COMISSÃO
EUROPEIA

Bruxelas, 16.2.2016
COM(2016) 52 final

ANNEXES 1 to 8

ANEXOS

da

PROPOSTA DE REGULAMENTO DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO

relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010

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

ANEXOS

da

PROPOSTA DE REGULAMENTO DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO

relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010

ANEXO I

Cooperação regional

As regiões a que se refere o artigo 3.º, n.º 7, são as seguintes:

– Noroeste: Reino Unido e Irlanda;

– Norte-Sul da Europa Ocidental: Bélgica, França, Luxemburgo, Espanha, Países Baixos e Portugal;

– Corredor Meridional de Gás: Bulgária, Grécia e Roménia;

– Centro-Leste: República Checa, Alemanha, Polónia e Eslováquia;

– Sudeste: Áustria, Croácia, Hungria, Itália e Eslovénia;

– Mercado Báltico da Energia I (BEMIP I): Estónia, Finlândia, Letónia e Lituânia;

– Mercado Báltico da Energia II (BEMIP II): Dinamarca e Suécia;

– Chipre;

– Malta, enquanto não estiver ligada a outro Estado-Membro. Caso Malta tenha uma interligação para outro Estado-Membro, deve ser considerada como parte da região desse Estado-Membro.

ANEXO II

Cálculo da fórmula N-1

1. DEFINIÇÃO DA FÓRMULA N-1

A fórmula N-1 descreve a capacidade técnica, conforme definida no artigo 2.º, n.º 1, ponto 18, do Regulamento (CE) n.º 715/2009, das infraestruturas de gás para satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo em caso de perturbação da maior infraestrutura individual de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

As infraestruturas de gás compreendem a rede de transporte de gás, incluindo as interligações, bem como as instalações de produção, as instalações de GNL e as instalações de armazenamento ligadas à zona de cálculo.

A capacidade técnica de todas as outras infraestruturas de gás disponíveis em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de gás deve ser, pelo menos, igual à soma da procura diária total de gás da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Os resultados da fórmula N-1, a seguir apresentados, devem ser pelo menos iguais a 100 %.

2. MÉTODO DE CÁLCULO DA FÓRMULA N-1

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

Os parâmetros utilizados para o cálculo devem ser claramente descritos e justificados.

Para o cálculo do EP_m, deve ser fornecida uma lista pormenorizada dos pontos de entrada e das suas capacidades individuais.

3. DEFINIÇÕES DOS PARÂMETROS DA FÓRMULA N-1:

Entende-se por «zona de cálculo» uma zona geográfica para a qual é calculada a fórmula N-1, determinada pela autoridade competente.

Definição relativa à procura

«D_{max}»: Procura diária total de gás (em milhões de metros cúbicos por dia - hm^3/dia) da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Definições relativas à oferta

«EP_m»: A capacidade técnica dos pontos de entrada (em hm^3/dia), distintos das instalações de produção, das instalações de GNL e das instalações de armazenamento abrangidas por P_m, LNG_m e S_m, é a soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiriços capazes de fornecer gás à zona de cálculo.

«P_m»: A capacidade técnica de produção máxima (em hm^3/dia) é a soma das capacidades técnicas de produção diária máximas de todas as instalações de produção de gás que podem ser fornecidas nos pontos de entrada na zona de cálculo.

«S_m»: A capacidade de entrega técnica máxima (em hm^3/dia) é a soma dos volumes técnicos máximos que as instalações de armazenamento podem fornecer diariamente nos pontos de entrada na zona de cálculo, tendo em conta as respetivas características físicas.

«LNG_m»: A capacidade técnica máxima das instalações de GNL (em hm^3/dia) é a soma das capacidades técnicas de expedição diária máximas de todas as instalações de GNL na zona de cálculo, tendo em conta elementos críticos como a descarga, os serviços auxiliares, o armazenamento temporário e a regaseificação do GNL, bem como a capacidade técnica de expedição para a rede.

«I_m»: A capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás (em hm^3/dia), caracterizada pela maior capacidade de aprovisionar a zona de cálculo. Quando várias infraestruturas de gás estão ligadas a uma infraestrutura comum de gás a montante ou a jusante e não podem funcionar autonomamente, devem ser consideradas como uma única infraestrutura de gás.

4. CÁLCULO DA FÓRMULA N-1 UTILIZANDO MEDIDAS NO LADO DA PROCURA

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

Definição relativa à procura

«D_{eff}»: A parte (em hm^3/dia) da D_{max} que, em caso de perturbação do aprovisionamento, pode ser colmatada de forma suficiente e em tempo útil através de medidas do lado da procura e com base no mercado, em conformidade com o disposto no artigo 8.º, n.º 1, alínea c), e no artigo 4.º, n.º 2.

5. CÁLCULO DA FÓRMULA N-1 A NÍVEL REGIONAL

A zona de cálculo referida no ponto 3 deve ser alargada ao âmbito regional adequado. São aplicáveis as regiões enumeradas no anexo I. Para o cálculo da fórmula N-1 a nível regional, deve utilizar-se a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum. A maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para uma região deve ser a maior infraestrutura de gás da região que, direta ou indiretamente, contribui para o aprovisionamento de gás dos Estados-Membros dessa região e que, como tal, deve ser definida na avaliação dos riscos.

O cálculo da fórmula N-1 a nível regional só pode substituir o cálculo da fórmula N-1 a nível nacional nos casos em que a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum seja de grande importância para o aprovisionamento de gás de todos os Estados-Membros em causa, segundo a avaliação dos riscos conjunta.

Para os cálculos a que se refere o artigo 6.º, n.º 1, deve ser utilizada a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para as regiões, conforme enumeradas no anexo I.

