COMISIÓN
EUROPEA

Bruselas, 16.2.2016
COM(2016) 52 final

ANNEXES 1 to 8

ANEXOS

de la

PROPUESTA DE REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010

{SWD(2016) 25 final}
{SWD(2016) 26 final}

ANEXOS

de la

PROPUESTA DE REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010

ANEXO I

Cooperación regional

Las regiones a que se hace referencia en el artículo 3, apartado 7, son las siguientes:

– Noroeste: Irlanda y Reino Unido;

– Norte-Sur de Europa occidental: Bélgica, España, Francia, Luxemburgo, Países Bajos y Portugal;

– Corredor Meridional de Gas: Bulgaria, Grecia y Rumanía;

– Centro-Este: República Checa, Alemania, Polonia y Eslovaquia;

– Sudeste: Croacia, Italia, Hungría, Austria y Eslovenia;

– Mercado Báltico de la Energía (BEMIP I): Estonia, Letonia, Lituania y Finlandia;

– Mercado Báltico de la Energía (BEMIP II): Dinamarca y Suecia;

– Chipre;

– Malta, mientras no esté conectada a otro Estado miembro. En caso de que Malta esté conectada a otro Estado miembro, se considerará parte de la región de ese Estado miembro.

ANEXO II

Cálculo de la fórmula N-1

1. DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA N-1

La fórmula N-1 describe la aptitud de la capacidad técnica, definida en el artículo 2, apartado 1, punto 18, del Reglamento (CE) nº 715/2009, de la infraestructura de gas para satisfacer la demanda total de gas de la zona calculada en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez cada veinte años.

La infraestructura de gas abarcará la red de transporte de gas, incluidos los interconectores, así como las instalaciones de producción, de GNL y de almacenamiento conectadas a la zona calculada.

La capacidad técnica de todas las demás infraestructuras de gas en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas deberá ser al menos equivalente a la suma de la demanda total de gas diaria de la zona calculada durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez cada veinte años.

Los resultados de la fórmula N-1, calculados como sigue, deberán ser como mínimo iguales al 100 %.

2. MÉTODO DE CÁLCULO DE LA FÓRMULA N-1

$$N - 1\,[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100 \quad , N - 1 \geq 100\ \%$$

Los parámetros utilizados para el cálculo deberán describirse y justificarse claramente.

Para el cálculo de EP_m se presentará una lista detallada de los puntos de entrada y su capacidad individual.

3. DEFINICIONES DE LOS PARÁMETROS DE LA FÓRMULA N-1

Por «zona calculada» se entiende una zona geográfica para la que se calcula la fórmula N-1, tal como la determine la autoridad competente.

Definición relativa a la demanda

Por «D_{max}» se entiende la demanda total de gas diaria (en millones de m^3/d) de la zona calculada durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez cada veinte años.

Definiciones relativas a la oferta

«EP_m»: por capacidad técnica de los puntos de entrada (en millones de m^3/d), distintos de las instalaciones de producción, de GNL y de almacenamiento cubiertas por P_m, LNG_m y S_m, se entiende la suma de la capacidad técnica de todos los puntos de entrada fronterizos que pueden suministrar gas a la zona calculada.

«P_m»: por capacidad técnica de producción máxima (en millones de m^3/d) se entiende la suma de la capacidad técnica de producción máxima diaria de todas las instalaciones de producción de gas que puede ser suministrada en los puntos de entrada de la zona calculada.

«S_m»: por capacidad técnica máxima de extracción de almacenamiento (en millones de m^3/d) se entiende la suma de la capacidad técnica máxima de extracción diaria de todas las instalaciones de almacenamiento que puede suministrarse en los puntos de entrada de la zona calculada, teniendo en cuenta sus respectivas características físicas.

«LNG_m»: por capacidad técnica máxima de instalación de GNL (en millones de m^3/d) se entiende la suma de las capacidades técnicas máximas de emisión diarias ofrecidas por todas las instalaciones de GNL en la zona calculada, teniendo en cuenta elementos críticos como la descarga, los servicios auxiliares, el almacenamiento temporal y la regasificación del GNL, así como la capacidad técnica de emisión a la red.

Por «I_m» se entiende la capacidad técnica de la mayor infraestructura unitaria de gas (en millones de m^3/d) con la mayor capacidad para suministrar a la zona calculada. Cuando varias infraestructuras de gas estén conectadas a una infraestructura común ascendente o descendente de gas y no puedan gestionarse por separado, se considerarán una infraestructura unitaria de gas.

4. CÁLCULO DE LA FÓRMULA N-1 UTILIZANDO MEDIDAS RELATIVAS A LA DEMANDA

$$N - 1\,[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100 \quad , N - 1 \geq 100\ \%$$

Definición relativa a la demanda

Por «D_{eff}» se entiende la parte (en millones de m^3/d) de D_{max} que, en caso de interrupción del suministro, puede cubrirse suficiente y oportunamente con medidas basadas en el mercado relativas a la demanda de conformidad con el artículo 8, apartado 1, letra c), y el artículo 4, apartado 2.

5. CÁLCULO DE LA FÓRMULA N-1 A NIVEL REGIONAL

La zona calculada contemplada en el punto 3 se extenderá al nivel regional adecuado. Serán aplicables las regiones recogidas en el anexo I. Para el cálculo de la formula N-1 a escala regional se utilizará la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común. La mayor infraestructura unitaria de gas de interés común para una región será la mayor infraestructura de gas de la región que contribuye directa o indirectamente al suministro de gas a los Estados miembros de esa región y se definirá en la evaluación de riesgos.

El cálculo regional N-1 solo podrá sustituir al cálculo nacional N-1 cuando la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común sea de gran importancia para el suministro de gas de todos los Estados miembros de que se trate de conformidad con la evaluación de riesgos conjunta.

Para los cálculos a que se refiere el artículo 6, apartado 1, se utilizará la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común para las regiones que se enumeran en el anexo I.

