



**PROCOLOS DE DETALLE
PD-07, PD-08, PD-09 Y PD-10
DE LAS NORMAS DE GESTIÓN
TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA**

***APROBADOS POR RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN
GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS DE 20
DE ABRIL DE 2007***

<http://www.mityc.es/Gas/Seccion/NGTS/>



PROTOCOLO DE DETALLE PD-07

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES EN INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE

1 Objeto

El presente protocolo de detalle desarrolla las necesidades de programación que los titulares de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento del sistema gasista requieren para la correcta planificación y operación del sistema, contempladas en los capítulos 3 y 4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

A los efectos de este protocolo, a los titulares de instalaciones se les referirá como operadores.

2 Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos los usuarios del sistema que utilicen instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación.

Asimismo, se aplicará a todos los operadores del sistema para aquellos puntos de conexión entre infraestructuras de transporte.

3 Sujetos implicados

Todos los sujetos que utilicen las instalaciones de los operadores del sistema gasista están obligados a realizar programaciones.

El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de todas las programaciones enviadas y deberá analizar la viabilidad técnica de las mismas desde el punto de vista global del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá y pondrá a disposición de los operadores, como ayuda y soporte para la respuesta de viabilidad a las programaciones de entrada al sistema, un escenario inicial que asegure el correcto funcionamiento del mismo sin perjudicar los derechos y obligaciones de cada operador con sus usuarios.

Los sujetos que intervienen en las programaciones dependerán de la infraestructura sobre la que estén programando y que se especifica a continuación.



3.1 Programaciones a plantas de regasificación

Las plantas de regasificación recibirán la información necesaria para realizar las programaciones de los siguientes sujetos:

- Usuarios de las plantas de regasificación, comercializadores, consumidores directos en mercado y transportistas encargados de suministrar al mercado a tarifa, que enviarán sus programaciones a los titulares de las plantas de regasificación y el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de dichas programaciones para realizar sus labores de coordinación.
- Los distribuidores, que remitirán las programaciones de cargas de cisternas necesarias para consumo en sus redes de distribución conectadas a plantas satélites.
- Los operadores de la red de transporte a los que esté conectada la planta, que contrastarán la información recibida de sus usuarios relativa a las cantidades a transportar desde la planta.

Los titulares de las plantas de regasificación, una vez analizada la información, procederán a realizar sus comentarios sobre la viabilidad de la misma. Dicha respuesta de viabilidad estará a disposición del Gestor Técnico del Sistema, para que éste pueda proceder al análisis conjunto del sistema y realizar los ajustes necesarios para acordar un programa viable definitivo.

3.2 Programaciones a almacenamientos subterráneos

Las programaciones, nominaciones y balances relativos a los almacenamientos subterráneos se harán sobre la base de un almacenamiento único, independientemente de la instalación física en la que se ubique el gas almacenado.

De acuerdo con lo anterior, será el Gestor Técnico del Sistema quien actúe como coordinador de los diferentes operadores de almacenamiento subterráneo para acordar los programas anuales individuales para cada instalación, garantizando la utilización de cada almacenamiento subterráneo en base a criterios de seguridad y optimización económica del sistema y cubriendo las necesidades globales de almacenamiento solicitadas por los Usuarios.

Los usuarios del sistema enviarán sus programaciones al operador del almacenamiento y el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de dichas programaciones para realizar sus labores de coordinación.

El operador del almacenamiento subterráneo físico, una vez analizada la programación propuesta por el Gestor Técnico del Sistema, procederán a trasladarle sus comentarios sobre la misma.

En base a los comentarios recibidos, el Gestor Técnico del Sistema establecerá y comunicará la programación viable definitiva a cada uno de los operadores de almacenamiento subterráneo, quienes la notificarán a los operadores de transporte a los que estén conectados y a los usuarios.



3.3 Programaciones a redes de transporte

Los titulares de las redes de transporte recibirán programaciones de los sujetos que estén conectados a sus redes:

1. Usuarios, para su consumo por líneas directas.
2. Usuarios, para programar las cantidades a transportar desde o hacia otras infraestructuras de transporte (plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, conexiones internacionales y yacimientos).
3. Operadores de plantas de regasificación.
4. Otros operadores de redes de transporte (incluidos operadores de C.I. y yacimientos)
5. Operadores de redes de distribución, en lo referente a las programaciones de demanda.

Una vez analizada la información, procederán a realizar sus comentarios sobre la viabilidad de la misma y remitirán su respuesta a los usuarios y operadores implicados y al Gestor Técnico del Sistema, para que éste pueda proceder al análisis conjunto del sistema.

4 Procedimiento de comunicación

Todo intercambio de información escrita y/o notificación realizada bajo los términos expuestos en el presente Protocolo deberá llevarse a cabo empleando documentos preestablecidos y medios de telecomunicación fiables que los operadores deberán poner a disposición de los usuarios del sistema.

Inicialmente, y siempre que sea técnicamente posible, se utilizarán el SL-ATR (para programaciones de transporte y mercado eléctrico) y el SCTD (para programaciones de demanda convencional en redes de distribución) como medios preferentes para el intercambio de toda información relativa a programaciones y respuesta de viabilidades.

En caso de emergencia, cuando sea necesario transmitir información o se solicite la transmisión de una información por vía telefónica, se deberá confirmar dicha información tan pronto sea posible y por escrito.

Todos los documentos, notificaciones e informaciones intercambiadas se enviarán y recibirán en las fechas y horarios establecidos para los programas de referencia.

5 Programaciones. Parámetros comunes

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones y nominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación
- Identificación del sujeto a la que va dirigida



- Tipo de programación (periodicidad).
- Instalación a la que aplica
- Cantidad de gas programado, con el detalle requerido en cada programación.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales y mensuales, y el kWh en las programaciones semanales, nominaciones y renominaciones.

6 Programaciones anuales

6.1 Programación anual a plantas de regasificación

6.1.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

1. Descarga de buques:
 - Cantidad mensual (GWh/mes).
 - Origen del gas.
 - Número y tamaño de buques a utilizar (G, M o P).
 - Fecha estimada de descarga de los buques, especificando los dedicados de forma continua al tráfico de larga distancia y con un mismo origen.
 - Se indicarán los buques compartidos y el sujeto con el que se comparte (en su defecto se indicará que cantidad del buque compartido se destina para el propio usuario).
2. Regasificación:
 - Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
 - Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario. (si no se indica usuario distinto, se considerará que la regasificación la realiza el propio usuario para si mismo).
3. Carga de cisternas.
 - Cantidad de cisternas a cargar (GWh/mes y número de cisternas).
4. Consumo por Líneas Directas conectadas a la planta de regasificación. Identificando la línea directa para la que programa.
5. Intercambios de GNL en tanque, indicando cantidad y sujeto contraparte (opcional).

El operador de la planta y el Gestor Técnico del Sistema podrán solicitar a los usuarios la información adicional necesaria para cumplimentar los requisitos indicados en el "Protocolo de Detalle de Asignación y Reasignación de Ventanas de descarga de buques".



6.1.2 Calendarios (fechas límite).

1. Información primer trimestre del año
Envío: Hasta el 1 de junio.
Viabilidad (operador planta): Hasta el 1 de julio.
Viabilidad Gestor Técnico del Sistema: Hasta el 20 de julio.
2. Programación anual
 - 2.1 Anticipo de programación (provisional):
Envío: Hasta el 31 de julio.
 - 2.2 Programación definitiva:
 - Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (programaciones de usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
 - Envío de otros operadores (programación de cisternas de operadores de redes de distribución y entradas a la red de transporte del operador a la que está conectada la planta).
Hasta el 1 de octubre.
 - Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.
Hasta el 15 de octubre.
 - Casación de carga de cisternas con distribuidores.
Hasta el 15 de octubre.
 - Casación de regasificación de planta con el operador de red transporte.
Hasta el 30 de octubre.
 - Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de planta a usuarios.
Hasta el 15 de noviembre.
 - Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema al operador de planta y usuarios.
Hasta el 22 de noviembre.

6.2 Programación anual a almacenamientos subterráneos

6.2.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

1. Gas almacenado al inicio del periodo (GWh).



2. Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad mensual a inyectar y/o extraer (GWh/mes).
 - Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
3. Intercambio en AASS, indicando cantidad y sujeto contraparte.

6.2.2 Calendarios (fechas límite).

1. Programación provisional

Envío: Hasta el 1 de septiembre.

Este primer envío se realiza para que el operador del almacenamiento subterráneo (AASS) pueda cumplir con sus necesidades de programación.

2. Programación anual previa

- Envío, al operador del AASS, de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de otros operadores a operador AASS (transportistas conectados para acuerdo de cantidades a inyectar/emitir).
Hasta el 1 de octubre.
- Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación entre AASS y operadores de transporte (previa coordinación con el Gestor Técnico del Sistema sobre distribución entre distintos AASS físicos).
Hasta el 30 de octubre.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador del AASS a usuarios.
Hasta el 15 de noviembre.
- Comunicación del programa anual previo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a los operadores de AASS y usuarios.
Hasta el 22 de noviembre.

3. Programación anual definitiva

El 22 de noviembre se obtendrá la programación anual inicial, requerida para establecer un primer programa anual del sistema, pero no se podrá disponer de la programación definitiva para AASS hasta que se conozca las capacidades de AASS asignadas en firme a cada usuario.



Las solicitudes de capacidad definitiva de AASS serán enviadas por los usuarios entre el 1 de diciembre y el 31 de enero de cada año.

De acuerdo con los criterios establecidos en la reglamentación, el Gestor Técnico del Sistema confirmará antes del fin de febrero el programa definitivo para la temporada de AASS, desde el 1 abril del año en curso hasta el 31 de marzo del año siguiente.

El Gestor Técnico del Sistema procederá a distribuir dicha capacidad entre todos los almacenamiento físicos para establecer la programación anual definitiva antes del 20 de marzo.

Las implicaciones que estos cambios puedan ocasionar en el sistema global deberán ser analizadas y comunicadas a los operadores y usuarios afectados.

6.3 Programación anual a redes de transporte

6.3.1 Contenido de las programaciones.

1.- A enviar directamente por los usuarios.

Detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, para los siguientes conceptos:

- Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que se programa.
- Entradas/salidas programadas por conexiones internacionales (C.I.) y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino.
- Detalle de Intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.

2.- A enviar por los operadores de plantas de regasificación

- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
- Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario.

3.- A enviar por operadores de AASS, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

- Detalle de inyección/extracción por cada AASS, indicando usuarios origen/destino.

4.- A enviar por otros operadores de redes de transporte (incluidos operadores de C.I. y yacimientos)

- Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT).
 1. Desagregación por usuario.
 2. Desagregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
- Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión internacional y/o yacimiento.
 1. Desagregación por usuario

5.- A enviar por operadores de redes de distribución.



- El detalle de envío será el indicado para esta programación en el protocolo de detalle PD-8: "Programaciones y nominaciones de consumos en Redes de Distribución".

6.3.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de otros operadores (recepción de programación de distribuidores y otros transportistas, incluidos).
Hasta el 1 de octubre.
- Envío del Gestor Técnico del Sistema, a todos los operadores de infraestructuras de entrada, del escenario de funcionamiento global del sistema (flujos físicos de entrada) inicialmente a considerar como punto de partida para análisis de viabilidad.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación de demanda con operadores de distribución.
Hasta el 15 de octubre.
- Casación con operadores de transporte (casación con infraestructuras de entrada a red de transporte: otros operadores de transporte, plantas, AASS, yacimientos y CI).
Hasta el 30 de octubre.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de red de transporte a sus usuarios.
Hasta el 15 de noviembre.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a transportistas y usuarios.
Hasta el 22 de noviembre.

7 Programaciones mensuales

7.1 Programación mensual a plantas de regasificación

7.1.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los tres meses siguiente. Para cada uno de los tres meses se identificarán los siguientes conceptos:

1. Descarga de buques:

Para el primer mes y primera quincena del segundo mes, con carácter vinculante:

- Fecha solicitada para descarga/carga de cada buque. Los usuarios deberán respetar al máximo las fechas propuestas en su programa anual.



- Nombre del buque y cantidad a descargar (GWh y m³ GNL) para buques mayores de 70.000 m³ GNL. Para buques menores de 70.000 m³ GNL y a menos de 5 días de viaje entre puerto origen y terminal de destino, será suficiente indicar cantidad total por origen (GWh/mes) y número de cargamentos.
- Para los buques compartidos, se indicarán los sujetos con los que se comparten y la cantidad total del buque.

Adicionalmente, se indicará la mejor estimación de calidad de gas de origen de cada una de las descargas programadas.

Para la segunda quincena del segundo mes, con carácter vinculante, y para el tercer mes, a nivel informativo:

- La cantidad total por origen (GWh/mes) y número de cargamentos precisos.
2. Regasificación:
- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
 - Detalle diario de regasificación para el primer mes y la primera quincena del segundo mes (GWh/día).
 - Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para si mismo o con destino a otro usuario.
3. Carga de cisternas:
- Cantidad de cisternas a cargar (GWh/mes y número de cisternas).
4. Consumo por Líneas Directas. Identificando la línea directa para la que programa
5. Intercambio de GNL en tanque, indicando fecha, cantidad diaria a intercambiar (kWh/día) y sujeto contraparte.

Para solicitar y programar los servicios de carga de buques, en aquellas terminales que los contemplen, se informará del buque y fecha programada para la realización de las cargas en cada uno de los meses a programar.

7.1.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directo en mercado (usuarios).
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío de otros operadores (distribuidores y otros transportistas).
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores.
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la planta a usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.



- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de planta y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.

7.2 Programación mensual a almacenamientos subterráneos

7.2.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual para los tres meses siguientes, y para los siguientes conceptos:

1. Gas almacenado al inicio del periodo (GWh).
2. Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad mensual a inyectar y/o extraer (GWh/mes). Para el primer mes del programa y la primera quincena del segundo mes (GWh/día) se requiere un desglose diario de inyección/extracción.
 - Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
3. Intercambio en almacenamiento subterráneo, indicando cantidad y sujeto contraparte.

7.2.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a puntos de conexión de almacenamiento subterráneo con red de transporte).
Hasta el 20 de cada mes
- Envío de otros operadores (operadores de red de transporte) a operadores del almacenamiento subterráneo.
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores (el Gestor Técnico del Sistema acordará la distribución del almacenamiento subterráneo total entre los distintos operadores de almacenamientos)
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad de operadores de AASS a transportistas y usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de almacenamiento subterráneo y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.



7.3 Programación mensual a redes de transporte

7.3.1 Contenido de las programaciones.

Detalle mensual, en GWh/mes, para cada uno de los tres meses siguientes, para los siguientes conceptos:

1. A enviar directamente por los usuarios.
 - Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que se programa. Si se trata de consumidores que puedan condicionar la operación del sistema, se requiere un detalle diario para el primer mes y medio.
 - Entradas/salidas programadas por C.I. y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino. Por su carácter vinculante, será necesario un detalle diario para las programaciones relativas al primer mes y medio de la programación.
 - Detalle de intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.
2. A enviar por los operadores de plantas de regasificación
 - Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes), para cada uno de los tres meses. Se requiere un detalle de la regasificación diaria por usuario para el primer mes y los primeros 15 días del segundo.
 - Destino de la cantidad a regasificar. Se indicará el usuario que regasifica y el usuario destino de dicha regasificación.
3. A enviar por los operadores de almacenamiento subterráneo, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.
 - Detalle de inyección/extracción por cada almacenamiento subterráneo, indicando usuarios origen/destino. Para el primer mes y medio de la programación, se requiere un detalle diario de la cantidad a inyectar/extraer para cada usuario.
4. A enviar por otros operadores de redes de transporte.
 - Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT), con detalle diario para el primer mes y medio de la programación (kWh/día).
 1. Desagregación por usuario.
 2. Desagregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
 - Cantidad mensual de entrada/salida por usuario para cada conexión entre internacional y yacimientos, con detalle diario para el primer mes y medio (kWh/día).
 1. Desagregación por usuario.
5. A enviar por operadores de redes de distribución.



- El detalle de envío será el indicado para esta programación en el protocolo de detalle PD-08: "Programaciones y nominaciones de consumos en Redes de Distribución".

7.3.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a operadores de red de transporte).
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío de otros operadores (distribuidores y otros transportistas, incluidos operadores de AASS, yacimientos y conexiones internacionales).
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación entre operadores.
Hasta el 24 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la red de transporte a usuarios.
Hasta el 25 de cada mes.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de transporte y usuarios.
Hasta el 28 de cada mes.

8 Programaciones semanales

8.1 Programación semanal a plantas de regasificación

8.1.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá semanalmente un detalle diario, en KWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los mismos conceptos y desgloses definidos en el programa mensual.

8.1.2 Calendarios (horas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios).
Viernes, antes de las 10:00 h
- Envío de otros operadores (otros transportistas).
Viernes, antes de las 12:00 h
- Casación entre operadores.
Viernes, antes de las 14:00 h



- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de la planta a usuarios.
Viernes, antes de las 17:00 h
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de planta y usuarios.
Viernes, antes de las 18:00 h

8.2 Programación semanal a almacenamientos subterráneos

8.2.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los siguientes conceptos y desgloses:

1. Detalle de inyección/extracción:
 - Cantidad diaria a inyectar y/o extraer (kWh/día).
 - Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección/extracción es para si mismo o con destino a otro usuario.
2. Intercambio en almacenamiento subterráneo, indicando cantidad y sujeto contraparte.