ANEXO III

Capacidade bidirecional permanente

1. A fim de disponibilizar ou reforçar a capacidade bidirecional numa interligação ou de obter ou prolongar uma isenção dessa obrigação, os operadores de redes de transporte de ambos os lados da interligação devem apresentar à respetiva autoridade competente (as autoridades competentes em causa), após consulta de todos os operadores de redes de transporte ao longo do corredor de aprovisionamento de gás:

   (a) Uma proposta de capacidade bidirecional permanente relativa à reversibilidade de fluxo («capacidade de fluxo bidirecional»); ou

   (b) Um pedido de isenção da obrigação de disponibilizar capacidade bidirecional.

   A apresentação desta proposta deve ser efetuada até 1 de dezembro de 2018 relativamente a todas as interligações existentes à data da entrada em vigor do presente regulamento e, relativamente a novas interligações, após a conclusão da fase de estudo de viabilidade, mas antes do início da fase de projeto técnico pormenorizado.

2. A proposta de disponibilização ou melhoria da capacidade de fluxo bidirecional ou o pedido de concessão ou prorrogação de uma isenção deve basear-se numa avaliação da procura do mercado, em projeções da oferta e da procura, em estudos de viabilidade, nos custos da capacidade de fluxo bidirecional, incluindo o necessário reforço da rede de transporte, e nos benefícios para a segurança do aprovisionamento, tendo em consideração o possível contributo da capacidade de fluxo bidirecional para satisfazer a norma relativa às infraestruturas definida no artigo 4.º. A proposta deve incluir uma análise de custo-benefício preparada com base na metodologia estabelecida nos termos do artigo 11.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho[1].

3. Após a receção da proposta ou do pedido de isenção, as autoridades competentes em causa devem consultar sem demora as autoridades competentes ao longo do corredor de aprovisionamento de gás, a Agência e a Comissão sobre a proposta ou o pedido de isenção. As autoridades consultadas podem emitir um parecer no prazo de quatro meses a contar da data da receção do pedido de consulta.

4. No prazo de dois meses a contar do termo do período referido no n.º 3, as autoridades competentes em causa devem adotar, com base na avaliação dos riscos, nas informações enumeradas no ponto 2, nas observações recebidas na sequência da consulta em conformidade com o ponto 3 e tendo em consideração a segurança do aprovisionamento de gás e o contributo para o mercado interno do gás, uma decisão conjunta na qual conste uma das seguintes posições:

   (a) Aceitação da proposta de capacidade de fluxo bidirecional; essa decisão deve conter uma análise de custo-benefício, uma imputação dos custos transfronteiriços, um calendário de execução e as modalidades para a sua utilização posterior;

   (b) Concessão ou prorrogação de uma isenção temporária por um período máximo de quatro anos, se a análise custo-benefício incluída na decisão demonstrar que

[1] Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 e (CE) n.º 715/2009 (JO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

a capacidade de fluxo bidirecional não aumentaria a segurança do aprovisionamento de nenhum Estado-Membro ao longo do corredor de aprovisionamento de gás, ou se os custos do investimento fossem significativamente superiores aos benefícios potenciais para a segurança do aprovisionamento;

(c) A obrigação de os operadores de redes de transporte alterarem e voltarem a apresentar a sua proposta ou o seu pedido de isenção.

5. As autoridades competentes em causa devem apresentar, sem demora, a decisão conjunta às autoridades competentes ao longo do corredor de aprovisionamento de gás, à Agência e à Comissão, incluindo as observações recebidas após a consulta, de acordo com o disposto no ponto 4.

6. No prazo de dois meses a contar da data de receção da decisão conjunta, as autoridades competentes dos Estados-Membros ao longo do corredor de aprovisionamento de gás podem apresentar as suas objeções à decisão conjunta e submetê-las às autoridades competentes que a adotaram, à Agência e à Comissão. As objeções devem limitar-se aos factos e à avaliação, nomeadamente à imputação dos custos transfronteiriços que não foi objeto de consulta em conformidade com o disposto no ponto 4.

7. No prazo de três meses a contar da receção da decisão conjunta ao abrigo do ponto 5, a Agência deve emitir um parecer sobre todos os elementos da decisão conjunta, tomando em consideração qualquer possível objeção, e apresentar o parecer a todas as autoridades competentes ao longo do corredor de aprovisionamento de gás e à Comissão.

8. No prazo de quatro meses a contar da receção do parecer emitido pela Agência nos termos do ponto 7, a Comissão pode adotar uma decisão em que solicite alterações à decisão conjunta.

9. Se não tiverem adotado uma decisão conjunta dentro do prazo indicado no ponto 4, as autoridades competentes em causa devem informar a Agência e a Comissão do facto no dia do termo do prazo. No prazo de dois meses a contar da receção dessa informação, a Agência deve adotar um parecer com uma proposta que abranja todos os elementos de uma decisão conjunta enumerados no ponto 4 e apresentar esse parecer às autoridades competentes em causa e à Comissão.

10. No prazo de quatro meses a contar da data de receção do parecer emitido pela Agência nos termos do n.º 9, a Comissão deve adotar uma decisão que abranja todos os elementos de uma decisão conjunta enumerados no ponto 4 tendo em conta esse parecer. Se a Comissão solicitar informações adicionais, o período de quatro meses começa a correr a partir da data da receção de todas as informações solicitadas. O referido período pode ser prorrogado por mais dois meses, com o acordo das autoridades competentes em causa.

11. A Comissão, as autoridades competentes e os operadores de redes de transporte devem preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

12. A isenção da obrigação de disponibilizar capacidade bidirecional concedida ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 994/2010 deve permanecer válida até 1 de dezembro de 2018, exceto se a sua validade terminar antes.

ANEXO IV

Modelo para a avaliação dos riscos

O modelo infra deve ser preenchido em língua inglesa.