ANEXO III

Capacidad bidireccional permanente

1. Para dotar de capacidad bidireccional a un interconector o aumentarla, u obtener o prorrogar una exención de esa obligación, los gestores de redes de transporte situados a ambos lados del interconector presentarán a sus autoridades competentes (autoridades competentes interesadas), previa consulta a todos los gestores de redes de transporte situados a lo largo del corredor de suministro de gas:

   a) una propuesta de capacidad bidireccional permanente con respecto al sentido inverso («capacidad de flujo en sentido inverso»), o

   b) una solicitud de exención de la obligación de implantar capacidad bidireccional.

   Esa presentación se efectuará a más tardar el 1 de diciembre de 2018 en el caso de todos los interconectores existentes en la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, y después de la conclusión de la fase de estudio de viabilidad, pero antes del comienzo de la fase de diseño técnico pormenorizado en el caso de los nuevos interconectores.

2. La propuesta de dotar de capacidad de flujo en sentido inverso o aumentarla, o la solicitud de concesión o prórroga de una exención, se basarán en una evaluación de la demanda del mercado, las proyecciones de la demanda y de la oferta, el estudio de viabilidad, el coste de la capacidad de flujo en sentido inverso, incluido el refuerzo necesario de la red de transporte, y sus ventajas para la seguridad del suministro, teniendo en cuenta la eventual contribución de la capacidad de flujo en sentido inverso al cumplimiento de la norma relativa a las infraestructuras establecida en el artículo 4. La propuesta incluirá un análisis de costes y beneficios elaborado sobre la base de la metodología contemplada en el artículo 11 del Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo[1].

3. Tras la recepción de la propuesta o de la solicitud de exención, las autoridades competentes interesadas consultarán sin demora a las autoridades competentes situadas a lo largo del corredor de suministro de gas, a la Agencia y a la Comisión sobre la propuesta o la solicitud de exención. Las autoridades consultadas podrán emitir un dictamen dentro de los cuatro meses siguientes a la recepción de la solicitud de consulta.

4. Dentro de los dos meses siguientes a la expiración del plazo contemplado en el punto 3, las autoridades competentes interesadas, basándose en la evaluación de riesgos, la información enumerada en el punto 2, los dictámenes recibidos a raíz de la consulta de conformidad con el punto 3 y teniendo en cuenta la seguridad del suministro de gas y la contribución al mercado interior del gas, adoptarán una decisión conjunta por la que, según los casos:

   a) aceptarán la propuesta de capacidad de flujo en sentido inverso; dicha decisión incluirá un análisis de costes y beneficios, una distribución transfronteriza de costes, un calendario de ejecución y las disposiciones para su uso posterior;

[1] Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) nº 713/2009, (CE) nº 714/2009 y (CE) nº 715/2009 (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

b) concederán o prorrogarán una exención temporal por un período máximo de cuatro años, cuando el análisis de costes y beneficios incluido en la decisión muestre que la capacidad de flujo en sentido inverso no incrementará la seguridad del suministro de ningún Estado miembro situado a lo largo del corredor de suministro de gas o cuando los costes de inversión sean muy superiores a las ventajas previstas para la seguridad del suministro, o

c) exigirán a los gestores de las redes de transporte que modifiquen y vuelvan a presentar su propuesta o solicitud de exención.

5. Las autoridades competentes interesadas presentarán sin demora la decisión conjunta a las autoridades competentes situadas a lo largo del corredor de suministro de gas, a la Agencia y a la Comisión, incluyendo los dictámenes recibidos en respuesta a la consulta con arreglo al punto 4.

6. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de la decisión conjunta, las autoridades competentes de los Estados miembros situados a lo largo del corredor de suministro de gas podrán formular sus objeciones a la decisión conjunta y presentarlas a las autoridades competentes que la hayan adoptado, a la Agencia y a la Comisión. Las objeciones se limitarán a los hechos y a la evaluación, en particular la distribución transfronteriza de costes que no haya sido objeto de consulta con arreglo al punto 4.

7. En un plazo de tres meses a partir de la recepción de la decisión conjunta con arreglo al punto 5, la Agencia formulará un dictamen sobre todos los elementos de la decisión conjunta en el que tendrá en cuenta cualquier posible objeción y lo presentará a todas las autoridades competentes situadas a lo largo del corredor y a la Comisión.

8. En un plazo de cuatro meses a partir de la recepción del dictamen emitido por la Agencia con arreglo a lo dispuesto en el punto 7, la Comisión podrá adoptar una decisión por la que solicite la modificación de la decisión conjunta.

9. Cuando las autoridades competentes interesadas no hayan podido adoptar una decisión conjunta en el plazo indicado en el punto 4, informarán de ello a la Agencia y la Comisión el día en que expire el plazo. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de esta información, la Agencia formulará un dictamen con una propuesta que abarque todos los elementos de una decisión conjunta que se enumeran en el punto 4 y presentará este dictamen a las autoridades competentes interesadas y a la Comisión.

10. En un plazo de cuatro meses a partir de la recepción del dictamen formulado por la Agencia de conformidad con el punto 9, la Comisión adoptará una decisión que abarque todos los elementos de una decisión conjunta que se enumeran en el punto 4 y tenga en cuenta dicho dictamen. Si la Comisión solicita información adicional, el plazo de cuatro meses comenzará a contar a partir del día de la recepción de la totalidad de la información solicitada. Ese plazo podrá prorrogarse por dos meses más con el acuerdo de todas las autoridades competentes interesadas.

11. La Comisión, las autoridades competentes y los gestores de la red de transmisión preservarán el carácter confidencial de la información delicada a efectos comerciales.

12. Las exenciones de la obligación de dotar de capacidad bidireccional concedidas en virtud del Reglamento (UE) nº 994/2010 seguirán siendo válidas hasta el 1 de diciembre de 2018, a no ser que su período de validez expire antes.

ANEXO IV

Modelo de evaluación de riesgos

El siguiente modelo se rellenará en inglés.

INFORMACIÓN GENERAL

– Estados miembros de la región.

– Nombre de las autoridades competentes que intervienen en la preparación de la presente evaluación de riesgos[2].

