



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 37/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN
POR LA QUE SE ESTABLECE EL
PROTOCOLO DE DETALLE PD-15
“CRITERIOS DE AMPLIACIÓN DE
LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN
Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES
DE MEDIDA DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE”**

18 de noviembre de 2010

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto de este documento es informar sobre la propuesta de Resolución por la que se establece un nuevo Protocolo de Detalle, el PD-15 “*Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte*”, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas, que determina los criterios para identificar si una Estación de Regulación y Medida y una Estación de Medida del sistema de transporte están saturadas en su capacidad de regulación o de medida, estableciendo criterios de actuación para su adecuación.

La propuesta complementa la normativa vigente al establecer parámetros de control y criterios comunes para definir el grado de saturación de las ERM/EM y la forma de hacer propuestas de actuación al respecto. No obstante, se propone eliminar el apartado 5 del protocolo, en línea con los comentarios de algunos miembros del Consejo Consultivo, que regularía el procedimiento para desarrollar nuevas ERM/EM en redes ya existentes como consecuencia de nuevas conexiones, por considerar que este aspecto entra dentro del ámbito de la Planificación obligatoria y no de las NGTS. También se propone modificar el título del protocolo y el objeto del mismo, para reflejar mejor su contenido y adecuación a las NGTS, así como otros cambios detallados en el Anexo A del presente informe.

Por último, es de señalar que resulta contradictorio que la propuesta de Resolución contenga simultáneamente una previsión sobre “entrada en vigor” (algo propio de las normas), y un pie de recurso (exclusivo de los actos administrativos), por lo que se debería eliminar una de las dos provisiones.

INFORME 37/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-15 “CRITERIOS DE AMPLIACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE”

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 18 de noviembre de 2010, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto de este documento es informar sobre la propuesta de Resolución por la que se establece el Protocolo de Detalle PD-15 “*Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte*”, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas para informe preceptivo de esta Comisión.

2 ANTECEDENTES

La Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM) recibió, el 12 de marzo de 2009, escrito del Gestor Técnico del Sistema Gasista, adjuntando una propuesta de establecimiento del Protocolo de Detalle PD-15 “*Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte*”. Este pretende definir los parámetros y los criterios a tener en cuenta para definir el grado de saturación y en consecuencia poder hacer propuestas de adecuación de las Estaciones de Regulación y Medida (en adelante, ERM) y de las Estaciones de Medida (EM).

Esta propuesta fue votada y aprobada por mayoría por el Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista, en fecha 3 de marzo de 2009.

En fecha 22 de julio de 2010, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de la DGPEM, en relación con la propuesta de establecimiento del Protocolo de Detalle PD-15“ *Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte*”.

En fecha 28 de julio de 2010, se envió la referida 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 contestación del Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS, ENAGAS, GTS, CORES, ENDESA y SAGGAS, así como de la C.A. de Cataluña.

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 Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministerio para su aprobación o modificación. Las NGTS serán aprobadas por el Ministerio, previo informe de la CNE. 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 de dicha orden 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 miembros externos, encargados de elaborar la propuesta de actualización o modificación de las NGTS y 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 PROPUESTA PARA EL ESTABLECIMIENTO DEL NUEVO PROTOCOLO DE DETALLE

4.1 Aspectos principales de la propuesta del nuevo protocolo PD-15

La propuesta de Resolución remitida por el Ministerio plantea el establecimiento un nuevo protocolo, que se añadiría a los ya existentes en las NGTS, organizado en seis apartados.

El primer apartado de esta propuesta presenta el objeto del protocolo, que no es otro que determinar los criterios para identificar si una ERM y una EM del sistema de transporte está saturada en su capacidad de regulación o de medida. A partir de ahí, también persigue establecer los criterios de actuación para adecuar dichas instalaciones, o incorporar nuevas instalaciones de regulación y/o medida en gasoductos existentes.

El segundo apartado distingue los dos tipos de capacidades que caracterizan las ERM y EM, esto es, la capacidad de regulación y la capacidad de medida, y remite al protocolo de detalle PD-10 “Cálculo de la capacidad de las instalaciones” para su determinación.

En el apartado 3, el nuevo protocolo define los criterios que deben considerarse a la hora de declarar como saturada una ERM/EM. Así, se establece la obligación de evaluar el estado de saturación de estas instalaciones entre el 1 de noviembre y el 31 de marzo, exceptuando aquellos casos en que se prevea que la punta de consumo pueda producirse en otro período. Igualmente, se fijan aquí los caudales horarios a analizar en dicho período, que quedan como:

- Caudal máximo horario $Q_{m\acute{a}x}$: valor máximo de los caudales medios horarios
- Caudal durante 80 horas Q_{80h} : valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 80 horas de mayor consumo, expresados en % de la capacidad máxima
- Caudal durante 160 horas Q_{160h} : valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 160 horas de mayor consumo, expresados en % de la capacidad máxima
- Caudal medio horario

Por último, se determinan los grados de saturación en los que puede encontrarse una ERM/EM en función a los anteriores caudales horarios

A continuación, el apartado 4 del protocolo define las acciones a tomar frente a la saturación de ERM/EM, así como los informes a realizar por los transportistas sobre el estado de saturación de sus ERM/EM.

En cuanto a las posibles acciones en caso de ERM/EM saturadas, se distingue entre saturación por capacidad de regulación, para lo cual se podrá ampliar la instalación con una línea adicional o construir una nueva ERM, y saturación por capacidad de medida, que puede suponer la sustitución de los contadores, la ampliación con una línea adicional o la construcción de una nueva ERM/EM.

Para afrontar el análisis del estado actual de saturación de estas instalaciones el borrador propone que cada transportista elabore anualmente un estudio sobre el estado de saturación de sus ERM/EM a partir de los valores de último invierno. Además, para el análisis del estado futuro, el transportista solicitará al titular de redes interconectadas las previsiones de crecimiento de la red aguas abajo. Estas deberán recoger la demanda media horaria para cada día del periodo invernal y la demanda prevista para los dos próximos periodos invernales. Con todo ello el transportista realizará y enviará al GTS, con carácter anual, el informe de propuestas de adecuación de ERM/EM que incluirán saturación actual, demanda actual, previsión de crecimiento en las redes, previsión de saturación y propuesta de acciones a realizar. Con el conjunto de los datos recibidos el GTS elaborará un informe final, indicando las propuestas de adecuación técnica así como su valoración económica.