INFORMAÇÕES GERAIS

– Estados-Membros da região

– Nome das autoridades competentes envolvidas na preparação da presente avaliação dos riscos[2]

1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

1.1. Apresente uma breve descrição da rede de gás regional, que inclua:

(a) Principais valores relativos ao consumo de gás[3]: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e distribuição por tipo de consumidores[4] e picos de procura (total e repartição por categoria de consumidores em hm^3/dia);

(b) Descreva o funcionamento do sistema de gás na região: principais fluxos (entrada/saída/trânsito), capacidade do ponto de entrada/saída da infraestrutura de e para a região e por Estado-Membro, incluindo a taxa de utilização, as instalações de GNL (capacidade diária máxima, taxa de utilização e regime de acesso), etc.. Inclua, na medida em que seja relevante para os Estados-Membros da região, o sistema de gás L;

(c) Repartição das fontes de importação de gás, por país de origem[5];

(d) Descreva o papel das instalações de armazenamento relevantes para a região, incluindo o acesso transfronteiriço:

(1) Capacidade de armazenamento (total e gás útil) em comparação com a procura na estação de aquecimento;

(2) Capacidade de retirada diária máxima a diferentes níveis de enchimento (idealmente com armazenamento completo e níveis de fim de estação);

(e) Descreva o papel da produção interna na região:

(1) Valor da produção no que diz respeito ao consumo anual final de gás;

(2) Capacidade de produção diária máxima;

(f) Descreva o papel do gás na produção de eletricidade (por exemplo, importância, o seu papel como sistema de apoio às fontes de energia renováveis), incluindo capacidades de produção alimentadas a gás (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção), e a cogeração (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção).

---

2 Se esta função tiver sido delegada por uma autoridade competente, indique o nome do(s) organismo(s) participante(s) na preparação da presente avaliação dos riscos em seu nome.

3 Para a primeira avaliação, inclua os dados dos últimos dois anos. Para as atualizações, inclua os dados dos últimos quatro anos.

4 Incluindo os consumidores industriais, a produção de eletricidade, o aquecimento urbano, o setor residencial e de serviços e outros (especifique o tipo de consumidores incluído aqui). Indique também o volume de consumo dos clientes protegidos.

5 Descreva a metodologia aplicada.

1.2. Apresente uma breve descrição da rede de gás por Estado-Membro, incluindo:

(a) Principais valores relativos ao consumo de gás: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e repartição por tipo de consumidores e picos de procura (hm^3/dia);

(b) Descreva o funcionamento da rede de gás a nível nacional, incluindo infraestruturas (na medida em que não estejam abrangidas pelo ponto 1.1., alínea b)). Se aplicável, incluir a rede de gás L;

(c) Identifique as infraestruturas-chave relevantes para a segurança do aprovisionamento;

(d) Repartição das fontes de importação de gás a nível nacional, por país de origem;

(e) Descreva o papel do armazenamento no Estado-Membro, incluindo:

(1) Capacidade de armazenamento (total e gás útil) em comparação com a procura na estação de aquecimento;

(2) Capacidade de retirada diária máxima a diferentes níveis de enchimento (idealmente com armazenamento completo e níveis de fim de estação);

(f) Descreva o papel da produção interna, incluindo:

(1) Valor da produção no que diz respeito ao consumo anual final de gás;

(2) Capacidade de produção diária máxima;

(g) Descreva o papel do gás na produção de eletricidade (por exemplo, importância, o seu papel como sistema de apoio às fontes de energia renováveis), incluindo capacidades de produção alimentadas a gás (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção), e a cogeração (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção).

2. NORMA RELATIVA ÀS INFRAESTRUTURAS (ARTIGO 4.º)

Descreva o modo como é cumprida a norma relativa à infraestrutura, incluindo os principais valores utilizados para a fórmula N-1, opções alternativas para o seu cumprimento (com Estados-Membros vizinhos, medidas do lado da procura) e as atuais capacidades bidirecionais, do seguinte modo:

2.1. A nível regional

Fórmula N-1

(a) Identificação da maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para a região;

(b) Cálculo da fórmula N-1 a nível regional;

(c) Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo valores intermédios utilizados para o seu cálculo (por exemplo, para EP_m, indique a capacidade de todos os pontos de entrada considerados neste parâmetro);

(d) Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas).

2.2. Nível nacional (a descrever por Estado-Membro na região)

(a) Fórmula N-1

(1) Identificação da maior infraestrutura individual de gás;

(2) Cálculo da fórmula N-1 a nível nacional;

(3) Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo valores intermédios utilizados para o seu cálculo (por exemplo, para EP_m, indique a capacidade de todos os pontos de entrada considerados neste parâmetro);

(4) Indique as metodologias utilizadas, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

(5) Explique os resultados do cálculo da fórmula N-1 tendo em conta os níveis de armazenamento a 30 % e 100 % da respetiva capacidade total;

(6) Explique os principais resultados da simulação do cenário N-1 utilizando um modelo hidráulico;

(7) Se assim for decidido pelo Estado-Membro, cálculo da fórmula N-1 utilizando medidas do lado da procura:

– Cálculo da fórmula N-1 de acordo com o ponto 5 do anexo II;

– Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo os valores intermédios utilizados para o seu cálculo (se diferentes dos dados descritos no ponto 2.2., alínea a), subalínea 3));

– Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

– Explique as medidas do lado da procura com base no mercado adotadas/a adotar para compensar uma perturbação do aprovisionamento e o seu impacto previsto (D_{eff}).

(8) Quando acordado pelas autoridades competentes de Estados-Membros vizinhos, cálculo conjunto da norma N-1:

– Cálculo da fórmula N-1 de acordo com o ponto 5 do anexo II;

– Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo os valores intermédios utilizados para o seu cálculo (se diferentes dos dados descritos no ponto 2.2., alínea a), subalínea 3));

– Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

– Explique as modalidades acordadas para assegurar a conformidade com a obrigação N-1.

(b) Capacidade bidirecional

(1) Indique os pontos de interligação equipados com capacidade bidirecional e a capacidade máxima dos fluxos bidirecionais;

(2) Indique as modalidades que regem a utilização dessa capacidade de fluxo bidirecional (por exemplo, capacidade interruptível);

(3) Indique os pontos de interligação para os quais tenha sido concedida uma isenção em conformidade com o artigo 4.º, n.º 4, bem como a duração da isenção e as razões para a sua concessão.

3. IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS

Descreva as fontes de riscos que poderiam ter um impacto negativo na segurança do aprovisionamento de gás no Estado-Membro e/ou região relevante, sua probabilidade e consequências.

Lista não exaustiva dos tipos de fontes de riscos:

Políticos

– Perturbação do aprovisionamento de gás proveniente de países terceiros por diferentes razões

– Instabilidade política (quer no país de origem quer no país de trânsito)

– Guerra / guerra civil (quer no país de origem quer no país de trânsito)

– Terrorismo

Tecnológicos

– Explosões/Incêndios

– Incêndios (no interior de uma determinada instalação)

– Fugas

– Falta de manutenção adequada

– Avaria de equipamentos (falha no arranque, avaria durante o horário de trabalho, etc.)

– Falta de eletricidade (ou de outra fonte de energia)

– Avaria de TIC (falha de *hardware* ou de *software*, Internet, problemas de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA), etc.)

– Ciberataques

– Impacto devido a obras de desaterros (escavações, estacas), trabalhos de preparação do terreno, etc.

Comerciais/de mercado/financeiros

– Acordos com fornecedores de países terceiros

– Litígios comerciais

– Controlo de infraestruturas relevantes para a segurança do aprovisionamento por entidades de países terceiros, o que pode nomeadamente implicar riscos de subinvestimento, diversificação comprometida ou incumprimento do direito da União

– Volatilidade dos preços

– Subinvestimento

– Pico de procura repentino, inesperado

– Outros riscos que possam resultar em subdesempenho estrutural

Sociais

– Greves (em diferentes setores conexos, como o setor do gás, dos portos, dos transportes, etc.)

– Sabotagem

– Vandalismo

– Furto

Naturais

– Sismos

– Deslizamentos de terras

– Inundações (chuvas torrenciais, cheias)

– Tempestades (mar)

– Avalanches

– Condições meteorológicas extremas

– Incêndios (no exterior da instalação, como florestas ou terrenos de pastagem limítrofes, etc.)

3.1. A nível regional

(a) Identifique as fontes de risco relevantes para a região, incluindo a sua probabilidade e impacto, bem como a interação e a correlação dos riscos entre os Estados-Membros, conforme adequado;

(b) Descreva os critérios a utilizar para determinar se o sistema está exposto a riscos elevados /inaceitáveis;

(c) Defina uma lista dos cenários de risco relevantes em conformidade com as fontes de riscos e descreva o modo de seleção;

(d) Indique em que medida foram considerados os cenários elaborados pela REORT para o Gás.

3.2. Nível nacional (conforme relevante)

(a) Identifique as fontes de risco para o Estado-Membro em causa, incluindo a sua probabilidade e impacto;

(b) Descreva os critérios a utilizar para determinar se o sistema está exposto a riscos elevados /inaceitáveis;

(c) Defina uma lista dos cenários de risco relevantes em conformidade com as fontes de riscos e suas probabilidades e descreva o modo de seleção.

4. ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS RISCOS

Analise o conjunto dos cenários de risco relevantes identificados no ponto 3. A simulação de cenários de risco inclui as medidas de segurança do aprovisionamento, nomeadamente a norma N-1 e a norma de aprovisionamento. Cenário por risco:

(a) Descreva pormenorizadamente o cenário de risco, incluindo todos os pressupostos e, se aplicável, as metodologias subjacentes ao seu cálculo;

(b) Descreva pormenorizadamente os resultados das simulações efetuadas, incluindo a quantificação dos impactos (por exemplo, volumes de gás não entregue, impactos socioeconómicos, impactos no aquecimento urbano, impactos na produção de eletricidade).

5. CONCLUSÕES

Descreva os principais resultados da avaliação dos riscos, incluindo a identificação dos cenários de risco que requerem medidas adicionais.

ANEXO V

Modelos para os planos

Os modelos infra devem ser preenchidos em língua inglesa.

Modelo de plano preventivo de ação

INFORMAÇÕES GERAIS

– Estados-Membros da região

– Nome das autoridades competentes envolvidas na preparação do presente plano[6]

1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

1.1. Apresente uma breve descrição da rede de gás regional, que inclua:

(a) Principais valores relativos ao consumo de gás[7]: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e distribuição por tipo de consumidores[8] e picos de procura (total e repartição por categoria de consumidores em hm^3/dia);

(b) Descreva o funcionamento do sistema de gás na região: principais fluxos (entrada/saída/trânsito), capacidade do ponto de entrada/de saída da infraestrutura de e para a região e por Estado-Membro, incluindo a taxa de utilização, as instalações de GNL (capacidade diária máxima, taxa de utilização e regime de acesso),etc.. Inclua, na medida em que seja relevante para os Estados-Membros da região, o sistema de gás L;

(c) Repartição das fontes de importação de gás, por país de origem[9];

(d) Descreva o papel das instalações de armazenamento relevantes para a região, incluindo o acesso transfronteiriço:

(1) Capacidade de armazenamento (total e gás útil) em comparação com a procura na estação de aquecimento;

(2) Capacidade de retirada diária máxima a diferentes níveis de enchimento (idealmente com armazenamento completo e níveis de fim de estação);

(e) Descreva o papel da produção interna na região:

(1) Valor da produção no que diz respeito ao consumo anual final de gás;

(2) Capacidade de produção diária máxima;

(f) Descreva o papel do gás na produção de eletricidade (por exemplo, importância, o seu papel como sistema de apoio às fontes de energia renováveis), incluindo capacidades de produção alimentadas a gás (total em

---

6 Se esta função tiver sido delegada por uma autoridade competente, indique o nome do(s) organismo(s) participante(s) na preparação do presente plano em seu nome.

7 Para o primeiro plano, inclua os dados dos últimos dois anos. Para as atualizações, inclua os dados dos últimos 4 anos.