1. DESCRIPCIÓN DE LA RED

1.1. Facilítese una breve descripción de la red regional de gas que abarque:

a) las principales cifras de consumo de gas[3]: consumo final de gas anual (en miles de millones de m^3) y desglose por tipo de consumidores[4], demanda máxima (total y desglose por categorías de consumidores en millones de m^3/d);

b) una descripción del funcionamiento de la red de gas en la región: flujos principales (entrada/salida/tránsito), capacidad de los puntos de entrada/salida de las infraestructuras hacia/desde la región y por Estados miembros, incluido el porcentaje de utilización, instalaciones de GNL (capacidad diaria máxima, porcentaje de utilización y régimen de acceso), etc.; inclúyase, en la medida en que sea pertinente para los Estados miembros de la región, la red de gas de bajo valor calorífico;

c) un desglose de las fuentes de importación de gas por países de origen[5];

d) una descripción del papel de las instalaciones de almacenamiento pertinentes para la región, incluido el acceso transfronterizo:

1) capacidad de almacenamiento (total y útil) con respecto a la demanda durante la temporada de calefacción,

2) capacidad de retirada máxima diaria con distintos niveles de llenado (idealmente, con niveles de almacenamiento máximo y de final de temporada);

e) una descripción del papel de la producción interior de la región:

1) valor de la producción con respecto al consumo final de gas anual,

2) capacidad de producción máxima diaria;

f) una descripción de la función que desempeña el gas en la producción de electricidad (por ejemplo, importancia, papel de apoyo a las fuentes de energía renovables), incluyendo la capacidad de producción alimentada con gas (total

---

2 En caso de que esta tarea haya sido delegada por una autoridad competente, indíquese el nombre del organismo u organismos que participan en la preparación de la presente evaluación de riesgos en su nombre.

3 La primera evaluación incluirá datos de los dos últimos años. Las actualizaciones incluirán datos de los cuatro últimos años.

4 Consumidores industriales, producción de electricidad, calefacción urbana, vivienda, servicios y otros (especifíquese el tipo de consumidores incluidos). Indíquese también el volumen de consumo de los clientes protegidos.

5 Descríbase la metodología aplicada.

en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total) y la cogeneración (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total).

1.2. Facilítese una breve descripción de la red de gas por Estados miembros que incluya:

a) las principales cifras de consumo de gas: consumo final de gas anual (en miles de millones de m^3) y desglose por tipo de consumidores, demanda máxima (en millones de m^3/d);

b) una descripción del funcionamiento de la red de gas a escala nacional, incluidas las infraestructuras [en la medida en que no esté cubierto por el punto 1.1.b)]; en su caso, inclúyase la red de bajo valor calorífico;

c) una indicación de las infraestructuras clave pertinentes para la seguridad del suministro;

d) un desglose a escala nacional de las fuentes de importación de gas por países de origen;

e) una descripción de la función que desempeña el almacenamiento en el Estado miembro, con indicación de:

1) la capacidad de almacenamiento (total y útil) con respecto a la demanda durante la temporada de calefacción,

2) la capacidad de retirada máxima diaria con distintos niveles de llenado (idealmente, con niveles de almacenamiento máximo y de final de temporada);

f) una descripción del papel de la producción interior, con indicación:

1) del valor de la producción con respecto al consumo final de gas anual,

2) de la capacidad de producción máxima diaria;

g) una descripción de la función que desempeña el gas en la producción de electricidad (por ejemplo, importancia, papel de apoyo a las fuentes de energía renovables), incluyendo la capacidad de producción alimentada con gas (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total) y la cogeneración (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total).

2. NORMA RELATIVA A LAS INFRAESTRUCTURAS (ARTÍCULO 4)

Descríbase cómo se da cumplimiento a la norma relativa a las infraestructuras, indicando los principales valores utilizados para la fórmula N- 1, otras opciones para su cumplimiento (con los Estados miembros vecinos, mediante medidas que inciden en la demanda) y la capacidad bidireccional ya existente, según se indica a continuación:

2.1. Nivel regional

Fórmula N-1

a) Identificación de la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común para la región.

b) Cálculo de la fórmula N-1 a nivel regional.

c) Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidas las cifras intermedias empleadas para su cálculo (por ejemplo, para

EPm, indíquese la capacidad de todos los puntos de entrada considerados en este parámetro).

d) Indíquense las metodologías e hipótesis utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, Dmax) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

2.2. Nivel nacional (descríbase respecto de cada Estado miembro de la región)

a) Fórmula N-1

1) Identificación de la mayor infraestructura unitaria de gas.

2) Cálculo de la fórmula N-1 a nivel nacional.

3) Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidos los valores intermedios empleados para su cálculo (por ejemplo, para EP_m, indíquese la capacidad de todos los puntos de entrada considerados en este parámetro).

4) Indíquense las metodologías utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

5) Explíquense los resultados del cálculo de la fórmula N-1 sobre la base de unos niveles de almacenamiento del 30 % y el 100 % de la capacidad total.

6) Explíquense los principales resultados de la simulación del supuesto N-1 con un modelo hidráulico.

7) Si así lo decide el Estado miembro, cálculo de la fórmula N-1 utilizando medidas que inciden en la demanda:

– Cálculo de la fórmula N-1 con arreglo al punto 5 del anexo II.

– Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidas las cifras intermedias empleadas para su cálculo [si son distintas de las cifras descritas en el punto 2.2.a).3)].

– Indíquense las metodologías utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

– Explíquense las medidas de mercado que inciden en la demanda adoptadas o por adoptar para compensar una interrupción del suministro y su impacto esperado (D_{eff}).

8) Si así lo acuerdan las autoridades competentes de los Estados miembros vecinos, cálculo conjunto de la norma N-1:

– Cálculo de la fórmula N-1 con arreglo al punto 5 del anexo II.

– Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidos los valores intermedios empleados para su cálculo [si son distintos de las cifras descritas en el punto 2.2.a).3)].

– Indíquense las metodologías e hipótesis utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

– Explíquense las disposiciones acordadas para garantizar el cumplimiento de la obligación N-1.

b) Capacidad bidireccional

1) Indíquense los puntos de interconexión dotados de capacidad bidireccional y la capacidad máxima de los flujos bidireccionales.