8.2.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a puntos de conexión de almacenamiento subterráneo con red de transporte).
Viernes, antes de las 10:00 h
- Envío de otros operadores (operadores de red de transporte) a operadores de almacenamiento subterráneo.
Viernes, antes de las 12:00 h
- Casación entre operadores (distribución del AASS total entre los distintos operadores de almacenamiento subterráneo físicos).
Viernes, antes de las 14:00 h
- Comunicación y respuesta de viabilidad de operadores de almacenamiento subterráneo, a transportistas y usuarios.
Viernes, antes de las 17:00 h
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a operadores de almacenamiento subterráneo y usuarios.
Viernes, antes de las 18:00 h



8.3 Programación semanal a redes de transporte

8.3.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá semanalmente un detalle diario, en KWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los siguientes conceptos y desgloses:

1. A enviar directamente por los usuarios.
 - Consumo por líneas directas. Identificando la línea directa para la que se programa. Si se trata de consumidores que puedan condicionar la operación del sistema, se requiere un detalle horario para cada día, especialmente en lo que se refiere a consumos destinados al mercado eléctrico.
 - Entradas/salidas programadas por C.I. y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino.
 - Detalle de Intercambios en AOC, indicando cantidad y sujeto contraparte.
2. A enviar por los operadores de plantas de regasificación:
 - Cantidad diaria a regasificar, para cada uno de los siete días de la semana programada.
 - Destino de la cantidad a regasificar. Se indicará el usuario que regasifica y el usuario destino de dicha regasificación.
3. A enviar por los operadores de almacenamiento subterráneo:
 - Cantidad diaria de inyección/extracción del almacenamiento subterráneo, indicando usuarios origen/destino.
4. A enviar por otros Operadores de redes de transporte:
 - Cantidad diaria de entrada/salida por usuario para cada conexión entre operadores de transporte (PCTT).
 - Disgregación por usuario.
 - Disgregación por tipo de suministro: convencional o mercado eléctrico.
 - Cantidad diaria de entrada/salida por usuario para cada conexión internacional y yacimiento:
 - Disgregación por usuario.
5. A enviar por Operadores de Redes de Distribución:
 - El detalle de envío será el indicado para esta programación en el Protocolo de Detalle: "Programaciones y nominaciones de consumos en Redes de Distribución".



8.3.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (usuarios a operadores de redes de transporte).
Viernes, antes de las 10:00 h
- Envío de otros operadores (otros transportistas, incluidos operadores de plantas de regasificación, AASS, yacimientos y conexiones internacionales).
Viernes, antes de las 12:00 h.
- Casación entre operadores de transporte.
Viernes, antes de las 14:00 h.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del operador de transporte a usuarios.
Viernes, antes de las 17:00 h.
- Comunicación del programa definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a transportistas y usuarios.
Viernes, antes de las 18:00.

9 Nominaciones y renominaciones

9.1 Contenido

Se podrán realizar nominaciones y renominaciones siempre y cuando se desee modificar los programas de entrada al sistema para mantener los balances individuales y totales del sistema dentro de los parámetros establecidos en las normas de gestión técnica del sistema, y para resolver desbalances provocados por desviaciones de consumos respondidos viables en la programación semanal.

Para todas las infraestructuras del sistema, el contenido y detalle requerido para las nominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales.

Las nominaciones en los puntos de entrada al sistema de transporte tendrán carácter vinculante y los operadores deberán adecuarse a las nominaciones recibidas, una vez respondidas como viables.

En caso de no existir una nominación, se considerará como tal la cantidad programada y respondida viable en la programación semanal.

9.2 Calendarios (día y hora límite).

Los periodos de nominaciones y renominaciones para las infraestructuras de entrada al sistema (plantas, almacenamientos subterráneos, yacimientos y conexiones internacionales), se definen a continuación:

9.2.1 Para el día previo al “DÍA GAS”



Nominaciones enviadas el día "D-1", referidas al día "D".

Nominaciones:

- Periodo de recepción de nominaciones: Hora límite 14:00 h
- Periodo de validación: Hasta las 17:00 h
- Hora límite de confirmación de nominaciones: 17:00 h

Renominaciones:

- Periodo de recepción de renominaciones y validación: Hora límite 18:30 h
- Hora límite de confirmación de renominaciones: 19:00 h

9.2.2 Para el "DÍA GAS"

Nominaciones enviadas el día "D", referidas al propio día "D".

Por el periodo de envío y confirmación de estas programaciones, sólo se referirán al periodo del día desde las 12:00 h a las 24:00 h, especialmente en lo que se refiere a los puntos de entrada al sistema.

Renominaciones

- Periodo de recepción de renominaciones y validación: Hora límite 11:30 h
- Hora límite de confirmación de renominaciones: 12:00 h

Los operadores realizarán sus mayores esfuerzos para atender las renominaciones recibidas fuera de las horas indicadas, siempre y cuando sean posibles y no ocasionen perturbaciones en el funcionamiento global del sistema.

En lo que respecta a las nominaciones y renominaciones de consumos destinados al mercado eléctrico, se podrán enviar las renominaciones necesarias para adaptar los consumos a los diferentes horarios de mercados de programación del sistema eléctrico. En todo caso, el operador podrá gestionar únicamente los consumos solicitados para las horas siguientes a la de recepción de la renominación, dejando un máximo de 50 minutos entre envío y respuesta de viabilidad.

10 Criterios de respuesta de viabilidad

10.1 Programaciones a plantas de regasificación

Como criterio general, una programación en plantas de regasificación se considerará viable si:

1. Se respeta la contratación establecida para cada sujeto.
2. Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.
3. El balance individual del sujeto está dentro de los parámetros contemplados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.



4. La regasificación propuesta ha sido dada viable por el operador de la red de transporte al que está conectada la planta.
5. Las descargas programadas para cada mes permiten ser procesadas sin superar en ningún momento la capacidad máxima de almacenamiento físico de la planta, de acuerdo con lo recogido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
6. Las descargas programadas cumplen con los requisitos establecidos sobre asignación y reasignación de ventanas de descargas de buques.

Además de los criterios anteriores, cada planta, por sus características técnicas, podrá establecer criterios adicionales. Si este fuera el caso, el operador de dicha planta deberá disponer de procedimientos transparentes, objetivos y no discriminatorios que recojan los criterios específicos a aplicar en la planta para dar respuesta de viabilidad a las programaciones.

Estos procedimientos estarán publicados a disposición de todos los Usuarios y del Gestor Técnico del Sistema.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará la programación como “no viable”, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a su modificación.

Para solucionar “no viabilidades” de las programaciones debidas a la imposibilidad de aceptar las fechas de descargas solicitadas por el Usuario, el operador de la planta de regasificación podrá proponer fechas alternativas.

De no llegar a acuerdos, los operadores de la planta y los usuarios afectados transmitirán sus comentarios y programas al Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad del suministro y teniendo en cuenta la situación de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema podrá solucionar las posibles “no viabilidades” de un sujeto, eliminando descargas del programa o derivando las descargas programadas en una planta hacia otra en la que el sujeto tenga capacidad contratada.

La regasificación asociada a la descarga desviada podrá ser asumida por la planta receptora del cargamento, si ello fuese necesario para no afectar al programa viable previo de dicha planta.

Para resolver las “no viabilidades” que surjan en la programación anual, se actuará como se especifica a continuación:

- Entre el 1 y el 20 de julio, los operadores de planta y el Gestor Técnico del Sistema, según necesidad, mantendrán reuniones con los usuarios para aclarar y resolver las no viabilidades de la programación del primer trimestre.
- Entre el 1 y el 30 de octubre, los operadores de planta mantendrán reuniones con los usuarios para resolver las no viabilidades de la programación anual relativas a sus descargas y remitidas para la programación anual definitiva.
- Entre el 15 y el 22 de noviembre, el Gestor Técnico del Sistema podrá convocar a reunión a los usuarios y operadores de plantas que considere necesario para poder llegar al programa anual viable del sistema.



Para analizar las “no viabilidades” que surjan en la programación mensual, se deberá tener en cuenta, como punto de partida, la programación anual viable del Usuario y las variaciones recibidas en la programación mensual.

Las ventanas de descargas previamente asignadas en las programaciones anuales, especialmente en lo que se refiere a buques dedicados, tendrán prioridad frente a nuevas fechas de descargas solicitadas.

Las “no viabilidades” debidas a desviaciones en las fechas de descargas, pueden ser resueltas por el operador de la planta proponiendo fechas alternativas al Usuario, para su aceptación.

De no llegar a acuerdos con los usuarios, que permitan solucionar las no viabilidades de una planta concreta, los operadores de la planta solicitarán ayuda al Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva, antes del 28 de cada mes, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad de suministro y teniendo en cuenta la situación de balance de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR

Una vez declarado viable el programa mensual, el Gestor Técnico del Sistema deberá publicar la siguiente información:

1. Número de buques previstos (indicando tamaño), en cada planta de regasificación.
2. Cantidad de descarga prevista, por buque y planta (GWh/mes)
3. Ventanas de descarga disponibles por planta, indicando días concretos y tamaños máximos admisibles.

Las no viabilidades que puedan surgir en programaciones semanales, nominaciones o renominaciones deberán ser resueltas antes de la fecha y hora límite establecidos en calendario.

Los Usuarios y operadores de las plantas deberán realizar sus mayores esfuerzos para solucionar las posibles inviabilidades que puedan surgir en cada momento, tanto en lo que se refiere a los balances individuales de cada Usuario como a las limitaciones puntuales, fuerzas mayores, etc que puedan surgir en la planta.

Informarán al Gestor Técnico del Sistema sobre cualquier incidencia que pueda provocar distorsiones en el programa mensual vinculante, para que éste pueda analizar el efecto en el sistema y proponer alternativas viables.

10.2 Programaciones a almacenamientos subterráneos

Como criterio general, una programación en Almacenamiento Subterráneo se considerará viable si:



1. Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.
2. La inyección y/o extracción propuestas son consideradas viables por el operador de la red de transporte al que está conectado el AASS.
3. La inyección/extracción propuestas no vulneran los derechos de inyección y/o extracción de otros sujetos.
4. El total de las programaciones al AASS están dentro de los parámetros técnicos de funcionamiento.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará “no viable”, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

La viabilidad de las programaciones de AASS estará muy relacionada con la situación de balance global del Usuario en el sistema y con los requisitos técnicos de cada AASS físico individual (capacidades), por lo que la labor del Gestor Técnico del Sistema como coordinador de los diferentes AASS físicos es imprescindible para la resolución de las inviabilidades que puedan surgir.

El operador del AASS deberá comunicar los programas de inyección/extracción recibidos al operador de la red de transporte a la que está conectado y confirmar la viabilidad de los mismos con él.

En caso de discrepancia entre los programas recibidos por el operador del AASS y el operador de la Red de Transporte a la que está conectado el AASS, los programas de inyección/extracción se resolverán aplicando un proceso de casación de ambas programaciones, respetando la programación menor de ambas para cada par de usuarios aguas arriba/aguas abajo del punto de conexión.

Asimismo, el operador del AASS, mantendrá reuniones con los usuarios para resolver las “no viabilidades” de la programación enviada.

De no llegar a acuerdos, el operador del AASS consultará con el Gestor Técnico del Sistema, quien propondrá la programación definitiva ateniéndose a criterios de máxima eficacia y teniendo en cuenta la situación de cada sujeto en el conjunto del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR.

10.3 Programaciones a redes de transporte

Como criterio general, una programación a la Red de Transporte se considerará viable si:

1. Se respeta la contratación establecida para cada sujeto.
2. Cumple en todo momento con las reglas operativas que se establezcan para funcionamiento en periodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación.



3. El balance individual del sujeto está dentro de los parámetros contemplados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
4. Las entradas por conexiones internacionales y yacimientos han sido confirmadas por los operadores respectivos.
5. Las salidas a distribución son consideradas viables por los operadores de distribución y se ajustan a las capacidades de transporte en cada punto.
6. La inyección y/o extracción propuestas son consideradas viables por el operador de la red de transporte al que está conectado el almacenamiento subterráneo.

En caso de que incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará no viable, indicando el motivo de la no viabilidad, para que el sujeto proceda a modificar su programación.

Las “no viabilidades” en las programaciones a las Redes de Transporte asociadas a restricciones físicas o limitación de capacidades, deberán estar soportadas con simulaciones realizadas con metodología probada y contrastada.

Es responsabilidad de los operadores de transporte comunicar las incidencias en sus sistemas de transporte que puedan ocasionar limitaciones en la utilización de la capacidad de las instalaciones.

En caso de limitaciones de capacidad, el operador de transporte, dentro de sus posibilidades, deberá proponer soluciones alternativas para resolución de las inviabilidades que puedan surgir en las programaciones.

De no llegar a posibles soluciones, los operadores de transporte solicitarán la intervención del Gestor Técnico del Sistema para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable antes de las fechas y horas establecidas en el calendario de programaciones.

El Gestor Técnico del Sistema podrá convocar reuniones con los Usuarios y operadores que considere oportunos y utilizará sus propios sistemas de simulación para estudiar los escenarios que se planteen.

11 Procedimiento de casación entre operadores de transporte.

Con objeto de que no se produzcan discrepancias en las programaciones relativas a puntos de conexión entre operadores, es necesario determinar el procedimiento a seguir para resolver los probables desajustes entre las programaciones enviadas por los usuarios a los puntos de entrada al sistema (plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, yacimientos y conexiones internacionales), las programaciones de transporte recibidas por los operadores de red de transporte y las programaciones enviadas por los distribuidores.

Como criterio general para realizar la casación entre operadores de transporte se establece el siguiente:

- El operador que entrega (flujo físico) es el responsable de realizar la casación entre pares de usuarios aguas arriba y aguas abajo del punto de conexión, y deberá comunicar el resultado de la casación viable al operador receptor de la misma.



- Aquel operador de transporte que tenga alguna restricción física en su sistema aguas abajo al punto de conexión entre dos operadores, deberá comunicarla al operador aguas arriba para que éste reduzca la viabilidad de entrada a dicha cantidad, y proceda a realizar la distribución entre pares de usuarios.
- Si la inviabilidad de la programación de las entradas a transporte fuese debida a discrepancias con la programación de distribución, el operador de transporte aguas abajo al punto de conexión reajustará la programación de cada par de usuarios a las cantidades acordadas según el procedimiento de casación definido en el protocolo de detalle PD-08 de “Programaciones y nominaciones para consumos en redes de distribución”, y transmitirá el resultado al operador de transporte aguas arriba para que éste considere el nuevo programa en su respuesta de viabilidad a los usuarios.
- Si la suma de las programaciones físicas a ambos lados del punto de conexión no coincide, se considerará como viable la menor cantidad física total de las programadas a ambos lados.

Para la respuesta de viabilidad de programaciones a los usuarios, se deberá dar como viable aquellas cantidades que estén de acuerdo con las programaciones casadas, indicando el motivo de “no viabilidad” para aquellas cantidades que, aunque físicamente la infraestructura de entrada puede asumir, no hayan sido aceptadas por el operador aguas abajo.

En cualquier caso, será el Gestor Técnico del Sistema quien proceda a resolver las situaciones de “no viabilidad” de programación que los operadores de transporte no puedan resolver por si mismos, condicionando la aceptación final de un determinado programa al cumplimiento de criterios adicionales.

El Gestor Técnico del Sistema deberá justificar la decisión sobre la base de criterios conocidos, objetivos transparentes y no discriminatorios, que hará constar en su respuesta de viabilidad. Esta respuesta de viabilidad estará a disposición de los agentes implicados y de la CNE a través del SL-ATR.



PROTOCOLO DE DETALLE PD-08

PROGRAMACIONES Y NOMINACIONES DE CONSUMOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

1 Objeto

El presente protocolo de detalle contempla las necesidades de programación de los consumos que los operadores de distribución requieren para la correcta planificación y operación del sistema en sus redes, según se indica en los capítulos 3 y 4 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Asimismo, desarrolla los procedimientos de casación de dicha programación de demanda con el resto de los operadores del sistema, con objeto de disponer en cada momento de la mejor previsión y comunicarla a los operadores de transporte para que, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, puedan establecer un programa viable de funcionamiento del sistema, respetando los criterios de viabilidad establecidos en cada punto y garantizando el cumplimiento de los derechos de cada usuario sin afectar al suministro ni a la seguridad de las instalaciones.

A efectos de este protocolo, los titulares de instalaciones de transporte o distribución podrán ser referidos como "operadores".

2 Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación para todos los usuarios con capacidad contratada en transporte-distribución que suponga la utilización de la misma en redes de distribución del sistema, independientemente del destino final a que se destina el gas transportado-distribuido.

Asimismo, se aplicará a todos los operadores del sistema para aquellos puntos de conexión entre infraestructuras, bien sea de distribución, transporte o plantas de regasificación, para consumos atendidos desde redes alimentadas por plantas satélites.