8 Incluindo os consumidores industriais, a produção de eletricidade, o aquecimento urbano, o setor residencial e de serviços e outros (especifique o tipo de consumidores aqui incluído).

9 Descreva a metodologia aplicada.

MWe e em percentagem da capacidade total de produção), e a cogeração (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção).

1.2. Apresente uma breve descrição da rede de gás por Estado-Membro, incluindo:

(a) Principais valores relativos ao consumo de gás: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e repartição por tipo de consumidores e picos de procura (hm^3/dia);

(b) Descreva o funcionamento da rede de gás a nível nacional, incluindo infraestruturas (na medida em que não estejam abrangidas pelo ponto 1.1., alínea b)). Se aplicável, incluir a rede de gás L;

(c) Identifique as infraestruturas-chave relevantes para a segurança do aprovisionamento;

(d) Repartição das fontes de importação de gás a nível nacional, por país de origem;

(e) Descreva o papel do armazenamento no Estado-Membro, incluindo:

(1) Capacidade de armazenamento (total e gás útil) em comparação com a procura na estação de aquecimento;

(2) Capacidade de retirada diária máxima a diferentes níveis de enchimento (idealmente com armazenamento completo e níveis de fim de estação);

(f) Descreva o papel da produção interna, incluindo:

(1) Valor da produção no que diz respeito ao consumo anual final de gás;

(2) Capacidade de produção diária máxima;

(g) Descreva o papel do gás na produção de eletricidade (por exemplo, importância, o seu papel como sistema de apoio às fontes de energia renováveis), incluindo capacidades de produção alimentadas a gás (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção), e a cogeração (total em MWe e em percentagem da capacidade total de produção).

2. RESUMO DA AVALIAÇÃO DOS RISCOS

Descreva sucintamente os resultados da avaliação dos riscos efetuada em conformidade com o artigo 6.º, incluindo:

(a) Lista dos cenários avaliados e breve descrição dos pressupostos aplicados em cada um deles, bem como os riscos/deficiências identificados;

(b) Principais conclusões da avaliação dos riscos.

3. NORMA RELATIVA ÀS INFRAESTRUTURAS (ARTIGO 4.º)

Descreva o modo como é cumprida a norma relativa às infraestruturas, incluindo os principais valores utilizados para a fórmula N-1, opções alternativas para o seu cumprimento (com Estados-Membros vizinhos, medidas do lado da procura) e as atuais capacidades bidirecionais, do seguinte modo:

3.1. A nível regional

Fórmula N-1

(a) Identificação da maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para a região;

(b) Cálculo da fórmula N-1 a nível regional;

(c) Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo valores intermédios utilizados para o seu cálculo (por exemplo, para EP_m, indique a capacidade de todos os pontos de entrada considerados neste parâmetro);

(d) Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas).

3.2. Nível nacional

(a) Fórmula N-1

(1) Identificação da maior infraestrutura individual de gás;

(2) Cálculo da fórmula N-1 a nível nacional;

(3) Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo valores intermédios utilizados para o seu cálculo (por exemplo, para EP_m, indique a capacidade de todos os pontos de entrada considerados neste parâmetro);

(4) Indique as metodologias utilizadas, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

(5) Se assim for decidido pelo Estado-Membro, cálculo da fórmula N-1 utilizando medidas do lado da procura:

– Cálculo da fórmula N-1 de acordo com o ponto 5 do anexo II;

– Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo os valores intermédios utilizados para o seu cálculo (se diferentes dos dados descritos no ponto 3.2., alínea a), subalínea 3));

– Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

– Explique as medidas do lado da procura com base no mercado adotadas/a adotar para compensar uma perturbação do aprovisionamento e o seu impacto esperado (D_{eff}).

(6) Quando acordado pelas autoridades competentes dos Estados-Membros vizinhos, cálculo conjunto da norma N-1:

– Cálculo da fórmula N-1 de acordo com o ponto 5 do anexo II;

– Descrição dos valores utilizados para todos os elementos da fórmula, incluindo os valores intermédios utilizados para o seu

cálculo (se diferentes dos dados descritos no ponto 3.2., alínea a), subalínea 3));

– Indique as metodologias e pressupostos utilizados, se tal for o caso, para o cálculo dos parâmetros da fórmula (por exemplo, D_{max}) (ver os anexos para explicações pormenorizadas);

– Explique as modalidades acordadas para assegurar a conformidade com a obrigação N-1;

(b) Capacidade bidirecional

(1) Indique os pontos de interligação equipados com capacidade bidirecional e a capacidade máxima dos fluxos bidirecionais;

(2) Indique as modalidades que regem a utilização dessa capacidade de fluxo bidirecional (por exemplo, capacidade interruptível);

(3) Indique os pontos de interligação para os quais tenha sido concedida uma isenção em conformidade com o artigo 4.º, n.º 4, bem como a duração da isenção e as razões para a sua concessão.

4. CONFORMIDADE COM A NORMA DE APROVISIONAMENTO (ARTIGO 5.º)

Descreva, por Estado-Membro, as medidas adotadas com vista à conformidade com a norma de aprovisionamento, bem como com uma norma de reforço do aprovisionamento ou com uma obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás:

(a) Definição de clientes protegidos aplicada, incluindo categorias de consumidores abrangidos e o seu consumo anual de gás (por categoria, valor líquido e percentagem do consumo nacional final de gás);

(b) Volumes de gás necessários para o cumprimento da norma de aprovisionamento de acordo com os cenários descritos no artigo 5.º, n.º 1, primeiro parágrafo;

(c) Capacidade necessária para o cumprimento da norma de aprovisionamento de acordo com os cenários descritos no artigo 5.º, n.º 1, primeiro parágrafo;

(d) Medida(s) em vigor para cumprimento da norma de aprovisionamento:

(1) Descrição da(s) medida(s);

(2) Destinatários;

(3) Caso exista, descreva o sistema de monitorização *ex ante* para o cumprimento da norma de aprovisionamento;

(4) Regime de sanções, se aplicável;

(5) Descreva, para cada medida:

– o impacto económico, a eficácia e a eficiência da medida;

– o impacto da medida no ambiente ;

– o impacto das medidas nos consumidores;

(6) Caso sejam aplicadas medidas não baseadas no mercado (por medida):

– Justifique a necessidade da medida (ou seja, por que motivo a segurança do aprovisionamento não pode ser obtida apenas através de medidas baseadas no mercado);

– Justifique a proporcionalidade da medida (ou seja, por que motivo a medida não baseada no mercado é o meio menos restritivo para atingir o efeito pretendido);

– Apresente uma análise dos impactos de tal medida:

(a) Na segurança do aprovisionamento de outro Estado-Membro;

(b) No mercado nacional;

(c) No mercado interno.