2) Indíquense las disposiciones que regulan la utilización de la capacidad de flujo en sentido inverso (por ejemplo, capacidad interrumpible).

3) Indíquense los puntos de interconexión en los casos en que se haya concedido una exención de conformidad con el artículo 4, apartado 4, la duración de la exención y las razones por las que se haya concedido.

3. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Descríbanse las fuentes de riesgo que podrían tener efectos negativos en la seguridad del suministro de gas en el Estado miembro o la región pertinentes en términos de probabilidad y consecuencias.

Lista no exhaustiva de los tipos de fuentes de riesgo:

Políticos

– Interrupción del suministro de gas procedente de terceros países por diversas razones.

– Inestabilidad política (en el país de origen o en el país de tránsito).

– Guerra/guerra civil (en el país de origen o en el país de tránsito).

– Terrorismo.

Tecnológicos

– Explosiones/incendios.

– Incendios (dentro de una instalación determinada).

– Fugas.

– Falta de mantenimiento adecuado.

– Averías de los equipos (arranque fallido, fallos durante el funcionamiento, etc.).

– Falta de electricidad (o de otra fuente de energía).

– Averías de las TIC (fallos del equipo o el soporte lógico, Internet, problemas del sistema SCADA, etc.).

– Ciberataques.

– Efectos de obras de excavación (perforación, hinca de pilotes), movimientos de tierras, etc.

Comerciales/relacionados con el mercado/financieros

– Acuerdos con proveedores de terceros países.

– Litigios comerciales.

– Control de las infraestructuras pertinentes para la seguridad del suministro por entidades de terceros países, lo cual puede entrañar, en particular, riesgos de

inversión insuficiente, falta de diversificación o incumplimiento del Derecho de la Unión.

– Volatilidad de los precios.

– Inversión insuficiente.

– Demanda máxima súbita e inesperada.

– Otros riesgos que podrían dar lugar a deficiencias estructurales.

Sociales

– Huelgas (en diferentes sectores relacionados, como el sector del gas, los puertos, el transporte, etc.).

– Sabotajes.

– Vandalismo.

– Robos.

Naturales

– Terremotos.

– Corrimientos de tierras.

– Inundaciones (fuertes lluvias, crecidas de ríos).

– Tormentas (en el mar).

– Avalanchas.

– Condiciones climáticas extremas.

– Incendios (fuera de la instalación, como en bosques o prados cercanos, etc.).

3.1. Nivel regional

a) Identifíquense las fuentes de riesgo pertinentes para la región, indicando su probabilidad e impacto, así como la interacción y correlación de riesgos entre los Estados miembros, según proceda.

b) Descríbanse los criterios utilizados para determinar si una red está expuesta a riesgos elevados/inaceptables.

c) Adjúntese una lista de los supuestos de riesgo pertinentes según las fuentes de riesgos y descríbase de qué manera se ha efectuado la selección.

d) Indíquese en qué medida se han tomado en consideración los supuestos elaborados por la REGRT de Gas.

3.2. Nivel nacional (cuando sea pertinente)

a) Identifíquense las fuentes de riesgo pertinentes para el Estado miembro, indicando su probabilidad e impacto.

b) Descríbanse los criterios utilizados para determinar si una red está expuesta a riesgos elevados/inaceptables.

c) Adjúntese una lista de los supuestos de riesgo pertinentes según las fuentes de riesgos, indíquese su probabilidad y descríbase de qué manera se ha efectuado la selección.

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Analícese el conjunto de los supuestos de riesgo pertinentes indicados en el punto 3. En la simulación de supuestos de riesgo inclúyanse las medidas vigentes para garantizar la seguridad del suministro, tales como la norma N-1 y la norma relativa al suministro. Por cada escenario de riesgo:

a) Descríbase detalladamente el supuesto de riesgo, incluyendo todas las hipótesis y, en su caso, las metodologías aplicadas para su cálculo.

b) Descríbanse detalladamente los resultados de las simulaciones realizadas, incluida una cuantificación de los impactos (por ejemplo, volúmenes de gas no suministrados, repercusiones socioeconómicas, efectos en la calefacción urbana, impacto en la producción de electricidad).

5. CONCLUSIONES

Descríbanse los principales resultados de la evaluación de riesgos, indicando los supuestos de riesgo que requieren medidas adicionales.

ANEXO V

Modelos de los planes

Los siguientes modelos se rellenarán en inglés.

Modelo de plan de acción preventivo

INFORMACIÓN GENERAL

– Estados miembros de la región.

– Nombre de las autoridades competentes que intervienen en la preparación del presente plan[6].

1. DESCRIPCIÓN DE LA RED

1.1. Facilítese una breve descripción de la red regional de gas que abarque:

a) las principales cifras de consumo de gas[7]: consumo final de gas anual (en miles de millones de m^3) y desglose por tipo de consumidores[8], demanda máxima (total y desglose por categorías de consumidores en millones de m^3/d);

b) una descripción del funcionamiento de la red de gas en la región: flujos principales (entrada/salida/tránsito), capacidad de los puntos de entrada/salida de las infraestructuras hacia/desde la región y por Estados miembros, incluido el porcentaje de utilización, instalaciones de GNL (capacidad diaria máxima, porcentaje de utilización y régimen de acceso), etc.; inclúyase, en la medida en que sea pertinente para los Estados miembros de la región, la red de gas de bajo valor calorífico;

c) un desglose de las fuentes de importación de gas por países de origen[9];

d) una descripción del papel de las instalaciones de almacenamiento pertinentes para la región, incluido el acceso transfronterizo:

1) capacidad de almacenamiento (total y útil) con respecto a la demanda durante la temporada de calefacción,

2) la capacidad de retirada máxima diaria con distintos niveles de llenado (idealmente, con niveles de almacenamiento máximo y de final de temporada);

e) una descripción del papel de la producción interior de la región:

1) valor de la producción con respecto al consumo final de gas anual,

2) capacidad de producción máxima diaria;

f) una descripción de la función que desempeña el gas en la producción de electricidad (por ejemplo, importancia, papel de apoyo a las fuentes de energía

---

6 En caso de que esta tarea haya sido delegada por una autoridad competente, indíquese el nombre del organismo u organismos que participan en la preparación del presente plan en su nombre.