3 Sujetos implicados



Los titulares de las redes de distribución recibirán programaciones de los sujetos que utilicen o transiten gas por sus instalaciones:

1. Comercializadores y/o consumidores directos en mercado.
2. Distribuidores situados aguas abajo de sus redes.

Asimismo, los titulares de las redes de distribución enviarán dicha información, con la agregación definida en cada programa, a los operadores conectados aguas arriba o aquellos con los que hayan establecido un contrato de suministro en sus redes de distribución, indicados a continuación:

1. Distribuidores conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD).
2. Transportistas conectados aguas arriba de sus redes, en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD).
3. Operadores de plantas de regasificación, para la programación de carga de cisternas destinadas a suministro de plantas satélites conectadas a sus redes de distribución.

Paralelamente a lo anterior, deberán comunicar su programación al Gestor Técnico del Sistema para información y establecimiento del programa viable del sistema global.

El Gestor Técnico del Sistema, por su parte, deberá de informarles de las restricciones asociadas a los clientes, situados en sus redes de distribución, que puedan condicionar la operación del sistema.

Concretamente, y en lo que se refiere al consumo destinado para generación eléctrica, el Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico, procederá a comunicarles la programación establecida y las restricciones aplicadas a los generadores de electricidad (CT y CCGT) situados en sus redes de distribución para que procedan a la aplicación de las mismas.

4 Procedimiento de comunicación

Todo intercambio de información escrita y/o notificación realizada bajo los términos expuestos en el presente Protocolo deberá llevarse a cabo empleando documentos preestablecidos y medios de telecomunicación fiables que los operadores deberán poner a disposición de los usuarios del sistema.

Inicialmente, y siempre que sea técnicamente posible, se utilizarán el SL-ATR y el SCTD como medios preferentes para el intercambio de toda información relativa a programaciones y respuesta de viabilidades.

Las programaciones deberán estar a disposición del Gestor Técnico del Sistema para su información.

Para el caso de las programaciones al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), la información la recibirá el Gestor Técnico del Sistema directamente en el SL-ATR, quien remitirá a cada distribuidor la información relativa a sus redes de distribución.



En caso de emergencia, cuando sea necesario transmitir información o se solicite la transmisión de una información por vía telefónica, se deberá confirmar dicha información tan pronto sea posible y por escrito.

Todos los documentos, notificaciones e informaciones intercambiadas se enviarán y recibirán en las fechas y horarios establecidos para los programas de referencia.

Por otra parte, los operadores de distribución deberán disponer de sus propias estimaciones de demanda, según información histórica de consumo y modelos adecuados y contrastados, que le permitan realizar la mejor estimación del consumo total de sus redes, con una indicación de distribución de la misma por tipo de mercado, para distintos escenarios de climatología.

Una vez analizada la viabilidad de la información recibida, procederán a transmitir a los operadores aguas arriba de sus redes y al Gestor Técnico del Sistema el programa resultante y sus comentarios sobre el mismo, para que éste pueda establecer el rango de demanda común que sirva de partida para acordar las necesidades de suministro en el sistema y dar respuesta de viabilidad a los programas en las infraestructuras de entrada.

El Gestor Técnico del Sistema o los distribuidores, según proceda y una vez acordado el programa de consumos con los transportistas, remitirán dicha información y sus comentarios a los usuarios, para que éstos puedan conocer y realizar sus comentarios y, si fuera el caso, reestructurar sus programaciones de acuerdo con la respuesta de viabilidad recibida.

5 Programaciones. Parámetros comunes.

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones y nominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación
- Identificación del sujeto a la que va dirigida
- Número de versión
- Tipo de programación (periodicidad)
- Instalación a la que aplica
- Cantidad de gas programado, con el detalle requerido en cada programación.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales y mensuales, y el kWh en las programaciones semanales, nominaciones y renominaciones.

Para los clientes que puedan condicionar la operación del sistema, previamente identificados, los operadores podrán requerir a los usuarios responsables de su suministro, además de lo indicado en el contenido de cada programación, un detalle diario u horario de sus consumos según se defina en cada programación.

6 Programaciones anuales



6.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, con los conceptos desglosados según se indica a continuación:

6.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor, su programación anual con detalle mensual de las cantidades a consumir en el total de las redes del distribuidor (total agregado de sus PCTD's o PCDD's conectados a un mismo operador de transporte, sin individualizar los consumos de cada uno de ellos).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL
 - Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (CT's CCGT's), individualizando cada punto.
- Por presión de suministro
 - Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Se identificará en cada caso, si los consumos se van a realizar por conexiones existentes o por nuevas conexiones.

Para las conexiones existentes, se diferenciará entre consumos actuales y ampliaciones de consumo de clientes existentes.

6.1.2 Programación entre distribuidores

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (total de sus PCDD's, sin individualizar el consumo de cada uno de ellos).

6.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas.

Los distribuidores remitirán a los transportistas a los que están conectados su programación anual con el detalle mensual de la cantidad agregada para el total de los consumos en las redes de distribución destinados al mercado a tarifa (total de sus PCTD's).

Estas cantidades mensuales vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por tipo de suministro:
 - Consumos suministrados desde plantas satélites de GNL



- Consumos suministrados desde redes de distribución conectadas al gasoducto de transporte, identificando los destinados al mercado convencional (total) y los destinados al mercado eléctrico (individualizando cada punto).
- Por presión de suministro:
 - Consumos en redes de distribución de presión superior a 4 bar.
 - Consumos en redes de distribución de presión inferior o igual a 4 bar.

Asimismo, los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las cantidades agregadas del resto de usuarios que hacen uso de sus infraestructuras, por usuario, para el consumo a suministrar desde sus redes de distribución (total de PCTD's) con el detalle requerido en la programación anual.

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico para el total de sus puntos de conexión transporte-distribución.

6.1.4 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de septiembre.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 20 de septiembre.
- Casación entre distribuidores y comunicación de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 1 de octubre.
- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación :
Hasta el 1 de octubre.
- Casación transporte - distribución:
Hasta el 15 de octubre.
- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 22 de noviembre.

7 Programaciones mensuales

7.1 Contenido de las programaciones.

Se remitirá un detalle mensual, en GWh/mes, para los tres meses siguientes a la fecha de envíos de las programaciones, con los mismos conceptos y desgloses definidos en la programación anual.



Se tomará como referencia la programación anual, actualizada a fecha de envío de cada programación mensual.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida con detalle al menos semanal, pero preferiblemente diario, para el primer mes de la programación.

El distribuidor podrá requerir información adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar la operación de sus redes de distribuidor, especialmente de sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

7.2 Calendarios (fechas límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 15 de cada mes.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Hasta el 18 de cada mes.
- Casación entre distribuidores:
Hasta el 20 de cada mes.
- Envío a transportistas y operadores de plantas de regasificación del programa resultante de la casación y comunicación de viabilidad del mercado convencional del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Hasta el 21 de cada mes.
- Casación transporte - distribución:
Hasta el 23 de cada mes.
- Comunicación del programa de demanda definitivo y respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Hasta el 28 de cada mes.

8 PROGRAMACIONES SEMANALES

8.1 Contenido de las programaciones

Se remitirá semanalmente, un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los conceptos y desgloses definidos a continuación.

Para los consumos asociados al mercado eléctrico (CT's y CCGT's), se deberá enviar un detalle individualizado de cada salida con detalle horario.



El distribuidor podrá requerir información horaria adicional sobre cualquier otro cliente que pueda condicionar con su comportamiento la operación normal de las redes de distribuidor al que están conectados, especialmente en lo que se refiere a sus previsiones de cambio de comportamiento del patrón de consumo habitual (paradas por mantenimiento, inicio de consumos en clientes con comportamiento discontinuo, etc.).

Las programaciones semanales, al disponer de un detalle diario, tendrán la consideración de nominaciones para el día sobre el que se realiza la programación, siempre y cuando no se exista una nominación o renominación posterior relativa a dicho día y a la que se haya dado respuesta viable.

8.1.1 Programación de comercializadores o consumidores directos en mercado

Los usuarios de las redes de distribución remitirán a cada distribuidor su programación semanal, con detalle diario, de las cantidades a consumir en cada una de las redes del distribuidor.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por punto de suministro (CUPS), para clientes conectados a redes de presión superior a 4 bar.
 - Identificando el cliente o la red de AP a la que está conectado el cliente.
 - Identificando y detallando el consumo horario, en aquellos consumos destinados al mercado eléctrico.
- Por red de distribución (PCDD o PCTD) para clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar.

8.1.2 Programación entre distribuidores:

Los distribuidores situados aguas abajo de otros distribuidores, remitirán a cada uno de ellos su programación semanal con detalle diario de la cantidad agregada para el total de los consumos en cada una de sus redes de distribución conectadas al distribuidor receptor del programa (información individualizada por PCDD).

El detalle de dicho consumos (desagregación por usuario), será remitido por el distribuidor secundario al transportista correspondiente y al Gestor Técnico del Sistema, identificando el PCTD al que hace referencia el consumo.

8.1.3 Programación del distribuidor a los transportistas:

Los distribuidores remitirán a los transportistas a los que están conectados su programación semanal, con detalle diario, de las cantidades a consumir destinadas al mercado a tarifa en cada una de sus redes.

Estas cantidades diarias vendrán detalladas con la siguiente desagregación:

- Por distribuidor y red de transporte (PCTD).



Asimismo, los distribuidores informarán a los transportistas a los que están conectados de las cantidades agregadas del resto de usuarios que hacen uso de sus infraestructuras, por usuario, para el consumo a suministrar desde sus redes de distribución para cada PCTD, según el detalle requerido en la programación semanal.

Como información adicional, podrán remitir al transportista su mejor previsión de consumo físico total para cada PCTD o el total de los PCTD's.

8.2 Calendarios (día y hora límite).

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado a distribuidores:
Jueves, antes de las 10:00 h.
- Envío de distribuidores aguas abajo a distribuidores aguas arriba:
Jueves, antes de las 12:00 h .
- Envío de distribuidores a transportistas y operadores de plantas de regasificación :
Jueves, antes de las 14:00 h.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del distribuidor a comercializadores y clientes directos en mercado:
Jueves, antes de las 14:00 h.
- Respuesta de viabilidad de transportistas y operadores de plantas de regasificación a distribuidores:
Jueves, antes de las 15:00 h.
- Respuesta de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema a distribuidores y usuarios:
Jueves, antes de las 16:00 h.

9 Nominaciones y renominaciones

9.1 Contenido de las programaciones.

Podrán realizar nominaciones y renominaciones aquellos usuarios que deseen modificar los programas de consumos respondidos viables en la programación semanal.

El contenido y detalle requerido para las nominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales.

Las nominaciones de consumos destinados al mercado convencional sólo se considerarán indispensables cuando recojan alguna incidencia en los consumos no contemplada en el programa semanal y que tenga repercusión relevante en la operación de las redes de distribución afectadas.



En caso contrario, no serán necesarias, tomándose la información semanal como nominación.

Las renominaciones no serán posibles salvo en las que se refieren al mercado eléctrico.

Para los consumos destinados al mercado eléctrico, y debido a la existencia y funcionamiento de dicho mercado de ámbito diario y horario, será habitual el envío y recepción de nominaciones y renominaciones.

Los operadores deberán hacer sus mayores esfuerzos para aceptar todas las nominaciones y renominaciones ocasionadas por el funcionamiento del sistema eléctrico.

Para agilizar la recepción, análisis y respuesta de viabilidad de los consumos del mercado eléctrico, los usuarios deberán remitir las nominaciones y renominaciones para dichos puntos de consumo de forma simultánea al operador de la red de distribución, al transportista a cuyo PCTD estén conectadas dichas redes de distribución y al Gestor Técnico del Sistema.

9.2 Calendarios (día y hora límite)

9.2.1 Para el día previo al “DÍA GAS”

Nominaciones enviadas el día “D-1”, referidas al día “D”.

NOMINACIONES

- Periodo de recepción de nominaciones: Hora límite 10:00 h
- Periodo de validación: Hasta las 12:00 h
- Hora límite de confirmación de nominaciones; 14:00 h

En lo que respecta a las nominaciones y renominaciones del mercado eléctrico, se podrán enviar las necesarias para adaptar los consumos a los diferentes horarios de mercados de programación del sistema eléctrico.

En todo caso, el operador podrá gestionar únicamente los consumos solicitados para las horas siguientes a la de recepción de la renominación, dejando un máximo de 50 minutos entre envío y respuesta de viabilidad.

10 Procedimiento de casación de demanda entre operadores y asignación a usuarios

Las programaciones anuales y mensuales, al utilizarse para dar viabilidad al sistema desde un punto de vista balance oferta-demanda, requieren establecer procedimientos de casación entre operadores que permitan partir de un dato consensuado de demanda física para el total de los puntos de conexión entre operadores, bien sean puntos de conexión distribución-distribución o puntos de conexión transporte-distribución.



Esto permitirá llegar a una demanda total del sistema situada dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos y procedimientos de predicción de demanda y dentro de los límites técnicos que el sistema pueda manejar.

10.1 Procedimiento de casación entre operadores

La casación de la demanda física entre los operadores se realiza según se indica a continuación:

10.1.1 Casación distribución-distribución

Los distribuidores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios de demanda convencional a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc).

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda, complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años).

Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores de distribución utilicen en sus puntos comunes como demanda física en sus PCDD's, y será comunicada al transportista.

La asignación para cada usuario, se realizará de forma global y de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

10.1.2 Casación transporte-distribución

Los operadores implicados deberán ponerse de acuerdo sobre los escenarios a contemplar en sus planificaciones de redes (variables climatológicas a considerar para cada escenario, etc) con cada uno de los transportistas a los que están conectados.

Una vez definidos los escenarios y variables comunes, se intercambiarán la demanda convencional prevista para un escenario climatológico normal (medias climatológicas últimos 5 años), resultante de sus propios sistemas de predicción de demanda, complementada con el incremento o decremento posible ante escenarios climatológicos extremos (considerando los 10 últimos años)



Para fijar la demanda más probable se tomará la demanda media de los dos operadores para el escenario normal. Los incrementos producidos por temperaturas extremas se obtendrán como la media de los incrementos establecidos por cada uno de los operadores.

Esta demanda media común y su banda de variación (escenarios mínimo y máximo) será la que ambos operadores utilicen en sus puntos comunes para determinar la demanda global del sistema, y para asignarla entre los usuarios en función de las programaciones recibidas, según la contratación existente y la evolución de mercado de cada comercializador.

En caso de conflicto podrán requerir al Gestor Técnico del Sistema que, en base a sus propias predicciones, aporte la solución más adecuada al sistema.

La asignación para cada usuario, se realizará de acuerdo con el procedimiento de asignación de demanda que se establece en el punto 11.2.

Una vez realizada la casación de la demanda física del sistema, será necesario adecuar el total de las programaciones que realizan los usuarios, de acuerdo con su cartera de clientes y su mejor predicción de evolución de su mercado, a los márgenes mínimo y máximo que se establezcan en las predicciones de demanda global de cada periodo a considerar y que permitan la correcta operación técnica del sistema.

Para ello, se hace necesario establecer un procedimiento objetivo y conocido para ajustar las nominaciones de los usuarios a la mejor predicción de demanda de los distribuidores, transportistas y Gestor Técnico del Sistema, según aplique en cada caso.

Este procedimiento, que será distinto para el programa anual y mensual, se define a continuación:

10.2 Procedimiento de asignación de demanda

10.2.1 Programación anual

El Gestor Técnico del Sistema publicará antes del 15 de septiembre de cada año, el perfil de demanda global para el año siguiente, (con sus escenarios mínimo, medio y máximo), calculado según el protocolo de detalle PD-03, desglosando por clientes de $P < 4$ bar y $P > 4$ bar.

Una vez recibida la programación previamente casada por los operadores (distribuidores y transportistas), según el punto 11.1, se procede como se indica a continuación:

1. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda convencional de forma que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado convencional está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 2\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.
 - Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema



(es decir, con un margen de $\pm 2\%$), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.

2. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda del sector eléctrico de modo que:
 - Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado eléctrico está entre el perfil anual de la demanda media programada por el Gestor Técnico del Sistema $\pm 7,5\%$ de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.
 - Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el Gestor Técnico del Sistema (es decir, con un margen de $\pm 7,5\%$), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.
3. Para repartir los excesos o defectos, el Gestor Técnico del Sistema deberá analizar el programa de cada usuario:
 - Se estudiará el crecimiento o decrecimiento de cada usuario en el año en curso.
 - Se convocará una reunión para aclaración del programa, a los usuarios que se salen de las tendencias de crecimiento o decrecimiento esperadas a priori.
4. Los excesos o defectos se repartirán para cada uno de los meses del año programado, respetando la demanda programada por los usuarios para los clientes industriales y ajustando la demanda de mercado doméstico (proporcionalmente a los clientes de $P < 4$ bar), de forma que se ajuste a la demanda total publicada por el Gestor Técnico del Sistema.
5. En base a la demanda asignada a cada usuario, el Gestor Técnico del Sistema establecerá el programa anual de cada uno de ellos.

10.2.2 Programación mensual

Para la asignación de las programaciones mensuales, se considerará el escenario medio y los incrementos por temperaturas extremas (se dispone de predicciones de demanda del transportista y de los distribuidores) previamente casados según lo indicado en el punto 11.1.