El apartado 5 del nuevo protocolo define el proceso para la instalación de nuevas ERM/EM en gasoductos existentes que serían necesarias por nuevas conexiones a la red realizadas por distribuidores, transportistas y clientes cualificados. El transportista, con la información recibida de los titulares de red interconectados, enviará al GTS la demanda prevista y la información de la nueva ERM/EM. El GTS podrá solicitar información a los agentes implicados; estos también podrán aportar información adicional que consideren oportuna. Con estos datos el GTS elaborará un informe final, que enviará a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio para su consideración.

Para terminar, en el apartado 6 de la propuesta se establece el calendario de actuaciones para cada año, en relación con el envío de los datos sobre demanda y la elaboración de los informes citados en el procedimiento.

Acompaña al procedimiento un anejo que contiene las tablas modelo para el aporte de información sobre las características de la instalación o actuación propuesta (tipo de contador y regulador de la ERM/EM, número de líneas, etc.) y la demanda de la posición.

4.2 Votación de la propuesta presentada

En fecha 3 de marzo de 2009 la propuesta del nuevo Protocolo de Detalle PD-15 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.

Durante la reunión tuvo lugar un debate en relación con los siguientes aspectos:

- La oportunidad de introducir en el alcance del protocolo aquellas unidades de medida que están midiendo por debajo del rango
- La necesidad de tener en cuenta también las conexiones transporte-transporte aguas arriba y las capacidades que están previstas en la Planificación
- El periodo de evaluación para analizar el grado de saturación de las instalaciones
- La información a aportar por los agentes interconectados en relación con la demanda y el número de clientes
- La coordinación de las inversiones de aumento de capacidad de las ERM y la capacidad de la red aguas abajo.

Se incorporaron al texto algunas precisiones como consecuencia de este debate. Adicionalmente el Grupo de Trabajo acordó eliminar de la propuesta un capítulo que trataba sobre las unidades de medida en líneas con caudales inferiores al umbral mínimo de medición del contador instalado, por considerar que este tema encajaba mejor en el protocolo PD-01.

Se votó la propuesta, aprobándose de acuerdo a los siguientes resultados:

Votos a favor: (7) - GTS (2), Saggas, Endesa Distribución, Enagás Transportista, Naturgas Distribución y Endesa Comercializadora.

Votos en contra: (3) - GN Distribución (2) y GN Comercializadora.

Se abstienen: (4) - Unión Fenosa, Iberdrola, BBE y Cepsa.

Los votantes en contra expresaron tener como única discrepancia la tabla del anejo numerada como 1.3, que serviría para solicitar información adicional de demanda punta y demanda anual desagregando esta en dos grupos, clientes de los grupos 1 y 2, y clientes del grupo 3, por considerar que solicita datos complejos e innecesarios.

4.3 Alegaciones recibidas

Durante el proceso de trámite de este informe se han recibido alegaciones del Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS, ENAGAS, GTS, CORES, ENDESA, esta última a través de UNESA, y SAGGAS, así como de la C.A. de Cataluña.

Mientras que el GTS, CORES y la C.A. de Cataluña expresan que no precisan realizar observaciones a la propuesta, SAGGAS, ENAGAS, ENDESA y el Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS remiten propuestas de mejora que se describen a continuación.

Comentarios de SAGGAS

Este transportista propone especificar en el texto del apartado 6, referente al calendario de actuaciones, que los envíos de información sobre demanda se realizarán al titular de la ERM/EM aguas arriba, quedando este párrafo redactado como sigue: *“Las distribuidoras y los transportistas enviarán las previsiones de demanda en sus redes. Todos los titulares de instalaciones conectadas en cascada enviarán la información al titular de la ERM/EM aguas arriba”*.

Comentarios de ENAGAS

ENAGAS hace una serie de consideraciones regulatorias, *“que si bien quedan fuera del ámbito de este protocolo, condicionan su aplicación, y por lo tanto su aprobación debería quedar supeditada a la clarificación de las mismas”*. Los aspectos regulatorios citados por ENAGAS hacen referencia al reconocimiento de las inversiones en nuevas ERM/EM y los costes asociados a las iniciativas de desarrollo de red que pudieran derivarse de la aplicación del protocolo. Por eso, propone la publicación de un desarrollo regulatorio que detalle estos aspectos retributivos previamente a la aprobación del protocolo.

ENAGAS considera además que debería detallarse más algunos aspectos del protocolo como la justificación de las solicitudes de los distribuidores/transportistas en base a criterios de vulnerabilidad y/o la demanda para redes de distribución con más de una conexión.

Finalmente, ENAGAS indica que los aspectos económicos referidos en el apartado 4.4, en relación con la necesidad de seleccionar la actuación más económica, viable técnicamente, para las ERM/EM saturadas, quedan fuera del ámbito del protocolo de detalle y propone eliminarlo.

Comentarios del Comité de Distribuidores de SEDIGAS

El Comité de Distribuidores de gas de SEDIGAS señala que el apartado que se refiere a nuevas ERM/EM en gasoductos existentes, regulado en el apartado 5 del texto y referido en las tablas 1.3 y 1.4 del anejo, es innecesario, por estar ya regulado en el procedimiento general de planificación obligatoria.

Como comentario concreto, los distribuidores proponen que el apartado 4.1 “Actuaciones a realizar en caso de ERM/EM saturadas” sea modificado para incluir en el punto 1 que si la saturación es por capacidad de regulación una posible actuación adicional a realizar sea la ampliación/sustitución de los reguladores (si es posible).

También consideran que en el apartado 4.3 “Análisis del estado futuro de saturación de ERM/EM” debería modificarse el texto de manera que las previsiones de crecimiento de la red sólo recojan la demanda media horaria del periodo invernal y no la de todos los días de dicho periodo, porque consideran excesivo dar un valor para cada día.