7 El primer plan incluirá datos de los dos últimos años. Las actualizaciones incluirán datos de los cuatro últimos años.

8 Consumidores industriales, producción de electricidad, calefacción urbana, vivienda y servicios y otros (especifíquese el tipo de consumidores incluidos).

9 Descríbase la metodología aplicada.

renovables), incluida la capacidad de producción alimentada con gas (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total) y la cogeneración (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total).

1.2. Facilítese una breve descripción de la red de gas por Estados miembros que incluya:

a) las principales cifras de consumo de gas: consumo final de gas anual (en miles de millones de m^3) y desglose por tipo de consumidores, demanda máxima (en millones de m^3/d);

b) una descripción del funcionamiento de la red de gas a escala nacional, incluidas las infraestructuras [en la medida en que no esté cubierto por el punto 1.1.b)]; en su caso, inclúyase la red de gas de bajo valor calorífico;

c) una indicación de las infraestructuras clave pertinentes para la seguridad del suministro;

d) un desglose a escala nacional de las fuentes de importación de gas por países de origen;

e) una descripción de la función que desempeña el almacenamiento en el Estado miembro, con indicación de:

1) la capacidad de almacenamiento (total y útil) con respecto a la demanda durante la temporada de calefacción,

2) la capacidad de retirada máxima diaria con distintos niveles de llenado (idealmente, con niveles de almacenamiento máximo y de final de temporada);

f) una descripción del papel de la producción interior, con indicación:

1) del valor de la producción con respecto al consumo final de gas anual,

2) de la capacidad de producción máxima diaria;

g) una descripción de la función que desempeña el gas en la producción de electricidad (por ejemplo, importancia, papel de apoyo a las fuentes de energía renovables), incluida la capacidad de producción alimentada con gas (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total) y la cogeneración (total en MWe y en porcentaje de la capacidad de producción total).

2. RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE RIESGOS

Descríbanse brevemente los resultados de la evaluación de riesgos realizada de conformidad con el artículo 6, incluyendo:

a) la lista de los supuestos evaluados y una breve descripción de las hipótesis aplicadas para cada uno de ellos, así como los riesgos y deficiencias detectados;

b) las principales conclusiones de la evaluación de riesgos.

3. NORMA RELATIVA A LAS INFRAESTRUCTURAS (ARTÍCULO 4)

Descríbase cómo se da cumplimiento a la norma relativa a las infraestructuras, indicando los principales valores utilizados para la fórmula N- 1, otras opciones para su cumplimiento (con

los Estados miembros vecinos, mediante medidas que inciden en la demanda) y la capacidad bidireccional ya existente, según se indica a continuación:

3.1. Nivel regional

Fórmula N-1

a) Identificación de la mayor infraestructura unitaria de gas de interés común para la región.

b) Cálculo de la fórmula N-1 a nivel regional.

c) Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidas las cifras intermedias empleadas para su cálculo (por ejemplo, para EP_m, indíquese la capacidad de todos los puntos de entrada considerados en este parámetro).

d) Indíquense las metodologías e hipótesis utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

3.2. Nivel nacional

a) Fórmula N-1

1) Identificación de la mayor infraestructura unitaria de gas.

2) Cálculo de la fórmula N-1 a nivel nacional.

3) Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidos los valores intermedios empleados para su cálculo (por ejemplo, para EP_m, indíquese la capacidad de todos los puntos de entrada considerados en este parámetro).

4) Indíquense las metodologías utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

5) Si así lo decide el Estado miembro, cálculo de la fórmula N-1 utilizando medidas que inciden en la demanda:

– Cálculo de la fórmula N-1 con arreglo al punto 5 del anexo II.

– Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidas las cifras intermedias empleadas para su cálculo [si son distintas de las cifras descritas en el punto 3.2.a).3)].

– Indíquense las metodologías utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

– Explíquense las medidas de mercado que inciden en la demanda adoptadas o por adoptar para compensar una interrupción del suministro y su impacto esperado (D_{eff}).

6) Si así lo acuerdan las autoridades competentes de los Estados miembros vecinos, cálculo conjunto de la norma N-1:

– Cálculo de la fórmula N-1 con arreglo al punto 5 del anexo II.

– Descripción de los valores utilizados para todos los elementos de la fórmula, incluidos los valores intermedios empleados para su cálculo [si son distintos de las cifras descritas en el punto 3.2.a).3)].

– Indíquense las metodologías e hipótesis utilizadas, en su caso, para el cálculo de los parámetros de la fórmula (por ejemplo, D_{max}) (adjúntense anexos con explicaciones detalladas).

– Explíquense las disposiciones acordadas para garantizar el cumplimiento de la obligación N-1.

b) Capacidad bidireccional

1) Indíquense los puntos de interconexión dotados de capacidad bidireccional y la capacidad máxima de los flujos bidireccionales.

2) Indíquense las disposiciones que regulan la utilización de la capacidad de flujo en sentido inverso (por ejemplo, capacidad interrumpible).

3) Indíquense los puntos de interconexión en los casos en que se haya concedido una exención de conformidad con el artículo 4, apartado 4, la duración de la exención y las razones por las que se haya concedido.

4. CUMPLIMIENTO DE LA NORMA RELATIVA AL SUMINISTRO (ARTÍCULO 5)

Descríbanse, por Estados miembros, las medidas adoptadas para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro, así como a cualesquiera normas de incremento del suministro u obligaciones adicionales impuestas por razones de seguridad del suministro de gas:

a) Definición de clientes protegidos aplicada, incluyendo las categorías de consumidores cubiertos y su consumo anual de gas (por categoría, valor neto y porcentaje del consumo final nacional de gas anual).

b) Volúmenes de gas necesarios para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro en función de los supuestos descritos en el artículo 5, apartado 1, párrafo primero.

c) Capacidad necesaria para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro en función de los supuestos descritos en el artículo 5, apartado 1, párrafo primero.

d) Medida(s) vigentes para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro:

1) Descripción de la(s) medida(s).

2) Destinatarios.