Sobre este escenario, se procederá a repartir los excesos o defectos de programación entre todos los comercializadores para cada uno de los tres meses incluidos en la programación.

Para ello, se respetará la programación del mercado industrial y se repartirá el exceso o defecto entre los usuarios con clientes de $P < 4$ (al considerarse los más repercutidos por la variabilidad de la climatología), proporcionalmente a la demanda de este tipo.

Este reparto supondrá que aquellos excesos o defectos de programación de demanda de los usuarios se contemplarán en la programación mensual pero las entradas al sistema asociadas



a dicha demanda estarán condicionadas a su cumplimiento (el operador de transporte podrá condicionar la aceptación de cantidades de entrada equivalentes a que se verifique la existencia real de dicha demanda con los balances diarios).

11 Criterios de respuesta de viabilidad

Una programación o nominación es viable si:

1. Se ha recibido antes de la fecha y hora límite.
2. Para las programaciones anuales y mensuales, la viabilidad estará sujeta a la contratación que resulte necesaria.
3. Para las programaciones semanales y nominaciones, se respetará la contratación establecida para cada sujeto.
4. Se garantiza el correcto funcionamiento de cada red de distribución.
5. El usuario dispone de existencias en el sistema para poder atenderla, sin vulnerar las existencias operativas mínimas.
6. Las capacidades en las instalaciones de transporte en cada PCTD son adecuadas a las programaciones enviadas.
7. Las capacidades en las instalaciones de distribución en cada PCDD son adecuadas a las programaciones enviadas.
8. Si el total de las programaciones recibidas para clientes existentes están en consonancia con el comportamiento histórico de dichos clientes.
9. Si el total de las programaciones recibidas para el total de las redes de distribuidor es coherente con la programación física total prevista para cada escenario climatológico estudiado y dentro de los márgenes de error contemplados en los protocolos de previsión de demanda.

En caso de que se incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará no viable, indicando el motivo de la "no viabilidad", para que el sujeto proceda a modificar su programación.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al no acuerdo en las cantidades físicas a entregar entre operadores, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.1 de este protocolo.

Para aquellos casos en que las discrepancias de las programaciones de consumos sean debidas al desacuerdo en la desagregación de la demanda total y asignación de la misma a cada usuario, se deberá proceder a aplicar lo indicado en el punto 11.2 de este protocolo.

De no llegar a posibles soluciones, el Gestor Técnico del Sistema convocará reuniones entre los sujetos implicados, operadores de distribución y operadores de transporte para llegar a un acuerdo y establecer una programación de demanda viable.



PROTOCOLO DE DETALLE PD-09

CÁLCULO DE RANGOS ADMISIBLES PARA LOS VALORES DE LAS VARIABLES BÁSICAS DE CONTROL DENTRO DE LOS RANGOS NORMALES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

1 CLASIFICACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS

1.1 Clasificación de la demanda en función del tipo de consumidores

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de consumidores, se puede clasificar en:

- **Demanda convencional**
Incluye la demanda industrial y doméstico-comercial suministrada a través de gasoducto y camiones cisternas. También está incluida la demanda de gas natural para la cogeneración.
- **Demanda del sector eléctrico**
Incluye la demanda para suministro a Centrales Térmicas convencionales (normalmente fuel-gas) y Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (CTCC)
- **Demanda Total del Sistema Nacional**
Incluye la demanda convencional y la demanda del sector eléctrico, pero no incluye el transporte de gas natural de tránsito hacia Portugal y Francia.
- **Demanda de tránsito internacional**
Incluye el transporte desde conexiones internacionales y plantas de GNL hasta conexiones internacionales.
- **Demanda total del sistema**
Incluye la demanda total del Sistema Nacional y la demanda del tránsito internacional.
- **Demanda de ramal de transporte**
Incluye la demanda total de las salidas de la red de transporte de un ramal no mallado
- **Demanda de red de transporte secundario**



Está incluida la demanda total de las salidas de una red de transporte secundario que está alimentada desde los puntos de entrega de la red básica de gasoductos.

- Demanda de red de distribución
Incluye la demanda total del sistema en las salidas de una red de distribución que está alimentado desde los puntos de entrega de transporte.
- Demanda de cisternas de GNL
Incluye la demanda suministrada desde camiones cisternas de GNL que cargan en las plantas de GNL.

Además, existen otras salidas del sistema, como las conexiones con almacenamientos subterráneos y yacimientos.

1.2 Clasificación de la demanda por tipos de mercado

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de mercado, se puede clasificar en:

- Mercado a tarifa
- Mercado liberalizado (ATR)

El mercado a tarifa es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en régimen de tarifa regulada.

El mercado ATR es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en el mercado liberalizado.

El mercado interrumpible es la suma de la demanda de los consumidores que puede ser interrumpida de acuerdo con unas condiciones estipuladas.

El mercado interrumpible del sistema se puede segmentar, de acuerdo con la legislación, de la forma siguiente:

- Mercado ATR con peaje de transporte interrumpible A y B
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con el RD-1716/2004
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con condiciones contractuales entre usuarios y transportistas.

1.3 Comportamiento de la demanda

La predicción de la demanda se realiza de acuerdo con el protocolo de detalle de Predicción de la demanda (PD-03).



1.4 Clasificación de la demanda en periodo invernal

En el periodo invernal, se utilizará la clasificación de la demanda aplicable a días laborables que permita identificar el nivel de demanda diaria total media del sistema (convencional + sector eléctrico) en los diferentes periodos del invierno.

En la predicción de la demanda invernal deberán especificarse los diferentes niveles de demanda diaria del invierno para los días laborables, así como el criterio de factor de utilización para las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) y el nivel máximo de para la demanda diaria total del mercado convencional prevista, ante una ola de frío extremo que permita definir la demanda punta invernal añadiendo el consumo del sector eléctrico.

2 Identificación de variables de control relacionados con la capacidad disponible en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural como gas natural licuado

La capacidad disponible en las entradas de gas natural procedentes de plantas de GNL se puede resumir en los puntos siguientes:

- Las unidades a utilizar para los procesos de las plantas de GNL son las siguientes:
 - Capacidad de descarga de GNL m³ GNL/ hora
 - Capacidad de bombas primarias y secundarias m³ GNL/hora
 - Capacidad de producción a red de transporte GWh/día
 - Capacidad de carga de cisternas Número de cisternas y GWh/día
- La unidad a utilizar en los procesos de transporte desde plantas de regasificación, conexiones internacionales, conexiones nacionales y yacimientos será el kWh/día y sus múltiplos MWh/día y GWh/día
- Las capacidades de producción de las plantas de GNL se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada planta de regasificación.
- Las capacidades de entrada a la red de transporte se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada transportista y la integración de capacidades del Gestor Técnico del Sistema
- En cada entrada al sistema existen las variables básicas de control siguientes:
 - Entradas a las plantas de GNL consecuencia de las descargas de GNL y su velocidad de descarga mínimas para su operación normal
 - Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de la instalación de aguas arriba para su operación normal.



- Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de las instalaciones de transporte incluyendo gasoductos, estaciones de compresión y conexiones.
- Entradas al sistema con puntos de funcionamiento recomendables teniendo en cuenta:
 - Puntos de funcionamiento de plantas de GNL
 - Puntos de funcionamientos de estaciones de compresión
 - Presiones de entrega en la red de transporte en sus salidas
- Entradas máximas para no generar sobrepresiones en la red de transporte y para no generar problemas en el GNL en las plantas.

3 Identificación de variables de control relacionados con la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del sistema gasista

La operatividad de las plantas de regasificación se puede segmentar en las áreas siguientes:

- Recepción de GNL: Descarga de buques metaneros
- Almacenamiento de GNL
- Regasificación de GNL
- Carga de camiones cisternas de GNL
- Carga de buques metaneros

3.1 Recepción de GNL. Descarga de buques metaneros

Para la descarga de buques metaneros se utilizan las variables siguientes:

- Ventana de descarga: periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar la descarga.
- Plancha de descarga: periodo disponible para efectuar la descarga de GNL, después de la entrada en la ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta.
- Velocidad de descarga: determina el volumen de GNL descargado (m^3 GNL) por unidad de tiempo (hora).
- Calidad de GNL: Composición y PCS del gas descargado.
- Cantidad de GNL: Volumen descargado en m^3 GNL y energía en GWh

Además hay que tener en cuenta las desviaciones de la fecha de descarga en relación con la fecha de programación del programa mensual de acuerdo con el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Programación mensual)



3.2 Almacenamiento de GNL

Para el almacenamiento de GNL se consideran las variables siguientes:

- Volumen mínimo almacenable: Talón de cada tanque de GNL inmovilizado. Unidad : m^3 GNL y GWh para un PCS determinado.
- Volumen comercial incluido en peaje de regasificación: Cada usuario dispone de un volumen para utilizar como almacenamiento de GNL consecuencia de la capacidad de regasificación contratada cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Volumen contratado de GNL: capacidad de almacenamiento contratada en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del almacenamiento incluido en el peaje de regasificación, cumpliendo en todo momento lo indicado en el apartado 2.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

3.3 Regasificación de GNL

Para la regasificación de GNL se consideran las variables siguientes:

- Regasificación a gasoducto: volumen de gn ($m^3(n)/h$).
Se puede segmentar además por equipos de vaporización de agua de mar y de vaporización de combustión sumergida, teniendo en cuenta la capacidad de medición y odorización a la red de transporte.
- Factor de conversión de gn/GNL: indica la relación existente entre 1 m^3 GNL y la cantidad de $m^3(n)$ de gas natural equivalente.

3.4 Carga de cisternas de GNL

Las variables consideradas son las siguientes:

- Capacidad de carga de cisternas: indica el número de cisternas que puede cargar un cargadero de cisternas en 1 día
 - capacidad nominal
 - capacidad demostrada
- Permanencia en planta: Tiempo necesario de un camión cisterna desde que entra en planta hasta que sale con la carga de GNL.
- Volumen de cisterna de GNL: Depende del depósito del camión.



3.5 Carga de buques de GNL

Además de las variables de ventana de descarga, plancha de descarga, calidad y cantidad de GNL mencionadas en el apartado a) de recepción de GNL, consideramos las variables siguientes:

- Velocidad de carga de GNL: Depende de las bombas primarias disponible para la operación de carga.
- Puesta en frío: Utilización de GNL de la planta para la puesta en frío del buque metanero que pueda permitir la carga de GNL a continuación

3.6 En la operatividad de las Estaciones de Compresión se consideran las variables siguientes:

- Presión del gas en la aspiración
- Presión del gas en la impulsión
- Temperatura de la cámara de combustión
- Temperatura del gas en la impulsión
- Caudal del gas comprimido
- Velocidad de compresor
- Velocidad de turbina

Dichas variables puedan dar lugar a limitaciones en la compresión del gas.

3.7 En la operatividad de los flujos en los nudos del sistema las variables a considerar son las siguientes:

- Presión
- Caudal

Con la finalidad de entrega del gas en los puntos de salida en cantidad y calidad de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

4 Identificación de variables de control de las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos

Se entiende que las sobrepresiones no se refieren en ningún caso a la operación de los gasoductos con presiones superiores a las presiones máximas admisibles y que las pérdidas de carga no se refieren en ningún caso a presiones inferiores a las presiones mínimas admisibles.



El balance oferta-demanda en los gasoductos puede dar lugar a 2 tipos de situaciones:

a) Exceso de oferta sobre la demanda:

Para los casos en los que la oferta de entrada de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias, y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda a la baja que genera una sobrepresión en el gasoducto.

El incremento de presión se puede resolver por parte de los usuarios reduciendo las entradas en el gasoducto: o bien reduciendo otras entradas del sistema, o bien incrementando las salidas con otras demandas, o bien aumentando la inyección en almacenamientos subterráneos, con la finalidad de mantener los valores de presión en los rangos de operación normal.

Cuando las entradas son superiores a las salidas en un gasoducto se produce una congestión del gasoducto. La congestión se puede resolver por diferentes caminos que dan lugar a los procedimientos de soluciones de las congestiones. En diferentes sistemas gasistas han utilizado criterios tales como "First come first served", "pro-rata", "subasta", "open season".. entre otros

b) Exceso de demanda sobre la oferta

Para los casos en los que la oferta de entradas de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda al alza o una reducción de la oferta que genera una pérdida de presión en el gasoducto.

La pérdida de presión se puede resolver por parte de los usuarios o bien aumentando las entradas en el gasoducto o bien reduciendo las salidas en el gasoducto. También se pueden incrementar las entradas en otra entrada del sistema, o bien regulando con un aumento de la extracción o una reducción de la inyección en el almacenamiento subterráneo.

Las variables a utilizar por los usuarios en los dos casos son:

- La capacidad de entrada al gasoducto
- La utilización de la capacidad de entrada
- La Capacidad de salida del gasoducto
- La utilización de la capacidad de salida del gasoducto
- Gestión de existencias en el gasoducto
- Gestión de extracción/inyección de AASS.
- Gestión del gasoducto con el sistema gasista
- Regulación de mercado interrumpible



5 Análisis global de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema

Se entiende que el sistema gasista se encuentra en situación de Operación normal, cuando las variables básicas estén dentro de los rangos normales de operación del sistema.

Se considera que el sistema está en operación normal cuando dispone de las existencias operativas adecuadas, así como de los medios de producción, transporte y de distribución para atender los servicios de transporte y necesidades de suministro del sistema.

Con la finalidad del desarrollo de los rangos normales de las variables básicas del sistema gasista tomamos como referencia las existencias de gas en los puntos siguientes:

- Existencias en tanques de GNL en plantas de regasificación.
- Existencias en gasoducto.
- Existencias en almacenamientos subterráneos.
- Existencias en redes de distribución.

Para asegurar las existencias en tanques de plantas de GNL, es necesario programar las descargas de buques metaneros cumpliendo lo detallado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema respecto a programaciones anuales y mensuales, alcanzando la viabilidad de las programaciones de descarga de buques que permitan la ejecución de los programas.

Los buques metaneros y las plantas de GNL deben cumplir con la información requerida para la contratación de aprovisionamiento mediante buques y los requisitos de descarga/carga de buques metaneros.

Para el cumplimiento de las descargas programadas cada buque metanero debe iniciar la descarga en la ventana, y realizar la descarga en la plancha de acuerdo con la velocidad de descarga.

Cada usuario podrá descargar un buque metanero siempre que, en el momento de inicio de la descarga, las existencias almacenadas sean iguales o inferiores a las existencias definidas en el apartado correspondiente de la norma de gestión técnica NGTS-03 .

Las existencias de GNL descargadas tienen un rango de existencias admisibles entre el volumen mínimo (talones) y el volumen máximo de cada tanque. Adicionalmente cada usuario debe cumplir las obligaciones de existencias mínimas del plan de actuación invernal en vigor.

Las mermas en los procesos de descarga/carga de buques, almacenamiento y regasificación dan lugar a la reducción de existencias de GNL.

Las salidas desde las plantas de regasificación pueden clasificarse en los modos siguientes:

- Regasificación a la red de transporte.
- Carga de cisternas.
- Carga de buques metaneros.

Se debe tener en cuenta la regasificación mínima necesaria para entradas en la red de transporte que permita mantener en frío la planta de regasificación.



Por tanto, en relación con las existencias en tanques de GNL, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en cada tanque de GNL se encuentra en valores que permitan las descargas de buques de acuerdo con la programación mensual cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Programación mensual) y siempre que esté previsto estar con unas existencias en tanques por encima del talón mínimo.

Para asegurar las existencias en la red de transporte, es necesario asegurar las entradas procedentes de la producción de las plantas de GNL, las entradas procedentes de conexiones internacionales, las entradas procedentes de conexiones con Yacimientos y las entradas procedentes de la extracción de almacenamientos subterráneos para suministrar a las salidas de la red de transporte para demanda, las salidas para inyección en almacenamientos subterráneos, las salidas en conexiones internacionales, y las mermas y autoconsumos correspondientes.

Las entradas desde las plantas de GNL incrementan las existencias de la red de transporte y reducen las existencias de las plantas de GNL.

Las conexiones internacionales pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo en que funcionen: de entrada o de salida.

Las conexiones con almacenamientos subterráneos pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo de extracción o inyección en los mismos.

Las mermas en los procesos de transporte dan lugar a reducción de existencias en la red de transporte.

Las salidas de la red de transporte destinadas a la demanda se mueven dentro de límites a determinar cada año en función del mercado doméstico-comercial, industrial, generación eléctrica y plantas satélites alimentadas por cisternas.

Para el transporte de gas desde las entradas hacia los puntos de salida es necesario tener en cuenta las capacidades de transporte y las restricciones del sistema.

Por tanto, en relación con las existencias en la red de transporte, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en los gasoductos se encuentra entre el valor de volumen mínimo y el de volumen máximo (que vienen determinados por las presiones mínimas y máximas en los gasoductos teniendo en cuenta la pérdida de carga en los mismos) de acuerdo con lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y los acuerdos entre transportistas y usuarios.

Para asegurar las existencias en almacenamientos subterráneos, además del cumplimiento de los requerimientos técnicos de los operadores de la instalación en los ciclos de inyección y extracción, los usuarios pueden gestionar su volumen contratado teniendo en cuenta sus necesidades de existencias de seguridad y modulación para atender su demanda, pudiendo adecuar su oferta en lo posible.