Adicionalmente, los distribuidores proponen modificar el apartado 4.4, sobre el informe de propuestas de adecuación de ERM/EM, para que dicho informe se realice únicamente para las ERM/EM que presenten un estado actual o previsto de saturación y requieran la realización de actuaciones. También en el apartado 4.4., los distribuidores solicitan que el texto esclarezca que el sistema gasista será el que incurra en el coste de las actuaciones definidos en el Informe Final a elaborar por el GTS para el Ministerio, así como aclarar que procedimiento se seguirá para ello. También proponen modificaciones de redacción en la tabla 1.4.

Comentarios de UNESA-ENDESA

Las alegaciones de ENDESA, remitidas a través de UNESA, coinciden con las del Comité de Distribuidores de SEDIGAS en cuanto a sus comentarios sobre el apartado 4.4 y la tabla 1.4 del anejo del protocolo.

5 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-15

5.1 Sobre la numeración asignada al nuevo protocolo

Actualmente las NGTS constan de 11 protocolos, aprobados mediante Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de marzo de 2006, de 20 de abril de 2007 y 4 de julio de 2008, siendo el último de ellos el protocolo PD-11: “Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte”

Por tanto, el nuevo protocolo propuesto no debería numerarse como PD-15, sino como PD-12, si antes no se publicasen otros protocolos ya informados por esta Comisión.

5.2 Sobre la necesidad de definir el procedimiento de cálculo de las capacidades de las ERM/EM

El apartado 2 del protocolo define las capacidades de regulación y medida de una ERM/EM, haciendo referencia al Protocolo de Detalle PD-10 “cálculo de la capacidad de las instalaciones”. En el caso particular de la capacidad de regulación, el texto entra en el detalle de los parámetros necesarios que se requieren para hallar dicha capacidad. Esto se juzga innecesario, puesto que el procedimiento de cálculo detallado aparece en el apartado 6 del protocolo PD-10. Si se considerase que el protocolo referido está incompleto en su apartado 6.3 “Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM) se propone completarlo, en particular se añadiría al apartado 6.3.4, del PD-10, la siguiente redacción en cursiva:

6.3.4. Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida.

Se considera como capacidad nominal, el caudal máximo que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.

La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.

La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.

(...)

Por otra parte, el apartado 2 de la propuesta de protocolo PD-12 quedaría como sigue:

“2. DEFINICIÓN DE LAS CAPACIDADES DE ERM/EM

Se considera como capacidad (máxima), el caudal (máximo) que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.

El cálculo de estas características se debe realizar de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

2.1 Capacidad de regulación

La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.

Para calcular esta capacidad se utilizarán los siguientes valores:

Presión de salida: la presión de diseño de la ERM, autorizada por el organismo competente.

Presión de entrada: la presión mínima de garantía de la red de transporte según lo establecido en las NGTS.

2.2 Capacidad de medida

La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.

5.3 Sobre los criterios para establecer el grado de saturación de las ERM/EM y las actuaciones a realizar en caso de saturación

En lo que se refiere a los criterios aprobados por el grupo de modificación de NGTS para establecer el grado de saturación, que se define en los apartados 3.2 y 3.3, se considera que el mecanismo que establecen es razonable, como también lo prueba el haber sido definido en consenso por todos los agentes del sistema.

No obstante, el protocolo solo trata la definición de grados de saturación, junto con la propuesta de actuación para reunir información sobre la demanda futura y poder definir de

acuerdo a los criterios de los operadores una propuesta de actuación. No se establece un criterio para decidir la acción a desarrollar. Por lo tanto no se está estableciendo el criterio de ampliación de las instalaciones, lo que por otra parte es adecuado ya que este aspecto no correspondería al ámbito de las Normas de gestión técnica del sistema. Por otro lado, las actuaciones a proponer deben depender en gran medida de la demanda prevista y de la situación particular de cada red: no siempre el estado de alerta de una instalación debe conducir a un incremento de su capacidad.

En este sentido se considera necesario cambiar el título del protocolo ligeramente para que refleje convenientemente este aspecto, así como el Objeto del mismo. De esta forma el título y objeto estarán en consonancia con el contenido del protocolo:

CRITERIOS DE DEFINICIÓN DEL GRADO DE SATURACIÓN AMPLIACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y PROCEDIMIENTO DE REALIZACIÓN DE PROPUESTAS DE ACTUACIÓN

1. OBJETO

Este protocolo de detalle tiene por objeto determinar los criterios para identificar si una Estación de Regulación y Medida (ERM) / Estación de Medida (EM) del sistema de transporte está saturada en su capacidad de regulación o de medida. También tiene como objeto establecer el procedimiento para que se puedan proponer actuaciones de adecuación técnica a realizar en estas instalaciones en base a la información recopilada por el Gestor Técnico del sistema de los transportistas y distribuidores ~~los criterios de actuación para realizar la adecuación de dichas instalaciones, o la incorporación al sistema de transporte de nuevas instalaciones de regulación y/o medida en gasoductos existentes.~~

El apartado 3.3 de la propuesta establece tres grados de saturación (G1- Vigilar, G2- Precaución y G3- Alerta) para las ERM/EM y detalla en una tabla los requisitos que deben cumplirse en términos de caudal de las instalaciones para clasificar cada ERM/EM saturada en un nivel de determinado. Para que una instalación se pueda clasificar en estado de Alerta deben concurrir al menos dos circunstancias: que en algún momento el caudal vehiculado hubiese superado la capacidad máxima de la instalación (con independencia de la línea de reserva) y que durante al menos 80 horas del invierno (5 meses-3.624 horas) se hubiesen registrado caudales por encima del 90% de la capacidad de la ERM, calculada esta capacidad sin tener en cuenta la línea de reserva. Esto es lo mismo que decir que el 2% de las horas del invierno esté funcionando por encima del

90% de su capacidad, existiendo alguna hora puntual que haya superado la capacidad máxima.

