y Minas, María Teresa Baquedano Martín.

## ANEXO I

### PROTOCOLO DE DETALLE PD-06

#### **Apartados 5 y 6.7 del protocolo de detalle PD-06 «Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros»**

##### *5. Programación*

La programación de descarga de buques se realizará de acuerdo a lo establecido en las normas de gestión técnica del sistema, apartados 3.6.2.1 y 3.6.2.2 haciendo referencia a la programación anual y mensual, siendo la anual de carácter informativo y la mensual de carácter vinculante, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.6.2.2 de la NGTS-02 «Programaciones».

La programación mensual vinculante, incluirá entre otros datos, la fecha de descarga programada, que establece el día de comienzo del período de tiempo asignado para la llegada del buque. La duración de este intervalo de tiempo, o ventana de descarga, y su hora de comienzo, dependen de la instalación de descarga. Se establecen conforme a lo siguiente:

- a) Para Barcelona, Cartagena, Bilbao y Sagunto: 36 horas, desde las 00:00 horas de la fecha de descarga programada, para cualquier tipo de buque.
- b) Para Huelva y Mugaridos: 36 horas, comenzando la ventana dos horas antes del momento en que se produzca la primera marea alta dentro de la fecha de descarga programada, para cualquier tipo de buque.

## 6.7 Tiempos de plancha.

6.7.1 Tiempo de plancha permitido. Es el tiempo máximo asignado al titular de la instalación para la conclusión de la descarga de cada cargamento sin incurrir en demoras. Este tiempo de plancha se detalla a continuación:

- a) Buques de capacidad igual o inferior a 200.000 m<sup>3</sup> de GNL: Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos.
- b) Buques de capacidad superior a 200.000 m<sup>3</sup> de GNL: Cuarenta y ocho (48) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos.

## 6.7.2 Comienzo del tiempo de plancha.

6.7.2.1 Cartagena, Barcelona, Bilbao y Sagunto. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el Aviso de Alistamiento (Notice of Readiness-NOR, en inglés) en su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará seis horas después de ser notificado el NOR, o en el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR antes de su ventana de descarga, el tiempo de plancha comenzará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

- a) En el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga.
- b) A las 06:00 horas de la fecha de descarga programada.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.2.2 Huelva. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su fecha de descarga programada, o con antelación a la misma, lo que ocurra antes, el tiempo de plancha empezará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

- a) Cuatro horas después del momento en que suceda la primera marea alta dentro de su ventana de descarga y que tenga lugar al menos dos horas después de notificar el NOR y que permita al buque metanero atracar con seguridad y descargar de acuerdo con las regulaciones portuarias a tal efecto.
- b) En el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.2.3 Mugaros. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su fecha de descarga programada, o con antelación a la misma, lo que ocurra antes, el tiempo de plancha empezará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

- a) Seis horas después del momento en que suceda la primera marea alta dentro de su ventana de descarga y que tenga lugar al menos una hora después de notificar el NOR y que permita al buque metanero atracar con seguridad y descargar de acuerdo con las regulaciones portuarias a tal efecto.
- b) En el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.3 Conclusión del tiempo de plancha. El tiempo de plancha dejará de contar cuando se desconecten los brazos de descarga.

Se permite extender el tiempo de plancha permitido por cualquier retraso imputable o período de tiempo requerido para lo siguiente:

- a) Acción u omisión, del buque metanero o su capitán;
- b) Retraso debido a operaciones especiales del barco tales como «heel out», aprovisionamiento, «bunkering», etc.;
- c) Cumplimiento del buque metanero de las regulaciones del puerto de descarga;
- d) Descarga lenta por alta temperatura del GNL;
- e) Por retraso debido a condiciones meteorológicas adversas; y
- f) Cualquier otra razón por fuerza mayor.

## ANEXO II

### PROTOCOLO DE DETALLE PD-02

#### PD-02 modificación de los apartados 1.2, 1.3, 1.4 y 1.6 del protocolo de detalle PD-02 y de los apartados 1.2 Y 3 de su anejo

1.2 Reparto del consumo.

b. Reparto del consumo diario en puntos de suministro sin telemedida.