Las mermas en los procesos de inyección en almacenamientos subterráneos dan lugar a la reducción de existencias en la red de transporte.



Para asegurar las existencias en redes de distribución, las distribuidoras en coordinación con las transportistas suministradoras deben analizar los puntos de entrega (ERM y EM) necesarios para cada red de distribución teniendo en cuenta la demanda actual y la demanda prevista.

6 DETALLE DEL ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE CONTROL

Los titulares de las instalaciones deberán enviar al Gestor Técnico del Sistema la información a publicar para que, en la página web del Gestor Técnico del Sistema, se integren todas las informaciones de todos los titulares de las instalaciones.

La publicación de los valores de las variables de control deberá actualizarse manteniendo vigente la información, al menos, con periodicidad mensual.

La actualización de las variables de control y el análisis del sistema debe realizarse teniendo en cuenta las periodicidades y alcances de los documentos operativos que elabora el Gestor Técnico del Sistema, de acuerdo con la Norma de Gestión Técnica del Sistema "9.1".

En todo momento, los rangos admisibles deben cumplir lo dispuesto en el protocolo de cálculo de capacidades.

Las variables básicas del sistema, en sus rangos normales de operación, se detallan de acuerdo con los puntos siguientes:

- Ventanas de descarga.

Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)

- Plancha de descarga.

Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)

- Velocidad de descarga.

Se debe especificar para cada planta de regasificación y, dentro de cada planta, por tanques de GNL en caso de ser necesario.

- Existencias en plantas de regasificación.

Para cada planta, se debe especificar el volumen mínimo y el volumen máximo de cada tanque de GNL.

Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información especificando el volumen mínimo y el volumen máximo.

- Producción de plantas de regasificación.

Para cada planta, se debe especificar la información siguiente:



- Producción mínima a red de transporte.
- Producción máxima a red de transporte.
- Carga de cisternas máxima.
- Carga de metaneros.

Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Almacenamientos subterráneos.

Para cada almacenamiento subterráneo, se debe especificar la información siguiente:

- Inyección mínima en el almacenamiento subterráneo.
- Inyección máxima en el almacenamiento subterráneo.
- Extracción mínima en el almacenamiento subterráneo.
- Extracción máxima en el almacenamiento subterráneo.
- Volumen mínimo y volumen máximo almacenable.

Para el total de almacenamientos subterráneos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Yacimientos.

Para cada yacimiento, se debe especificar la información siguiente:

- Entradas mínimas en la red de transporte.
- Entradas máximas en la red de transporte.
- Salidas mínimas de la red de transporte hacia el yacimiento.
- Salidas máximas de la red de transporte hacia el yacimiento.

Para el total de yacimientos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Conexiones Internacionales.

Para cada conexión internacional, se debe especificar la información siguiente:

- Entradas mínimas de la conexión.
- Entradas máximas de la conexión de tránsito.
- Salidas mínimas de la conexión.
- Salidas máximas de la conexión de tránsito.

Para el total de conexiones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Existencias en Red de Transporte.

Cada transportista debe publicar para sus gasoductos las existencias mínimas y máximas.

Para el total de gasoductos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Presiones.



Cada transportista debe publicar las presiones mínimas y máximas de los siguientes puntos de conexión:

- Planta de regasificación y transporte.
- Yacimiento y Transporte.
- Almacenamiento Subterráneo y Transporte.
- Conexión internacional y Transporte.
- Lado de aspiración de estaciones de compresión.
- Lado de impulsión de estaciones de compresión.
- Transporte y Transporte.
- Transporte y Distribución.

Para las presiones mínimas en las conexiones transporte-transporte y transporte-distribución, se deben detallar los acuerdos firmados entre operadores que modifiquen las presiones de entrega especificadas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para el total de puntos de conexión, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

6.1 Restricciones del Sistema

Cada transportista debe publicar las restricciones que existan en su red, así como el listado de ramales saturados.

Para el total de instalaciones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

Toda la información sobre las restricciones del sistema debe tener en cuenta el plan de mantenimiento (Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-8).



PROTOCOLO DE DETALLE PD-10

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES

1 Objeto

La Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en su capítulo NGTS-02 apartado 2.8, sobre los principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones, indica que se desarrollará un protocolo de detalle para determinar la capacidad de las instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Para ello, establece que hay que considerar no sólo las capacidades calculadas a partir de los parámetros de diseño de las instalaciones, sino también aquellas que deberán ser calculadas a partir de ciertos parámetros operativos y de seguridad que disminuyan o limiten la capacidad de diseño.

Este protocolo de detalle tiene por objeto presentar cuales son los parámetros de diseño principales que intervienen directamente en las fórmulas para obtener la capacidad de las instalaciones del sistema gasista, así como los márgenes operativos y de seguridad que determinan las restricciones más importantes que reducirán la capacidad máxima.

Este protocolo aplicará a los operadores para determinar la capacidad de cualquier instalación y la publicación de la misma para el conocimiento de los usuarios del sistema.

2 Publicación y actualización de las capacidades de transporte

La publicación de las capacidades de las instalaciones es fundamental para garantizar que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de la misma información, uniforme y suficiente, con el objetivo de posibilitar una eficaz toma de decisiones en el ejercicio del derecho acceso de terceros.

Los titulares de instalaciones publicarán para cada una de sus instalaciones la capacidad o capacidades máxima, nominal y útil de la instalación, y el detalle de su contratación: capacidad contratada para el mercado liberalizado, capacidad reservada para el mercado regulado de



existir, la capacidad contratada para tránsito internacional y la capacidad disponible para contratar.

En el caso que la capacidad útil se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema, el titular de la instalación debe indicar la cuantía de esta afección y las causas que la provocan.

Al objeto de facilitar el acceso general a esta información, se deberá, cuanto menos, proporcionarla gratuitamente vía Internet.

Las capacidades de las instalaciones se actualizarán mensualmente. La publicación de cada actualización se llevará a cabo antes del quinto día laborable del mes siguiente.

Se publicarán estas capacidades, con el alcance temporal que establezca la normativa vigente.

En relación con la capacidad de las nuevas instalaciones o de las ampliaciones de las existentes pendientes de autorización o puesta en marcha, se incluirán, de forma diferenciada en el caso de las ampliaciones, las capacidades nominales previstas con categorías A y B en la Planificación elaborada por el Gobierno o en sus actualizaciones y, de existir, el detalle de su contratación, a partir de la fecha estimada de puesta en marcha de las instalaciones.

3 Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones

No solamente el conocimiento de la capacidad de las instalaciones de un sistema de transporte de gas es un aspecto básico para el correcto funcionamiento del sistema, sino también el conocimiento de cómo esta capacidad se calcula para cada instalación del sistema considerando sus parámetros básicos de diseño.

La capacidad que una instalación puede poner a disposición de los usuarios varía en un determinado rango a lo largo del tiempo al estar influenciada por: las características técnicas de la instalación y las fluido-mecánicas del gas/liquido (elementos estáticos); la forma en la que es utilizada por los usuarios y operada por los transportistas (elementos dinámicos); y los límites que se establecen para satisfacer una calidad de servicio determinada (requerimientos operacionales).

Por tanto, para calcular la capacidad de una instalación se deberán tener en cuenta no solamente los parámetros de diseño de la misma sino también aquellos operativos que disminuyen o la limitan y que, entre otros, son: los factores de servicio, la simultaneidad, el periodo del año al que aplica la capacidad, la presión de garantía y los márgenes operacionales.

Los márgenes operacionales son los límites de operación necesarios para garantizar la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación. En particular se pueden enumerar los siguientes: las tolerancias en los modelos de cálculo, los márgenes de almacenamiento, los límites de presiones mínimas operativas en las infraestructuras, los equipos de reserva, las condiciones no estacionarias (fluctuaciones en las condiciones de flujo, presión, etc. a lo largo del tiempo), y los condicionantes medioambientales.



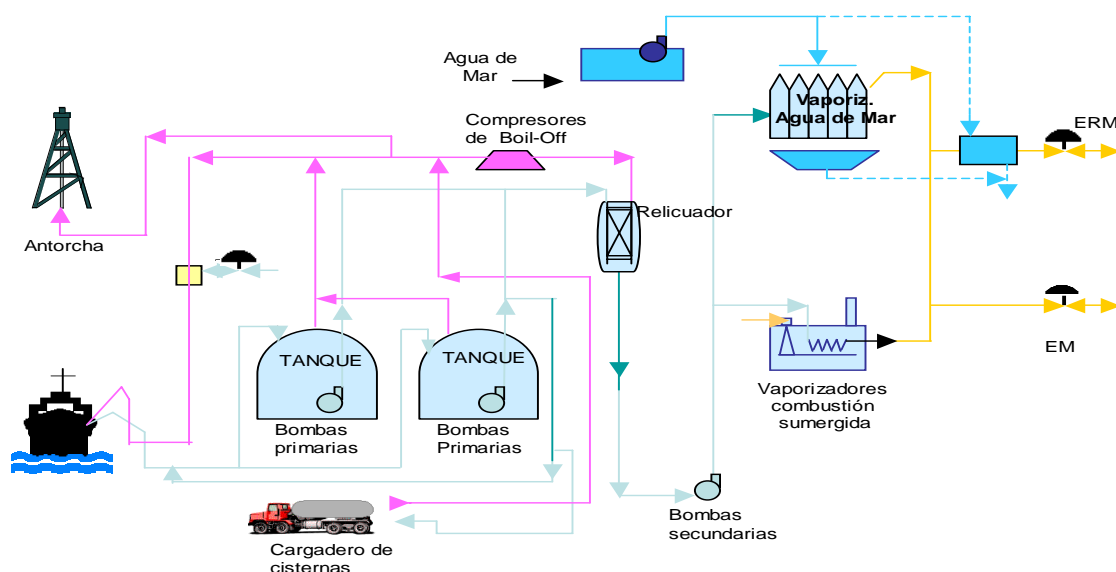
La capacidad es específica de cada instalación y debe ser calculada por cada operador, en relación con su infraestructura, teniendo en cuenta los diferentes escenarios de funcionamiento debido a las diferencias existentes entre los sistemas y las instalaciones de cada operador.

Únicamente a los efectos de homogenizar las conversiones de unidades en el cálculo de capacidades, se considerará un PCS de referencia de $11,63 \text{ kWh/m}^3$ (n), que el m^3 de GNL es equivalente a 585 m^3 (n) de GN, y que el día tiene 24 horas.

4 Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación

Las capacidades se calcularán en función de los equipos que estén instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

A continuación se muestra un esquema general de las instalaciones de una planta de regasificación.



En particular, para determinar la capacidad de la planta de regasificación se tendrán en cuenta las capacidades de las diferentes partes de la misma, y que son:

1. Capacidad de atraque de buques en la planta.
2. Capacidad de descarga de buques.
3. Capacidad de almacenamiento de tanques.
4. Capacidad de bombeo primario y secundario.
5. Capacidad de líneas de conexión internas de líquido.
6. Capacidad de vaporizadores de agua de mar.
7. Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida.
8. Capacidad de carga de cisternas.
9. Capacidad de carga y puesta en frío de buques.



4.1 Capacidad de atraque de buques

La capacidad de atraque de buques queda determinada por el estudio de compatibilidad de los barcos descrito en el Protocolo de detalle PD-06 Punto 2, en el que, entre otros, tendrá, como mínimo, en cuenta los siguientes aspectos:

- Brazos de descarga.
- Puntos de contacto con las defensas.
- Número de puntos de amarre.
- Posición del manifold.
- Pasarela de acceso de tierra al buque, etc.

También se tendrán en cuenta para determinar las capacidades de atraque de buques las condiciones físicas y operativas del puerto como:

- Capacidad de reviro y de maniobrabilidad en caso necesario.
- Calado en todo el tramo de navegación.
- Calado en el muelle de atraque.
- Número de remolcadores mínimo para maniobrar.
- Restricciones por corriente, viento y marea, etc.

4.2 Capacidad de descarga de buques

La capacidad de descarga se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

- Recuperación de boil-off parcial o total.
- Producción de boil-off en planta para retorno al buque.
- Aumento de presión en manifold debido a restricciones en el buque o en la planta.
- Máximos caudales de descarga por brazo.
- Máxima capacidad de descarga por parte del buque (nº de bombas, etc.).

4.3 Capacidad de almacenamiento en tanques

La capacidad se calculará atendiendo a los siguientes aspectos.

- Los niveles mínimos de operación de bombas primarias.
- Los niveles máximos de operación en tanque.

Entendiendo que la capacidad útil será aquella que quede definida entre los niveles mínimos de operación de bombas primarias y los niveles máximos de operación en tanque.

La capacidad mínima se determina teniendo en cuenta el volumen mínimo de GNL necesario para permitir el arranque de las bombas primarias.



4.4 Capacidad de bombeo primario y secundario

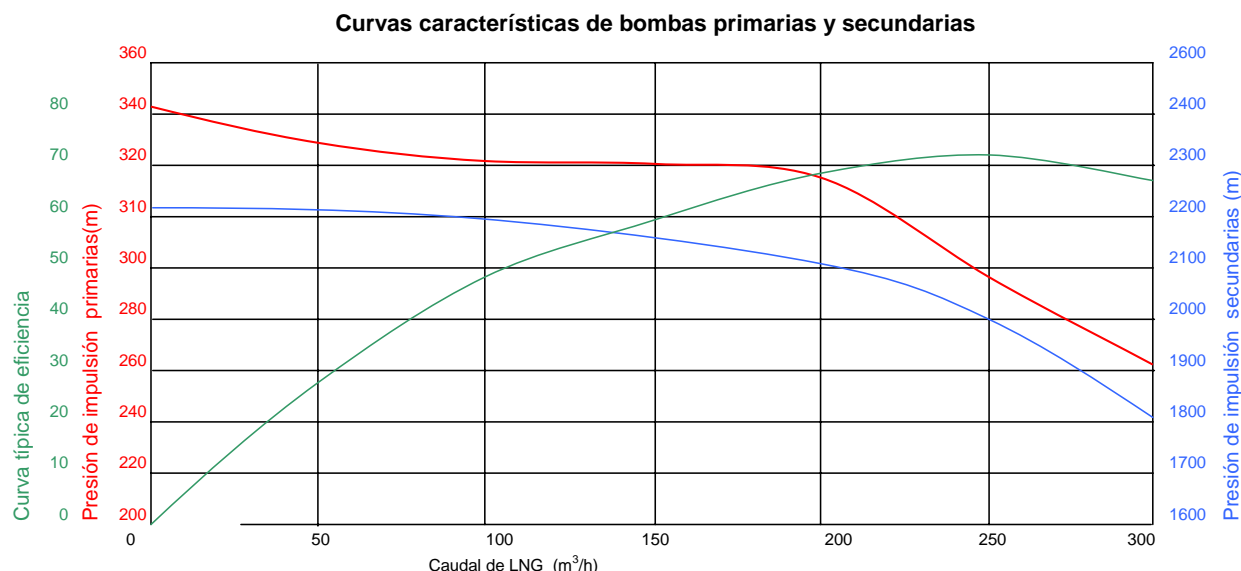
La capacidad de bombeo primario y secundario se calculará atendiendo al caudal impulsado por las bombas.

Además, en el cálculo de la capacidad de bombeo se tendrán en cuenta:

- La configuración de las bombas.
- La curva de operación de cada bomba que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y en particular los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("chocking line") y la línea de máxima potencia.
- Los límites de cavitación.
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño de la tubería donde descarga.

A efectos ilustrativos, a continuación se muestra un ejemplo de Curvas características de bombas primarias y secundarias

Unidades: Primarias mcl
Secundarias mcl
Caudal m³gnl/h
Eficacia %



4.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas

La capacidad en líneas, volumen por unidad de tiempo a transportar, se calculará atendiendo a las siguientes velocidades máximas en cualquier punto de la línea:

- Líneas de líquido: 8 m/sg
- Líneas de gas: 20 m/sg



Además para el cálculo de estas capacidades se tendrán en cuenta el diámetro, la longitud y el factor de fricción de las líneas, así como las características fisicoquímicas de los fluidos.

4.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar

La capacidad de vaporización, volumen de gas regasificado por unidad de tiempo, se determinará teniendo en cuenta para su cálculo:

- El diseño del vaporizador.
- Temperatura de agua de mar.
- Presión en planta.
- Condicionantes medioambientales.

4.7 Capacidad de Vaporizadores de combustión sumergida

Se corresponde con el volumen de regasificación nominal certificado por el suministrador del equipo.

La capacidad mínima estará condicionada por el cumplimiento los requisitos medioambientales

4.8 Capacidad de carga de cisternas

La capacidad de carga de cisternas dependerá básicamente de:

- La capacidad de la línea de líquido desde las bombas primarias al cargadero.
- La capacidad de la línea de retorno de la cisterna a la planta.
- Horas de funcionamiento del cargadero.

Normalmente estas capacidades no son restrictivas y en su diseño ya están consideradas las necesidades específicas del cargadero.

El aspecto más relevante que puede limitar la capacidad carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna esta "caliente" o "fría".

4.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques

Para la determinación de la capacidad de carga de buques, se deben tener en cuenta tanto las instalaciones de la planta como las del buque. así como si la operación es de carga o puesta en frío.