En consecuencia, en la tabla donde se definen los criterios se detalla, para cada uno de los tres grados de saturación, dos situaciones que clasifican a la ERM/EM dentro de cada grado, si bien no está así explicitado, por lo que se propone clarificar la redacción como sigue:

3.3 Determinación del grado de saturación

Se establecen los siguientes grados de saturación de ERM/EM:

- GRADO 3 (G3-Alerta)
- GRADO 2 (G2-Precaución)
- GRADO 1 (G1-Vigilar)

Dichos grados de saturación de ERM/EM se definen de acuerdo a los caudales horarios definidos calculados previamente y su simultaneidad en el cumplimiento de las condiciones descritas en la tabla siguiente, estableciéndose dos situaciones diferentes para clasificar a una instalación dentro de un determinado grado:

GRADO DE SATURACIÓN	<u>Situación</u>	CONDICIONES		
		$Q_{m\acute{a}x} > \text{Capacidad } m\acute{a}x \text{ nominal}$	$Q_{80 \text{ horas}} > 90\% \text{ Capacidad } m\acute{a}x \text{ nominal}$	$Q_{160 \text{ horas}} > 85\% \text{ Capacidad } m\acute{a}x \text{ nominal}$
G3 Alerta	<u>Situación 1</u>	✓	✓	✓
	<u>Situación 2</u>	✓	✓	
G2 Precaución	<u>Situación 1</u>	✓		✓
	<u>Situación 2</u>		✓	✓
G1 Vigilar	<u>Situación 1</u>		✓	
	<u>Situación 2</u>			✓

El apartado 4.1 del protocolo, que define las actuaciones que deber realizarse en caso de saturación de una ERM/EM, distinguiendo dos tipos de saturación: por capacidad de regulación y por capacidad de medida, fijando diferentes actuaciones para cada tipo. No obstante, la tabla anterior no diferencia entre tipos de saturación.

El protocolo propuesto permite a los transportistas/distribuidores afectados, definir, de acuerdo a los criterios establecidos en la tabla, si sus instalaciones están o no saturadas y que grado de saturación presentan, no obstante no están bien recogidas las posibles actuaciones a realizar. Por lo tanto y en consonancia con lo indicado por el Comité de Distribuidores de SEDIGAS en sus alegaciones, en relación con las actuaciones a realizar en caso de ERM/EM saturadas, se debería añadir el retimbrado de líneas y la ampliación/sustitución de los contadores. Se propone una redacción más simplificada del apartado 4.1:

4.1 Actuaciones a realizar en caso de ERM/EM saturadas

Las acciones posibles serán:

1. Si la saturación es por capacidad de regulación:

- *El retimbrado de líneas (si es posible)*
- *Sustitución de los contadores (si es posible).*
- *Ampliación/sustitución de los reguladores (si es posible)*
- *Ampliación con una línea adicional (si es posible).*
- *Nueva ERM.*

2. Si la saturación es por capacidad de medida:

- ~~*Sustitución de los contadores (si es posible).*~~
- ~~*Ampliación con una línea adicional (si es posible).*~~
- ~~*Nueva ERM/EM.*~~

La instalación de una nueva ERM/EM incluye varias posibilidades:

- *Sustituir la ERM/EM antigua por otra en el mismo emplazamiento.*
- *Construcción de una nueva ERM/EM en un emplazamiento contiguo al antiguo y próximo a las infraestructuras de la Red Básica de gasoductos.*
- *Construcción de una nueva ERM/EM en otro punto de la Red Básica de gasoductos en el que sea viable la conexión y que pueda suponer una mejora como punto alternativo de suministro a la red conectada.*

5.4 Sobre el análisis del estado de las instalaciones y la prioridad en cuanto a las actuaciones a realizar

Como ya se ha indicado, la propuesta de protocolo asigna dos funciones fundamentales a los transportistas respecto al dimensionamiento de las ERM/EM del sistema gasista: la primera es la de realizar un informe sobre el estado actual de sus ERM/EM; la segunda es la determinación del grado de saturación futuro de las instalaciones, mediante el análisis de las previsiones de crecimiento de la red aguas abajo en los dos años siguientes, a partir de la información que habrán solicitado a los titulares de las redes interconectadas. En particular, la propuesta indica en su apartado 4.3 que se solicitarán los caudales medios horarios para cada día del periodo invernal, junto con la demanda punta prevista en dos próximos periodos invernales.

En línea con las alegaciones del Comité de Distribuidores de SEDIGAS y de ENDESA, se considera suficiente que las previsiones de crecimiento de la red a proporcionar por los distribuidores faciliten la demanda prevista de los dos próximos periodo invernales, proporcionando la demanda punta prevista para cada periodo invernal y la demanda media ya que, por un lado resultaría complejo tratar de dar un valor para cada día del periodo invernal y por otro su fiabilidad sería cuestionable por ser difícil de establecer los perfiles de consumo de clientes nuevos. Por otro lado, este ejercicio lo realizan los agentes del sistema cada vez que se revisa la Planificación de Infraestructuras.

Por otra parte, habría que tener en cuenta lo dispuesto en el apartado 3.1 del procedimiento, que explica que en los casos en que se prevea que la punta de consumo pueda producirse en otro periodo del año, se estudiará especialmente ese periodo. También sería necesario que los distribuidores aportasen la justificación de la demanda cuantificando el tipo de clientes por tipo de peaje, por ejemplo. Se propone que los transportistas y distribuidores proporcionen esta información a través de la Tabla 1.3 del Anejo, una vez adaptada a los requisitos de la nueva redacción que se propone.

Por ello, se propone la siguiente modificación del primer párrafo del apartado 4.3:

“4.3 Análisis del estado futuro de saturación de ERM/EM

Para todas las conexiones con redes existentes el transportista titular de la instalación solicitará anualmente al titular interconectado (transportista o distribuidor) las previsiones de crecimiento de la red aguas abajo de la estación para los dos años siguientes. Estas previsiones deberán recoger la demanda media horaria para ~~cada uno de los días del período invernal de análisis~~, y la demanda punta prevista para dicho período en los dos próximos períodos invernales años, junto a su justificación, que distinguirá entre nueva demanda contratada y demanda que se prevé contratar. Esta información se proporcionará en la Tabla 1.3. del Anejo.

[...]

El transportista, con la información recibida por parte del otro titular interconectado, ~~y, si no ha recibido información más detallada, estimando una distribución horaria para el futuro basada en el histórico y acoplada a~~ con los nuevos niveles de demanda máxima y media, determinará anualmente el grado de saturación futuro previsto de las ERM/EM.