El consumo diario en los puntos de suministro que carecen de telemedida se estima mediante la desagregación diaria de su consumo mensual estimado.

b.1 Cálculo del consumo mensual  $C_m$ .

Para determinar  $C_m$  se seguirán los siguientes pasos, en función de la existencia o no de valores históricos de dicho punto de suministro:

Si existe consumo mensual del año anterior correspondiente al mismo mes ( $C_{m-12}$ ), se tomará como  $C_m$  el valor incluido en la factura del año anterior que tenga más días facturados en el mes que se esté evaluando, incluyendo un coeficiente de corrección ( $C_C$ ) sobre el consumo del año anterior que represente la evolución o variación del consumo de un año respecto de otro, de acuerdo a la información de evolución de demanda convencional publicada por el GTS. Este coeficiente de corrección se publicará en el SL-ATR.

$$C_m = C_{m-12} * C_C$$

donde  $C_C$  es la variación del consumo de los últimos doce meses disponibles en relación al mismo dato del año anterior.

En el caso de los consumidores acogidos al peaje 3.4, se aplicará un coeficiente de corrección por temperatura ( $C_{temp1}$ ) sobre el consumo del año anterior que tenga en cuenta la variación del consumo por efecto de la temperatura.

$$C_m = C_{m-12} * C_{temp1}$$

El término  $C_{temp1}$  se calculará para cada zona climática como el cociente entre la previsión de grados día (base 15) del día de gas «n» y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año anterior utilizando temperaturas reales o, en su defecto, la mejor previsión posible que se hubiera dispuesto, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C_{temp1} = \left( \frac{\sum_{i=1}^N \text{grados}_{\text{dia}} \text{ _ diarios _ mesequivalente _ añoanterior}}{N} + K_{T1} \right) + K_{T1}$$

Siendo N el número de días del mes y calculándose los grados  $\text{grados}_{\text{dia gas (n)}}$  según la siguiente expresión:

$$\text{grados}_{\text{dia gas (n)}} = \begin{cases} 0 & \text{si } T_{\min} \geq 15^\circ \\ (15^\circ - T_{\min})/4 & \text{si } T_{\min} < 15^\circ < T_{\text{med}} \\ (15^\circ - T_{\min})/2 - (T_{\max} - 15^\circ)/4 & \text{si } T_{\text{med}} < 15^\circ \leq T_{\max} \\ 15^\circ - T_{\text{med}}/2 & \text{si } T_{\max} < 15^\circ \end{cases}$$

donde  $T_{\max}$  es la temperatura máxima diaria,  $T_{\min}$  la temperatura mínima diaria y  $T_{\text{med}}$  la temperatura media diaria calculada como  $(T_{\max} + T_{\min})/2$ .

El valor inicial del coeficiente  $K_{T1}$  es 4. Este valor podrá ser revisado anualmente por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de consumidores de reciente incorporación al sistema gasista, sin la serie completa de datos del año anterior, se considerará el consumo del último mes disponible.

En el caso de nuevos consumidores sin ningún dato de consumo, se usará el caudal anual contratado ( $Q_a$ ) o el caudal diario contratado ( $Q_d$ ) en función del tipo de peaje:

– Para los consumidores acogidos al peaje 3.4 el consumo mensual será el resultado de dividir el caudal anual contratado expresado en kWh/año ( $Q_a$ ) por 12 meses.

$$C_m = Q_a / 12$$

– Para los consumidores acogidos al resto de peajes, para los cuales se dispone de la información de caudal diario contratado ( $Q_d$ ), el consumo mensual será el caudal diario contratado multiplicado por el factor corrector de utilización ( $f_c$ ) y el número de días del mes (N).

$$C_m = Q_d * f_c * N$$

El factor  $f_c$  se calculará conforme a lo indicado en el apartado 1.1.

b.2 Desagregación diaria del consumo mensual por tipo de consumidor.

b.2.3 Consumidores pertenecientes a los grupos de peaje 3.1, 3.2 y 3.3.

El consumo a asignar a nivel diario en un PCTD/PCDD se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Cd = \sum_j \sum_k N^\circ \text{Consumidores}_{jk} * P_{uk} * C_{temp2}$$

Siendo:

- j: Usuarios en el PCTD/PCDD.
- k: Grupo de peaje.
- $N^\circ \text{Consumidores}_{jk}$ : Número de consumidores suministrados por el usuario «j» dentro del grupo de peaje «k».