Esta capacidad al menos dependerá de los siguientes aspectos:

- Número de bombas primarias que no se estén utilizando para atender a las necesidades de regasificación.



- Capacidad de la línea de líquido.
- Capacidad de descarga (velocidad de descarga) con un brazo de conexión de la línea de líquido.
- Evolución de la presión y temperatura de los tanques del buque.
- Capacidad de recuperación de boil-off total por parte de la planta (sin quemar en la antorcha).
- Que el buque disponga de compresor.
- Capacidad de la línea de retorno de boil-off a la planta.
- Temperatura del gas en los tanques del buque antes de su carga (buque frío o caliente).

En el caso de realizar una puesta en frío de un buque, al estar éste “caliente”, la capacidad de descarga disminuirá y por tanto es necesario utilizar más tiempo para completar la carga.

4.10 Capacidades a publicar

En las plantas de regasificación, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento de tanques (m^3 GNL , GWh , $Mm^3(n)$), la capacidad de emisión a la red de transporte (GWh/d), la capacidad de carga de cisternas de GNL (Cisternas/día), la capacidad de descarga de buques metaneros (m^3 GNL/h), y la capacidad de atraque de buques metaneros (m^3 GNL).

5 Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)

Los almacenamientos subterráneos tienen una doble función por una parte son una importante herramienta de modulación del sistema gasista, aportándole flexibilidad ante las variaciones estacionales y diarias de la oferta y la demanda, y por otra constituyen una reserva ante posibles fallos de suministro.

Se distinguirá entre capacidad de almacenamiento, capacidad de inyección y capacidad de extracción.

Las capacidades se calcularán en función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo y, en su caso, de las características técnicas de los equipos que estén instalados para la operación del mismo, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

5.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de un almacenamiento es la cantidad de gas natural contenida en el mismo a una presión determinada.



Dicha capacidad será función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas, de la estructura geológica, pudiéndose modelizar matemáticamente. Cuanto mayor conocimiento exista de la estructura geológica y sus parámetros, mayor complejidad tendrá la fórmula de modelización ajustándose mejor a la realidad.

Un ejemplo de fórmula que generalmente es utilizada para cálculo teórico aproximado del volumen de gas in situ almacenable es:

$$STO = V \cdot \Phi \cdot (1 - Swc) / Boi$$

Siendo:

STO: Volumen de gas in situ en condiciones estándar 25°C–1bar

Φ : Porosidad (0 - 50%)

Swc: Saturación con nata de agua (en tanto por uno)

Boi: Factor volumétrico

V: Volumen de roca (unidad de volumen)

5.2 Capacidad de inyección/extracción

La inyección es la acción de introducir gas en el almacenamiento subterráneo, mediante la utilización de los equipos mecánicos necesarios para vencer la presión del almacenamiento.

Por su parte, la extracción es la acción de retirar gas del almacenamiento subterráneo. Normalmente, se produce por diferencia de presiones entre el gas almacenado y la superficie. En el caso de que la diferencia de presiones mencionada no sea suficiente se pueden utilizar los medios mecánicos de la inyección en sentido inverso, siempre que estén preparados para ello.

Por tanto, la capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo de gas natural son los caudales que consigue la instalación al realizar dichas acciones.

El caudal de extracción es función de grado de llenado del almacenamiento, y por tanto de la presión en su interior, y de las características del almacenamiento.

La capacidad de extracción es función de la cantidad de gas existente en el almacenamiento en cada momento y se calculará teniendo en cuenta los equipos de tratamiento del gas de la planta, sus límites de operación y seguridad, así como la contrapresión de salida del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado.

La capacidad máxima de extracción se da en condiciones de máximo llenado y máxima presión en el almacenamiento.

La capacidad de inyección se calculará teniendo en cuenta los equipos de compresión instalados en la instalación, sus límites de operación y seguridad, así como la presión de entrega del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado y la presión existente en el propio almacenamiento.

Además, tanto la capacidad de inyección como la de extracción están influenciadas por los equipos que permiten conectar las instalaciones de superficie con la propia formación



geológica de almacenamiento. De dichos equipos, los que mayor afección producen son la válvula de regulación del caudal entrada/salida (“Choke”), la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie (“tubing”), y las unidades de compresión instaladas en superficie en el caso de la inyección

A continuación se describen, brevemente, los diferentes factores que influyen en el cálculo de las capacidades de extracción/inyección de un almacenamiento subterráneo y su efecto sobre las mismas.

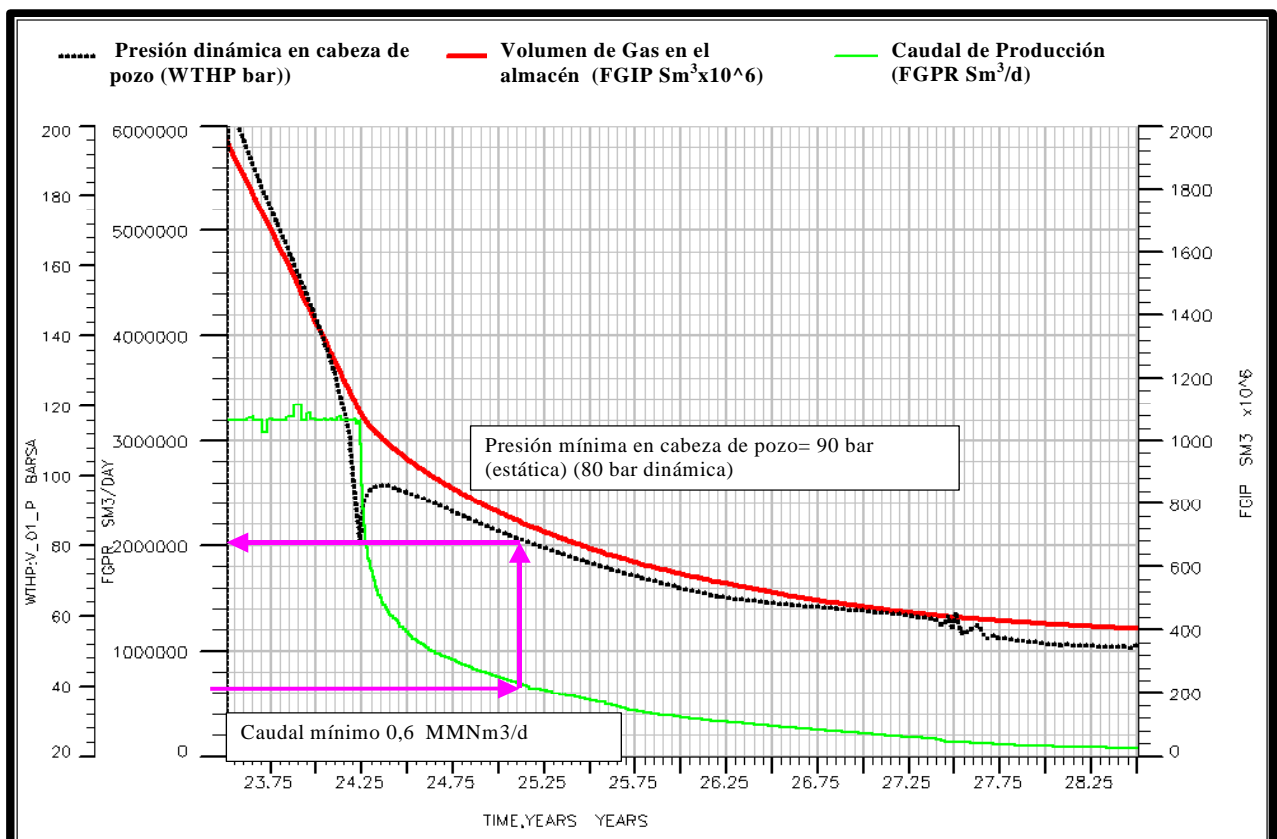
5.2.1 Curva características de la formación almacén

En función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo, se pueden modelizar, con mayor o menor precisión en función del conocimiento que se tenga de dicha estructura y de la experiencia en su operación, las curvas características de la formación almacén, las cuales se definen como la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección.

5.2.2 Curva de declino

Es la curva que describe la evolución del caudal de extracción a lo largo del tiempo, a partir de una situación inicial determinada (grado de llenado y presión en fondo), y es función de las características de la formación almacén, de las características del “tubing”, de la presión en superficie y del perfil inicial de extracción que se solicite. Se puede referir a un pozo, o a varios, o al total del caudal de extracción del almacenamiento.

A continuación, se muestra un ejemplo de curva de declino:





5.2.3 Unidades de compresión

Los equipos utilizados para vencer la presión del almacenamiento en la inyección son las unidades de compresión, por tanto, la capacidad de inyección principalmente es función de las unidades de compresión destinadas a tal efecto.

Para ello, es posible utilizar diferentes tipos de unidades de compresión y configuraciones. Entre los tipos de unidades utilizadas se distinguen los compresores centrífugos y los compresores alternativos, y en cuanto a la configuración de las unidades, esta puede ser en paralelo, serie o serie/paralelo.

Para la elección de las unidades de compresión adecuadas y su configuración se ha de tener en cuenta la presión máxima admisible en el almacenamiento, el caudal a vehicular y la presión de aspiración.

5.2.4 Válvula de “Choke”

Las válvulas de “Choke” son válvulas de aguja que se sitúan en cada línea de pozo, pueden ser bidireccionales y reducen la presión del gas aguas abajo. Su función es la regulación y control del caudal de extracción y/o inyección de gas natural en un pozo.

5.2.5 “Tubing”

Es la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie (válvula “Choke”) y tiene las características técnicas adecuadas para vehicular el caudal requerido.

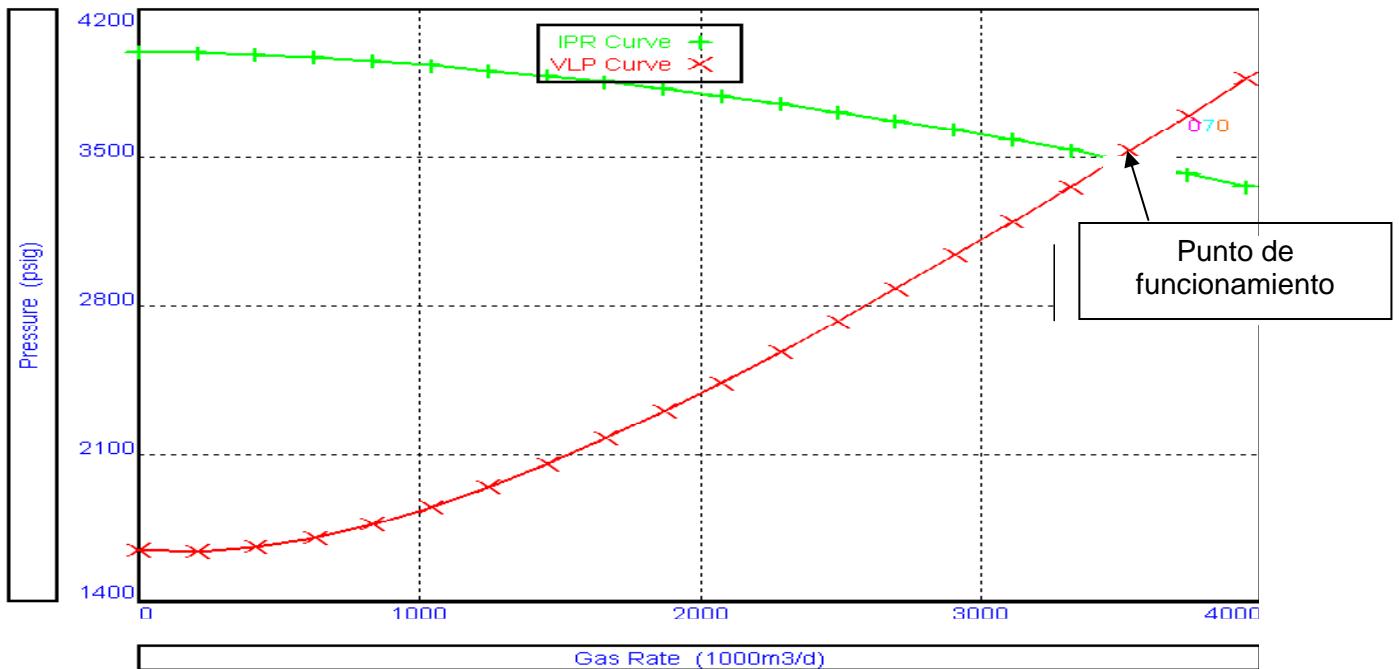
La curva característica del “tubing” es la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección, y depende de las características del “tubing” de producción/inyección para una presión dinámica determinada en cabeza de pozo.

En los siguientes ejemplos se observa la interacción del “tubing” en las capacidades de extracción e inyección de la formación de almacenamiento subterráneo.



Curva característica de extracción

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig : pound square inch relative
1 bar = 14,50377 psi

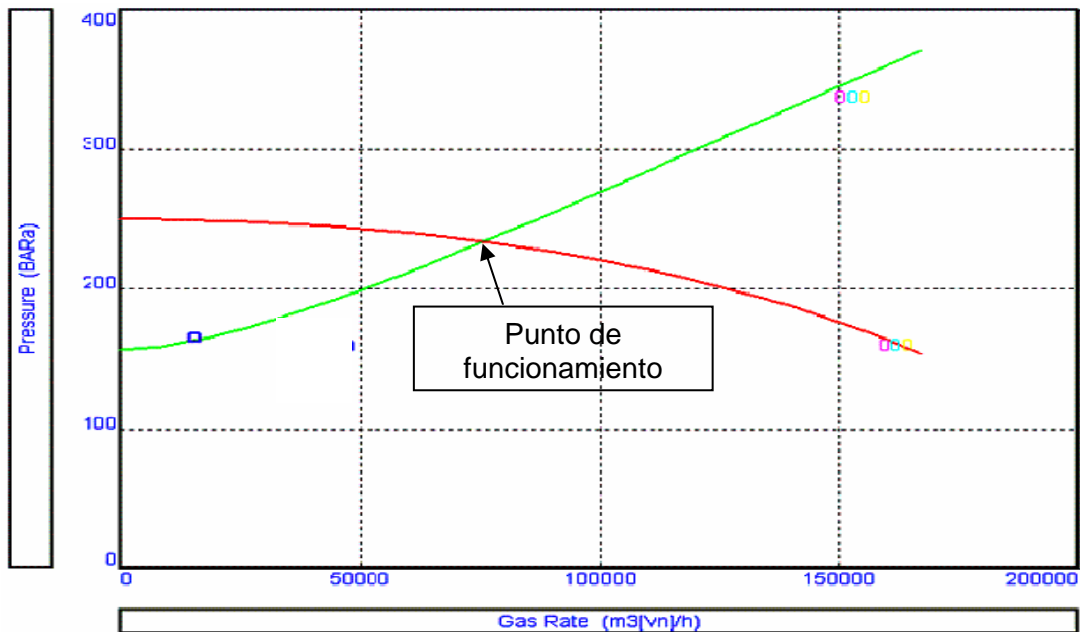
— Curva característica del “tubing”.
— Curva característica de la formación almacén.

A mayor diámetro, la curva característica del “tubing” se desplaza hacia la derecha de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de producción para la misma presión de fondo. El salto de presión es menor cuanto mayor es el diámetro.



Curva característica de inyección

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig: Pound square inch relative
1 bar = 14,50377 psi

- Curva característica del “tubing”.
- Curva característica del almacenamiento subterráneo.

A mayor diámetro, la curva característica del “tubing” se desplaza hacia arriba de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de inyección para la misma presión de fondo. La presión de fondo requerida es mayor cuanto mayor es el diámetro.

5.2.6 Planta de tratamiento

Una vez extraído el gas del almacenamiento subterráneo es necesario su tratamiento para ser introducido en la red de transporte con la calidad requerida.

En la planta de tratamiento se produce un primer secado por gravedad, y segundo secado en las torres de secado en contracorriente (el componente de secado es trietilenglicol, en adelante TEG), para posteriormente odorizar el gas y medirlo antes de introducirlo en la red de transporte.

Componentes de la planta de tratamiento:



5.3 Capacidades a publicar

En los almacenamientos subterráneos, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento, la capacidad de extracción y la capacidad de inyección.

Dada la influencia del estado de llenado del almacenamiento subterráneo se publicarán además los valores de extracción en los supuestos del 75%, 50%, 25% de llenado de la capacidad útil.

6 Cálculo de la capacidad de redes

La capacidad de una red se calculará teniendo en cuenta:

- Sus límites de operación y de seguridad.
- Los efectos limitantes que puedan producirse entre los equipos que la forman.
- Los caudales de gas aportados en los puntos de entrada y la presión de entrega.
- La demanda que atiende dicha red y las presiones mínimas garantizadas de dicho suministro.
- Los caudales de gas a aportar y la presión mínima de entrega a otros transportistas o distribuidores en los puntos de conexión de la red.

A continuación, se describe brevemente las variables que influyen en el cálculo de la capacidad de una red.

6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto

De una forma simple, se puede decir que la capacidad del gasoducto es la cantidad de gas que se desplaza por unidad de tiempo, caudal, entre el punto de entrada y el de salida del gasoducto considerando unas presiones de entrada y salida determinadas.