(7) No caso de medidas introduzidas após [*OP: Inserir a data de entrada em vigor do presente regulamento*], indique uma ligação Internet para a avaliação pública do impacto da(s) medida(s) efetuada em conformidade com o artigo 8.º, n.º 4;

(e) Quando aplicável, descreva a norma de reforço do aprovisionamento ou a obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás:

(1) Descrição da(s) medida(s);

(2) Justifique a necessidade da medida (ou seja, por que motivo a norma de aprovisionamento tem de ser aumentada e, no caso de medidas não baseadas no mercado, por que motivo a segurança do aprovisionamento não pode ser obtida apenas através de medidas baseadas no mercado);

(3) Justifique a proporcionalidade da medida (ou seja, por que razão uma norma de reforço do aprovisionamento ou uma obrigação adicional é o meio menos restritivo para atingir o efeito pretendido e, caso sejam aplicadas medidas não baseadas no mercado, por que razão a medida não baseada no mercado é o meio menos restritivo para atingir o efeito pretendido);

(4) Destinatários;

(5) Capacidades e volumes de gás em causa;

(6) Mecanismo de redução para os valores habituais, num espírito de solidariedade e em conformidade com o artigo 12.º.;

(7) Indique o modo como esta medida cumpre as condições estabelecidas no artigo 5.º, n.º 2.

5. MEDIDAS PREVENTIVAS

Descreva as medidas preventivas adotadas ou a adotar, incluindo as relativas ao gás L:

(a) Descreva cada uma das medidas preventivas adotadas, por risco identificado, de acordo com a avaliação dos riscos, incluindo uma descrição dos seguintes elementos:

(1) sua dimensão nacional ou regional;

(2) seu impacto económico, eficácia e eficiência;

(3) seu impacto no ambiente ;

(4) seu impacto nos consumidores;

Quando adequado, incluindo:

– Medidas destinadas a reforçar as interligações entre Estados-Membros vizinhos;

– Medidas para diversificar as vias e fontes de aprovisionamento de gás;

– Medidas para proteger as infraestruturas essenciais relevantes para fins de segurança do aprovisionamento no que se refere ao controlo por entidades de países terceiros (incluindo, quando relevante, legislação geral ou setorial de exame de investimentos, direitos especiais para determinados acionistas, etc.);

(b) Descreva outras medidas adotadas por outros motivos que não sejam a avaliação dos riscos, mas com um impacto positivo na segurança do aprovisionamento da região/Estado-Membro;

(c) Caso sejam aplicadas medidas não baseadas no mercado (por medida):

(1) Justifique a necessidade da medida (ou seja, por que motivo a segurança do aprovisionamento não pode ser obtida apenas através de medidas baseadas no mercado);

(2) Justifique a proporcionalidade da medida (ou seja, por que motivo a medida não baseada no mercado é o meio menos restritivo para atingir o efeito pretendido)

(3) Apresente uma análise dos impactos de tal medida:

– Justifique a necessidade da medida (ou seja, por que motivo a segurança do aprovisionamento não pode ser obtida apenas através de medidas baseadas no mercado);

– Justifique a proporcionalidade da medida (ou seja, por que motivo a medida não baseada no mercado é o meio menos restritivo para atingir o efeito pretendido);

– Apresente uma análise dos impactos de tal medida:

(a) Na segurança do aprovisionamento de outro Estado-Membro;

(b) No mercado nacional;

(c) No mercado interno;

(d) Explique a que nível foram consideradas medidas relativas à eficiência, incluindo medidas do lado da procura, com vista a reforçar a segurança do aprovisionamento;

(e) Explique em que medida as fontes de energia renováveis têm sido consideradas como um fator de reforço da segurança do aprovisionamento.

6. OUTRAS MEDIDAS E OBRIGAÇÕES (POR EXEMPLO, RELATIVAS À SEGURANÇA DO FUNCIONAMENTO DA REDE)

Descreva outras medidas e obrigações impostas às empresas de gás natural e a outros organismos relevantes suscetíveis de ter um impacto na segurança do aprovisionamento de gás, como obrigações ligadas à segurança do funcionamento da rede, incluindo quem seria afetado por esta obrigação, bem como os volumes de gás abrangidos. Explique com precisão quando e como seriam aplicadas essas medidas.

7. PROJETOS DE INFRAESTRUTURAS

(a) Descreva futuros projetos de infraestruturas, nomeadamente projetos de interesse comum na região, incluindo um calendário previsto para a sua implantação, capacidades e impacto estimado na segurança do aprovisionamento de gás na região;

(b) Indique o modo como os projetos de infraestruturas têm em conta o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala da União elaborado pela REORT para o Gás nos termos do artigo 8.º, n.º 10, do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

8. OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO RELACIONADAS COM A SEGURANÇA DO APROVISIONAMENTO

Indique as atuais obrigações de serviço público relacionadas com a segurança do aprovisionamento e descreva-as sucintamente (consulte os anexos para informações mais pormenorizadas). Explique claramente quem tem de cumprir essas obrigações e como. Quando aplicável, descreva como e quando seriam ativadas essas obrigações de serviço público.