- $P_{uk}$ : perfil unitario en el mes que se considere correspondiente al grupo de peaje «k» en la zona climática del PCTD/PCDD.
- $C_{temp2}$ : coeficiente corrector del perfil por efecto de la temperatura.

El término  $C_{temp2}$  se calculará para cada zona climática como el cociente entre la previsión de grados día (base 15) del día de gas «n» y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año anterior utilizando temperaturas reales o, en su defecto, la mejor previsión posible que se hubiera dispuesto, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.»

$$C_{temp2} = \frac{\text{gradosdia\_dia\_gas}(n) + K_{T2}}{\text{gradosdia\_diapromedio\_perfil} + K_{T2}}$$

Los grados  $_{diagas(n)}$  se calcularán según la siguiente expresión:

$$\text{grados día gas}(n) = \begin{cases} 0 & \text{si } T_{\min} \geq 15^\circ \\ (15^\circ - T_{\min})/4 & \text{si } T_{\min} < 15^\circ < T_{\text{med}} \\ (15^\circ - T_{\min})/2 - (T_{\max} - 15^\circ)/4 & \text{si } T_{\text{med}} < 15^\circ \leq T_{\max} \\ 15^\circ - T_{\text{med}}/2 & \text{si } T_{\max} < 15^\circ \end{cases}$$

donde  $T_{\max}$  es la temperatura máxima diaria,  $T_{\min}$ , la temperatura mínima diaria,  $T_{\text{med}}$  la temperatura media diaria calculada como  $(T_{\max} + T_{\min})/2$ .

El valor inicial del coeficiente  $K_{T2}$  será igual a 4. Este valor podrá ser revisado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

$$\text{gradosdia\_diapromedio\_perfil} = \frac{\sum_1^K \left[ \frac{\sum_{i=1}^K \text{gradosdia\_diarios\_mesequivalente}}{N} \right]}{K}$$

Siendo N el número de días del mes y K el número de periodos invernales utilizados para el cálculo del perfil.

La zona climática se determinará en base a la información histórica de temperaturas facilitadas por la Agencia Estatal de Meteorología. Inicialmente se definen 4 zonas climáticas, establecidas en el apartado 1.4, de forma que cada provincia y cada PCTD/PCDD pertenecerán a una única zona. Antes del 1 de octubre de cada año, el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, las estaciones meteorológicas que se utilizarán para el cálculo de las temperaturas significativas de cada zona climática y de los coeficientes correctores de temperatura ( $C_{temp1}$  y  $C_{temp2}$ ), así como la relación de PCTD/PCDD incluidos en cada zona climática. El GTS podrá solicitar información a transportistas y distribuidores respecto a los PCTDs/PCDDs incluidos en cada zona.

Se definirá un perfil unitario de consumo  $P_{uk}$  por mes, grupo de peaje «k» y zona climática «z», que se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{uk} = \frac{\sum_{i=1}^Z F(k, z, mes)_i}{\sum_{i=1}^Z NC(k, z, mes)_i * \sum_{i=1}^Z N_i}$$

Siendo:

- $F(k, z, mes)$ : consumo mensual para el grupo de peaje «k» en la zona climática «z» en el mes del año i.

- NC (k, z, mes): número de consumidores para el grupo de peaje «k» en la zona climática «z» en el mes del año i.
- N: número de días del mes del año i.

Los distribuidores calcularán los perfiles unitarios de consumo según la fórmula anterior utilizando los datos históricos de los dos años anteriores facilitados por los distribuidores que operen en cada zona. Dichos perfiles, para el año siguiente, serán presentados en el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista y publicados en el SL-ATR por el GTS antes del 1 de noviembre de cada año. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Dirección General de Política Energética y Minas podrán solicitar el acceso a los perfiles y a los datos empleados para su cálculo, para la supervisión de los mismos.

Los coeficientes correctores de temperatura, los perfiles unitarios y las zonas climáticas serán comunes para todos los distribuidores.