Cuando un gas circula por un gasoducto pierde presión (“pérdida de carga”) a medida que avanza a lo largo de éste a causa del rozamiento con las paredes del tubo. Además se pierde también presión cuando el gas pasa por un accesorio, por una curva, por un cambio de sección etc. Para vencer esta pérdida de presión se instalan compresores que compensan esta pérdida de presión.

Para determinar el valor de estas pérdidas de carga se suele recurrir a fórmulas o programas de ordenador (simuladores) que realizan este cálculo.

Desde una perspectiva técnica, la capacidad máxima de un gasoducto se determina por un conjunto de diferentes parámetros de diseño como son, principalmente, el diámetro, las condiciones de caudal y presión, la longitud así como otros factores menos significativos que se describen a continuación.



La determinación de la capacidad máxima está sujeta a leyes relevantes de la física y, en este contexto y a modo ilustrativo, aquí nos referiremos a la fórmula de Darcy, aunque otras fórmulas también pueden ser adoptadas para el cálculo

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot p_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot l \cdot K \cdot q_0^2 \quad (1)$$

Siendo:

p_1 y p_2 : Presión absoluta origen y final de la tubería (bar).

λ : Factor de fricción.

ρ_0 : Densidad del gas en condiciones normales ($\text{kg/m}^3(\text{n})$).

p_0 : Presión en condiciones de referencia (1013,25 mbar).

T_0 : Temperatura en condiciones de referencia (273,15 °K).

T : Temperatura del gas (°K).

d : Diámetro interno de la tubería (m).

l : Longitud de la tubería (m).

K : Coeficiente compresibilidad del gas respecto a condiciones normales (Z/Z_0).

q_0 : Flujo referido a condiciones normales ($\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$).

Esta ecuación no considera el efecto que produce la diferencia de altura entre origen y destino del gasoducto, y los valores de sus variables se refieren a unidades del Sistema Internacional.

El factor de fricción λ se obtiene habitualmente de la fórmula de Colebrook aunque podrían usarse otras que se encuentren dentro de los rangos de validez.

El coeficiente de compresibilidad K se obtiene de la fórmula de Van der Waals pero también son válidas por ejemplo la de Redlich-Kwong, Peng-Robinson, Schmidt-Wenzel, Benedict-Webb-Sterling, AGA8, SGERG88, etc.

Esta fórmula está basada sobre un régimen de funcionamiento en condiciones estacionarias y la capacidad será calculada en estas condiciones, es decir, el flujo de entrada es igual al flujo de salida.

Por lo tanto la capacidad de un gasoducto, q_0 , que vendrá dada en $\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$, se calcula despejando de la expresión anterior (1).

$$q_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot T_0}{\rho_0 \cdot p_0 \cdot l \cdot K \cdot T}} \cdot \sqrt{\frac{d^5}{\lambda}} \quad (2)$$



6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción

La fórmula anterior podríamos simplificarla considerando que la capacidad de un gasoducto depende básicamente de dos parámetros; el factor de fricción y el diámetro de la tubería:

$$q_0 \sim d^{2.5} \cdot \lambda^{-0.5}$$

Como el factor de fricción λ es una función implícita del diámetro d se puede simplificar que la capacidad la podríamos relacionar con la expresión siguiente:

$$q_0 \sim d^\gamma$$

Donde, por ejemplo:

$\gamma = 2,595$ para una rugosidad k de 0,07 mm, valor típico para tuberías de acero sin revestimiento interno.

$\gamma = 2,580$ para una rugosidad k de 0,006 mm, valor típico para tuberías de acero con revestimiento interno.

Por lo tanto el efecto del diámetro interno sobre la capacidad o caudal es muy pronunciado con un exponente aproximadamente de 2,6.

6.1.2 Influencia de la presión

Otro factor importante que afecta a la capacidad de un gasoducto es la presión ya que simplificando la fórmula (2) podemos obtener la relación:

$$q_0 \sim \sqrt{p_1^2 - p_2^2}$$

Para observar mejor el efecto de la presión sobre la capacidad la ecuación cuadrática anterior se puede expresar de forma lineal aproximada:

$$p_1^2 - p_2^2 = (p_1 - p_2) \cdot (p_1 + p_2) = \Delta p \cdot 2 \cdot \bar{p}$$

es decir:

$$q_0 \sim \sqrt{\Delta p} \cdot \sqrt{\bar{p}}$$

Por lo tanto se puede considerar que la capacidad, o el caudal, es proporcional a la pérdida de carga lineal y a la presión media. Esto significa que para una caída de presión constante, la capacidad se incrementa con la raíz cuadrada de la presión media de operación.

La caída de presión máxima a la que normalmente se transporta el gas está comprendida entre 0,1 y 0,2 bar/km.



6.1.3 Influencia de la diferencia de altitud entre el origen y el final del gasoducto

En el caso de que la diferencia de altitud entre el origen y el final de la tubería sea significativa, éste es un factor adicional que debe ser considerado, ya que la pérdida de carga aumenta si la altura del punto final es mayor que la inicial y disminuye si decrece la altura entre el punto inicial al final.

En este caso se puede utilizar la formula de Fergusson, equivalente a la ecuación (1) para tuberías horizontales:

$$p_1^2 - e^\xi p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot P_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot K \cdot q_0^2 \cdot l \cdot \frac{e^\xi - 1}{\xi}$$

siendo:

$$\xi = \frac{2 \cdot \rho_0 \cdot g \cdot T_0}{K \cdot T \cdot P_0} \cdot (z_2 - z_1)$$

Donde z_1 y z_2 representan la altura en el origen y el final de la tubería.

6.1.4 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto

De acuerdo con las formulas expuestas, también influyen otros factores como las propiedades físicas del gas (densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura). Por ejemplo, es importante tener en cuenta la temperatura del gas para determinar con exactitud la capacidad de un gasoducto, sobre todo cuando se calcula la capacidad aguas abajo de una estación de compresión. Si bien, en la práctica se suele considerar la temperatura media del fluido a lo largo de la tubería.

Otro de los parámetros que limitan la capacidad es la velocidad máxima a considerar para el transporte y distribución, debido a que es necesario que el ruido y las vibraciones que se producen a lo largo de este se encuentren dentro de los límites máximos establecidos. A nivel internacional, se considera como velocidad máxima para el transporte y distribución por gasoducto 20 m/s.

La longitud del gasoducto también influye puesto que, por ejemplo, la fórmula anterior de Darcy está basada en una curva función de la caída de presión que se produce a lo largo del transporte, por lo que tiene un efecto más pronunciado cuanto más nos desplazamos a lo largo de la conducción.

La capacidad también se ve afectada por las condiciones ambientales donde es transportado el gas, en concreto, la temperatura del terreno y los coeficientes de transferencia de calor de la tubería y el terreno. Estos parámetros los deben considerar cada operador en función de los valores en sus respectivas localizaciones.



6.1.5 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto

En resumen, la capacidad de un gasoducto se calculará, utilizando simuladores y programas de cálculo de reconocido prestigio, teniendo en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones:

- El diámetro interior y la longitud del gasoducto.
- El factor de fricción del gasoducto.
- La presión de entrada.
- La presión mínima de garantía en los puntos de entrega del mismo.
- Una velocidad máxima del gas de 20 m/s, independientemente de que la presiones resultantes sean superiores a los valores mínimo indicados.
- La diferencia de altitud entre el origen y el final del tubo si es esta significativa.
- La temperatura del gas.
- El coeficiente compresibilidad del gas.
- La densidad del gas natural.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión

Para recuperar la pérdida de presión que se va produciendo en las redes, se utilizan las estaciones de compresión.

En una estación de compresión se pueden identificar las siguientes secciones:

- a. Sección de entrada.
- b. "Bypass" de la estación.
- c. Filtros.
- d. Unidades de compresión.
- e. Sistema de anti-bombeo.
- f. Aerorefrigerantes.
- g. Sección de medida.
- h. Sección de salida.

El proceso de compresión se realiza normalmente con compresores centrífugos, aunque también pueden ser alternativos, transfiriéndoles la energía mecánica que produce una turbina de gas o motor alternativo para aumentar la presión del gas que se vehicula por el compresor.

Las prestaciones de la estación de compresión quedan determinadas por:

- La potencia instalada que, en el caso de no ser suficiente para comprimir el gas a los requerimientos solicitados, limitará la presión de aspiración o de impulsión de la misma.
- Las curvas de operación de los compresores.
- Los componentes de la estación como los filtros, aerorefrigeradores, etc.

Es posible caracterizar el proceso de compresión con pocos parámetros tales como:



- La altura isentrópica o politrópica.
- La eficiencia politrópica.
- La potencia absorbida por el compresor.

La altura politrópica representa la energía acumulada en el fluido como incremento en energía termodinámica. También se podría realizar el cálculo de la altura adiabática (sin transferencia de calor con el exterior).

Utilizando la relación entre la presión y el volumen específico del gas en una transformación politrópica de exponente n (PV^n constante) entre los puntos 1 y 2, se obtiene la altura politrópica como:

$$H_{pol} = \frac{n}{n-1} Z_1 R T_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Siendo:

Z_1 : Coeficiente de compresibilidad del gas en la sección de entrada o aspiración.

P_1 y P_2 : Presiones aspiración e impulsión.

R : Constante característica del gas.

T_1 : Temperatura del gas en la sección de entrada o aspiración.

Teniendo por otra parte en cuenta el rendimiento o eficiencia politrópica η , la potencia absorbida por el compresor en kWh será

$$P = 735,5 \cdot \frac{q_0 \cdot \gamma \cdot H_{pol}}{75 \cdot 3.600 \cdot \eta}$$

Siendo:

q_0 : Caudal en Nm³/h.

γ : Peso específico del gas en Kg/Nm³.

Considerando la eficiencia politrópica η como el factor que determina el rendimiento y teniendo en cuenta que el compresor está constituido por diferentes etapas en las cuales se producen pérdidas de presión de remanso.

Además, para el cálculo de la potencia se deberán tener en cuenta las pérdidas debidas a la fricción mecánica, así como las pérdidas producidas en su instalación interior.

Normalmente, la potencia instalada suele ser un poco mayor que la requerida para cubrir situaciones inesperadas y tener un cierto margen de capacidad instalada.

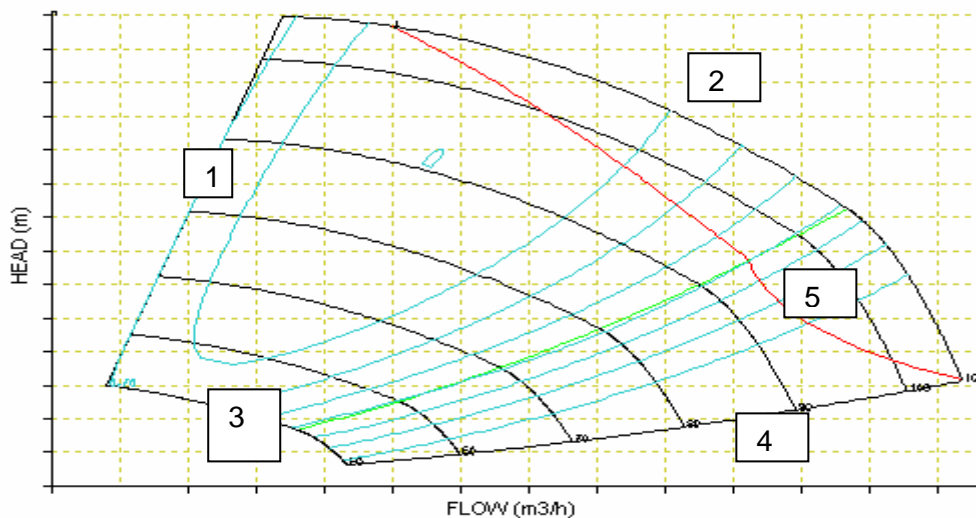
Para cada compresor el fabricante entrega una curva de operación donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia dentro de los ejes de altura en ordenadas, y el flujo en el de abscisas. En este mapa de curvas, se observan los siguientes márgenes operativos



que deben ser respetados para el correcto funcionamiento del compresor y por lo tanto para el cálculo de la capacidad.

- Línea de bombeo (1)
- Línea de máxima velocidad (2)
- Línea de mínima velocidad (3)
- Línea de máximo caudal (“choking line”) (4)
- Línea de máxima potencia (en rojo), por encima de la cual la turbina no puede dar potencia al compresor. (5)

Estos márgenes definen el área de operación del compresor centrífugo según se observa en la figura.



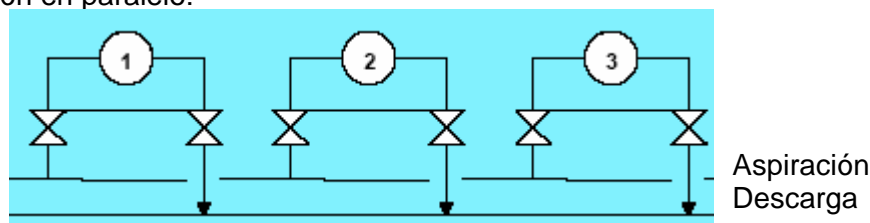
A parte de estos márgenes operativos, es necesario tener en cuenta la influencia de las condiciones medioambientales para el cálculo de la potencia máxima disponible para el compresor. Por ejemplo, una mayor temperatura del aire de entrada a la turbina hace bajar la línea de máxima potencia, reduciéndose el rango de potencia disponible para el compresor.

Para el cálculo de la capacidad en una estación de compresión, la presión de aspiración no deberá ser nunca inferior a 40 bar, ni la de impulsión superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga, y, además, se tendrá en cuenta que una de las unidades de compresión no estará disponible, manteniéndose de reserva.

Para el cálculo de la capacidad de una estación de compresión, se tendrá también en cuenta la configuración interna de sus compresores, es decir, si están alineados en serie o en paralelo. En relación con una configuración normal, la de serie incrementa el diferencial de presión manteniendo el flujo y la de paralelo incrementa el flujo manteniendo el diferencial de presión.

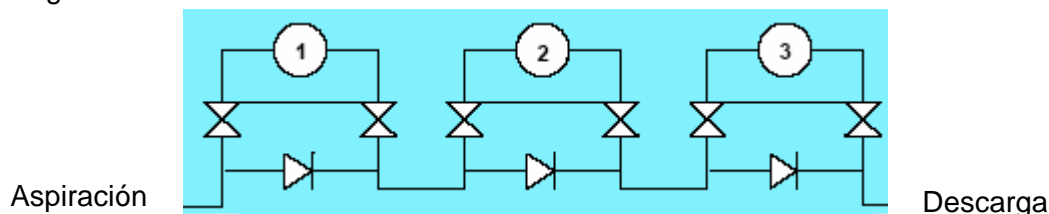
Ejemplos de las diferentes configuraciones posibles:

a) Configuración en paralelo:

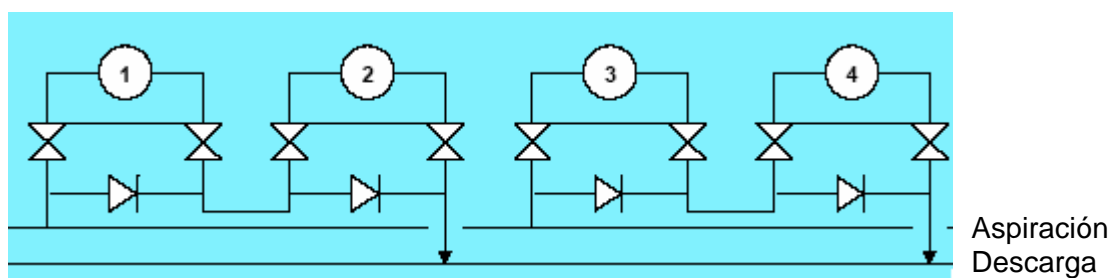




b) Configuración en serie:



c) Configuración en serie/paralelo:



6.2.1 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de compresión

En resumen, la capacidad de una estación de compresión se calculará teniendo en cuenta:

- La configuración de los compresores de la estación.
- La curva de operación de cada compresor que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y, en particular, los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal (“choking line”) y la línea de máxima potencia .
- Que la presión de aspiración no sea inferior a 40 bar.
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM)

Las estaciones de regulación y medida (ERM) o de medida (EM) están localizadas en los puntos del sistema donde es necesario medir y/o reducir la presión del gas que se transfiere hacia otra red u operador. En estas instalaciones es, por lo tanto, necesario considerar como



se debe realizar el cálculo de su capacidad y los parámetros que intervienen en su determinación.

En una ERM se pueden identificar las siguientes secciones a efectos del cálculo de capacidad:

- a) Sección de entrada.
- b) "Bypass" de la estación.
- c) Filtros.
- d) Sección de calentamiento del gas.
- e) Sección de regulación.
- f) Sección de medida.
- g) Sección de salida.

Un factor determinante es la presión operativa de entrada, puesto que si se sitúa en valores cercanos a la presión mínima de entrada, la capacidad disminuiría.

Además, asumiendo que las diferentes secciones mencionadas deberán estar diseñadas para soportar la capacidad requerida de la instalación de regulación, para el cálculo de la capacidad de la unidad las dos secciones clave son:

- Capacidad del conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de la unidad de medida.