[...].”

La Tabla 1.3. pasaría a tener la siguiente configuración:

Tabla 1.3. Información nueva demanda de la posición XX	(Año n+1)	(Año n+2)
$Q_{m\acute{a}x}$ previsto (Nm^3/h)	✓	✓
Q medio previsto (Nm^3/h)	✓	✓
Q_{80h} previsto (Nm^3/h)	✓	✓
Q_{160h} previsto (Nm^3/h)	✓	✓

A continuación, con toda esta información recogida y elaborada por los transportistas, con carácter anual, éstos remitirán al GTS un informe con la propuesta de adecuación de las ERM/EM. Siempre que sea técnicamente posible, el protocolo indica que se elegirá la opción más económica. Por último, el GTS elaborará un informe final, que será remitido al Ministerio.

Respecto a este procedimiento, la CNE coincide con los comentarios de ENAGAS en cuanto a que un protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema no debería contener disposiciones sobre la valoración económica de las propuestas a la hora de decidir la solución a adoptar. Además, se considera que la información a proporcionar al GTS debería describirse en más detalle.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción del punto 4.4.:

“4.4 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM

Con carácter anual y de acuerdo con los apartados anteriores, cada transportista enviará al Gestor Técnico del Sistema (GTS), un informe de propuestas de adecuación de ERM/EM, que incluirá, al menos, los aspectos siguientes:

- Estado actual de saturación de la ERM/EM incluyendo el Q_{max} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$*
- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media horaria para el periodo de análisis, y las previsiones de incremento para el periodo de análisis en los dos siguientes años en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones.*
- Estado previsto de saturación de ERM/EM en los dos años siguientes, incluyendo el Q_{max} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$, distinguiendo entre la demanda contratada y la que se prevé contratar.*
- Propuesta de acciones a realizar, con su valoración económica (modificaciones, ampliaciones, nuevas instalaciones).*

[...]

Asimismo, como criterio general, entre las actuaciones posibles sobre una ERM/EM existente que se encuentre saturada, siempre se propondrá la opción ~~más económica y técnicamente posible~~ más sencilla y económica (~~sustitución de contadores, ampliación con línea adicional y nueva ERM en un emplazamiento próximo a la existente~~), salvo que aspectos de vulnerabilidad de la red de distribución conectada aconsejen un punto alternativo de suministro.

[...]”

5.5 Sobre el proceso para la autorización de nuevas ERM/EM en gasoductos existentes

El apartado 5 del protocolo pretende regular el procedimiento para determinar si es necesario el desarrollo de nuevas ERM/EM en redes ya existentes como consecuencia de nuevas conexiones realizadas por parte de las compañías distribuidoras, transportistas y clientes cualificados.

Tal como indica el Comité de Distribuidores en sus alegaciones, este apartado quedaría fuera del objeto del procedimiento, que consiste en definir los criterios para establecer si las ERM/EM actuales están saturadas y determinar las medidas a adoptar en ese caso. La Planificación se encarga de estudiar la necesidad de nuevas infraestructuras y el procedimiento de autorización de nuevas infraestructuras, se encuentra regulado en el Real Decreto 1434/2002 y no es, por tanto, objeto de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Por ello, se propone la eliminación completa de este apartado, y en consecuencia, de la tabla 1.4 del anejo a la que hace referencia.

5.6 Sobre la necesidad de modificar el régimen económico de las actuaciones sobre ERM/EM derivadas de la aplicación del protocolo

Como ya se ha expuesto, ENAGAS expresa en sus comentarios la necesidad de desarrollar, con carácter previo a la aprobación del protocolo, la regulación referida al reconocimiento de las inversiones en nuevas ERM/EM o ampliación de las existentes. Este comentario va en línea con lo expuesto por el Comité de Distribuidores y por ENDESA, que consideran que *“debe establecerse que será el sistema gasista el que soportará dicho coste así como definirse qué procedimiento se seguirá para ello.”*

Es cierto que tanto el Real Decreto 949/2001, que regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del gas natural, así como las Órdenes Ministeriales que lo desarrollan, no recogen una metodología específica para el reconocimiento de la inversión en ampliaciones de las ERM/EM. No obstante, en lo que respecta a ampliaciones/modificaciones de instalaciones que supongan un aumento de la capacidad de transporte, el artículo 17.3 del Real Decreto establece que serán incluidas en el Régimen Retributivo.

Además, de acuerdo con lo dispuesto por este Real Decreto, el artículo 5.2 de la Orden ECO/301/2002 determina que las ampliaciones/modificaciones de instalaciones serán retribuidas según una valoración específica a determinar.

Posteriormente, el artículo 13 de la Orden ECO/31/2004 estableció que la inversión reconocida sería aquella realmente efectuada, debidamente auditada, limitada al valor resultante de aplicar los valores unitarios, y en lo que respecta a la retribución de los costes de operación y mantenimiento, señala que los valores unitarios de referencia serán multiplicados por el cociente entre la inversión real y la que correspondería aplicando los valores unitarios. Los artículos equivalentes de las Órdenes posteriores mantienen prácticamente el mismo redactado, introduciendo únicamente (Orden ITC/102/2005) el

factor de eficiencia (fi) como multiplicador para obtener la retribución por operación y mantenimiento.

Por último, cabe destacar que desde 2007 la CNE viene informando la inclusión en el régimen retributivo de ampliaciones/modificaciones de ERM consistentes en la construcción de nuevas líneas y/o sustitución de los elementos de la instalación siguiendo la regulación existente. En general, en estos informes la CNE pone de manifiesto la conveniencia de desarrollar una metodología específica a aplicar para la determinación de la inversión reconocida y la retribución de las ampliaciones de estas instalaciones. No obstante, esta metodología no debe ser objeto de este protocolo.

5.7 Sobre la forma jurídica de la propuesta

La propuesta informada es una Resolución, término reservado legalmente, en puridad, para actos administrativos. No obstante, en el sector energético, en el cual abunda la normativa técnica de desarrollo, no es infrecuente –aunque anómalo- que ciertas disposiciones generales adopten la forma de Resoluciones.