### 1.3 Reparto del saldo de mermas diario provisional.

La diferencia entre la emisión del PCTD/PCDD y los consumos asignados (incrementados en sus mermas reconocidas correspondientes) más las entregas de gas a operadores conectados aguas abajo se corresponde con el saldo de mermas de distribución, que de igual forma que el reparto diario podrá ser diario provisional, diario final provisional o diario final definitivo, en función de cuándo se realice su cálculo.

$$\text{Saldo de Mermas} = \text{Emisión} - \sum \text{Consumo TM}_c - \sum \text{ConsumoNoTM}_c - \text{Emisión Aguas Abajo}$$

Siendo:

- Emisión: Emisión en el PCTD/PCDD en kWh.
- Consumo $TM_c$ : lectura de los puntos de suministro con dato de teled medida disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- ConsumoNo $TM_c$ : Estimación del consumo en los puntos de suministro no teled medidos o con teled medida no disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- Emisión Aguas Abajo: Emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDD en kWh.

El saldo de mermas diario provisional, también denominado «residuo», podrá ser positivo o negativo, y será repartido por el distribuidor entre todos los usuarios presentes en el PCTD/PCDD, proporcionalmente a su consumo estimado (incluyendo el de los consumidores con teled medida no disponible). Adicionalmente se identificará para cada usuario el saldo de mermas asignado a cada tipo de consumo estimado (teled medido estimado, tipo 1 no teled medido con peaje 3.4, tipo 1 no teled medido con peaje distinto de 3.4 y tipo 2).

En el caso de que el porcentaje de consumo teled medido de un PCTD/PCDD sea del 100 %, el saldo de mermas diario provisional o residuo se repercutirá sobre toda la demanda de forma proporcional al consumo asignado a cada usuario. Este porcentaje podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

### 1.4 Cálculo del reparto diario provisional.

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

## 1.6 Zonas climáticas.

Las provincias se clasifican en las 4 siguientes zonas climáticas:

- Zona Climática 1: Promedio de grados día menor que 1,7.
- Zona Climática 2: Promedio de grados día entre 1,7 y 2,4.
- Zona Climática 3: Promedio de grados día entre 2,4 y 3,8.
- Zona Climática 4: Promedio de grados día superior a 3,8.

La asignación de provincias a cada zona, con su correspondiente valor de grados día, se publicará en el SL-ATR. Las zonas climáticas podrán ser revisadas anualmente por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Las actualizaciones serán publicadas en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

*Zona climática 1*

|                     | Grados/día |
|---------------------|------------|
| A Coruña . . . . .  | 1,44       |
| Alicante . . . . .  | 1,17       |
| Almería . . . . .   | 0,56       |
| Cádiz . . . . .     | 0,36       |
| Castellón . . . . . | 1,18       |
| Córdoba . . . . .   | 1,39       |
| Huelva . . . . .    | 0,85       |
| Baleares . . . . .  | 1,17       |
| Málaga . . . . .    | 0,59       |
| Murcia . . . . .    | 1,03       |
| Sevilla . . . . .   | 0,82       |
| Valencia . . . . .  | 1,64       |

*Zona climática 2*

|                      | Grados/día |
|----------------------|------------|
| Asturias . . . . .   | 1,82       |
| Badajoz . . . . .    | 1,80       |
| Barcelona . . . . .  | 1,84       |
| Bizkaia . . . . .    | 2,00       |
| Cáceres . . . . .    | 2,20       |
| Cantabria . . . . .  | 1,78       |
| Gipuzkoa . . . . .   | 2,15       |
| Jaén . . . . .       | 2,00       |
| Ourense . . . . .    | 2,21       |
| Pontevedra . . . . . | 1,96       |
| Tarragona . . . . .  | 2,00       |

*Zona climática 3*

|                       | Grados/día |
|-----------------------|------------|
| Albacete . . . . .    | 3,30       |
| Ciudad real . . . . . | 2,75       |
| Cuenca . . . . .      | 3,64       |
| Girona . . . . .      | 2,50       |
| Granada . . . . .     | 2,79       |
| Huesca . . . . .      | 3,52       |

|                | Grados/día |
|----------------|------------|
| La Rioja ..... | 3,14       |
| Lleida .....   | 2,95       |
| Lugo .....     | 3,60       |
| Madrid .....   | 3,18       |
| Navarra .....  | 3,52       |
| Toledo .....   | 2,67       |
| Zaragoza ..... | 2,64       |