En ambos casos la capacidad se calcula por línea de regulación, siendo la capacidad total de la ERM la suma de cada línea, pero considerando una línea de reserva como margen operativo de seguridad para el hipotético caso de que una de las líneas en servicio pudiera fallar y, por lo tanto, debiera entrar a funcionar inmediatamente la que se encontrase de reserva.

6.3.1 Conjunto de las válvulas de regulación

La capacidad de regulación estándar es la que habitualmente se calcula para una válvula con una reducción de paso del fluido, siendo su expresión:

$$Q = K_v \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}$$

Donde se relaciona la pérdida de carga (Δp) y la densidad del gas (ρ), obteniendo el caudal de regulación al tener en cuenta el coeficiente de la válvula (K_v) por el efecto de reducción de sección de paso que provoca ésta.

Dependiendo del coeficiente de la válvula que se considere por el fabricante, se obtendrá la capacidad del regulador.

6.3.2 Unidad de medida

En cuanto a la unidad de medida, se considera que en las ERM la medición del gas se realiza con turbina siendo el cálculo de su capacidad:



$$Q = 1,6 \cdot G \cdot P_{sal}$$

En esta fórmula se observa como la capacidad de medida de una turbina se calcula por G , que es el tamaño estándar de la turbina, P_{sal} que es la presión absoluta de contaje y el coeficiente 1,6 (el tamaño estándar siguiente al considerado).

6.3.3 Medidores por ultrasónicos

En el caso de que la medida se realice con un medidor por ultrasonidos, su capacidad será la indicada por el fabricante, siendo la velocidad del gas el parámetro que limitará esta capacidad, esta velocidad no debe superar los 20 m/sg.

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

En resumen, la capacidad de una estación de regulación y/o medida se calculará teniendo en cuenta:

- Número de líneas.
- Capacidad de regulación conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de medida de la turbina, función del tamaño estándar de la misma.
- Condiciones de presión y temperatura, y en particular la presión operativa de entrada y la presión absoluta de salida.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto

La cantidad de gas que un gasoducto puede contener se determina en función del producto de tres variables, de la forma siguiente:

$$V = P_m \cdot V_g \cdot Z$$

Siendo:

V : Capacidad del gasoducto en $m^3(n)$.

P_m : Presión absoluta media del gasoducto en bar.

V_g : Volumen geométrico del gasoducto en m^3

Z : Factor de compresibilidad del gas en condiciones normales.

La presión media (P_m) existente entre el origen y final del gasoducto se calcula con la expresión siguiente:



$$P_m = \frac{2}{3} \left((P_1 + P_2) - \left(\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) \right)$$

siendo:

P_1 : Presión en el origen del gasoducto.

P_2 : Presión en el final del gasoducto.

El factor de compresibilidad es la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, este factor depende de la presión, la temperatura, y la composición del gas y su cálculo se realiza según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213, según lo indicado en el protocolo de detalle PD-01. Como cálculo aproximado para gasoductos de más de 4 bar se puede utilizar la fórmula práctica:

$$Z = 1 - \frac{P_m}{500}$$

6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional

En una conexión internacional, al menos, se deben tener en cuenta para el cálculo de la capacidad lo siguiente:

- Capacidad de la instalación de medida según lo establecido en el apartado 6.3.
- Capacidad de la válvula de regulación de caudal basándose en el diferencial de presión considerado.
- Presión de entrega por el operador aguas arriba de la conexión.

Teniendo en cuenta que las dos primeras no deben ser limitativas al considerarse su diseño compatible con los requisitos operativos, la más importante es la presión de entrega, teniendo que ser ésta superior a la presión del sistema que se obtenga aguas abajo de la conexión.

Todo esto es de aplicación si se considerase, además, la conexión como reversible y el sentido del flujo por la misma pudiese variar entre los sistemas.

7 Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte

La capacidad de un sistema de transporte viene dada, en una primera aproximación, por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que lo constituyen, es decir, por la máxima emisión de una planta de regasificación, el máximo caudal que se puede vehicular a través de los gasoductos de transporte y estaciones de compresión, por la máxima emisión o inyección de los almacenamientos subterráneos, y por el máximo caudal vehicuable a través de las estaciones de regulación y medida.

Sin embargo el comportamiento de estos elementos cuando componen un sistema integrado de transporte depende de cómo estén interrelacionados entre sí, es decir, de la configuración de la red y, también en gran medida, de cómo son los flujos internos dentro de este sistema ya que este puede cambiar de sentido según el escenario de oferta-demanda.



A pesar de que no todos los operadores de las redes de transporte calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, en todos los casos coinciden en los conceptos a aplicar y están basados en la utilización de simuladores que contemplan modelos hidráulicos, de general aceptación y reconocidos en la industria del gas, que calculan la distribución de flujos y presiones en la red, considerando al menos:

- La configuración de la red
- Modelos internos que calculan los elementos de red explicados teniendo en cuenta sus parámetros físicos.
- La red en estado estacionario, es decir las entradas en el sistema son iguales a las salidas del mismo.
- Diferentes escenarios de demanda sobre la base de temperaturas normales y estacionales.
- Los valores de presión mínima y máxima a nivel técnico y comercial.

Con relación a las presiones mínimas a considerar en las salidas, serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerará 40 bar como presión mínima de aspiración de una estación de compresión.

7.1 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Los pasos a seguir para obtener las capacidades operativas (útil) y disponible de un sistema de transporte serán los siguientes:

1.- Se determinarán los puntos principales del sistema y sus flujos.

Los flujos a considerar para las entradas y salidas al sistema serán:

- Flujos de entrada y salida desde/hacia una conexión internacional.
- Flujos entrada desde los yacimientos.
- Flujos de entrada desde las plantas de regasificación.
- Flujos de entrada y salida desde/hacia un almacenamiento subterráneo.
- Flujos de salida a consumidores para generación eléctrica.
- Flujos de salida a consumidores industriales.
- Flujos de salida a redes de distribución.
- Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de transportistas a los que está conectado.

2.- Se establecerán tres escenarios base:

- Punta.
- Invernal.
- Estival.

Estos escenarios tendrán en cuenta los niveles de demanda característicos de cada periodo considerado y, a cada salida del sistema, se le asociará el segmento del mercado que le corresponda.



Los flujos para cada salida a consumidores o redes de distribución, dependerán de los tres segmentos de consumo característicos: consumo para generación eléctrica, consumo industrial y consumo doméstico-comercial.

Para el cálculo de la capacidad se deberán tener en cuenta los niveles de demanda previstos según la época (estival, invernal, punta), los factores de simultaneidad y las previsiones de consumos de los grandes clientes.

Para el cálculo de la capacidad máxima de la red, en el caso de los consumidores eléctricos se considerará un régimen de funcionamiento al 100% para cada grupo en operación, independientemente de que los grupos se encuentren en operación comercial o en pruebas.

En los casos de los flujos de salida a consumidores industriales, se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

En los casos de los flujos de salida a redes de distribución, el consumo domestico-comercial considerado dependerá de:

- La temperatura del periodo del escenario a considerar: invernal, estival, etc.
- Patrones de consumo de los consumidores que se alimentan de la red de distribución conectada a la salida del sistema de transporte.

Se aplicarán estos patrones de consumo, así como sus variaciones en función de la temperatura del periodo considerado, obteniéndose de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente (PD-03).

3.- Para las entradas se contemplará:

- La máxima presión y caudal a la que pueda emitir cada planta de regasificación,
- La máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en las conexiones internacionales.
- La máxima presión y caudal a la que puedan emitir los yacimientos nacionales.
- En el caso de gasoductos de transporte secundarios, máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en el PCTT.

4.- Para los almacenamientos subterráneos:

- Para el escenario punta, se considerará la extracción al máximo.
- Para el escenario invernal, se considerará la extracción hasta el nivel establecido en la regla invernal que esté vigente.
- Para el escenario estival, se considerará la inyección al máximo.

5.- Se llevará el sistema a su saturación para todos los escenarios eligiéndose el más restrictivo para cada periodo, este será por tanto el que consideraremos como escenario base punta, invernal y estival.

Una vez que los escenarios están definidos tanto para las entradas como para las salidas del sistema, incluyendo los almacenamientos subterráneos, se calculará la capacidad máxima llevando el sistema a su saturación, es decir, los flujos internos en el sistema se maximizarán hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red; como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la potencia máxima de una estación de compresión.



6.- A partir de estos escenarios base se irá calculando la capacidad incrementalmente en función de los nuevos escenarios que sean solicitados en cada momento.

Para determinar la viabilidad de una nueva conexión se requerirá analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

7.2 Capacidades a publicar

Cada transportista publicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de transporte para su sistema global, detallando la capacidad por cada una de sus entradas (conexiones con plantas de regasificación, yacimientos nacionales), conexiones con almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales y conexiones con otros Transportistas en cada PCTT (en GWh/día, $Mm^3(n)/día$).

También publicarán las capacidades de las estaciones de compresión, de los nudos relevantes de su sistema; y de aquellos puntos con congestión física o que puedan provocar restricciones en su sistema de transporte.

En el caso de las conexiones internacionales y PCTT, se publicará la capacidad en ambos sentidos y los coeficientes incrementales de presión por unidad de volumen en $bara/Mm^3(n)$ debiendo este último ser consensuado entre los operadores de la conexión.

8 Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.

La capacidad máxima de una red de distribución, o de transporte secundario de un determinado nivel de presión, se define como el gas que se puede vehicular en el escenario de máxima demanda horaria ($m^3(n)/h$), manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del sistema.

Esta capacidad depende de la presión en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes.

8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad

La capacidad de una red de distribución, o de transporte secundario, viene dada por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que la constituyen, es decir, por el máximo caudal que puede vehicular a través de las redes y por el máximo caudal vehiculable a través de las estaciones de regulación y/o medida.



A pesar de que no todos los operadores de las redes de distribución y de transporte secundario calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, sí coinciden en los conceptos generales a aplicar, siendo éstos los siguientes:

- a) Disponer de un modelo matemático que reproduzca el comportamiento aproximado de la red en la hora de máxima emisión, utilizando un simulador de redes de reconocido prestigio.
- b) El cálculo de la distribución de flujos y presiones en la red se realizará en estado estacionario, es decir las entradas del sistema son iguales a las salidas del mismo.
- c) Se considerarán los flujos de entrada y salida correspondientes a la hora de máxima emisión del sistema:
 - Flujos de entrada: los aportes de las estaciones de regulación y/o medida de cabecera del sistema.
 - Flujos de salida: los correspondientes a consumidores industriales y a puntos de entrega a redes y/o consumidores doméstico-comerciales.

En consumidores industriales se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

Los valores de los flujos de salida deberán ser los correspondientes a un escenario climatológico de máxima demanda (ola de frío), y contemplarán los factores de simultaneidad correspondientes.

Dichas previsiones se obtendrán de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente.

- d) Se considerará la reserva de capacidad correspondiente al crecimiento vegetativo doméstico-comercial, así como las puestas en servicio previstas en consumidores industriales.
- e) Presión máxima de cálculo en las entradas al sistema (PCTT/PCTD):

Serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema en su apartado 2.4.4., o en los acuerdos mutuos definidos entre Distribuidor y GTS/Transportista, siempre que no se supere la presión máxima de operación autorizada.
- f) Presiones mínimas de cálculo:

Presiones mínimas que son necesarias disponer en la entrada de los puntos de entrega, para garantizar como mínimo los valores de presión definidos en el apartado 2.5.2. de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- g) Velocidad máxima del gas: 20 m/seg, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.
- h) Caudal máximo suministrable desde las estaciones de regulación y/o medida situadas en cabecera del sistema, según los criterios indicados en el apartado 6.3.



8.2 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Una vez calculada la capacidad de acuerdo con el apartado anterior, se determinarán las capacidades operativa (útil) y disponible de una red evaluando el caudal adicional que se puede entregar llevando el sistema a su saturación, es decir hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la capacidad de emisión máxima en una estación de regulación y medida, manteniendo las presiones mínimas de garantía.

El valor resultante tendrá la consideración de orientativo, dado que las redes de distribución y de transporte secundario están compuestas de ramificaciones y derivaciones con diámetros, consumos y pérdidas de carga variables en función de cada ramal o derivación, obteniéndose unos valores de capacidad disponible muy variables en función de dónde se considere el nuevo consumo.

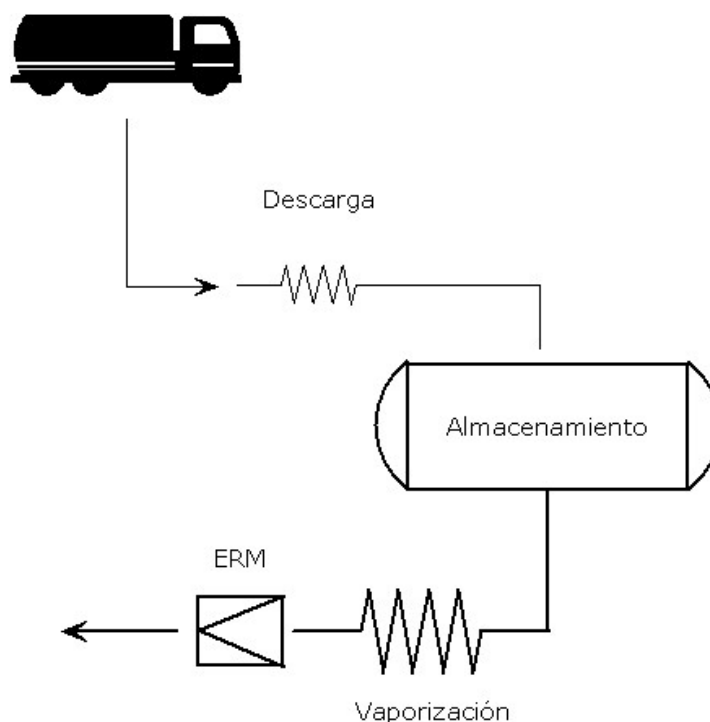
Por ello, para determinar la viabilidad real de suministro a un nuevo consumo, se requiere analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

8.3 Capacidades a publicar

La información a publicar corresponderá a las capacidades de los gasoductos de transporte secundario que tengan características operativas y densidad de puntos de salidas similares a las de un gasoducto de transporte primario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.2.

9 CALCULO DE LA CAPACIDAD DE PLANTAS SATELITES DE GNL

Las capacidades de las plantas satélites de GNL se calcularán en función de los diferentes equipos que las componen, teniendo en cuenta los aspectos de operación, almacenamiento y capacidades de emisión y de descarga para su aprovisionamiento, de forma que se garantice la seguridad de suministro y el funcionamiento correcto de las instalaciones.



Para determinar la capacidad de las plantas satélite de GNL, se tendrá en cuenta el dimensionamiento de las diferentes partes que las componen:

1. Capacidad de almacenamiento.
2. Capacidad de vaporización.
3. Capacidad de regulación.
4. Capacidad de descarga.

9.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento tendrá en cuenta el volumen geométrico (VG) de los depósitos de almacenamiento, el nivel máximo de llenado de los mismos que permita la condición mínima de vaporización y el valor máximo de vaciado que garantice las condiciones criogénicas de los tanques. Se establece con ello la capacidad real de almacenamiento (CRA) disponible de los depósitos, que responderá a la relación:

$$CRA = 0,85 \cdot VG$$

Así mismo, se deberá garantizar el suficiente stock de almacenamiento, que en función del consumo máximo de la demanda (CMD) permita un margen de días de autonomía (DA) ante eventualidades derivadas del abastecimiento (transporte, distancia planta de abastecimiento, frecuencia de descargas, etc.). Este stock, o días de autonomía responderá a la expresión:

$$DA = \frac{CRA}{CMD}, \text{ de donde } CRA = DA \cdot CMD$$

Como margen operativo se establece para cada planta satélite, que DA será de tres días ($DA = 3$) como situación normal, incrementándose a 4 días ($DA = 4$) para aquellos casos en que la



planta satélite se encuentre a una distancia superior a 300 km de la planta de abastecimiento, o la frecuencia de descarga sea igual o superior a 1 cisterna/día.

9.2 Capacidad de vaporización

La capacidad de vaporización, expresada en $m^3(n)/h$, dependerá de los siguientes elementos:

- Calderas.
- Bombas de recirculación de agua.
- Circuitos asociados.
- Intercambiadores.

Como margen operativo, ante la posibilidad de avería o mantenimiento de los diferentes elementos que constituyen el conjunto de vaporización, la capacidad de vaporización debe garantizar el consumo previsto, aún dejando el 50% de sus elementos fuera de servicio.

9.3 Capacidad de regulación

La capacidad de regulación, se calculará conforme a lo establecido en el apartado 7.3.

9.4 Capacidad de descarga

La capacidad de descarga deberá garantizar que el tiempo de descarga en la planta satélite sea inferior a 2,5 horas, comprendiendo la conexión, descarga y operaciones previas y posteriores.

Como margen operativo, las plantas con una frecuencia punta de descarga de cisternas superior a 2 cisternas/día, deberán disponer de al menos dos instalaciones de descarga independientes.

9.5 Capacidades a publicar

Cada titular de plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución publicará, para cada una de ellas, el término municipal donde están localizadas, y, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento (m^3 GNL), la capacidad de vaporización (m^3 (n)/h) y la capacidad de descarga de cisternas (m^3 GNL/h).