En el presente caso, el Ministerio ha solicitado informe a la CNE a tenor de la función segunda (informe en el proceso de elaboración de disposiciones generales), lo cual ha conllevado la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. Ello hace presumir que nos encontramos ante una disposición general, con efecto *erga omnes* y destinada a integrarse en el ordenamiento jurídico de forma indefinida, pese a la forma jurídica elegida.

Sea cual sea la naturaleza de la propuesta (disposición o acto), es contradictorio que la misma contenga simultáneamente una previsión sobre “entrada en vigor” (algo propio de las normas), y un pie de recurso (exclusivo de los actos administrativos). Una de las dos previsiones (la relativa a la entrada en vigor o el pie de recurso) debe eliminarse, en función de la forma jurídica que el Ministerio asigne a la propuesta.

6 CONCLUSIONES

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

1. Se informa la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se modifica el protocolo de detalle PD-15 *“Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte”*. La propuesta complementa la normativa vigente, al establecer parámetros de control y criterios comunes para definir el grado de saturación de las ERM/EM y de esta forma poder hacer propuestas de acciones a realizar en estas instalaciones.
2. Se propone eliminar el apartado 5 de la propuesta de protocolo que pretende regular el procedimiento para determinar si es necesario el desarrollo de nuevas ERM/EM en redes ya existentes, como consecuencia de nuevas conexiones realizadas por parte de las compañías distribuidoras, transportistas y clientes cualificados, por considerar que este aspecto entra dentro del ámbito de la Planificación obligatoria y no de las Normas de Gestión Técnica del Sistema. De la misma forma se propone modificar el título del protocolo y el objeto de mismo para reflejar mejor su contenido y adecuación a las NGTS, de forma que quede como sigue: PD-12: *“Criterios de definición del grado de saturación de ERM/EM de Transporte y procedimiento de realización de propuestas de actuación”*, además incluir los cambios que se recogen en el Anexo A del presente informe.
3. No obstante, el Ministerio ha solicitado informe a la CNE a tenor de la función segunda (informe en el proceso de elaboración de disposiciones generales), lo cual ha conllevado la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. Ello hace presumir que nos encontramos ante una disposición general, con efecto erga omnes y destinada a integrarse en el ordenamiento jurídico de forma indefinida, pese a la forma jurídica elegida. Sea cual sea la naturaleza de la propuesta (disposición o acto), es contradictorio que la misma contenga simultáneamente una previsión sobre “entrada en vigor” (algo propio de las normas), y un pie de recurso (exclusivo de los actos administrativos). Una de las dos previsiones (la relativa a la entrada en vigor o el pie de recurso) debe eliminarse, en función de la forma jurídica que el Ministerio asigne a la propuesta.

ANEXOS:

- **ANEXO A.** Modificaciones de la Propuesta de Resolución de la DGPEM por las que se modifica el protocolo de detalle PD-15 “Criterios de ampliación de las estaciones de regulación y medida y de las estaciones de medida del sistema de transporte”.
- **ANEXO B.** Comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

ANEXO A. MODIFICACIONES DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE ESTABLECE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-15 “CRITERIOS DE AMPLIACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE”.

RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS, POR LAS QUE SE ESTABLECE EL PROTOCOLO DE DETALLE PD-152 “CRITERIOS DE DEFINICIÓN DEL GRADO DE SATURACIÓN **AMPLIACIÓN** DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y PROCEDIMIENTO DE REALIZACIÓN DE PROPUESTAS DE ACTUACIÓN”

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 y en su artículo 13 apartado 1 establece 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 de Economía 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. 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.

En base a lo anterior, se ha recibido con fecha de 12 de marzo de 2009, por parte del Gestor Técnico del Sistema, una propuesta de nuevo protocolo de detalle “Criterios de definición del grado de saturación **Ampliación** de ERM/EM de Transporte y procedimiento de realización de propuestas de actuación”, cuyo objeto es definir los parámetros de control y los criterios que deben tenerse en cuenta para establecer el grado de saturación y las propuestas **tomar la decisión** de ampliación de las Estaciones de Regulación y Medida (ERM) y de las Estaciones de Medida (EM) del sistema de transporte.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por la Ley 12/2007 de 2 de julio, que modifica la Ley de Hidrocarburos con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/255/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 y con el artículo 13 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, dicha propuesta de nuevo protocolo de detalle ha sido sometida al preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero. Se aprueba el Protocolo de Detalle PD-12~~5~~ “Criterios de definición del grado de saturación Ampliación de las Estaciones de Regulación y Medida (ERM) y de las Estaciones de Medida (EM) del sistema de transporte y procedimiento de realización de propuestas de actuación”, incluido en el Anexo de la presente resolución. Se aprueba también la modificación del apartado 6.3.4 del protocolo PD-10.

Segundo. La presente resolución entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

~~Contra la presente resolución podrá interponerse, en el plazo de un mes, recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía, de acuerdo con lo establecido en la Ley 4/1999, de 13 de enero, de modificación de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.~~

Madrid, de 2010

EI DIRECTOR GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Fdo.: Antonio Hernández García

ANEXO

Se añade al protocolo de detalle PD-10 en su apartado 6.3.4, sobre parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida, la siguiente redacción:

“Se considera como capacidad nominal, el caudal máximo que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.
La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.
La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.”

PROTOCOLO DE DETALLE PD-152

CRITERIOS DE DEFINICIÓN DEL GRADO DE SATURACIÓN AMPLIACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN Y MEDIDA Y DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, Y PROCEDIMIENTO DE REALIZACIÓN DE PROPUESTAS DE ACTUACIÓN

1. OBJETO

Este protocolo de detalle tiene por objeto determinar los criterios para identificar si una Estación de Regulación y Medida (ERM) / Estación de Medida (EM) del sistema de transporte está saturada en su capacidad de regulación o de medida. También tiene como objeto establecer el procedimiento para que se puedan proponer actuaciones de adecuación técnica a realizar en estas instalaciones en base a la información recopilada por el Gestor Técnico del sistema de los transportistas y distribuidores ~~los criterios de actuación para realizar la adecuación de dichas instalaciones, o la incorporación al sistema de transporte de nuevas instalaciones de regulación y/o medida en gasoductos existentes.~~

2. DEFINICIÓN DE LAS CAPACIDADES DE ERM/EM

~~Se considera como capacidad (máxima), el caudal (máximo) que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.~~

El cálculo de estas características se debe realizar de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

2.1 Capacidad de regulación

~~La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.~~

~~Para calcular esta capacidad se utilizarán los siguientes valores:~~

- ~~• Presión de salida: la presión de diseño de la ERM, autorizada por el organismo competente.~~
- ~~• Presión de entrada: la presión mínima de garantía de la red de transporte según lo establecido en las NGTS.~~

~~2.2 Capacidad de medida~~

- ~~• La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.~~

3. DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS DE SATURACIÓN DE ERM/EM

3.1 Período de evaluación

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de las ERM/EM corresponderá con el período invernal, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de noviembre del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive, equivalente a 3.624 horas de muestreo (3.648 horas en año bisiesto).