3) Si existe, descríbase el sistema de control previo del cumplimiento de la norma relativa al suministro.

4) Régimen de sanciones, si procede.

5) Descríbanse, con respecto a cada medida:

– el impacto económico, la eficacia y la eficiencia de la medida;

– los efectos de la medida en el medio ambiente;

– los efectos de las medidas en los consumidores.

6) En caso de que se apliquen medidas no basadas en el mercado (por medida):

– justifíquese la necesidad de la medida (es decir, razón por la que no puede lograrse la seguridad del suministro exclusivamente a través de medidas basadas en el mercado);

– justifíquese la proporcionalidad de la medida (es decir, razón por la que las medidas no basadas en el mercado son el medio menos restrictivo para alcanzar el efecto deseado).

– Preséntese un análisis de los efectos de esa medida:

a) en la seguridad del suministro de otro Estado miembro;

b) en el mercado nacional;

c) en el mercado interior.

7) En caso de que se adopten medidas después del [*OP: insértese la fecha de la entrada en vigor del presente Reglamento*], indíquese un enlace a la evaluación pública de impacto de la(s) medida(s), realizada de conformidad con el artículo 8, apartado 4.

e) Si procede, descríbanse cualesquiera normas de incremento del suministro u obligaciones adicionales impuestas por razones de seguridad del suministro de gas:

1) Descripción de la(s) medida(s).

2) Justifíquese la necesidad de la medida (es decir, razón por la que es precisa la norma de incremento del suministro y, en caso de que se apliquen medidas no basadas en el mercado, razón por la que no puede lograrse la seguridad del suministro exclusivamente a través de medidas basadas en el mercado).

3) Justifíquese la proporcionalidad de la medida (es decir, razón por la cual una norma de incremento de suministro o una obligación adicional constituye el medio menos restrictivo para alcanzar el efecto deseado y, en caso de que se apliquen medidas no basadas en el mercado, estas son el medio menos restrictivo para alcanzar el efecto deseado).

4) Destinatarios.

5) Volúmenes de gas y capacidades afectados.

6) Mecanismo para volver a los valores habituales en un espíritu de solidaridad y de conformidad con el artículo 12.

7) Indíquese cómo cumple esta medida las condiciones establecidas en el artículo 5, apartado 2.

5. MEDIDAS PREVENTIVAS

Descríbanse las medidas preventivas en vigor o pendientes de adopción, incluidas las relativas al gas de bajo valor calorífico:

a) Descríbase cada una de las medidas preventivas adoptadas por cada riesgo determinado de conformidad con la evaluación de riesgos, incluyendo una descripción de:

1) su dimensión nacional o regional;

2) su impacto económico, su eficacia y su eficiencia;

3) sus efectos en el medio ambiente;

4) su impacto en los consumidores.

Cuando proceda, inclúyanse:

– medidas para mejorar las interconexiones entre Estados miembros vecinos;

– medidas para diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas;

– medidas para proteger las infraestructuras clave pertinentes para la seguridad del suministro en relación con el control por parte de entidades de terceros países (incluyendo, en su caso, la normativa general o específica del sector en materia de estudios previos de inversión, los derechos especiales de algunos accionistas, etc.).

b) Descríbanse otras medidas adoptadas por motivos distintos de la evaluación de riesgos, pero con un impacto positivo para la seguridad del suministro de la región/Estado miembro.

c) En caso de que se apliquen medidas no basadas en el mercado (por medida):

1) justifíquese la necesidad de la medida (es decir, razón por la que no puede lograrse la seguridad del suministro exclusivamente a través de medidas basadas en el mercado);

2) justifíquese la proporcionalidad de la medida (es decir, razón por la que las medidas no basadas en el mercado son el medio menos restrictivo para alcanzar el efecto deseado);

3) preséntese un análisis de los efectos de esa medida:

– justifíquese la necesidad de la medida (es decir, razón por la que no puede lograrse la seguridad del suministro exclusivamente a través de medidas basadas en el mercado);

– justifíquese la proporcionalidad de la medida (es decir, razón por la que las medidas no basadas en el mercado son el medio menos restrictivo para alcanzar el efecto deseado).

– preséntese un análisis de los efectos de esa medida:

a) en la seguridad del suministro de otro Estado miembro;

b) en el mercado nacional;

c) en el mercado interior.

d) Explíquese hasta qué punto se ha considerado adoptar medidas en pro de la eficiencia, incluidas medidas que inciden en la demanda, para aumentar la seguridad del suministro.

e) Explíquese en qué medida se han tenido en cuenta las fuentes de energía renovables para aumentar la seguridad del suministro.

6. OTRAS MEDIDAS Y OBLIGACIONES (POR EJEMPLO, FUNCIONAMIENTO SEGURO DE LA RED)

Descríbanse otras medidas y obligaciones impuestas a las empresas de gas natural y otros organismos pertinentes que puedan incidir en la seguridad del suministro de gas, como las obligaciones de funcionamiento seguro de la red, indicando quiénes resultarían afectados por esta obligación, así como los volúmenes de gas correspondientes. Indíquense con precisión los calendarios y modalidades de aplicación de dichas medidas.

7. PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS

a) Descríbanse los proyectos de infraestructuras futuros, entre ellos los proyectos de interés común de la región, indicando el calendario previsto para su ejecución, las capacidades y la incidencia estimada en la seguridad del suministro de gas en la región.

b) Indíquese cómo tomarán en consideración los proyectos de infraestructuras el plan decenal de desarrollo de la red en la Unión elaborado por la REGRT de Gas de conformidad con el artículo 8, apartado 10, del Reglamento (CE) nº 715/2009.

8. OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO RELATIVAS A LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

Indíquense y descríbanse brevemente las obligaciones de servicio público vigentes relacionadas con la seguridad del suministro (adjúntense anexos con información más detallada). Explíquese claramente quién ha de cumplir tales obligaciones y cómo ha de hacerlo. Si procede, indíquese cuándo se activarían esas obligaciones de servicio público y cuáles serían sus modalidades de aplicación.