9. MECANISMOS DESENVOLVIDOS PARA A COOPERAÇÃO

(a) Descreva os mecanismos utilizados para a cooperação entre os Estados-Membros na região, incluindo para fins de preparação e execução deste plano preventivo de ação, do plano de emergência e do artigo 12.º;

(b) Descreva os mecanismos utilizados para a cooperação com outros Estados-Membros fora da região na elaboração e adoção das disposições necessárias para a aplicação do artigo 12.º.

10. CONSULTA DAS PARTES INTERESSADAS

Em conformidade com o artigo 7.º, n.º 1, descreva os mecanismos utilizados para as consultas realizadas, e respetivos resultados, para fins de elaboração deste plano, bem como do plano de emergência, com:

(a) Empresas de gás;

(b) Organizações representantes dos interesses dos agregados familiares;

(c) Organizações relevantes representantes dos interesses dos consumidores industriais de gás, incluindo os produtores de eletricidade;

(d) Autoridade reguladora nacional.

11. ESPECIFICIDADES NACIONAIS

Indique eventuais circunstâncias e medidas nacionais relevantes para a segurança do aprovisionamento não abrangidas nas secções anteriores deste plano, nomeadamente para o aprovisionamento de gás L, caso o gás L não seja relevante a nível regional.

Modelo de plano de emergência

INFORMAÇÕES GERAIS

– Estados-Membros da região

– Nome das autoridades competentes envolvidas na preparação do presente plano[10]

1. DEFINIÇÃO DE NÍVEIS DE CRISE

(a) Indique, para cada Estado-Membro, o organismo responsável pela declaração de cada nível de crise e os procedimentos a seguir em cada caso para tais declarações;

(b) Quando existirem, inclua aqui os indicadores ou os parâmetros utilizados para determinar se um acontecimento é suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento e para decidir sobre a declaração de um determinado nível de crise.

2. MEDIDAS A ADOTAR POR NÍVEL DE CRISE[11]

2.1. Alerta precoce

(a) Descreva as medidas a aplicar nesta fase, indicando, por medida:

(1) Breve descrição das medidas e principais intervenientes;

(2) Descreva o procedimento a seguir, se aplicável;

(3) Indique a contribuição previsível da medida para resposta aos impactos de qualquer acontecimento ou para fins de preparação antes da sua ocorrência;

(4) Descreva os fluxos de informação entre os intervenientes envolvidos.

2.2. Nível de Alerta

(a) Descreva as medidas a aplicar nesta fase, indicando, por medida:

(1) Breve descrição das medidas e principais intervenientes

(2) Descreva o procedimento a seguir, se aplicável

(3) Indique a contribuição previsível da medida para enfrentar a situação no nível de alerta

(4) Descreva os fluxos de informação entre os intervenientes envolvidos

(b) Descreva as obrigações em matéria de comunicação de informações impostas às empresas de gás natural ao nível de alerta

2.3. Nível de emergência

(a) Elabore uma lista de ações predefinidas, tanto do lado da oferta como do lado da procura, para disponibilizar gás em caso de emergência, incluindo acordos

---

10 Se esta função tiver sido delegada por uma autoridade competente, indique o nome do(s) organismo(s) participante(s) na preparação deste plano em seu nome.

11 Inclua medidas regionais e nacionais

comerciais entre as partes envolvidas nessas ações e os mecanismos de compensação para as empresas de gás natural, quando adequado;

(b) Descreva as medidas baseadas no mercado a aplicar nesta fase, indicando, por medida:

(1) Breve descrição da medida e principais intervenientes;

(2) Descreva o procedimento a seguir;

(3) Indique a contribuição previsível da medida para atenuar a situação ao nível de emergência;

(4) Descreva os fluxos de informação entre os intervenientes envolvidos;

(c) Descreva as medidas não baseadas no mercado planeadas ou a implementar para o nível de emergência, indicando, por medida:

(1) Breve descrição da medida e principais intervenientes;

(2) Apresente uma avaliação da necessidade dessa medida para responder a uma crise, incluindo o seu grau de utilização;

(3) Descreva em pormenor o procedimento de aplicação da medida (por exemplo, o que ativaria a aplicação dessa medida, quem tomaria a decisão);

(4) Indique a contribuição previsível da medida para atenuar a situação ao nível de emergência como um complemento às medidas baseadas no mercado;

(5) Avalie outros efeitos da medida;

(6) Justifique a conformidade da medida com as condições estabelecidas no artigo 10.º, n.º 4;

(7) Descreva os fluxos de informação entre os intervenientes envolvidos;

(d) Descreva as obrigações em matéria de comunicação de informações impostas às empresas de gás natural.

3. MEDIDAS ESPECÍFICAS PARA A ELETRICIDADE E O AQUECIMENTO URBANO

(a) Aquecimento urbano:

(1) Indique sucintamente o provável impacto de uma perturbação do aprovisionamento no setor do aquecimento urbano;

(2) Indique medidas e ações a empreender para atenuar o potencial impacto de uma perturbação do aprovisionamento de gás no setor do aquecimento urbano. Em alternativa, indique por que razão não é adequada a adoção de medidas específicas;

(b) Aprovisionamento de eletricidade produzida a partir do gás:

(1) Indique sucintamente o provável impacto de uma perturbação do aprovisionamento no setor da eletricidade;

(2) Indique medidas e ações a empreender para atenuar o potencial impacto de uma perturbação do aprovisionamento de gás no setor da eletricidade. Em alternativa, indique por que razão não é adequada a adoção de medidas específicas;

(3) Indique os mecanismos/disposições existentes que visam assegurar uma coordenação adequada, incluindo o intercâmbio de informações entre os principais intervenientes nos setores do gás e da eletricidade, nomeadamente os operadores de redes de transporte a diferentes níveis de crise.

4. GESTOR OU CÉLULA DE CRISE

Indique o gestor ou a célula de crise e defina o seu papel.

5. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES DOS DIFERENTES INTERVENIENTES

(a) Defina, por nível de crise, os papéis e responsabilidades, incluindo interações com as autoridades competentes e, quando adequado, com a autoridade reguladora nacional, de:

(1) Empresas de gás natural;

(2) Consumidores industriais;

(3) Produtores de eletricidade relevantes;

(b) Defina, por nível de crise, o papel e as responsabilidades das autoridades competentes e dos organismos nos quais tenham sido delegadas funções.

6. MECANISMOS DE COOPERAÇÃO

(a) Descreva os mecanismos existentes que permitem a cooperação na região e asseguram a devida coordenação para cada nível de crise. Descreva, na medida em que existam e não tenham sido abrangidos no ponto 2, os procedimentos de tomada de decisões para uma reação adequada a nível regional em cada nível de crise;

(b) Descreva os mecanismos existentes que permitam a cooperação com outros Estados fora da região e a coordenação de ações em cada nível de crise.

7. SOLIDARIEDADE ENTRE ESTADOS-MEMBROS

(a) Descreva as modalidades acordadas entre os Estados-Membros na região para garantir a aplicação do princípio da solidariedade a que se refere o artigo 12.º;

(b) Descreva as modalidades acordadas entre os Estados-Membros na região e os Estados-Membros de outras regiões para garantir a aplicação do princípio da solidariedade a que se refere o artigo 12.º.

8. MEDIDAS RELATIVAS AO CONSUMO INDEVIDO POR PARTE DE CLIENTES NÃO PROTEGIDOS

Descreva as medidas existentes para prevenir o consumo, por clientes não protegidos, do aprovisionamento de gás destinado aos clientes protegidos durante uma emergência. Indique a natureza da medida (administrativa, técnica, etc.), os principais intervenientes e os procedimentos a seguir.

9. EXERCÍCIOS DE PREPARAÇÃO PARA EMERGÊNCIAS

(a) Indique o calendário previsto para as simulações de resposta em tempo real a situações de emergência;

(b) Indique os intervenientes envolvidos, os procedimentos e os cenários concretos de impacto médio e elevado simulados.

Para as atualizações do plano de emergência: descreva sucintamente os testes realizados desde a apresentação do último plano de emergência e os principais resultados. Indique quais foram as medidas adotadas em resultado desses testes.

ANEXO VI

Análise pelos pares dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência

1. Cada plano preventivo de ação notificado e o plano de emergência devem ser objeto de uma análise pelos pares por uma equipa de análise pelos pares.

2. Deve ser criada uma equipa de análise pelos pares por região. Cada equipa de análise pelos pares é composta por um número máximo de cinco autoridades competentes e pela REORT para o Gás, sendo cada uma representada por uma pessoa e, na qualidade de observador, pela Comissão. A Comissão deve selecionar os representantes das autoridades competentes e da REORT para o Gás para as equipas de análise pelos pares tendo em conta o equilíbrio geográfico e incluindo pelo menos uma autoridade competente de um Estado-Membro vizinho. Os membros da equipa de análise pelos pares não devem pertencer a qualquer autoridade competente ou outros organismos ou associações que participaram na preparação dos planos que são objeto da análise pelos pares.

3. A Comissão deve informar a equipa de análise pelos pares da notificação dos planos. No prazo de dois meses a contar da data da informação, a respetiva equipa de análise pelos pares deve elaborar e apresentar um relatório à Comissão. Antes da apresentação do relatório, a equipa de análise pelos pares deve debater o plano preventivo de ação e o plano de emergência, pelo menos uma vez, com as autoridades competentes que elaboraram os planos. A Comissão deve publicar o relatório.

4. Tendo em conta o relatório de análise pelos pares, o Grupo de Coordenação do Gás deve debater os planos preventivos de ação e os planos de emergência com vista a assegurar a coerência entre as diferentes regiões e a União no seu conjunto.

ANEXO VII

Lista de medidas não baseadas no mercado para a segurança do aprovisionamento de gás

Ao elaborar o plano preventivo de ação e o plano de emergência, a autoridade competente deve considerar o contributo da seguinte lista indicativa e não exaustiva de medidas apenas em caso de emergência:

Medidas do lado da oferta:

- Utilização da reserva estratégica de gás;
- Utilização obrigatória de reservas de combustíveis alternativos (por exemplo, nos termos da Diretiva 2009/119/CE do Conselho[12]);
- Utilização obrigatória de eletricidade produzida a partir de outras fontes que não o gás;
- Aumento obrigatório dos níveis de produção de gás;
- Retirada obrigatória do armazenamento.

Medidas do lado da procura:

- Várias medidas de redução obrigatória da procura, incluindo:
  - substituição obrigatória de combustível;
  - utilização obrigatória de contratos interruptíveis, sempre que não sejam plenamente utilizados como parte das medidas de mercado;
  - redução obrigatória dos consumos contratados.

[12] Diretiva 2009/119/CE do Conselho, de 14 de setembro de 2009, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos (JO L 265 de 9.10.2009, p. 9).

ANEXO VIII

Quadro de correspondência

Regulamento (UE) n.º 994/2010	Presente regulamento
Artigo 1.º	Artigo 1.º
Artigo 2.º	Artigo 2.º
Artigo 3.º	Artigo 3.º
Artigo 6.º	Artigo 4.º
Artigo 8.º	Artigo 5.º
Artigo 9.º	Artigo 6.º
Artigo 4.º	Artigo 7.º
Artigo 5.º	Artigo 8.º
Artigo 10.º	Artigo 9.º
Artigo 10.º	Artigo 10.º
Artigo 11.º	Artigo 11.º
-	Artigo 12.º
Artigo 13.º	Artigo 13.º
Artigo 12.º	Artigo 14.º
-	Artigo 15.º
Artigo 14.º	Artigo 16.º
-	Artigo 17.º
-	Artigo 18.º
Artigo 16.º	Artigo 19.º
Artigo 15.º	Artigo 20.º
Artigo 17.º	Artigo 21.º
Anexo I	Anexo II
Artigo 7.º	Anexo III
Anexo IV	Anexo I

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