En aquellos casos en que se prevea que la punta de consumo pueda producirse en otro período del año, se estudiará especialmente ese período.

3.2 Tramos de caudales horarios para determinar el grado de saturación

Los caudales horarios se clasifican como:

- Caudal máximo horario: valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.
- Caudal durante 80 horas: valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 80 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en % de la capacidad máxima. (Las 80 horas corresponden a “horas laborables” de días laborables de una semana: $16 \text{ horas laborables/día} \times 5 \text{ días/semana} \times 1 \text{ semana} = 80 \text{ horas}$).
- Caudal durante 160 horas: valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 160 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en % de la capacidad máxima. (Las 160 horas corresponden a “horas laborables” de días laborables de dos semanas: $16 \text{ horas laborables/día} \times 5 \text{ días/semana} \times 2 \text{ semanas} = 160 \text{ horas}$).
- Caudal medio: media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.

3.3 Determinación del grado de saturación

Se establecen los siguientes grados de saturación de ERM/EM:

- GRADO 3 (G3-Alerta)
- GRADO 2 (G2-Precaución)
- GRADO 1 (G1-Vigilar)

Dichos grados de saturación de ERM/EM se definen de acuerdo a los caudales horarios **definidos calculados** previamente y su simultaneidad en el cumplimiento de las condiciones descritas en la tabla siguiente, **estableciéndose dos situaciones diferentes para clasificar a una instalación dentro de un determinado grado**:

GRADO DE SATURACIÓN	SITUACIÓN	CONDICIONES		
		$Q_{\text{máx}} > \text{Capacidad máx-nominal}$	$Q_{80 \text{ horas}} > 90\% \text{ Capacidad máx-nominal}$	$Q_{160 \text{ horas}} > 85\% \text{ Capacidad máx-nominal}$
G3 Alerta	Situación 1	✓	✓	✓
	Situación 2	✓	✓	
G2 Precaución	Situación 1	✓		✓
	Situación 2		✓	✓
G1 Vigilar	Situación 1		✓	
	Situación 2			✓

4. DEFINICIÓN DE LAS ACCIONES A REALIZAR

4.1 Actuaciones a realizar en caso de ERM/EM saturadas

Las acciones posibles serán:

~~1. Si la saturación es por capacidad de regulación:~~

- [El retimbrado de líneas \(si es posible\)](#)
- [Sustitución de los contadores \(si es posible\)](#)
- [Ampliación/sustitución de los reguladores \(si es posible\)](#)
- Ampliación con una línea adicional (si es posible).
- Nueva ERM.

~~2. Si la saturación es por capacidad de medida:~~

- ~~Sustitución de los contadores (si es posible).~~
- ~~Ampliación con una línea adicional (si es posible).~~
- ~~Nueva ERM/EM.~~

La instalación de una nueva ERM/EM incluye varias posibilidades:

- Sustituir la ERM/EM antigua por otra en el mismo emplazamiento.
- Construcción de una nueva ERM/EM en un emplazamiento contiguo al antiguo y próximo a las infraestructuras de la Red Básica de gasoductos.
- Construcción de una nueva ERM/EM en otro punto de la Red Básica de gasoductos en el que sea viable la conexión y que pueda suponer una mejora como punto alternativo de suministro a la red conectada.

4.2 Análisis del estado actual de saturación de ERM/EM

Cada transportista elaborará anualmente, según los criterios establecidos en este Protocolo, un estudio sobre el estado actual de saturación de sus ERM/EM, indicando el grado de saturación.

4.3 Análisis del estado futuro de saturación de ERM/EM

Para todas las conexiones con redes existentes el transportista titular de la instalación solicitará anualmente al titular interconectado (transportista o distribuidor) las previsiones de crecimiento de la red aguas abajo de la estación para los dos años siguientes. Estas previsiones deberán recoger la demanda media horaria para ~~cada uno de los días del~~ período ~~invernal y de análisis y la~~ demanda punta prevista para ~~dicho periodo en~~ los dos próximos ~~años~~ períodos invernales junto a su justificación, que distinguirá entre nueva demanda contratada y demanda que se prevé contratar. Esta información se proporcionará en la Tabla 1.3. del Anejo.

Asimismo, el distribuidor podrá suministrar información adicional sobre las redes que considere oportunas.

El transportista, con la información recibida por parte del otro titular interconectado, ~~y, si no ha recibido información más detallada, estimando una distribución horaria para el futuro basada en el histórico y acoplada a~~ con los nuevos niveles de demanda máxima y media, determinará anualmente el grado de saturación futuro previsto de las ERM/EM.

En las ERM/EM de conexión entre transportistas se tendrá en consideración la evolución de las capacidades previstas en la Planificación Obligatoria.

4.4 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM

Con carácter anual y de acuerdo con los apartados anteriores, cada transportista enviará al Gestor Técnico del Sistema (GTS), un informe de propuestas de adecuación de ERM/EM, que incluirá, al menos, los aspectos siguientes:

- Estado actual de saturación de la ERM/EM incluyendo el Q_{max} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$
- Información sobre la demanda actual incluyendo la demanda media horaria para el periodo de análisis y las previsiones de incremento para el periodo de análisis en los dos siguientes años en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones.
- Estado previsto de saturación de ERM/EM en los dos años siguientes, incluyendo el Q_{max} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$, distinguiendo entre la demanda contratada y la que se prevé contratar.