9. DESARROLLO DE MECANISMOS DE COOPERACIÓN

a) Descríbanse los mecanismos de cooperación entre los Estados miembros de la región, en particular a fin de preparar y aplicar este plan de acción preventivo y el plan de emergencia a los efectos del artículo 12.

b) Descríbanse los mecanismos de cooperación con otros Estados miembros que no pertenecen a la región a fin de elaborar y adoptar las disposiciones necesarias para la aplicación del artículo 12.

10. CONSULTAS CON LAS PARTES INTERESADAS

De conformidad con el artículo 7, apartado 1, descríbase el mecanismo utilizado para la elaboración de este plan y del plan de emergencia, así como los resultados de las consultas con:

a) las empresas de gas;

b) las organizaciones pertinentes que representan los intereses de los clientes domésticos;

c) las organizaciones pertinentes que representan los intereses de los consumidores industriales de gas, incluidos los productores de electricidad;

d) la autoridad reguladora nacional.

11. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS NACIONALES

Indíquense las circunstancias y medidas nacionales pertinentes para la seguridad del suministro no cubiertas por las anteriores secciones de este plan, incluyendo el suministro de gas de bajo poder calorífico cuando este no sea pertinente a escala regional.

Modelo de plan de emergencia

INFORMACIÓN GENERAL

– Estados miembros de la región.

– Nombre de las autoridades competentes que intervienen en la preparación del plan[10].

1. DEFINICIÓN DE LOS NIVELES DE CRISIS

a) Con respecto a cada Estado miembro, indíquense el organismo responsable de la declaración de cada nivel de crisis y los procedimientos que se han de seguir en cada caso para tales declaraciones.

b) En caso de que existan, descríbanse los indicadores o parámetros utilizados para examinar si un suceso puede dar lugar a un importante deterioro de la situación del suministro y para decidir declarar un determinado nivel de crisis.

2. MEDIDAS QUE DEBEN ADOPTARSE POR NIVELES DE CRISIS[11]

2.1. Alerta temprana

a) Indíquense las medidas que deben aplicarse en esta fase y, con respecto a cada una de ellas:

1) añádase una breve descripción de las medidas y de los principales intervinientes;

2) descríbase el procedimiento que deba seguirse, en su caso;

3) indíquese la contribución esperada de la medida para hacer frente a las consecuencias de cualquier suceso o prepararse antes de que ocurra;

4) descríbanse los flujos de información entre los intervinientes.

2.2. Nivel de alerta

a) Indíquense las medidas que deben aplicarse en esta fase y, con respecto a cada una de ellas:

1) añádase una breve descripción de las medidas y de los principales intervinientes;

2) descríbase el procedimiento que deba seguirse, en su caso;

3) indíquese de qué modo se espera contribuya la medida a hacer frente a la situación en el nivel de alerta;

4) descríbanse los flujos de información entre los intervinientes.

b) Detállense las obligaciones en materia de información impuestas a las empresas de gas natural en el nivel de alerta.

---

10 En caso de que esta tarea haya sido delegada por una autoridad competente, indíquese el nombre del organismo u organismos que participan en la preparación del presente plan en su nombre.

11 Inclúyanse las medidas regionales y nacionales.

2.3. Nivel de emergencia

a) Elabórese una lista de acciones predefinidas que incidan en la oferta y la demanda para poner a disposición gas en caso de emergencia, incluidos los acuerdos comerciales entre las partes que intervengan en dichas acciones y, cuando proceda, los mecanismos de compensación para las empresas de gas natural.

b) Indíquense las medidas basadas en el mercado que deben aplicarse en esta fase y, con respecto a cada una de ellas:

1) añádase una breve descripción de la medida y de los principales intervinientes;

2) descríbase el procedimiento que deba seguirse;

3) indíquese de qué modo se espera contribuya la medida a atenuar la situación en el nivel de emergencia;

4) descríbanse los flujos de información entre los intervinientes.

c) Indíquense las medidas no basadas en el mercado previstas o que vayan a aplicarse en el nivel de emergencia y, con respecto a cada una de ellas:

1) añádase una breve descripción de la medida y de los principales intervinientes;

2) preséntese una evaluación de la necesidad de dicha medida para hacer frente a una crisis, incluido su grado de utilización;

3) descríbase detalladamente el procedimiento de aplicación de la medida (indicando, por ejemplo, qué circunstancias darían lugar a la introducción de esta medida y quién decidiría su aplicación);

4) indíquese de qué modo se espera contribuya la medida a atenuar la situación en el nivel de emergencia como complemento de las medidas basadas en el mercado;

5) evalúense los demás efectos de la medida;

6) justifíquese la conformidad de la medida con las condiciones establecidas en el artículo 10, apartado 4;

7) descríbanse los flujos de información entre los intervinientes.

d) Detállense las obligaciones en materia de información impuestas a las empresas de gas natural.

3. MEDIDAS ESPECÍFICAS PARA LA ELECTRICIDAD Y LA CALEFACCIÓN URBANA

a) Calefacción urbana

1) Descríbase brevemente el posible impacto de una interrupción del suministro en el sector de la calefacción urbana.

2) Indíquense las medidas y acciones que deben adoptarse para atenuar el impacto potencial de una interrupción del suministro de gas en el sector de la calefacción urbana, o indíquese por qué no resulta adecuada la adopción de medidas específicas.

b) Suministro de electricidad producida a partir del gas

1) Descríbase brevemente el posible impacto de una interrupción del suministro en el sector de la electricidad.

2) Indíquense las medidas y acciones que deben adoptarse para atenuar el impacto potencial de una interrupción del suministro de gas en el sector de la electricidad, o indíquese por qué no resulta adecuada la adopción de medidas específicas.

3) Indíquense los mecanismos o disposiciones existentes para garantizar la debida coordinación, incluyendo el intercambio de información entre los principales intervinientes de los sectores del gas y la electricidad, en particular los gestores de redes de transporte, en diferentes niveles de crisis.

4. PERSONA O EQUIPO PARA GESTIONAR LAS CRISIS

Identifíquese a la persona o al equipo encargados de gestionar las crisis y defínase su función.

5. FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LOS DISTINTOS INTERVINIENTES

a) Respecto de cada nivel de crisis, defínanse las funciones y responsabilidades, incluida la interacción con las autoridades competentes y, en su caso, con la autoridad reguladora nacional, de:

1) las empresas de gas natural;

2) los consumidores industriales;

3) los productores de electricidad pertinentes.

b) Respecto de cada nivel de crisis, defínanse la función y las responsabilidades de las autoridades competentes y de los organismos en los que se hayan delegado tareas.

6. MECANISMOS DE COOPERACIÓN

a) Descríbanse los mecanismos existentes para cooperar en la región y garantizar la coordinación adecuada en cada nivel de crisis. Descríbanse, en la medida en que existan y no estén contemplados en el punto 2, los procedimientos de toma de decisiones para hacer posible una reacción apropiada a escala regional en cada nivel de crisis.

b) Descríbanse los mecanismos existentes para cooperar con otros Estados miembros que no pertenecen a la región y coordinar las actuaciones en cada nivel de crisis.

7. SOLIDARIDAD ENTRE LOS ESTADOS MIEMBROS

a) Descríbanse las disposiciones acordadas entre los Estados miembros de la región para garantizar la aplicación del principio de solidaridad a que se refiere el artículo 12.

b) Descríbanse las disposiciones acordadas entre los Estados miembros de la región y los Estados miembros de otras regiones para garantizar la aplicación del principio de solidaridad a que se refiere el artículo 12.

8. MEDIDAS EN MATERIA DE CONSUMO INDEBIDO POR PARTE DE CLIENTES NO PROTEGIDOS

Descríbanse las medidas existentes para prevenir que clientes no protegidos consuman gas destinado a clientes protegidos durante una emergencia. Indíquense la naturaleza de la medida (de carácter administrativo, técnico, etc.), los principales intervinientes y los procedimientos que deben seguirse.

9. PRUEBAS DEL PLAN DE EMERGENCIA

a) Indíquese el calendario de las simulaciones de respuesta en tiempo real a situaciones de emergencia.

b) Indíquense los intervinientes, los procedimientos y los supuestos concretos de impacto alto y mediano simulados.

En cuanto a las actualizaciones del plan de emergencia, descríbanse brevemente las pruebas efectuadas desde la presentación del último plan de emergencia y sus principales resultados. Indíquense las medidas adoptadas a raíz de esas pruebas.

ANEXO VI

Revisión por homólogos de los planes de acción preventivos y los planes de emergencia

1. Cada plan de acción preventivo notificado y el plan de emergencia deberán ser objeto de un análisis efectuado por un equipo de revisión por homólogos.

2. Se creará un equipo de revisión por homólogos por región. Cada equipo de revisión por homólogos estará compuesto por un máximo de cinco autoridades competentes y por la REGRT de Gas, cada una representada por una sola persona, actuando la Comisión en calidad de observadora. La Comisión seleccionará a los representantes de las autoridades competentes y de la REGRT de Gas en los equipos de revisión por homólogos, teniendo en cuenta el equilibrio geográfico e incluyendo como mínimo a una autoridad competente de un Estado miembro vecino. Los miembros del equipo de revisión por homólogos no deberán pertenecer a ninguna autoridad competente ni a otros organismos o asociaciones que hayan participado en la preparación de los planes objeto de la revisión por homólogos.

3. La Comisión informará al equipo de revisión por homólogos de la notificación de los planes. En un plazo de dos meses a partir de la fecha de la notificación, el respectivo equipo de revisión por homólogos elaborará un informe y lo enviará a la Comisión. Antes de la presentación del informe, el equipo de revisión por homólogos examinará el plan de acción preventivo y el plan de emergencia, al menos una vez, con las autoridades competentes que hayan preparado los planes. La Comisión publicará el informe.

4. Teniendo en cuenta el informe de revisión por homólogos, el Grupo de Coordinación del Gas examinará los planes de acción preventivos y los planes de emergencia con el fin de garantizar la coherencia entre las distintas regiones y la Unión en su conjunto.

ANEXO VII

Lista de medidas no basadas en el mercado relativas a la seguridad del suministro de gas

Cuando elabore el plan de acción preventivo y el plan de emergencia, la autoridad competente tendrá en cuenta la contribución de las medidas que figuran en la siguiente lista indicativa y no exhaustiva únicamente en caso de emergencia:

Medidas que inciden en la oferta:

- uso del almacenamiento estratégico de gas;
- utilización obligatoria de reservas de combustibles alternativos (por ejemplo, de conformidad con la Directiva 2009/119/CE del Consejo[12]);
- utilización obligatoria de electricidad producida a partir de fuentes distintas del gas;
- incremento obligatorio de los niveles de producción de gas;
- extracción obligatoria de almacenamiento.

Medidas que inciden en la demanda:

- Varias etapas de reducción obligatoria de la demanda incluyendo:
  - sustitución obligatoria del combustible;
  - utilización obligatoria de contratos interrumpibles, cuando no se utilicen plenamente como parte de las medidas de mercado;
  - restricción de carga firme obligatoria.

[12] Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos (DO L 265 de 9.10.2009, p. 9).

ANEXO VIII

Tabla de correspondencias

Reglamento (UE) nº 994/2010	Presente Reglamento
Artículo 1	Artículo 1
Artículo 2	Artículo 2
Artículo 3	Artículo 3
Artículo 6	Artículo 4
Artículo 8	Artículo 5
Artículo 9	Artículo 6
Artículo 4	Artículo 7
Artículo 5	Artículo 8
Artículo 10	Artículo 9
Artículo 10	Artículo 10
Artículo 11	Artículo 11
-	Artículo 12
Artículo 13	Artículo 13
Artículo 12	Artículo 14
-	Artículo 15
Artículo 14	Artículo 16
-	Artículo 17
-	Artículo 18
Artículo 16	Artículo 19
Artículo 15	Artículo 20
Artículo 17	Artículo 21
Anexo I	Anexo II
Artículo 7	Anexo III
Anexo IV	Anexo I

-	Anexo IV
-	Anexo V
Anexo II	-
Anexo III	Anexo VII
-	Anexo VI
-	Anexo VIII