*Zona climática 4*

|                   | Grados/día |
|-------------------|------------|
| Araba .....       | 4,02       |
| Ávila .....       | 4,74       |
| Burgos .....      | 5,06       |
| Guadalajara ..... | 5,23       |
| León .....        | 4,92       |
| Palencia .....    | 5,17       |
| Salamanca .....   | 4,23       |
| Segovia .....     | 4,27       |
| Soria .....       | 5,25       |
| Teruel .....      | 4,31       |
| Valladolid .....  | 4,05       |
| Zamora .....      | 4,14       |

**ANEJO****Controles adicionales del Reparto Diario Provisional**

1. Intervención especial del GTS en el proceso de reparto diario provisional en PCTD/PCDD y PCLD ante situaciones excepcionales de alto impacto.

1.2 Motivos de intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales.

1. El saldo de mermas diario provisional o residuo a repartir en cada PCTD/PCDD o PCLD supera, en valor absoluto, dos veces la emisión máxima previsible definida en el apartado 1.2 del Protocolo.

2. La suma de las emisiones totales a repartir en el proceso difiere, en valor absoluto, en más de 100 GWh/día de la estimación global del GTS en función de su información operativa.

3. Fallos del proceso de repartos o del sistema SL-ATR que no permiten disponer de la información a los comercializadores del reparto diario en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos».

4. Fallo total de los sistemas de un distribuidor que no permitan disponer de ninguna información de la primera o de la segunda versión del reparto diario provisional en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos», en el caso de que la Revisión del reparto realizada por el GTS suponga más del 5% en valor absoluto de la emisión global del sistema.

5. Cuando la Revisión del reparto realizada por el GTS supone más del 5 %, en valor absoluto, de la emisión global del Sistema.

6. Fallos del proceso de repartos diarios o de los sistemas del GTS que no permiten disponer de la información que los distribuidores necesitan para la elaboración del reparto diario provisional en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos». Este punto se aplicaría a ficheros de PCS, coeficientes de temperatura, información de emisiones diarias enviadas desde el SL-ATR a los distribuidores o fallos de comunicaciones con el GTS.

Dentro de los motivos de intervención no se considerarán errores las variaciones diarias del reparto diario provisional resultado de la aplicación correcta de las fórmulas establecidas en este Protocolo de Detalle, por grandes que fueran.

3. Cálculo y Asignación de la Revisión GTS en el proceso de reparto diario provisional de PCTD/PCDD.

Para cada día y punto de conexión PCTD/PCDD, el SL-ATR calcula la diferencia entre la medida real de la emisión diaria enviada por el transportista o distribuidor responsable y el reparto provisional diario d+1 de dicha medida asignado a los usuarios. Esta comprobación es lo que se denomina «Revisión del GTS». En el caso de que el valor absoluto de dicha diferencia en un PCTD/PCDD sea superior a un margen de tolerancia establecido ( $T_{\text{revGTS}}$ ), el SL-ATR asignará de forma automática dicha diferencia entre los usuarios.

Inicialmente el margen de tolerancia  $T_{\text{revGTS}}$  queda fijado en 100 kWh/día, dicho valor podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista, y en caso de modificación el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

$$\text{Revisión del GTS}_{d,p} = \text{Emisión Diaria a repartir}_{d,p} - \text{Repartos Diarios}_{d,p}$$

donde:

- Emisión Diaria a repartir  $_{d,p}$ : valor de la medida real de la emisión diaria a repartir en el día «d» y punto «p».
- Repartos Diarios  $_{d,p}$ : suma de los repartos provisionales diarios d+1 de la demanda en distribución asignados a los usuarios para un día «d» y punto «p», enviados por los distribuidores y/o procesados por el SL-ATR. Esta cantidad incluirá los datos de consumo teledorado y estimado, residuo y saldos de mermas.

Cuando el valor absoluto de la Revisión del GTS en un punto de conexión supere el margen de tolerancia, el SL-ATR asignará esta diferencia entre los usuarios según los criterios definidos en el apartado 3.1.