- Propuesta de acciones a realizar, con su valoración económica (modificaciones, ampliaciones, nuevas instalaciones).

En dicho informe de propuestas de adecuación de ERM/EM se incluirán cumplimentadas las tablas 1.1 y 1.2 incluidas en el Anejo. Cuando fuera necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

Como criterio general, siempre se incluirán propuestas de acciones a realizar en las ERM/EM cuyo estado previsto de saturación en alguno de los dos años siguientes fuera de GRADO 3. Además se incluirán propuestas para las ERM/EM que durante dos años consecutivos hayan sido incluidas en el informe anual con estado de saturación previsto GRADO 2. También se incluirán propuestas para las ERM/EM que durante tres años consecutivos hayan sido incluidas en el informe anual con estado de saturación previsto GRADO 1.

Asimismo como criterio general, entre las actuaciones posibles sobre una ERM/EM existente que se encuentre saturada, siempre se propondrá la opción ~~más económica y~~ técnicamente más sencilla y económica ~~posible (sustitución de contadores, ampliación con línea adicional y nueva ERM en un emplazamiento próximo a la existente)~~, salvo que aspectos de vulnerabilidad de la red de distribución conectada aconsejen un punto alternativo de suministro.

La propuesta de acciones a realizar, deberá ser suficiente para atender el incremento de la demanda previsto en dicha red para los próximos cinco años.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

Con el conjunto de los datos recibidos por parte de los transportistas, el GTS elaborará un Informe Final, que remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio en el que se indicarán las propuestas de adecuación técnicas así como su valoración económica.

~~5. PROCESO PARA NUEVAS ERM/EM EN GASODUCTOS EXISTENTES~~

~~El transportista notificará al GTS las solicitudes de nuevas conexiones realizadas por parte de las compañías distribuidoras, transportistas y clientes cualificados.~~

~~El transportista con la información recibida del otro titular interconectado enviará al GTS lo siguiente:~~

- ~~• Demanda prevista (según la tabla 1.3 del Anejo).~~
- ~~• Información de la nueva ERM/EM (según la tabla 1.4 del Anejo).~~

~~El GTS podrá pedir información adicional, en caso de que lo considere necesario, al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS~~

~~Con el conjunto de datos recibidos, el GTS elaborará un informe final, que remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio, para su consideración en la~~

~~tramitación de las solicitudes de autorizaciones administrativas que se realicen tal y como se establece en la legislación vigente.~~

6. CALENDARIO DE ACTUACIONES

El calendario de actuaciones para cada año es:

- 1 de junio. Las distribuidoras y los transportistas enviarán las previsiones de demanda en sus redes. Todos los titulares de instalaciones conectadas en cascada enviarán la información al titular [de la ERM/EM](#) aguas arriba.
- 30 de julio. Los transportistas enviarán al GTS el informe de propuestas de adecuación de ERM/EM.
- 30 de septiembre. El GTS enviará el informe final de adecuación de ERM/EM, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

En el caso de que alguna de las fechas citadas correspondiese a día no laborable, el cumplimiento de la obligación se trasladará al día laborable inmediatamente anterior al indicado.

ANEJO

Solicitud actuación en ERM's

Posición: XX

Nombre: XXX

Ubicación: Gasoducto XXXX

Tabla 1.1. Descripción de la instalación/actuación propuesta	Actual (Invierno n)	Propuesta (año n+1)	Propuesta (año n+2)	Propuesta (año n+3)	Propuesta (año n+4)
Tipo contador instalado	✓	✓	✓		
Tipo regulador instalado	✓	✓	✓		
Nº líneas (incluida reserva)	✓	✓	✓		
Máxima capacidad de medida (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Máxima capacidad de regulación (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Nueva ERM por saturación (Si / No)		✓	✓		

opcional

Tabla 1.2. Información Demanda de la posición XX	Actual (Invierno n)	(Año n+1)	(Año n+2)	(Año n+3)	(Año n+4)
Q _{máx} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Q _{80h} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Q _{160h} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Grado de saturación sin ampliación	✓	✓	✓		

opcional

Tabla 1.3. Información nueva demanda de la posición XX	(Año n+1)	(Año n+2)
Q _{máx} previsto (Nm ³ /h)	✓	✓
Q medio previsto (Nm ³ /h)	✓	✓
Q _{80h} previsto (Nm ³ /h)	✓	✓
Q _{160h} previsto (Nm ³ /h)	✓	✓

Tabla 1.3. Información Adicional de Demanda de la posición XX		Invierno n	Invierno (n+1)	Invierno (n+2)	Año (n+3)	Año (n+4)
Grupos 1+2	demanda-punta (Nm ³ /h)	-	✓	✓	✓	✓
	demanda-anual (GWh/año)	-	✓	✓	✓	✓
Grupos 3	demanda-punta (Nm ³ /h)	-	✓	✓	✓	✓
	demanda-invernal-media horaria (Nm ³ /h)	-	✓	✓	✓	✓
	demanda-anual (GWh/año)	-	✓	✓	✓	✓
	Δ clientes	-	✓	✓	✓	✓
Total	demanda-punta (Nm ³ /h)	-	✓	✓	✓	✓
	demanda-anual (GWh/año)	-	✓	✓	✓	✓

- [] opcional

Información a cumplimentar sólo en caso de solicitud de actuación

Solicitud actuación en ERM's

Nueva Posición: XX

Nombre: XXX

Ubicación: Gasoducto XXXX

Tabla 1.4. Descripción de la nueva instalación	Actual (Invierno n)	Propuesta (año n+1)	Propuesta (año n+2)	Propuesta (año n+3)	Propuesta (año n+4)
Tipo contador instalado	-	✓	✓	-	-
Tipo regulador instalado	-	✓	✓	-	-
Nº líneas (incluida reserva)	-	✓	✓	-	-
Máxima capacidad de medida (Nm ³ /h)	-	✓	✓	-	-
Máxima capacidad de regulación (Nm ³ /h)	-	✓	✓	-	-

- [] opcional

ANEXO B. COMENTARIOS REMITIDOS POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS.