

Edite Azevedo

De: Comissão 4ª - CAE XIII <4CAE@ar.parlamento.pt>
Enviado: 4 de março de 2016 17:05
Para: Assuntos Parlamentares
Cc: João Filipe; Sara Pereira; Teresa Meneses
Assunto: Iniciativa selecionada com prazo - Envio para elaboração de relatório [COM(2016)52]
Anexos: 1_PT_letter.pdf; COM_2016_52_EN_ACTE2_f.pdf; COM_2016_52_EN_ACTE_f.docx; COM_2016_52_EN_ACTE_f.pdf; COM_2016_52_EN_ACTE2_f.docx; COM_2016_52_FR_ACTE2_f.docx; COM_2016_52_FR_ACTE_f.pdf; COM_2016_52_FR_ACTE_f.docx; COM_2016_52_FR_ACTE2_f.pdf; SWD_2016_25_EN_DOCUMENTDETRAVAIL_f.docx; SWD_2016_25_EN_DOCUMENTDETRAVAIL_f.pdf; SWD_2016_26_EN_DOCUMENTDETRAVAIL_f.pdf; SWD_2016_26_EN_DOCUMENTDETRAVAIL_f.docx

Excelentíssima Senhora Presidente da
Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores,

A Comissão de Assuntos Europeus recebeu, no dia 2 de março, a iniciativa 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, [COM(2016)52]+SWD(2016)25] e [SWD(2016)26].

Tratando-se de uma iniciativa selecionada para escrutínio pela Comissão a que V. Exa preside, no âmbito do Programa de Trabalho da Comissão Europeia para 2015 e que consta da Resolução da Assembleia da República n.º 52/2015, de 15 de maio, junto envio a mesma para análise e elaboração de relatório, no qual devem ser abordadas as questões de substância da iniciativa e, sobretudo, as implicações que a mesma tenha para Portugal, bem como se o objeto da iniciativa recai no âmbito de matérias da competência legislativa reservada da Assembleia da República.

A base jurídica da iniciativa e a observância dos princípios da subsidiariedade e da proporcionalidade podem ser objeto de análise por essa Comissão, sem prejuízo das competências específicas da CAE nesta matéria.

As conclusões devem discriminar, separadamente, as questões suscitadas quanto à substância e quanto à observância dos princípios da subsidiariedade e da proporcionalidade, caso existam.

Por esta iniciativa constituir uma proposta de ato legislativo e para efeitos de análise da conformidade com o princípio da subsidiariedade, nos termos do Protocolo n.º 2 anexo ao Tratado de Lisboa, o prazo de 8 semanas começa a contar no dia 2 de março de 2016 conforme carta da Comissão Europeia, que se anexa.

Solicito, assim, a melhor cooperação por parte de V. Exa, agradecendo que seja dado conhecimento do Relator nomeado à Equipa de apoio à CAE e que o relatório dessa Comissão nos seja enviado até 5 de abril de 2016.

A Equipa de apoio à CAE encontra-se disponível para qualquer esclarecimento e toda a colaboração.

Com os meus melhores cumprimentos,

Regina Bastos
Presidente da Comissão de Assuntos Europeus

1

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	
ARQUIVO	
Entrada: 690	Proc. n.º 02.08
Data: 016 / 03 / 04	N.º 234 X



COMISSÃO EUROPEIA
SECRETARIADO-GERAL

Bruxelas, 2.3.2016
SG-Greffe(2016) D/ 2775

Assembleia da República
Palácio de S. Bento
P-1249-068 Lisboa

Transmissão nos termos do Protocolo (n.º 2) do Tratado da União Europeia e do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia relativo à aplicação dos princípios da subsidiariedade e da proporcionalidade

Assunto: COM(2016) 52 final, 16.2.2016

A Comissão informa que todas as versões linguísticas do projecto de acto legislativo mencionado em epígrafe foram transmitidas aos parlamentos nacionais e às câmaras dos parlamentos nacionais dos Estados-Membros.

A presente carta dá início ao procedimento previsto no Protocolo (n.º 2) relativo à aplicação dos princípios da subsidiariedade e da proporcionalidade.

No prazo de oito semanas¹ a contar da data da presente carta, pode ser dirigido aos Presidentes do Parlamento Europeu, do Conselho e da Comissão um parecer fundamentado expondo as razões pelas quais consideram que o projecto em questão não obedece ao princípio da subsidiariedade.

Pelo Secretário-Geral,

Jordi AYET PUIGARNAU
Director

¹ O período compreendido entre 1 e 31 de Agosto não é incluído no cálculo do período de oito semanas.



Bruxelas, 16.2.2016
COM(2016) 52 final

2016/0030 (COD)

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**

(Texto relevante para efeitos do EEE)

{SWD(2016) 25 final}

{SWD(2016) 26 final}

EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS

1. CONTEXTO DA PROPOSTA

• Justificação e objetivos da proposta

O objetivo do projeto de regulamento é assegurar que todos os Estados-Membros estabeleçam instrumentos adequados para se prepararem para situações de escassez de gás decorrentes de uma perturbação no aprovisionamento ou de uma procura excepcionalmente elevada, bem como para a gestão dos respetivos efeitos. Há três níveis de responsabilidade pela segurança do aprovisionamento de gás. Cabe às empresas de gás natural, sujeitas aos mecanismos de mercado, a principal responsabilidade pelo aprovisionamento de gás. Em caso de falha do mercado num determinado Estado-Membro, as autoridades competentes desse Estado-Membro e dos Estados-Membros da região são responsáveis pela adoção das medidas adequadas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos. A um outro nível, a Comissão Europeia assegura a coordenação geral e vela por que as medidas tomadas sejam coerentes entre si.

Para atingir este objetivo, o projeto de regulamento propõe uma maior coordenação regional, com determinados princípios e normas estabelecidos a nível da UE. A abordagem proposta é que os Estados-Membros deveriam cooperar estreitamente no âmbito das respetivas regiões ao procederem às avaliações regionais dos riscos. A fim de assegurar a coerência a nível da UE, as avaliações regionais dos riscos serão realizadas com base numa simulação à escala da UE, com normas comuns e um cenário específico. Os riscos identificados nas avaliações regionais dos riscos serão abordados nos planos preventivos de ação e nos planos de emergência regionais, que serão objeto de análise pelos pares e aprovados pela Comissão.

A fim de assegurar que as avaliações dos riscos e os planos são suficientemente abrangentes e coerentes entre si, o regulamento estabelece modelos obrigatórios que enumeram os aspetos que devem ser tidos em conta quando da realização da avaliação dos riscos e da elaboração dos planos. A cooperação regional deve ser melhorada, uma vez que uma perturbação do aprovisionamento de gás pode facilmente afetar vários Estados-Membros ao mesmo tempo. As avaliações dos riscos e os planos nacionais não são a forma mais adequada para enfrentar este tipo de situações.

O regulamento melhora também a aplicação da norma de aprovisionamento dos clientes protegidos (principalmente agregados familiares) e a norma relativa às infraestruturas (possibilidade de fornecer gás mesmo quando a maior infraestrutura individual não está disponível). Permite a disponibilização de capacidade bidirecional permanente. Por último, propõe a introdução de medidas adicionais de transparência relativas a contratos de fornecimento de gás, uma vez que esses contratos podem afetar a segurança do aprovisionamento na UE.

Cinco anos após a adoção do Regulamento n.º 994/2010, a segurança do aprovisionamento de gás continua a ser um tema de grande atualidade dadas as tensões existentes entre a Ucrânia e a Rússia. Estão a ser envidados esforços a nível nacional e da UE para reforçar a segurança do aprovisionamento de gás no inverno de 2015/2016 e mais além.

O reforço da cooperação regional entre os Estados-Membros não implica a criação de novas estruturas institucionais.

- **Coerência com as disposições vigentes da política neste domínio**

Os principais documentos de orientação política relevantes para a segurança do aprovisionamento são os seguintes:

1. Estratégia Europeia de Segurança Energética¹
2. Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro²

A proposta de regulamento implementa as propostas políticas apresentadas na Estratégia para a União da Energia e na Estratégia de Segurança Energética.

- **Coerência com outras políticas da União Europeia**

A proposta contribui para a legislação relativa ao mercado interno da energia ao dar prioridade às medidas baseadas no mercado.

2. BASE JURÍDICA, SUBSIDIARIEDADE E PROPORCIONALIDADE

- **Base jurídica**

O projeto de regulamento propõe medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás na União Europeia. Por conseguinte, a base jurídica do presente regulamento é o artigo 194.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE).

- **Subsidiariedade (no caso de competência não exclusiva)**

A ação da UE está enquadrada pelo artigo 194.º do TFUE, que reconhece a necessidade de um certo nível de coordenação, transparência e cooperação no que diz respeito às políticas dos Estados-Membros da UE em matéria de segurança do aprovisionamento, com vista a assegurar o bom funcionamento do mercado da energia e a segurança do aprovisionamento de gás na União Europeia.

A crescente interligação dos mercados de gás da UE e a «abordagem de corredor»³ com vista a permitir fluxos bidirecionais nas interligações de gás exigem medidas coordenadas. Sem essa coordenação, as medidas nacionais em matéria de segurança do aprovisionamento são suscetíveis de afetar negativamente outros Estados-Membros ou a segurança do aprovisionamento a nível da UE. O risco de uma grande perturbação no aprovisionamento de gás à UE não está limitado por fronteiras nacionais e poderia afetar vários Estados-Membros, quer direta quer indiretamente. Situações como a vaga de frio de 2012 e o teste de esforço de 2014 demonstraram a importância vital de uma ação coordenada e da solidariedade. A necessidade de ação da UE é evidente, visto estar comprovado que as abordagens nacionais têm como consequência medidas subotimizadas e o agravamento do impacto de uma crise. Uma medida tomada num país pode provocar uma escassez de gás em países vizinhos. Por exemplo, as restrições impostas pela Bulgária em fevereiro de 2012 relativas à exportação de eletricidade afetaram negativamente os setores do gás e da eletricidade na Grécia.

¹ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho, COM(2014) 330 final.

² Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento, COM(2015) 80 final.

³ Por abordagem de corredor entende-se que todos os Estados-Membros ao longo de um gasoduto de transporte devem avaliar todos os potenciais benefícios para além das suas fronteiras de uma permanente inversão do fluxo de gás num gasoduto.

Até à data, não foi feito o suficiente para explorar o potencial de medidas mais eficientes e menos onerosas mediante a cooperação regional, o que tem consequências negativas para os consumidores da UE. Embora o teste de esforço tenha demonstrado que a existência de mercados funcionais é de importância vital para a segurança do aprovisionamento de gás, demonstrou também que medidas bem coordenadas tomadas pelos Estados-Membros, especialmente em caso de emergência, podem reforçar significativamente a segurança do aprovisionamento. Trata-se não só de uma melhor coordenação das medidas nacionais de atenuação em caso de emergência, mas também de medidas preventivas nacionais, como, por exemplo, propostas para uma melhor coordenação das políticas nacionais de armazenamento ou de GNL, que podem ser estrategicamente importantes em algumas regiões. A cooperação deveria também ser alargada a medidas específicas destinadas a promover a solidariedade entre os Estados-Membros sobre questões ligadas à segurança do aprovisionamento.

Poderia igualmente ser necessária ação a nível da UE em determinadas situações (por exemplo, emergências a nível regional e da UE), em que a segurança do aprovisionamento na UE não pode ser suficientemente garantida pelos Estados-Membros isoladamente e pode, pois, devido à dimensão ou aos esforços da ação, ser melhor alcançada a nível da UE.

- **Proporcionalidade**

O regulamento foi concebido para atingir um nível suficientemente elevado de preparação antes da ocorrência de uma crise e para atenuar o impacto nos clientes de um acontecimento inesperado que implique uma interrupção do aprovisionamento de gás. Para atingir este objetivo, é proposta uma maior coordenação regional, com alguns princípios e normas estabelecidos a nível da UE. A abordagem proposta baseia-se numa estreita cooperação entre Estados-Membros numa determinada região quando da realização de uma avaliação dos riscos a nível regional. A fim de assegurar a coerência em toda a UE, as avaliações regionais dos riscos devem ser realizadas com base numa simulação à escala da UE, com normas comuns e um cenário específico. Os riscos identificados nas avaliações regionais dos riscos serão abordados nos planos preventivos de ação e nos planos de emergência regionais, que serão objeto de análise pelos pares e aprovados pela Comissão.

O projeto de regulamento não propõe uma plena harmonização em que todas as medidas seriam estabelecidas a nível da UE.

É necessária uma maior cooperação regional, com determinadas normas estabelecidas a nível da UE, para abordar de forma adequada as deficiências do atual sistema (avaliação dos riscos e planos nacionais) e que permita a resolução dos problemas a nível regional, sem um caráter desnecessariamente prescritivo. A abordagem proposta no projeto de regulamento é portanto proporcional (ver também a Avaliação de Impacto, pp. 34-46 e p. 50).

- **Escolha do instrumento**

O ato jurídico em vigor neste domínio é o Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva 2004/67/CE do Conselho. O objetivo do ato jurídico proposto é melhorar e reforçar as medidas e procedimentos estabelecidos no regulamento em vigor. Por essa razão foi decidido que o instrumento adequado é um regulamento.

3. RESULTADOS DAS AVALIAÇÕES *EX POST*, DAS CONSULTAS DAS PARTES INTERESSADAS E DAS AVALIAÇÕES DE IMPACTO

- **Avaliações *ex post*/balanços de qualidade da legislação em vigor**

Em conformidade com a obrigação de monitorização prevista no artigo 14.º do Regulamento n.º 994/2010, a Comissão elaborou em 2014⁴ um relatório em que avalia a aplicação do regulamento e eventuais formas de melhorar a segurança. O relatório apresenta uma avaliação pormenorizada dos numerosos instrumentos referidos no regulamento, incidindo na forma como os Estados-Membros os implementaram e no modo como cada um contribuiu para melhorar a segurança do aprovisionamento da UE e o seu grau de preparação.

O referido relatório demonstrou que o regulamento já tinha contribuído muito para melhorar a segurança do aprovisionamento de gás da Europa, tanto em termos de preparação como de atenuação. Os Estados-Membros estão agora mais bem preparados para enfrentar uma crise do aprovisionamento, uma vez que têm a obrigação de efetuar uma avaliação dos riscos completa e, com base nos resultados, elaborar planos preventivos de ação e planos de emergência. Os Estados-Membros aumentaram também o seu nível de proteção devido à necessidade de cumprimento de uma norma relativa ao aprovisionamento e às infraestruturas à escala da UE.

Simultaneamente, o relatório demonstrou que ainda subsistem graves motivos de preocupação no que diz respeito à cooperação entre Estados-Membros (as medidas que tomam predominantemente a nível nacional não são as mais adequadas para enfrentar os problemas de aprovisionamento de gás), à aplicação da norma de aprovisionamento dos clientes protegidos (principalmente os agregados familiares) e à norma relativa às infraestruturas. Além disso, os contratos de fornecimento de gás celebrados entre as empresas de gás natural e os fornecedores de países terceiros não são suficientemente transparentes. Estas deficiências dificultam uma resposta eficaz em momentos de crise.

O teste de esforço realizado no verão de 2014 demonstrou que uma perturbação grave do aprovisionamento de gás proveniente do Leste (ou seja, da Rússia) continuaria a ter um impacto importante em toda a UE. Algumas zonas, sobretudo na Europa Oriental, continuariam a sofrer graves consequências económicas e sociais em caso de escassez de gás. Além disso, a vaga de frio de 2012 provocou um aumento de mais de 50 % nos preços para o dia seguinte do gás no mercado grossista em plataformas europeias, em comparação com os níveis registados antes da vaga de frio. Em Itália, os preços subiram de 38 EUR/MWh para 65 EUR/MWh, enquanto no Reino Unido, Alemanha e Áustria, os preços aumentaram de níveis de 23 EUR/MWh para 38 EUR/MWh⁵.

A situação atual é o resultado de uma variedade de problemas de diferentes magnitudes, incluindo preconceitos comportamentais (abordagem puramente nacional quanto à segurança do aprovisionamento), fatores externos (comportamento dos fornecedores de países terceiros) e questões técnicas (falta de infraestruturas adequadas ou proteção inadequada das infraestruturas).

O regulamento propõe medidas para resolver as deficiências detetadas.

4

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SWD%202014%20325%20Implementation%20of%20the%20Gas%20SoS%20Regulation%20en.pdf>

5

Fonte: Comissão Europeia

- **Consulta das partes interessadas**

A consulta pública das partes interessadas, que decorreu de 15 de janeiro a 8 de abril de 2015, suscitou 106 respostas. Tal significa que pode ser considerada uma consulta muito ampla⁶. Embora a maior parte das respostas provenha do setor privado e de associações de consumidores, de reguladores ou da indústria, foram também recebidas respostas de um número relativamente grande de autoridades do setor público.

A consulta seguiu a dupla estrutura do atual regulamento, que assenta nas vertentes de prevenção e de atenuação. As questões ligadas à prevenção destinavam-se a determinar se havia necessidade de melhorar as disposições jurídicas em vigor. No entanto, também permitiam alguma margem para testar novas ideias, especialmente no que se refere à aplicação de medidas para satisfazer a norma de aprovisionamento. As questões ligadas à atenuação procuraram determinar se os Estados-Membros estavam preparados para gerir uma situação de emergência e, ao fazê-lo, estudar soluções coordenadas eficientes, em lugar de seguir uma abordagem puramente nacional e de recorrer a medidas contraproducentes que afetem os seus vizinhos.

Quanto aos resultados, a maior parte das entidades públicas salientou as deficiências na cooperação entre Estados-Membros, enquanto as associações e empresas privadas insistiram que deveria ser dada prioridade às medidas de mercado para resolver as questões ligadas à segurança do aprovisionamento. A Comissão teve em conta essas opiniões, propondo uma cooperação regional mais estreita e uma prioridade clara a medidas baseadas no mercado para enfrentar os riscos relativos à segurança do aprovisionamento. As opiniões das várias partes interessadas foram igualmente tidas em consideração na avaliação dos impactos das opções políticas nas secções 6 e 7 da Avaliação de Impacto.

- **Obtenção e utilização de competências especializadas**

Na preparação da presente proposta, recorreu-se a consultores externos para diferentes temas. Procedeu-se a um estudo sobre as possíveis medidas de armazenamento subterrâneo de gás e respetivo impacto⁷, bem como sobre o contributo recebido do Centro Comum de Investigação (JRC) de análises para apoiar a Avaliação de Impacto. Um outro estudo de comparação das abordagens para reforço do poder negocial da UE nos mercados de gás natural⁸ contribuiu para a análise de determinadas opções políticas quanto à forma de satisfazer a norma de aprovisionamento (regimes de compras conjuntas).

- **Avaliação de Impacto**

Todas as medidas propostas foram apoiadas pela Avaliação de Impacto.

O Comité de Avaliação de Impacto emitiu um parecer positivo em 16 de dezembro de 2015.

⁶ Ver lista dos respondentes:

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/List%20of%20stakeholders%20FOR%20PUBLICATION%20-%20updated%2018%2006.pdf>

⁷ *Study on the role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply* (Estudo sobre o papel do armazenamento de gás no mercado interno e na garantia da segurança do aprovisionamento), preparado por REF4E, Mercados, E-Bridge para a DG Energia. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/REPORT-Gas%20Storage-20150728.pdf>

⁸ *Economic analysis of costs and benefits of different approaches to enhancing the bargaining power of EU buyers in the wholesale markets of natural gas* (Análise económica dos custos e benefícios das diferentes abordagens com vista a reforçar o poder negocial dos compradores da UE nos mercados grossistas de gás natural). A Comissão publicará o estudo na sua página Internet.

A Avaliação de Impacto examinou quatro opções:

1. Um reforço da aplicação e medidas não vinculativas
2. Uma melhor coordenação e soluções adaptadas
3. Uma melhor coordenação, com alguns princípios/normas estabelecidos a nível da UE
4. Harmonização plena

As opções 1 e 2 não foram escolhidas devido ao seu historial de baixo desempenho em termos de eficácia e de eficiência. Não permitiam fazer o suficiente para melhorar as deficiências do atual sistema, identificadas graças à avaliação *ex post* (relatório elaborado em 2014) e ao teste de esforço realizado no verão de 2014.

A opção 4 inclui algumas abordagens que são mais eficazes que as opções 1 e 2. No entanto, algumas não são mais eficazes do que as disponíveis na opção 3. Além disso, são mais onerosas e algumas podem mesmo ser contraproducentes. Por esse motivo a opção 4 também não foi escolhida.

A proposta final é adotar a opção 3, que contém o conjunto de medidas mais eficaz. É a melhor opção em termos tanto de eficácia como de eficiência. Foram considerados os seguintes efeitos:

1. Custos e impacto nos preços

O impacto global nos custos e preços será muito limitado. Algumas propostas destinam-se a evitar custos desnecessários e a explorar sinergias em medidas que visem melhorar a segurança do aprovisionamento. Tal permitiria reduzir os custos globais do quadro de segurança do aprovisionamento para todos os consumidores. Medidas como as avaliações regionais dos riscos, os planos regionais ou as disposições relativas aos contratos não implicarão um aumento significativo dos custos. Poderiam ter impacto nos encargos administrativos.

Os instrumentos políticos suscetíveis de afetar mais os custos são o aperfeiçoamento dos cálculos N-1 e das obrigações de fluxo bidirecional. Todavia, no que diz respeito à norma N-1, é improvável que o aperfeiçoamento da fórmula faça com que um Estado-Membro conforme passe a não estar conforme, o que obrigaria a um investimento. Mantém-se a possibilidade de adotar medidas do lado da procura a fim de respeitar a norma N-1. Uma norma N-1 aperfeiçoada poderia induzir maiores investimentos, mas tal basear-se-ia numa avaliação do Estado-Membro em causa e numa melhor imagem da situação real em termos de capacidade. Por conseguinte, parece ser uma medida eficaz em termos de custos, tendo em conta os benefícios associados a um melhor diagnóstico do setor com um investimento mínimo (por exemplo, real contribuição do armazenamento graças a uma estimativa mais realista das taxas de retirada em função do nível de gás armazenado). O cálculo hidráulico⁹ também não deveria implicar custos adicionais, uma vez que os operadores de redes de

⁹ O cálculo hidráulico é o resultado de uma simulação segundo um modelo matemático que descreve o transporte de gás numa rede (nacional ou regional) tendo em conta a sua topologia e características físicas. O modelo tem em conta condicionalismos de pressão nos pontos de entrega e os perfis da procura. A simulação do cenário N-1 com um modelo hidráulico permite determinar se o gás disponível na rede está em condições de chegar a todos os pontos de entrega em caso de perturbação da maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás.

transporte (ORT) dispõem dos instrumentos para proceder a essas avaliações. As simulações à escala da UE podem ser efetuadas pela REORT para o Gás no âmbito das perspetivas anuais de aprovisionamento no verão e no inverno previstas no Regulamento (CE) n.º 715/2009. Estas simulações podem ajudar a identificar medidas eficazes em termos de custos para minimizar os efeitos negativos.

2. Impacto nas partes interessadas, em especial nas pequenas e médias empresas

Em termos gerais, a opção 3 deveria trazer benefícios para os participantes no mercado e os consumidores. Uma melhor supervisão das medidas relativas à norma de aprovisionamento permitirá assegurar a conformidade em condições de transparência e com uma boa relação custo-eficácia. Muitas das empresas que responderam à consulta pública indicaram que desejavam uma maior transparência e medidas plenamente justificadas que estivessem sujeitas a análise ou testes periódicos.

As pequenas e médias empresas continuarão a ser «clientes protegidos» se um Estado-Membro assim o decidir, pelo que esta opção não as afetará negativamente. Nesta opção, a principal diferença é que não estarão necessariamente abrangidas pelo **princípio de solidariedade**. Contudo, convém recordar que o objetivo deste princípio é assegurar um aprovisionamento contínuo dos agregados familiares e dos serviços sociais essenciais em situações de emergência. Este mecanismo constitui um último recurso e destina-se a ser utilizado apenas em situações de extrema escassez de gás. Embora o regulamento revisto tenha por finalidade evitar essas situações, devemos todavia estar devidamente preparados.

3. Plena realização do mercado interno

A opção 3 é suscetível de contribuir para um melhor funcionamento do mercado único da energia. As medidas propostas permitirão reduzir significativamente o risco de uma situação em que medidas nacionais destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento provoquem distorções na concorrência ou resultem numa discriminação em detrimento dos não nacionais. Em primeiro lugar, as avaliações de impacto obrigatórias de novas medidas não baseadas no mercado a adotar pelos Estados-Membros deveriam evitar a entrada em vigor de medidas prejudiciais e a sua inclusão nos planos. As medidas em vigor também serão objeto de controlo pelos outros Estados-Membros numa determinada região. Tal deveria contribuir para evitar uma situação em que medidas adotadas num país tenham repercussões negativas em países vizinhos. Em segundo lugar, o processo de análise pelos pares e a supervisão por parte da Comissão deveriam contribuir para identificar e eliminar quaisquer problemas decorrentes de medidas que visam garantir a segurança do aprovisionamento.

• **Adequação e simplificação da legislação**

A proposta resultará num aumento limitado da carga administrativa. Uma das principais fontes de encargos administrativos seria a necessidade de elaborar avaliações regionais dos riscos, bem como planos preventivos de ação e planos de emergência a nível regional. No entanto, uma vez que a opção 3 se baseia na atual consulta pública regional obrigatória sobre os planos e estabelece um quadro mais claro para a cooperação e coordenação regionais orientadas para os resultados, não se verificará um grande aumento dos encargos administrativos. Esta solução é viável tanto do ponto de vista técnico como jurídico, conforme demonstrado pelos planos preventivos de ação conjuntos do Reino Unido e da Irlanda e pelo relatório conjunto elaborado pelos Estados Bálticos e pela Finlândia sobre o teste de esforço de 2014.

Para fins de aplicação dos planos em tempo útil, as responsabilidades e as escalas temporais devem ser claramente definidas. Este objetivo pode ser atingido de diferentes formas. Em

alguns casos, por exemplo, existe um secretariado, enquanto alguns Estados-Membros optaram no passado por uma atribuição rotativa das responsabilidades associadas a um determinado plano. A Comissão está disposta a proporcionar orientações e a facilitar o processo em função das necessidades, tal como fez durante o teste de esforço para os Grupos de Reflexão e no âmbito do Grupo de Reflexão BEMIP para a cooperação regional entre os Estados Bálticos e a Finlândia.

É um facto que a carga administrativa irá aumentar, mesmo se os planos regionais substituïrem os planos nacionais, evitando assim a duplicação de tarefas. Poder-se-ia também argumentar que a obtenção de um acordo sobre os planos a nível regional poderá ser mais morosa e exigir modalidades adicionais. Por essa razão, e a fim de limitar os encargos adicionais, a avaliação regional dos riscos e os planos regionais poderiam ser atualizados de quatro em quatro anos, em lugar de dois em dois anos, como é o caso ao abrigo do regulamento em vigor.

Os planos ao abrigo do presente regulamento deveriam ser coerentes com o planeamento estratégico e os instrumentos de comunicação de informações da União da Energia. No entanto, os planos de emergência e os planos preventivos de ação a elaborar ao abrigo do presente regulamento não são documentos políticos que estabelecem escolhas políticas estratégicas. São de natureza técnica, tendo como objetivo prevenir a ocorrência ou escalada de emergências e atenuar os seus efeitos.

- **Direitos fundamentais**

Não aplicável.

4. INCIDÊNCIA ORÇAMENTAL

A proposta não tem incidência no orçamento da UE.

5. OUTROS ELEMENTOS

- **Planos de execução e mecanismos de acompanhamento, de avaliação e de informação**

A Comissão procederá ao acompanhamento da forma como os Estados-Membros aplicam as alterações introduzidas pelo Regulamento Segurança do Aproveitamento de Gás. Uma maior participação, juntamente com poderes de supervisão e de acompanhamento, deveria assegurar um melhor cumprimento das regras à escala da UE. Quando necessário, a Comissão oferecer-se-á para ajudar os Estados-Membros a proceder às alterações legislativas necessárias, organizando *workshops* com todos os Estados-Membros ou reuniões bilaterais, caso tal lhe seja solicitado. Se necessário, a Comissão dará início ao procedimento previsto no artigo 258.º do TFUE, caso um Estado-Membro não cumpra a sua obrigação de execução e aplicação do direito da União.

A Comissão procederá também permanentemente ao acompanhamento da segurança do aprovisionamento na UE e manterá o Grupo de Coordenação do Gás informado.

- **Documentos explicativos (para as diretivas)**

Não aplicável.

- **Explicação pormenorizada das disposições específicas da proposta**

O regulamento revisto contém os seguintes elementos:

1. Uma melhor cooperação e coordenação regionais, como a abordagem mais eficaz em termos de custos para melhorar a segurança do aprovisionamento em toda a UE:

— Planos preventivos de ação e planos de emergência a nível regional (seguidamente designados «os planos») e avaliações regionais dos riscos a elaborar em conjunto, com base em modelos obrigatórios constantes nos anexos do regulamento.

— Como base para a cooperação regional, o anexo I do regulamento contém uma proposta que ilustra a composição das regiões, com base nos critérios estabelecidos no artigo 3.º, n.º 7 (ou seja, tal como proposto no mapa ao abrigo da opção 2 na Avaliação de Impacto). Na opinião da Comissão, a presente proposta é a melhor forma para garantir a segurança do aprovisionamento de gás em caso de emergência. Baseia-se, tanto quanto possível, nas estruturas de cooperação regional existentes criadas pelos Estados-Membros e pela Comissão, nomeadamente os grupos regionais estabelecidos ao abrigo do Regulamento n.º 347/2013 relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias¹⁰ (Regulamento RTE-E). Contudo, uma vez que o presente regulamento e o Regulamento RTE-E têm objetivos diferentes, a dimensão e a composição dos grupos regionais foram alteradas. Para efeitos do presente regulamento, devem ser tidos em consideração os seguintes critérios, definidos no artigo 3.º, n.º 7, quando da definição dos grupos regionais: padrões de aprovisionamento, interligações e capacidade de interligação existentes e planeadas entre os Estados-Membros, desenvolvimento e maturidade do mercado, atuais estruturas de cooperação regional e número de Estados-Membros numa região, o qual deveria ser limitado a fim de manter a viabilidade das modalidades.

Por exemplo, a região do Noroeste (Reino Unido e Irlanda) baseia-se na cooperação existente entre os dois países. A justificação da constituição proposta para a maioria das regiões (Corredor Meridional de Gás, Centro-Leste, Sudeste, Mercados Bálticos da Energia I e II) reside nos padrões de aprovisionamento em caso de perturbação do aprovisionamento proveniente da Rússia. A composição da região Norte-Sul da Europa Ocidental (Bélgica, França, Luxemburgo, Espanha, Países Baixos e Portugal) reflete o facto de o mercado do gás nesta parte da UE estar bem desenvolvido e ter atingido a maturidade. Esta poderá ser a melhor forma de evitar uma situação de emergência ou, caso ocorra apesar de tudo, de atenuar o seu impacto.

— Os planos regionais estão sujeitos a análise pelos pares. A Comissão organiza esta análise, selecionando os membros de cada equipa de análise pelos pares (uma por região) de entre os candidatos apresentados pelos Estados-Membros. A Comissão participa nas análises pelos pares na qualidade de observador.

— O Grupo de Coordenação do Gás examina os planos com base no resultado da análise pelos pares, a fim de garantir que os planos para diferentes regiões sejam coerentes entre si.

¹⁰ 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).

— No final do processo, a Comissão pode solicitar alterações dos planos por via de decisões da Comissão e pode eventualmente aprovar esses planos.

2. Obrigações mais pormenorizadas para garantir a disponibilidade das infraestruturas necessárias:

— O cálculo da fórmula N-1 deve ser acompanhado por um cálculo hidráulico nacional e por simulações a realizar, a nível da UE, pela REORT para o Gás, semelhantes às simulações realizadas para os testes de esforço no verão de 2014.

— Quanto aos fluxos bidirecionais, todos os pontos de interligação devem ser equipados com capacidade de fluxo bidirecional permanente, a menos que lhes seja concedida uma isenção.

i) As decisões, quer de concessão de uma isenção quer de definição do nível da capacidade a construir, devem ser tomadas conjuntamente pelas autoridades competentes de ambos os lados do ponto de interligação (seguidamente designada «decisão conjunta») após consulta dos outros Estados-Membros ao longo do corredor de aprovisionamento de gás, da Comissão e da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER*).

ii) A ACER deve emitir um parecer sobre a decisão conjunta das autoridades competentes.

iii) A Comissão pode tomar uma decisão, tendo em conta o parecer da ACER, solicitando alterações à decisão conjunta das autoridades competentes. O poder da Comissão de adotar uma decisão neste domínio deixará de estar limitado aos casos de desacordo entre alguns Estados-Membros.

iv) Caso não seja adotada uma decisão conjunta num determinado período de tempo, a ACER elabora uma decisão com uma proposta de isenção ou de uma determinada capacidade de fluxo bidirecional. A decisão da ACER constitui a base para uma decisão da Comissão que estabeleça as condições para uma isenção ou a definição de uma determinada capacidade.

v) As isenções existentes devem ser revistas em conformidade com o novo procedimento.

3. Melhor avaliação dos riscos e prevenção dos riscos

— Melhor acesso à informação:

i) Aumento limitado do âmbito das informações contratuais que devem ser automaticamente comunicadas à Comissão ao abrigo das modalidades em vigor (ou seja, volumes de gás diários, mensais e anuais, no mínimo). Essas informações já não serão apresentadas de forma agregada.

ii) As autoridades competentes estarão habilitadas a solicitar às empresas de gás natural, antes da ocorrência de uma emergência mas em circunstâncias devidamente justificadas (por exemplo, em caso de possível ameaça), informações adicionais, incluindo informações sobre contratos. A Comissão pode solicitar o acesso a essas informações e pode também suscitar o envio de pedidos por autoridades competentes. Esta disposição foi introduzida com base na experiência adquirida pela Comissão no inverno de 2014-2015. A Comissão observou uma redução no aprovisionamento de gás proveniente da Rússia a algumas empresas de gás da UE. No entanto, a Comissão recebeu apenas informações limitadas para avaliar esta evolução, dado que as autoridades competentes não dispunham de base jurídica para solicitar às

empresas de gás em causa a apresentação dessas informações específicas, uma vez que a situação não podia ser considerada uma emergência.

iii) as empresas de gás natural serão obrigadas a notificar automaticamente a autoridade nacional competente e a Comissão de contratos relevantes para a segurança do aprovisionamento de gás, logo que sejam assinados ou alterados. Os contratos relevantes para a segurança do aprovisionamento são contratos a longo prazo (ou seja, com validade superior a um ano) que abrangem, individualmente ou em conjunto com outros contratos celebrados com o mesmo fornecedor ou suas filiais, mais de 40 % do consumo anual de gás natural no Estado-Membro em questão a uma empresa de gás natural ou às suas filiais.

iv) a notificação automática é desencadeada quando um é celebrado ou alterado um contrato que satisfaz o critério relativo ao limiar. No entanto, mesmo os contratos que não satisfazem esse critério podem ser relevantes para avaliar a segurança do aprovisionamento de gás. Embora o mercado tenha evoluído de tal forma que os contratos a muito longo prazo são atualmente raros, todavia continuam a existir. Se for celebrado um contrato a longo prazo imediatamente antes da entrada em vigor do presente regulamento, esse contrato não será abrangido pela obrigação de notificação automática à autoridade nacional competente e à Comissão. Se, além disso, esse contrato contiver uma cláusula que ligue o preço a um preço de uma plataforma, esse contrato não pode ser alterado durante um certo número de anos. Por outras palavras, a obrigação de notificação das alterações também não será aplicável.

Tendo em conta esta situação, é necessário que a Comissão e as autoridades competentes tenham o poder de solicitar a notificação dos contratos, mesmo que não tenham sido revistos nem satisfaçam o critério relativo ao limiar. Por conseguinte, em casos devidamente justificados como os supramencionados, a Comissão ou as autoridades competentes podem solicitar a notificação de contratos se tais contratos forem necessários para efetuar uma avaliação abrangente do impacto de um quadro contratual na situação relativa à segurança do aprovisionamento num Estado-Membro, numa região ou na UE no seu conjunto e, em especial, para as avaliações dos riscos, os planos preventivos de ação e os planos de emergência.

Uma vez que o pedido apresentado pelas autoridades competentes ou pela Comissão pode abranger a totalidade do contrato, as autoridades competentes podem também receber informações sobre os preços. A Comissão pode então utilizar a informação proveniente dos contratos para avaliar a situação de segurança do aprovisionamento na UE no seu conjunto e, em particular, para avaliar os planos preventivos de ação e os planos de emergência. Se a empresa de gás natural não cumprir a obrigação de notificação, a Comissão pode iniciar um processo por infração contra o Estado-Membro cujas autoridades competentes têm poderes para receber ou solicitar o contrato em causa.

O facto de a Comissão passar a ter um melhor acesso à informação sobre contratos comerciais não afeta, de modo algum, a sua monitorização contínua do mercado do gás. A Comissão intervirá se forem identificados abusos de mercado.

— Obrigação de avaliar, na avaliação dos riscos, todos os riscos relevantes, como catástrofes naturais e riscos tecnológicos, comerciais, financeiros, sociais, políticos e relacionados com o mercado. Os planos deveriam estabelecer medidas efetivas, proporcionadas e não discriminatórias de modo a abranger todos os riscos relevantes. O objetivo desta obrigação é melhorar a transparência e promover a partilha das melhores práticas.

4. Reforço da supervisão das obrigações de aprovisionamento de gás a determinadas categorias de consumidores, mesmo em condições exigentes (**norma de aprovisionamento.**)

— Nenhuma alteração da norma de aprovisionamento definida no presente regulamento, que garante aprovisionamentos de gás ininterruptos aos clientes protegidos durante um mínimo de 7 ou 30 dias de calendário, consoante o cenário definido, mesmo em caso de escassez do aprovisionamento de gás e/ou de procura excecionalmente elevada.

— Melhor supervisão pela Comissão das medidas nacionais em vigor para cumprimento da obrigação de aprovisionamento (através das decisões da Comissão relativas aos planos) a fim de evitar um défice ou um excesso de proteção, o que poderia afetar negativamente os Estados-Membros mais vulneráveis.

— As novas medidas não baseadas no mercado para cumprimento da norma de aprovisionamento estão sujeitas a uma avaliação de impacto pública e devem ser notificadas à Comissão, a qual avalia a sua proporcionalidade e o seu impacto no mercado interno e na segurança do aprovisionamento de outros Estados-Membros. A Comissão pode adotar uma decisão em que sejam solicitadas alterações a medidas, as quais não podem entrar em vigor se não estiverem conformes com a decisão da Comissão.

5. O regulamento integra explicitamente o novo **princípio da solidariedade.**

— Se, conforme o regulamento permite, um Estado-Membro aplicar uma norma de aprovisionamento de um nível mais elevado, que possa reduzir os fluxos de gás de um país para outro, agravando assim a situação de segurança de aprovisionamento de um Estado-Membro vizinho, a norma de aprovisionamento de nível mais elevado deve ser baixada para o nível por defeito da UE (que garante o aprovisionamento de todos os clientes protegidos) em caso de emergência.

— Será obrigatória a aplicação do princípio da solidariedade com base nas modalidades técnicas e administrativas acordadas entre os Estados-Membros. Os clientes, com exceção dos agregados familiares, dos serviços sociais essenciais e das instalações de aquecimento urbano, não podem continuar a ser abastecidos de gás num determinado Estado-Membro — mesmo que não se trate de uma situação de emergência — enquanto os agregados familiares, os serviços sociais essenciais e as instalações de aquecimento urbano não estiverem aprovisionadas num outro Estado-Membro em situação de emergência a que a primeira rede de transporte do país está ligada.

6. A definição de clientes protegidos será mantida (ou seja, as pequenas e médias empresas podem ser consideradas clientes protegidos se um Estado-Membro assim o decidir). No entanto, os Estados-Membros terão de adotar medidas, no âmbito dos seus planos, a fim de abordar as questões técnicas e evitar que clientes não elegíveis consumam gás destinado a clientes protegidos. Os Estados-Membros podem decidir sobre a natureza dessas medidas.

7. Aplicação do regulamento entre as Partes Contratantes da Comunidade da Energia e os Estados-Membros da UE. O regulamento revisto incluirá obrigações específicas dos Estados-Membros da UE com carácter transfronteiriço relativamente às Partes Contratantes e deveria ser seguido pela adoção, no âmbito da Comunidade da Energia, de um ato conjunto que adote e integre o regulamento na Comunidade da Energia e introduza obrigações recíprocas do lado das Partes Contratantes da Comunidade da Energia nas relações com os Estados-Membros. Estas obrigações só serão aplicáveis com base numa decisão da Comissão que confirme a aplicabilidade da obrigação recíproca entre cada Parte Contratante e os

Estados-Membros. As obrigações dirão respeito ao quadro relativo às avaliações dos riscos, à prevenção de riscos e às medidas de emergência.

8. No que se refere aos mecanismos de compras conjuntas, o regulamento torna claro que os Estados -Membros e as empresas de gás natural são livres de explorar os potenciais benefícios da compra coletiva de gás natural para enfrentar situações de escassez da oferta. Esses mecanismos devem estar em conformidade com as regras da OMC e da UE em matéria de concorrência, nomeadamente com as orientações da Comissão sobre acordos de cooperação horizontal.

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

(Texto relevante para efeitos do EEE)

O PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 194.º,

Tendo em conta a proposta da Comissão Europeia,

Após transmissão do projeto de ato legislativo aos parlamentos nacionais,

Tendo em conta o parecer do Comité Económico e Social Europeu¹¹,

Tendo em conta o parecer do Comité das Regiões¹²,

Deliberando de acordo com o processo legislativo ordinário,

Considerando o seguinte:

- (1) O gás natural (gás) continua a ser uma componente essencial do aprovisionamento energético da União. Grande parte desse gás é importada para a União a partir de países terceiros.
- (2) Uma grande perturbação no aprovisionamento de gás pode afetar todos os Estados-Membros, a União no seu conjunto e as Partes Contratantes no Tratado que institui a Comunidade da Energia, assinado em Atenas a 25 de outubro de 2005. Pode também prejudicar gravemente a economia da União e ter um forte impacto social, em particular nos grupos de consumidores vulneráveis.
- (3) O presente regulamento tem por objetivo garantir que sejam tomadas todas as medidas necessárias para salvaguardar um aprovisionamento ininterrupto de gás em toda a União, em particular para os clientes protegidos na eventualidade de condições climáticas difíceis ou de perturbações do aprovisionamento de gás. Estes objetivos devem ser atingidos recorrendo às medidas que sejam mais eficazes em termos de custos e de forma a não provocar distorções nos mercados da energia.
- (4) O Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, já teve um impacto positivo significativo na segurança do aprovisionamento de gás da União, tanto em termos de preparação como de atenuação dos problemas. Os Estados-Membros estão mais bem preparados para enfrentar uma crise de aprovisionamento, visto que agora devem elaborar planos que incluam

¹¹ JO C , , p. .

¹² JO C , , p. .

medidas de prevenção e de emergência e estão também mais bem protegidos visto que têm de cumprir uma série de obrigações no que diz respeito à capacidade das infraestruturas e ao aprovisionamento de gás. No entanto, o relatório sobre a aplicação do Regulamento (UE) n.º 994/2010 de outubro de 2014 salientou domínios em que certas melhorias nesse regulamento poderiam reforçar ainda mais a segurança do aprovisionamento da União.

- (5) A Comunicação da Comissão relativa à resiliência de curto prazo da rede europeia de gás¹³, de outubro de 2014, analisou os efeitos de uma rutura total ou parcial do aprovisionamento de gás proveniente da Rússia e concluiu que as abordagens puramente nacionais não seriam muito eficazes no caso de uma perturbação grave, dado que o seu âmbito é, por definição, limitado. Este teste de esforço demonstrou que uma abordagem de maior cooperação entre os Estados-Membros poderia reduzir significativamente o impacto de cenários de perturbação muito grave nos Estados-Membros mais vulneráveis.
- (6) A Comunicação da Comissão «Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro»¹⁴, de fevereiro de 2015, salienta o facto de a União da Energia assentar na solidariedade e na confiança, que são elementos necessários para a segurança energética. O presente regulamento deve ter por objetivo reforçar a solidariedade e a confiança entre Estados-Membros e pôr em prática as medidas necessárias para atingir esses objetivos, abrindo assim o caminho para a implementação da União da Energia.
- (7) Um mercado interno do gás plenamente funcional constitui a melhor garantia para assegurar a segurança do aprovisionamento energético em toda a União e para reduzir a exposição de cada Estado-Membro aos efeitos prejudiciais das perturbações do aprovisionamento. Quando a segurança do aprovisionamento de um Estado-Membro se encontra ameaçada, há o risco de as medidas elaboradas unilateralmente por esse Estado-Membro poderem pôr em causa o bom funcionamento do mercado interno do gás e prejudicarem o aprovisionamento de gás aos clientes noutros Estados-Membros. Para que o mercado interno do gás possa funcionar mesmo em caso de escassez do aprovisionamento, é necessário prever mecanismos de solidariedade e de coordenação na resposta às crises de aprovisionamento, tanto em termos de ação preventiva como de reação às perturbações concretas do aprovisionamento.
- (8) Até à data, não tem sido explorado todo o potencial de medidas mais eficientes e menos onerosas que são possíveis graças à cooperação regional. Não se trata apenas de uma melhor coordenação das ações nacionais de atenuação em situações de emergência, mas também de medidas nacionais preventivas, tais como o armazenamento nacional ou políticas relacionadas com o gás natural liquefeito (GNL), o que pode ser estrategicamente importante em determinadas regiões.
- (9) Num espírito de solidariedade, o princípio orientador do presente regulamento deve ser a cooperação regional, envolvendo as autoridades públicas e as empresas de gás natural, a fim de identificar os riscos relevantes em cada região, de otimizar os benefícios resultantes das medidas de coordenação em termos de atenuação desses riscos e de aplicar as medidas mais eficazes em termos de custos para os consumidores da União.

¹³ COM(2014) 654 final

¹⁴ Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento, COM(2015) 80 final.

- (10) Determinados clientes, incluindo os agregados familiares e os clientes que prestam serviços sociais essenciais, são particularmente vulneráveis e podem necessitar de proteção social. A definição desses clientes protegidos não deve entrar em conflito com os mecanismos de solidariedade da União.
- (11) A responsabilidade pela segurança do aprovisionamento de gás deve ser partilhada entre as empresas de gás natural, os Estados-Membros, por intermédio das respetivas autoridades competentes, e a Comissão, no âmbito das respetivas competências. A responsabilidade partilhada exige uma cooperação muito estreita entre essas partes. No entanto, os clientes que consomem gás para a produção de eletricidade ou para fins industriais podem ter um papel importante a desempenhar na segurança do aprovisionamento de gás, dado que podem responder a uma crise tomando medidas do lado da procura, como contratos interruptíveis e a mudança para outros combustíveis, com impacto imediato no equilíbrio entre a oferta e a procura.
- (12) Tal como estabelecido na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho¹⁵, as autoridades competentes devem cooperar estreitamente com outras autoridades nacionais relevantes, em especial as entidades reguladoras nacionais, na execução das funções especificadas no presente regulamento.
- (13) A norma relativa às infraestruturas deve obrigar os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de infraestruturas de forma a assegurar uma certa redundância no sistema para o caso de se verificar uma perturbação da maior infraestrutura individual. Uma vez que uma análise por referência ao indicador N-1 constitui uma abordagem exclusivamente baseada na capacidade, os resultados N-1 devem ser complementados com uma análise pormenorizada que também abranja os fluxos de gás.
- (14) O Regulamento (UE) n.º 994/2010 estabelece que os operadores das redes de transporte devem disponibilizar capacidade bidirecional permanente em todas as interligações transfronteiriças, a menos que tenha sido concedida uma isenção dessa obrigação. O objetivo é assegurar que os possíveis benefícios da capacidade bidirecional permanente sejam sempre tidos em conta quando da planificação de uma nova interligação. No entanto, a capacidade bidirecional pode ser utilizada para o aprovisionamento de gás tanto para o Estado-Membro vizinho como para outros ao longo do corredor de aprovisionamento de gás. Os benefícios da disponibilização de capacidade bidirecional permanente para a segurança do aprovisionamento devem, por conseguinte, ser contextualizados numa perspetiva mais ampla, num espírito de solidariedade e de cooperação reforçada. Deve, por conseguinte, ser realizada uma análise de custos-benefícios que tenha em conta todo o corredor de transporte, quando se considera a possibilidade de implementar uma capacidade bidirecional. Por conseguinte, as autoridades competentes devem ter a obrigação de reexaminar as isenções concedidas ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 994/2010 com base nos resultados das avaliações regionais dos riscos.
- (15) A Diretiva 2008/114/CE do Conselho¹⁶ estabelece um processo que visa aumentar a segurança das infraestruturas críticas europeias designadas na União, entre as quais

¹⁵ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 94).

¹⁶ Diretiva 2008/114/CE do Conselho, de 8 de dezembro de 2008, relativa à identificação e designação das infraestruturas críticas europeias e à avaliação da necessidade de melhorar a sua proteção (JO L 345 de 23.12.2008, p. 75).

determinadas infraestruturas de gás. A Diretiva 2008/114/CE, juntamente com o presente regulamento, contribui para o estabelecimento de uma abordagem abrangente da segurança energética da União.

- (16) O regulamento estabelece normas de segurança do aprovisionamento que estão suficientemente harmonizadas e contemplam, pelo menos, a situação ocorrida em janeiro de 2009, quando se verificou uma perturbação do aprovisionamento de gás proveniente da Rússia. Estas normas têm em consideração as diferenças entre Estados-Membros, as obrigações de serviço público e as medidas de proteção dos consumidores, conforme referidas no artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE. As normas de segurança do aprovisionamento devem ser estáveis, a fim de proporcionarem a necessária segurança jurídica, claramente definidas e não devem impor encargos injustificados e desproporcionados às empresas de gás natural. Devem também garantir a igualdade de acesso das empresas de gás natural da União aos clientes nacionais.
- (17) Uma abordagem regional da avaliação dos riscos e da definição e adoção de medidas preventivas e de atenuação permite a coordenação dos esforços, com benefícios significativos em termos da eficácia das medidas e da otimização dos recursos. Tal aplica-se, em particular, às medidas destinadas a garantir a continuidade do aprovisionamento, em condições muito difíceis, aos clientes protegidos, e às medidas destinadas a atenuar o impacto de uma emergência. A avaliação dos riscos conexos a nível regional, que seja simultaneamente mais abrangente e mais precisa, garantirá que os Estados-Membros estejam mais bem preparados para enfrentar eventuais crises. Além disso, em caso de emergência, uma abordagem coordenada e previamente acordada em matéria de segurança do aprovisionamento garante uma resposta coerente e reduz o risco de efeitos colaterais negativos que as medidas puramente nacionais poderiam ter para os Estados-Membros vizinhos.
- (18) As regiões devem ser definidas, tanto quanto possível, com base nas estruturas de cooperação regional já existentes criadas pelos Estados-Membros e pela Comissão, nomeadamente no âmbito dos grupos regionais estabelecidos ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias¹⁷ (Regulamento RTE-E). No entanto, uma vez que o presente regulamento e o Regulamento RTE-E têm objetivos diferentes, os respetivos grupos regionais podem ser diferentes em termos de dimensão e de conceção.
- (19) Por conseguinte, para efeitos do presente regulamento, os seguintes critérios devem ser tidos em consideração aquando da definição dos grupos regionais: os padrões de abastecimento, as interligações existentes e planeadas e a capacidade de interligação entre Estados-Membros, o desenvolvimento e a maturidade do mercado, as estruturas de cooperação regional existentes e o número de Estados-Membros numa região, que deveria ser limitado a fim de assegurar que o grupo mantenha uma dimensão gerível.
- (20) A fim de viabilizar a cooperação regional, os Estados-Membros devem estabelecer um mecanismo de cooperação em cada região. Esse mecanismo ou mecanismos deverão ser desenvolvidos atempadamente a fim de permitir a realização da avaliação dos riscos e a elaboração de planos válidos a nível regional. Os Estados-Membros têm toda

¹⁷ 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 liberdade para acordar um mecanismo de cooperação que seja o mais adequado para uma determinada região. A Comissão deve ter um papel de facilitador em todo o processo e partilhar as melhores práticas para a estruturação da cooperação regional, tais como um papel de coordenação rotativa na região para a preparação dos diferentes documentos ou o estabelecimento de órgãos específicos. Na ausência de acordo sobre o mecanismo de cooperação, a Comissão pode propor um mecanismo de cooperação adequado para uma determinada região.

- (21) Quando da realização de uma avaliação global dos riscos preparada a nível regional, as autoridades competentes devem avaliar os riscos naturais, tecnológicos, comerciais, financeiros, sociais, políticos e relacionados com o mercado, bem como quaisquer outros riscos relevantes, incluindo, quando adequado, a perturbação dos aprovisionamentos provenientes do maior fornecedor individual. Todos os riscos devem ser objeto de medidas efetivas, proporcionadas e não discriminatórias a definir no plano preventivo de ação e no plano de emergência. Os resultados das avaliações dos riscos devem também contribuir para todas as avaliações dos riscos previstas no artigo 6.º da Decisão 1313/2013/UE¹⁸.
- (22) A fim de contribuir para as avaliações dos riscos, a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás («REORT para o Gás») deve, em consulta com o Grupo de Coordenação do Gás e a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade (REORT-E), proceder a simulações a nível da União similares ao teste de esforço realizado em 2014.
- (23) A fim de assegurar um nível máximo de preparação, de modo a evitar qualquer perturbação no aprovisionamento e, se não for possível evitá-la, a atenuar os seus efeitos, as autoridades competentes de uma dada região devem elaborar planos preventivos de ação e planos de emergência, após consulta das partes interessadas. Os planos regionais devem ter em conta as características específicas de cada Estado-Membro. Devem também definir claramente as funções e responsabilidades das empresas de gás natural e das autoridades competentes. As medidas nacionais a elaborar devem ter plenamente em consideração as medidas regionais previstas no plano preventivo de ação e no plano de emergência. Devem ser elaboradas de forma a ter em conta os riscos nacionais de uma forma que tire pleno partido das oportunidades oferecidas pela cooperação regional. Os planos devem assumir uma natureza técnica e operacional, sendo a sua função ajudar a prevenir a ocorrência ou a escalada de uma emergência e atenuar os seus efeitos. Os planos devem ter em conta a segurança dos sistemas de eletricidade e ser coerentes com o planeamento estratégico da União da Energia e as ferramentas de comunicação de informações.
- (24) Os papéis e as responsabilidades de todas as empresas de gás natural e das autoridades competentes devem, por conseguinte, ser definidos de forma precisa a fim de assegurar o bom funcionamento do mercado interno do gás, especialmente em caso de crises e de perturbações do aprovisionamento. Esses papéis e responsabilidades devem ser definidos de modo a assegurar o respeito de uma abordagem a três níveis que envolva, em primeiro lugar, as empresas de gás natural relevantes e a indústria, em seguida os Estados-Membros a nível nacional ou regional e, por fim, a União. O presente regulamento deve permitir às empresas de gás natural e aos clientes recorrer durante o máximo tempo possível aos mecanismos de mercado quando se veem

¹⁸ Decisão n.º 1313/2013/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de dezembro de 2013, relativa a um Mecanismo de Proteção Civil da União Europeia (JO L 347 de 20.12.2013, p. 24).

confrontados com perturbações do aprovisionamento. No entanto, deve igualmente prever mecanismos que possam ser utilizados quando os mercados, por si só, deixarem de ser capazes de responder adequadamente a uma perturbação do aprovisionamento de gás.

- (25) Caso se verifique uma crise no aprovisionamento, deve ser dada oportunidade suficiente aos intervenientes no mercado para dar resposta à situação através de medidas baseadas no mercado. Caso se esgotem as medidas baseadas no mercado e mesmo assim continuem a ser insuficientes, os Estados-Membros e as respetivas autoridades competentes devem tomar medidas para eliminar ou atenuar os efeitos da crise de aprovisionamento.
- (26) Quando os Estados-Membros planeiam introduzir medidas não baseadas no mercado, essas medidas devem ser acompanhadas de uma descrição do seu impacto económico. Deste modo se assegura que os clientes disponham das informações de que necessitam sobre os custos de tais medidas e se garante que as medidas sejam transparentes, especialmente no que diz respeito à sua quota-parte no preço do gás.
- (27) Em março de 2015, o Conselho Europeu apelou a que as opções para os mecanismos voluntários de agregação da procura fossem avaliados em plena conformidade com as regras da Organização Mundial do Comércio («OMC») e com as regras de concorrência da União. Tal permitiria aos Estados-Membros e às empresas de gás natural explorar os potenciais benefícios da aquisição coletiva de gás natural como forma de enfrentar situações de escassez da oferta no respeito das referidas regras.
- (28) As medidas do lado da procura, como a mudança para outros combustíveis ou a redução do aprovisionamento de gás aos grandes consumidores industriais de uma forma economicamente eficiente, podem ter um papel importante a desempenhar na garantia da segurança energética, se puderem ser aplicadas rapidamente e reduzir significativamente a procura em reação a uma perturbação no aprovisionamento. Devem ser envidados maiores esforços para promover uma utilização eficiente da energia, em especial quando são necessárias medidas no lado da procura. Deve ser tido em conta o impacto ambiental de quaisquer medidas propostas do lado da oferta e da procura, sendo dada preferência, tanto quanto possível, a medidas que tenham o menor impacto no ambiente. Devem ser simultaneamente tidos em conta os aspetos relativos à segurança do aprovisionamento e à competitividade.
- (29) Quando da elaboração e execução do plano preventivo de ação e do plano de emergência, as autoridades competentes devem ter permanentemente em conta a segurança do funcionamento da rede de gás aos níveis regional e nacional. Devem determinar e definir nesses planos os condicionalismos técnicos que afetam o funcionamento da rede, nomeadamente as razões técnicas e de segurança para a redução dos fluxos em caso de emergência.
- (30) Em certas regiões da União, o gás fornecido é de baixo poder calorífico. Tendo em conta as suas características, esse gás não pode ser utilizado em aparelhos concebidos para funcionar com gás de alto poder calorífico. No entanto, é possível utilizar gás de alto poder calorífico em aparelhos concebidos para funcionar com gás de baixo poder calorífico, desde que sejam convertidos para o consumo desse gás, por exemplo com adição de azoto. As características específicas do gás de baixo poder calorífico devem ser consideradas aos níveis nacional e regional e ser tidas em conta na avaliação dos riscos e nos planos preventivos de ação e nos planos de emergência.

- (31) É necessário garantir a previsibilidade das medidas a tomar em caso de emergência, permitindo a todos os intervenientes no mercado dispor de oportunidade suficiente para reagir e também para se prepararem para essas situações. Em regra, as autoridades competentes devem portanto agir em conformidade com os respetivos planos de emergência. Em circunstâncias excecionais devidamente justificadas, podem tomar medidas que se afastem desses planos. É também importante que as emergências sejam anunciadas de um modo mais transparente e previsível. As informações sobre a posição de compensação da rede (situação geral da rede de transporte), cujo enquadramento está definido no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão¹⁹, podem desempenhar um papel importante neste contexto. Estas informações devem ser disponibilizadas, em tempo real, às autoridades competentes e às autoridades reguladoras nacionais, se não forem a autoridade competente.
- (32) Os planos preventivos de ação e os planos de emergência devem ser atualizados e publicados regularmente. Devem ser objeto de análise pelos pares. O processo de análise pelos pares permite a identificação precoce de incoerências e de medidas que possam pôr em perigo a segurança do aprovisionamento de outros Estados-Membros, garantindo assim que os planos de diferentes regiões sejam coerentes entre si. Permite igualmente aos Estados-Membros partilhar as melhores práticas.
- (33) A fim de garantir que os planos de emergência estejam sempre atualizados e sejam eficazes, os Estados-Membros devem realizar testes entre as atualizações dos planos, mediante a simulação de cenários de impacto médio e elevado e de respostas em tempo real. As autoridades competentes devem apresentar os resultados desses ensaios ao Grupo de Coordenação do Gás.
- (34) São necessários modelos abrangentes e obrigatórios que incluam todos os riscos a ter em consideração na avaliação e todas as componentes dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência, a fim de facilitar a avaliação dos riscos e a preparação dos planos, a respetiva análise pelos pares e a sua avaliação pela Comissão.
- (35) Com vista a facilitar a comunicação entre os Estados-Membros e a Comissão, as avaliações dos riscos, os planos preventivos de ação e os planos de emergência, bem como todos as outras trocas de documentos e de informações abrangidas pelo presente regulamento, devem ser notificados utilizando um sistema eletrónico de notificação normalizado.
- (36) Conforme demonstrado no teste de esforço de outubro de 2014, a solidariedade é necessária para garantir a segurança do aprovisionamento em toda a União e para manter os custos globais a um nível mínimo. Caso seja declarada uma situação de emergência num Estado-Membro, deve ser aplicada uma abordagem em duas etapas a fim de reforçar a solidariedade. Em primeiro lugar, todos os Estados-Membros que estabeleceram uma norma de aprovisionamento de nível superior devem reduzi-la para os valores por defeito, a fim de melhorar a liquidez do mercado do gás. Em segundo lugar, se a primeira etapa não proporcionar o aprovisionamento necessário, devem ser ativadas outras medidas pelos Estados-Membros vizinhos, mesmo que não se encontrem numa situação de emergência, a fim de assegurar o aprovisionamento dos agregados familiares, dos serviços sociais essenciais e das instalações de aquecimento urbano no Estado-Membro em situação de emergência. Os Estados-Membros devem identificar e descrever pormenorizadamente as referidas medidas de solidariedade nos

¹⁹ Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás (JO L 91 de 27.3.2014, p. 15).

seus planos de emergência, garantindo uma indemnização justa e equitativa das empresas de gás natural.

- (37) Quando necessário, a solidariedade europeia deve também assumir a forma de assistência da proteção civil prestada pela União e pelos seus Estados-Membros. A referida assistência deve ser facilitada e coordenada pelo Mecanismo de Proteção Civil da União, estabelecido na Decisão n.º 1313/2013/UE do Parlamento Europeu e do Conselho²⁰, que visa reforçar a cooperação entre a União e os Estados-Membros e facilitar a coordenação no domínio da proteção civil a fim de melhorar a eficácia dos sistemas de prevenção, preparação e resposta a catástrofes naturais e de origem humana.
- (38) Para avaliar a situação da segurança do aprovisionamento de um Estado-Membro, de uma região ou da União, é essencial o acesso às informações relevantes. Em particular, os Estados-Membros e a Comissão necessitam de dispor de um acesso regular às informações das empresas de gás natural sobre os principais parâmetros do aprovisionamento de gás, que constituem dados fundamentais para a elaboração de políticas em matéria de segurança do aprovisionamento. Em circunstâncias devidamente justificadas, independentemente de ter ou não sido declarada uma emergência, deve ser igualmente possível o acesso às informações adicionais necessárias para avaliar a situação geral do aprovisionamento de gás. Essas informações adicionais serão normalmente dados relativos aos fornecimentos de gás sem ligação com os preços de fornecimento, por exemplo, os volumes mínimos e máximos de gás, os pontos de entrega ou as margens de aprovisionamento. Poderão, por exemplo, ser solicitadas em caso de alterações nos padrões de aprovisionamento de gás a um determinado comprador ou compradores num Estado-Membro, os quais não seriam de esperar se os mercados estivessem a funcionar normalmente, e que possam afetar o aprovisionamento de gás de toda ou parte da União.
- (39) Em março de 2015, o Conselho Europeu concluiu que os contratos de fornecimento de gás celebrados com fornecedores de países terceiros devem ser mais transparentes e compatíveis com as disposições da União em matéria de segurança energética. Neste contexto, um mecanismo eficaz e orientado para o acesso dos Estados-Membros a contratos-chave de fornecimento de gás deve garantir uma avaliação abrangente dos riscos relevantes que possam resultar numa perturbação do aprovisionamento ou interferir com as medidas de atenuação necessárias, caso não seja possível evitar uma crise. No âmbito do referido mecanismo, determinados contratos-chave de fornecimento de gás devem ser automaticamente notificados aos Estados-Membros imediatamente após a sua celebração. No entanto, qualquer obrigação de notificação automática de contratos deve ser proporcionada. A aplicação desta obrigação aos contratos entre um fornecedor e um comprador que abranjam 40 % do mercado nacional constitui um bom equilíbrio em termos de eficiência administrativa e estabelece obrigações claras para os participantes no mercado. Tal não significa que outros contratos de fornecimento de gás não sejam também relevantes para a segurança do aprovisionamento. Por conseguinte, os Estados-Membros devem ter o direito de impor esta obrigação relativamente a outros contratos que possam ter repercussões negativas na segurança de aprovisionamento de um Estado-Membro, de uma região ou da União no seu conjunto. A Comissão deve ter o mesmo acesso aos contratos de fornecimento de gás que os Estados-Membros, tendo em conta o seu

²⁰ Decisão n.º 1313/2013/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de dezembro de 2013, relativa a um Mecanismo de Proteção Civil da União Europeia (JO L 347 de 20.12.2013, p. 24).

papel na avaliação da coerência e eficácia dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência com vista a enfrentar os riscos para a segurança do aprovisionamento aos níveis nacional, regional e da UE. A Comissão pode convidar os Estados-Membros a alterarem os seus planos a fim de ter em conta as informações obtidas com base nos contratos. A confidencialidade das informações comercialmente sensíveis deve ser preservada. Um melhor acesso da Comissão a informações sobre os contratos comerciais não deve afetar os trabalhos em curso de monitorização do mercado do gás pela Comissão, pelo que esta deve intervir caso sejam constatadas violações do direito da União. As disposições do presente regulamento não devem, de forma alguma, prejudicar o direito da Comissão de instaurar processos por infração ao abrigo do artigo 258.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE) e de velar pela aplicação das regras em matéria de concorrência, incluindo os auxílios estatais.

- (40) O Grupo de Coordenação do Gás deve funcionar como conselheiro da Comissão a fim de assistir na coordenação das medidas de segurança do aprovisionamento caso se verifique uma emergência na União. Deve igualmente monitorizar a adequação e a conveniência das medidas a tomar ao abrigo do presente regulamento, incluindo a coerência dos planos de ação preventivos e dos planos de emergência elaborados pelas diferentes regiões e analisados por equipas de pares.
- (41) Um dos objetivos da União é reforçar a Comunidade da Energia com vista a assegurar a aplicação efetiva do acervo da União em matéria de energia, das reformas do mercado da energia e do incentivo ao investimento no setor energético mediante uma integração mais estreita dos mercados da energia da União e da Comunidade da Energia. Tal implica também estabelecer uma gestão comum das crises, propondo planos preventivos de ação e de emergência a nível regional, incluindo as Partes Contratantes da Comunidade da Energia. Além disso, a Comunicação da Comissão relativa à resiliência de curto prazo da rede europeia de gás, de outubro de 2014, refere a necessidade de aplicar as regras do mercado interno da energia aos fluxos de energia entre os Estados-Membros da União e as Partes Contratantes da Comunidade da Energia. Nesta matéria, a fim de assegurar uma gestão eficaz das crises nas fronteiras entre os Estados-Membros da União e outras Partes Contratantes, devem ser adotadas as modalidades necessárias na sequência da adoção de um ato conjunto, a fim de permitir uma cooperação específica com qualquer uma das Partes Contratantes da Comunidade da Energia, uma vez adotadas as disposições de reciprocidade necessárias.
- (42) Tendo em conta que os fornecimentos de gás provenientes de países terceiros são fundamentais para a segurança do aprovisionamento de gás da União, a Comissão deve coordenar as ações relativas a esses países, trabalhar em conjunto com os países fornecedores e de trânsito no estabelecimento de modalidades para enfrentar situações de crise e garantir um fluxo de gás estável para a União. A Comissão deve estar habilitada a criar uma *task force* que monitorize os fluxos de gás para o interior da União em situações de crise, em consulta com os países terceiros envolvidos, e que, caso se verifique uma crise provocada por dificuldades num país terceiro, atue na qualidade de mediador e facilitador.
- (43) Quando há informações fidedignas sobre uma situação fora da União que ameaça a segurança do aprovisionamento de um ou vários Estados-Membros e que possa desencadear um mecanismo de alerta precoce que envolva a União e um país terceiro, a Comissão deve informar sem demora o Grupo de Coordenação do Gás e a União deve tomar as medidas apropriadas para resolver a situação.

- (44) Os Estados-Membros agindo isoladamente não podem atingir, de forma satisfatória, o objetivo do presente regulamento, nomeadamente garantir a segurança do aprovisionamento de gás na União. Tendo em consideração a escala ou os efeitos da ação, este objetivo pode ser melhor alcançado ao nível da União. Por conseguinte, a União pode adotar medidas em conformidade com o princípio da subsidiariedade consagrado no artigo 5.º do Tratado da União Europeia. Em conformidade com o princípio da proporcionalidade consagrado no mesmo artigo, o presente regulamento não excede o necessário para realizar esse objetivo.
- (45) A fim de permitir uma resposta rápida da União à evolução das circunstâncias ligadas à segurança do aprovisionamento de gás, o poder de adoção de atos ao abrigo do artigo 290.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia deve ser delegado na Comissão no que diz respeito à alteração das regiões e dos modelos para a avaliação dos riscos e para os planos. É particularmente importante que a Comissão proceda às consultas adequadas durante os trabalhos preparatórios, inclusive a nível dos peritos. Na preparação e elaboração de atos delegados, deve assegurar que os documentos relevantes sejam transmitidos simultaneamente ao Parlamento Europeu e ao Conselho, em tempo útil e de forma adequada.
- (46) O Regulamento (UE) n.º 994/2010 deve ser revogado. A fim de assegurar a continuidade, os planos preventivos de ação e os planos de emergência elaborados em aplicação do Regulamento (CE) n.º 994/2010 devem permanecer em vigor até à adoção de novos planos preventivos de ação e planos de emergência elaborados ao abrigo do presente regulamento.

ADOTARAM O PRESENTE REGULAMENTO:

Artigo 1.º

Objeto

O presente regulamento estabelece disposições destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, assegurando o funcionamento correto e contínuo do mercado interno do gás natural («gás»), permitindo a execução de medidas excecionais quando o mercado já não é capaz de assegurar o necessário aprovisionamento de gás e estabelecendo, de forma clara, uma definição e uma atribuição de responsabilidades entre as empresas de gás natural, os Estados-Membros e a União, tanto em termos de ação preventiva como de reação a perturbações concretas do aprovisionamento. O presente regulamento estabelece também mecanismos de transparência, num espírito de solidariedade, para a coordenação do planeamento e da resposta a situações de emergência ao nível dos Estados-Membros, das regiões e da União.

Artigo 2.º

Definições

Para efeitos do presente regulamento, são aplicáveis as definições constantes do artigo 2.º da Diretiva 2009/73/CE²¹ e do artigo 2.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho²².

²¹ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 94).

As seguintes definições são igualmente aplicáveis:

- (1) «Cliente protegido», um cliente doméstico ligado a uma rede de distribuição de gás, podendo também incluir, se o Estado-Membro em causa assim o decidir, uma ou mais das seguintes entidades:
 - (a) Uma pequena ou média empresa, desde que esteja ligada a uma rede de distribuição de gás, ou um serviço social essencial, desde que esteja ligado a uma rede de distribuição ou de transporte de gás e desde que essas empresas ou serviços não representem, em conjunto, mais de 20 % do consumo total anual final de gás nesse Estado-Membro;
 - (b) Uma instalação de aquecimento urbano, na medida em que proporcione aquecimento a clientes domésticos ou às empresas ou serviços referidos na alínea a), desde que essa instalação não permita uma mudança para outros combustíveis e esteja ligada a uma rede de distribuição ou de transporte de gás;
- (2) «Serviço social essencial», um serviço de cuidados de saúde, de emergência ou de segurança;
- (3) «Entidade reguladora nacional», uma entidade reguladora nacional designada nos termos do artigo 39.º, n.º 1, da Diretiva 2009/73/CE.

Artigo 3.º

Responsabilidade pela segurança do aprovisionamento de gás

1. A segurança do aprovisionamento de gás é uma responsabilidade partilhada pelas empresas de gás natural, pelos Estados-Membros, designadamente através das respetivas autoridades competentes, e pela Comissão, nas respetivas esferas de atividade e de competência.
2. Cada Estado-Membro deve designar uma autoridade governamental nacional ou uma entidade reguladora nacional como autoridade competente responsável por garantir a execução das medidas previstas no presente regulamento. As autoridades competentes devem cooperar entre si na aplicação do presente regulamento. Os Estados-Membros podem permitir à autoridade competente delegar noutros organismos funções específicas previstas no presente regulamento. Essas funções delegadas devem ser executadas sob a supervisão da autoridade competente e ser especificadas nos planos referidos no artigo 7.º. A declaração de qualquer um dos níveis de crise a que se refere o artigo 10.º, n.º 1, apenas pode ser delegada numa autoridade pública.
3. Cada Estado-Membro deve notificar sem demora à Comissão o nome da autoridade competente e quaisquer alterações subsequentes. Cada Estado-Membro deve divulgar publicamente o nome da autoridade pública competente.
4. Para fins da execução das medidas previstas no presente regulamento, a autoridade competente deve definir os papéis e as responsabilidades dos diversos intervenientes de molde a assegurar o respeito de uma abordagem em três níveis que envolva, em

²²

Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005 (JO L 211 de 14.8.2009, p. 36).

primeiro lugar, as empresas de gás natural relevantes e a indústria, em seguida os Estados-Membros a nível nacional ou regional e, por fim, a União.

5. A Comissão deve, quando adequado, coordenar a ação das autoridades competentes a nível regional e da União, conforme previsto no presente regulamento, designadamente por intermédio do Grupo de Coordenação do Gás referido no artigo 14.º ou do grupo de gestão de crises referido no artigo 11.º, n.º 4, em particular caso se verifique uma emergência a nível regional ou da União, conforme definida no artigo 11.º, n.º 1.
6. As medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento constantes dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência devem ser claramente definidas, transparentes, proporcionadas, não discriminatórias e verificáveis, não devem distorcer indevidamente a concorrência, não devem obstar ao funcionamento eficaz do mercado interno do gás nem devem pôr em perigo a segurança do aprovisionamento de gás dos outros Estados-Membros ou da União no seu conjunto.
7. A composição das regiões para fins da cooperação regional, conforme prevista no presente regulamento, deve basear-se nos seguintes critérios:
 - (a) Proximidade geográfica;
 - (b) Interligações e capacidades de interligação existentes e planeadas entre os Estados-Membros, bem como os padrões de aprovisionamento;
 - (c) Possibilidade de congregar recursos e de equilibrar os riscos para a segurança do aprovisionamento de gás em toda a região;
 - (d) Desenvolvimento e maturidade do mercado;
 - (e) Número gerível de Estados-Membros em cada região;
 - (f) Na medida do possível, estruturas de cooperação regional existentes.

A lista das regiões e a sua composição figura no anexo I.

A Comissão está habilitada a adotar atos delegados, em conformidade com o disposto no artigo 18.º, para fins de alteração do anexo I com base nos critérios enunciados no presente número, primeiro parágrafo, se as circunstâncias justificarem a alteração de uma região.

Artigo 4.º

Norma relativa às infraestruturas

1. Os Estados-Membros ou, quando um Estado-Membro assim o decida, a autoridade competente devem assegurar que sejam tomadas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás, a capacidade das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 prevista no anexo II, ponto 2, possa, sem prejuízo do disposto no n.º 2 do presente artigo, satisfazer a procura 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. Esta disposição em nada prejudica a responsabilidade dos operadores de rede de procederem aos investimentos correspondentes nem as obrigações dos operadores das redes de transporte estabelecidas na Diretiva 2009/73/CE e no Regulamento (CE) n.º 715/2009.
2. A obrigação de assegurar que as restantes infraestruturas disponham da capacidade técnica para satisfazer a procura total de gás, de acordo com o disposto no n.º 1, deve

também ser considerada como cumprida caso a autoridade competente demonstre, no plano preventivo de ação, que uma perturbação do aprovisionamento pode ser suficiente e atempadamente compensada por medidas adequadas no lado da procura, baseadas no mercado. Com esse fim em vista, deve ser utilizada a fórmula prevista no anexo II, ponto 4.

3. Quando adequado, em função da avaliação dos riscos referida no artigo 6.º, as autoridades competentes de Estados-Membros vizinhos podem acordar cumprir conjuntamente a obrigação estabelecida no n.º 1 do presente artigo. Nesse caso, as autoridades competentes devem incluir, no plano preventivo de ação, o cálculo da fórmula N-1, juntamente com uma explicação do modo como as disposições acordadas permitem cumprir essa obrigação. É aplicável o anexo II, ponto 5.
4. Os operadores de redes de transporte devem disponibilizar uma capacidade física permanente de transporte de gás em ambos os sentidos («capacidade bidirecional») em todas as interligações entre Estados-Membros, exceto:
 - (a) No caso de ligações a instalações de produção, a instalações de GNL e a redes de distribuição; ou
 - (b) Quando foi concedida uma isenção dessa obrigação.

Para fins do procedimento destinado a disponibilizar ou reforçar a capacidade bidirecional permanente numa interligação ou a obter ou prorrogar uma isenção a essa obrigação, é aplicável o anexo III.

5. As autoridades reguladoras nacionais devem ter em conta os custos eficientemente incorridos resultantes do cumprimento da obrigação prevista no n.º 1 e os custos da disponibilização de capacidade bidirecional permanente, a fim de concederem os incentivos adequados quando estabelecem ou aprovam, de forma transparente e pormenorizada, tarifas ou metodologias nos termos do artigo 41.º, n.º 8, da Diretiva 2009/73/CE e do artigo 13.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.
6. Na medida em que não seja exigido pelo mercado um investimento para a disponibilização ou o reforço da capacidade bidirecional, e caso esse investimento acarrete custos em mais do que um Estado-Membro ou num Estado-Membro em benefício de outro Estado-Membro, as autoridades reguladoras nacionais de todos os Estados-Membros em causa devem decidir conjuntamente a repartição dos custos, antes da tomada de uma decisão sobre qualquer investimento. A repartição dos custos deve ter particularmente em conta a proporção dos benefícios dos investimentos em infraestruturas para o aumento da segurança do aprovisionamento dos Estados-Membros em causa, bem como os investimentos já realizados nas infraestruturas em causa.
7. A autoridade competente deve assegurar que qualquer nova infraestrutura de transporte contribua para a segurança do aprovisionamento mediante o desenvolvimento de uma rede bem articulada, incluindo, quando adequado, através de um número suficiente de pontos de entrada e de saída transfronteiriços, de acordo com a procura do mercado e os riscos identificados. A autoridade competente deve determinar, no âmbito da avaliação dos riscos, se existem pontos de estrangulamento internos e se a capacidade e as infraestruturas de entrada a nível nacional e, em particular, as redes de transporte são capazes de adaptar os fluxos de gás nacionais e transfronteiriços ao cenário de uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás a nível nacional e na maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para a região identificada na avaliação dos riscos.

8. A título de exceção, o Luxemburgo, a Eslovénia e a Suécia não estão vinculados pela obrigação prevista no n.º 1 do presente artigo, mas devem procurar cumpri-la, garantindo simultaneamente o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos, nos termos do artigo 5.º. Esta exceção é aplicável enquanto:

- (a) No caso do Luxemburgo: o país dispuser de, pelo menos, duas interligações com outros Estados-Membros e de, pelo menos, duas fontes de aprovisionamento diferentes e não dispuser de instalações de armazenamento de gás no seu território;
- (b) No caso da Eslovénia: o país dispuser de, pelo menos, duas interligações com outros Estados-Membros e de, pelo menos, duas fontes de aprovisionamento diferentes e não dispuser de instalações de armazenamento de gás nem de instalações de GNL no seu território;
- (c) No caso da Suécia: o país não assegurar no seu território o trânsito de gás para outros Estados-Membros, tiver um consumo interno bruto anual de gás inferior a 2 Mtoe e menos de 5 % do seu consumo total de energia primária ser proveniente do gás.

O Luxemburgo, a Eslovénia e a Suécia devem proceder, de modo transparente, pormenorizado e não discriminatório, a testes de mercado periódicos sobre investimentos em infraestruturas e devem tornam públicos os respetivos resultados. Os Estados-Membros devem informar a Comissão de qualquer alteração nas condições visadas no primeiro parágrafo. A exceção estabelecida no primeiro parágrafo deixa de ser aplicável se pelo menos uma das condições referidas deixar de ser cumprida.

Até 3 de dezembro de 2018, o Luxemburgo, a Eslovénia e a Suécia devem apresentar à Comissão um relatório descrevendo a situação no que diz respeito às respetivas condições estabelecidas no referido parágrafo e às perspetivas de cumprimento da obrigação constante do n.º 1, tendo em consideração o impacto económico da satisfação da norma relativa às infraestruturas, os resultados dos testes de mercado, o desenvolvimento do mercado do gás e os projetos de infraestruturas de gás na região. Com base no referido relatório e caso se mantenha o cumprimento das respetivas condições estabelecidas no primeiro parágrafo, a Comissão pode decidir que a exceção pode continuar a ser aplicada por um período adicional de quatro anos. Em caso de decisão positiva, o procedimento estabelecido no presente parágrafo deve ser repetido ao fim de quatro anos.

Artigo 5.º

Norma de aprovisionamento

- 1. A autoridade competente deve solicitar às empresas de gás natural por si identificadas que tomem medidas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos do Estado-Membro em cada um dos seguintes casos:
 - (a) Temperaturas extremas durante um período de pico de 7 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;
 - (b) Um período de pelo menos 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

- (c) Para um período de pelo menos 30 dias em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.

Até 31 de março de 2017, os Estados-Membros devem notificar à Comissão a sua definição de clientes protegidos, os volumes de consumo anual de gás dos clientes protegidos e a percentagem de consumo total final de gás que representam nesse Estado-Membro. Quando um Estado-Membro inclui na sua definição de clientes protegidos as categorias referidas no artigo 2.º, n.º 1, alínea a) ou b), deve especificar na notificação à Comissão os volumes de consumo de gás correspondentes aos consumidores nessas categorias e a percentagem que cada um desses grupos de consumidores representa em termos de consumo anual final de gás.

A autoridade competente deve identificar as empresas de gás natural visadas no primeiro parágrafo e indicá-las no plano preventivo de ação. Quaisquer novas medidas destinadas a garantir o respeito da norma de aprovisionamento devem estar em conformidade com o procedimento estabelecido no artigo 8.º, n.º 4.

Os Estados-Membros podem cumprir a obrigação estabelecida no primeiro parágrafo mediante a substituição do gás por outra fonte de energia na medida em que seja assegurado o mesmo nível de proteção.

2. Qualquer norma de reforço do aprovisionamento de duração superior ao período de 30 dias referido no n.º 1, alíneas b) e c), ou qualquer obrigação adicional imposta por razões de segurança do aprovisionamento de gás, deve basear-se na avaliação dos riscos a que se refere o artigo 6.º, refletir-se no plano preventivo de ação e:
 - (a) Deve cumprir o disposto no artigo 3.º, n.º 6;
 - (b) Não deve ter um impacto negativo na capacidade de outro Estado-Membro para assegurar o aprovisionamento dos seus clientes protegidos nos termos do presente artigo, caso se verifique uma emergência a nível nacional, regional ou da União; e
 - (c) Deve observar os critérios estabelecidos no artigo 11.º, n.º 5, caso se verifique uma emergência a nível regional ou da União.

Deve ser incluída no plano preventivo de ação uma justificação da conformidade das medidas visadas no primeiro parágrafo com as condições previstas no referido número. Além disso, qualquer nova medida visada no primeiro parágrafo deve estar em conformidade com o procedimento estabelecido no artigo 8.º, n.º 4.

3. Após os períodos definidos pela autoridade competente nos termos dos n.ºs 1 e 2, ou em condições mais adversas do que as estabelecidas no n.º 1, a autoridade competente e as empresas de gás natural devem procurar manter, na medida do possível, o aprovisionamento de gás, em particular aos clientes protegidos.
4. As obrigações impostas às empresas de gás natural para o cumprimento da norma de aprovisionamento prevista no presente artigo não devem ser discriminatórias nem impor encargos indevidos a essas empresas.
5. As empresas de gás natural estão autorizadas a cumprir as suas obrigações previstas no presente artigo a nível regional ou a nível da União, conforme adequado. As autoridades competentes não devem exigir que as normas estabelecidas no presente artigo sejam cumpridas tendo apenas em conta as infraestruturas situadas no seu território.

6. As autoridades competentes devem garantir que sejam estabelecidas condições para o aprovisionamento dos clientes protegidos sem prejuízo do bom funcionamento do mercado interno da energia e a um preço que respeite o valor de mercado dos aprovisionamentos.

Artigo 6.º

Avaliação dos riscos

1. As autoridades competentes de cada região que figura na lista do anexo I devem, em conjunto, proceder a uma avaliação a nível regional de todos os riscos que afetam a segurança do aprovisionamento de gás. A avaliação deve ter em conta todos os riscos relevantes, tais como catástrofes naturais e riscos tecnológicos, comerciais, sociais, políticos e outros. A avaliação dos riscos deve ser efetuada:
- (a) De acordo com as normas especificadas nos artigos 4.º e 5.º. A avaliação dos riscos deve descrever o cálculo da fórmula N-1 a nível nacional e incluir um cálculo da fórmula N-1 a nível regional. A avaliação dos riscos deve incluir também os pressupostos utilizados, nomeadamente os relativos ao cálculo da fórmula N-1 a nível regional, bem como os dados necessários para esse cálculo. O cálculo da fórmula N-1 a nível nacional deve ser acompanhado da simulação de uma perturbação na maior infraestrutura individual utilizando um modelo hidráulico, bem como um cálculo da fórmula N-1 com o nível de gás em instalações de armazenamento a 30 % e 100 % da capacidade total;
 - (b) Tomando em consideração todas as circunstâncias nacionais e regionais relevantes, nomeadamente a dimensão do mercado, a configuração da rede, os fluxos reais, incluindo os fluxos de saída dos Estados-Membros em causa, a possibilidade de fluxos físicos de gás em ambos os sentidos, incluindo a potencial necessidade de um reforço consequente da rede de transporte, a presença de capacidades de produção e armazenamento e o papel do gás no cabaz energético, em particular no que se refere ao aquecimento urbano, à produção de eletricidade e ao funcionamento das indústrias, bem como considerações relacionadas com a segurança e a qualidade do gás;
 - (c) Testando vários cenários de procura excepcionalmente elevada e de perturbações do aprovisionamento, tendo em conta o historial, a probabilidade, a estação, a frequência e a duração da sua ocorrência e avaliando as suas prováveis consequências, tais como:
 - i) perturbação nas infraestruturas relevantes para a segurança do aprovisionamento, nomeadamente infraestruturas de transporte, instalações de armazenamento ou terminais de GNL, incluindo a maior infraestrutura identificada para o cálculo da fórmula N-1, e
 - ii) perturbação do aprovisionamento por parte de fornecedores de países terceiros, bem como, quando adequado, os riscos geopolíticos;
 - (d) Identificação da interação e correlação dos riscos entre os Estados-Membros da região e com outros Estados-Membros, conforme adequado, incluindo nomeadamente o que diga respeito a interligações, aprovisionamentos transfronteiriços, acesso transfronteiriço a instalações de armazenamento e capacidade bidirecional;

- (e) Tomando em consideração a capacidade máxima de interligação de cada ponto fronteiro de entrada e de saída e os vários níveis de enchimento das instalações de armazenamento.
2. As autoridades competentes de cada região devem chegar a acordo sobre um mecanismo de cooperação para a realização da avaliação dos riscos no prazo previsto no n.º 5 do presente artigo. As autoridades competentes devem informar o Grupo de Coordenação do Gás sobre o mecanismo de cooperação acordado para a realização da avaliação dos riscos 18 meses antes do termo do prazo para a adoção da avaliação dos riscos e das respetivas atualizações. A Comissão pode ter um papel de facilitador geral na preparação da avaliação dos riscos, em especial para o estabelecimento deste mecanismo de cooperação. Se as autoridades competentes de uma região não chegarem a acordo sobre um mecanismo de cooperação, a Comissão pode propor um mecanismo de cooperação para essa região.
- No âmbito do mecanismo de cooperação acordado, cada autoridade competente deve partilhar e atualizar, um ano antes do termo do prazo para a notificação da avaliação dos riscos, todos os dados nacionais necessários para a preparação dessa avaliação, nomeadamente para o teste dos diferentes cenários referidos no n.º 1, alínea c).
3. A avaliação dos riscos deve ser preparada em conformidade com o modelo constante do anexo IV. A Comissão deve estar habilitada, nos termos do artigo 18.º, a adotar atos delegados para fins de alteração dos referidos modelos.
4. As empresas de gás natural, os clientes industriais de gás, as organizações relevantes representativas dos interesses dos clientes domésticos e industriais de gás, bem como os Estados-Membros e a autoridade reguladora nacional, caso não seja a autoridade competente, devem cooperar com as autoridades competentes e facultar-lhe, a pedido, todas as informações necessárias para a avaliação dos riscos.
5. A avaliação dos riscos, uma vez acordada por todos os Estados-Membros na região, deve ser notificada à Comissão pela primeira vez o mais tardar em 1 de setembro de 2018. A avaliação dos riscos deve ser atualizada de quatro em quatro anos, a menos que as circunstâncias justifiquem atualizações mais frequentes. A avaliação dos riscos deve ter em conta os progressos realizados em termos dos investimentos necessários para satisfazer a norma relativa às infraestruturas definida no artigo 4.º e as dificuldades específicas verificadas em cada país na implementação de novas soluções alternativas. A avaliação deve também ter em consideração a experiência adquirida na simulação dos planos de emergência previstos no artigo 9.º, n.º 2.
6. Até 1 de novembro de 2017, a REORT para o Gás deve efetuar uma simulação a nível de toda a União dos cenários de perturbações no aprovisionamento e nas infraestruturas. Os cenários devem ser definidos pela REORT para o Gás, em consulta com o Grupo de Coordenação do Gás. As autoridades competentes devem facultar à REORT para o Gás os dados necessários para as simulações, tais como os valores dos picos de procura, a capacidade de produção e as medidas do lado da procura. As autoridades competentes devem ter em conta os resultados das simulações na preparação das avaliações dos riscos, dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência. A simulação a nível de toda a União dos cenários de perturbações no aprovisionamento e nas infraestruturas deve ser atualizada de quatro em quatro anos, a menos que as circunstâncias justifiquem atualizações mais frequentes.

Estabelecimento dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência

1. As autoridades competentes dos Estados-Membros de cada região que figura na lista do anexo I, depois de consultar as empresas de gás natural, as organizações relevantes representativas dos interesses dos clientes domésticos e industriais de gás, incluindo os produtores de eletricidade, bem como as entidades reguladoras nacionais, caso não sejam as autoridades competentes, devem estabelecer conjuntamente:
 - (a) Um plano preventivo de ação com as medidas a adotar para eliminar ou atenuar os riscos identificados na região, incluindo os riscos de dimensão puramente nacional, em conformidade com a avaliação dos riscos efetuada nos termos do artigo 6.º e em conformidade com o artigo 8.º; e
 - (b) Um plano de emergência com as medidas a tomar para eliminar ou atenuar o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás na região, incluindo acontecimentos de dimensão puramente nacional, de acordo com o disposto no artigo 9.º.
2. As autoridades competentes de cada região devem chegar a acordo sobre um mecanismo de cooperação com a antecedência suficiente para permitir a elaboração dos planos e a sua notificação, bem como a notificação dos planos atualizados.

As medidas necessárias para eliminar ou atenuar os riscos de dimensão puramente nacional, bem como as medidas a tomar para eliminar ou atenuar o impacto de acontecimentos que, devido à sua dimensão limitada, devem ser tratados apenas a nível nacional, devem ser elaboradas por cada autoridade competente da região e incluídas nos planos elaborados a nível regional. As referidas medidas nacionais não devem prejudicar, de modo algum, a eficácia das medidas a nível regional. Cada autoridade competente deve igualmente identificar domínios para a cooperação regional e possíveis ações conjuntas. As medidas nacionais, juntamente com as propostas de medidas de cooperação regional, devem ser comunicadas às outras autoridades competentes na região um ano antes do termo do prazo para a notificação dos planos.

As autoridades competentes devem informar regularmente o Grupo de Coordenação do Gás sobre os progressos realizados na preparação e adoção dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência. Em especial, as autoridades competentes devem informar o Grupo de Coordenação do Gás sobre o mecanismo de cooperação acordado com uma antecedência de 18 meses relativamente ao termo do prazo para a adoção dos planos, bem como das respetivas atualizações. A Comissão pode desempenhar um papel de facilitador geral na preparação dos planos, em especial no que diz respeito ao estabelecimento do mecanismo de cooperação. Se as autoridades competentes de uma região não chegarem a acordo sobre um mecanismo de cooperação, a Comissão pode propor um mecanismo de cooperação para essa região. As autoridades competentes devem assegurar a monitorização regular da execução dos referidos planos.
3. O plano preventivo de ação e o plano de emergência devem ser elaborados em conformidade com os modelos constantes do anexo V. A Comissão está habilitada a adotar atos delegados ao abrigo do artigo 18.º a fim de proceder à alteração desses modelos.

4. Os planos preventivos de ação e os planos de emergência devem ser adotados por todos os Estados da região, disponibilizados ao público e comunicados à Comissão o mais tardar até 1 de março de 2019. A referida notificação deve ter lugar uma vez aprovados os planos por todos os Estados-Membros na região. A Comissão deve informar o Grupo de Coordenação do Gás sobre a notificação dos planos e proceder à sua publicação no sítio Web da Comissão.
5. No prazo de quatro meses a contar da data de notificação pelas autoridades competentes, a Comissão deve proceder à avaliação dos referidos planos tendo em devida consideração a análise pelos pares e os pontos de vista expressos no âmbito do Grupo de Coordenação do Gás. O anexo VI é aplicável ao procedimento de análise pelos pares.

A Comissão deve emitir um parecer dirigido às autoridades competentes da região com a recomendação de procederem à revisão do respetivo plano preventivo de ação ou plano de emergência se for considerado que o plano:

- (a) Não é eficaz para atenuar os riscos identificados no âmbito da avaliação dos riscos;
 - (b) Carece de coerência com os cenários de riscos avaliados ou com os planos de outra região;
 - (c) Pode distorcer a concorrência ou entravar o funcionamento do mercado interno da energia;
 - (d) Não está em conformidade com as disposições do presente regulamento ou com outras disposições do direito da União;
 - (e) Põe em perigo a segurança do aprovisionamento de gás de outros Estados-Membros ou da União no seu conjunto.
6. No prazo de três meses a contar da notificação do parecer da Comissão a que se refere o n.º 4, as autoridades competentes em causa devem notificar à Comissão o plano alterado ou informá-la das razões por que não estão de acordo com as recomendações.

Em caso de desacordo, a Comissão pode, no prazo de três meses a contar da data da resposta das autoridades competentes, tomar uma decisão exigindo a alteração do plano relevante. As autoridades competentes devem adotar e publicar o plano no prazo de três meses a contar da notificação da decisão da Comissão.

7. A confidencialidade das informações comercialmente sensíveis deve ser preservada.
8. Os planos preventivos de ação e os planos de emergência elaborados ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 994/2010, atualizados conforme adequado, devem permanecer em vigor até à adoção dos novos planos preventivos de ação e de emergência referidos no n.º 1.

Artigo 8.º

Conteúdo dos planos preventivos de ação

1. O plano preventivo de ação deve conter:
 - (a) Os resultados da avaliação dos riscos e um resumo dos cenários considerados, conforme previsto no artigo 6.º, n.º 1, alínea c);

- (b) A definição de clientes protegidos em cada Estado-Membro da região e a informação descrita no artigo 5.º, n.º 1, segundo parágrafo;
 - (c) As medidas, os volumes e as capacidades necessários para satisfazer as normas relativas às infraestruturas e ao aprovisionamento em cada Estado-Membro da região, nos termos dos artigos 4.º e 5.º, incluindo, quando aplicável, o nível a que as medidas do lado da procura podem constituir compensação suficiente e atempada para uma perturbação do aprovisionamento a que se refere o artigo 4.º, n.º 2, a identificação da maior infraestrutura individual de gás de interesse comum caso seja aplicável o artigo 4.º, n.º 3, os volumes de gás necessários por categoria de clientes protegidos e por cenário conforme referido no artigo 5.º, n.º 1, bem como qualquer norma de reforço do aprovisionamento ao abrigo do artigo 5.º, n.º 2, incluindo a justificação do cumprimento das condições estabelecidas no artigo 5.º, n.º 2, e a descrição de um mecanismo para reduzir temporariamente uma eventual norma de reforço do aprovisionamento ou obrigação adicional em conformidade com o disposto no artigo 12.º;
 - (d) As obrigações impostas às empresas de gás natural e a outros organismos relevantes suscetíveis de ter um impacto na segurança do aprovisionamento de gás, tais como obrigações relativas à segurança do funcionamento da rede de gás;
 - (e) Outras medidas preventivas destinadas a enfrentar os riscos identificados na avaliação dos riscos, como as relacionadas com a necessidade de reforçar as interligações entre Estados-Membros vizinhos e a possibilidade de diversificar as vias e fontes de aprovisionamento de gás, quando adequado, para fazer face aos riscos identificados de modo a manter o aprovisionamento de gás a todos os clientes na medida do possível;
 - (f) As informações sobre o impacto económico, a eficácia e a eficiência das medidas constantes do plano, incluindo as obrigações referidas na alínea k);
 - (g) A descrição dos efeitos das medidas constantes do plano no funcionamento do mercado interno da energia, bem como dos mercados nacionais, incluindo as obrigações referidas na alínea k);
 - (h) A descrição do impacto das medidas no ambiente e nos consumidores;
 - (i) Os mecanismos a utilizar na cooperação com outros Estados-Membros, incluindo os mecanismos para a preparação e execução dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência;
 - (j) As informações sobre interligações existentes e futuras, incluindo as que proporcionam o acesso à rede de gás da União, os fluxos transfronteiriços, o acesso transfronteiriço a instalações de armazenamento e a instalações de GNL e a capacidade bidirecional, em particular em caso de emergência;
 - (k) As informações sobre todas as obrigações de serviço público relacionadas com a segurança do aprovisionamento de gás.
2. O plano preventivo de ação, em particular as ações destinadas a respeitar a norma relativa às infraestruturas estabelecida no artigo 4.º, deve ter em conta o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala da União a elaborar pela REORT para o Gás de acordo com o disposto no artigo 8.º, n.º 10, do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

3. O plano preventivo de ação deve basear-se principalmente em medidas de mercado e não deve criar um ónus indevido às empresas de gás natural ou ter um impacto negativo no funcionamento do mercado interno do gás.
4. Os Estados-Membros devem proceder a uma avaliação de impacto de todas as medidas preventivas não baseadas no mercado a adotar após a entrada em vigor do presente regulamento, incluindo as medidas destinadas a respeitar a norma de aprovisionamento estabelecida no artigo 5.º, n.º 1, e a norma de reforço do aprovisionamento estabelecida no artigo 5.º, n.º 2. A referida avaliação de impacto deve incluir, pelo menos, os seguintes elementos:
 - (a) Impacto da medida proposta no desenvolvimento do mercado nacional do gás e na concorrência a nível nacional;
 - (b) Impacto das medidas propostas no mercado interno do gás;
 - (c) Potenciais impactos na segurança do aprovisionamento de gás dos Estados-Membros vizinhos, nomeadamente no que diz respeito às medidas que possam reduzir a liquidez nos mercados regionais ou restringir os fluxos para Estados-Membros vizinhos;
 - (d) Custos e benefícios das medidas, avaliados relativamente a medidas alternativas baseadas no mercado;
 - (e) Avaliação da necessidade e da proporcionalidade da medida em comparação com possíveis medidas baseadas no mercado;
 - (f) Abertura da medida, a fim de assegurar a igualdade de oportunidades para todos os participantes no mercado;
 - (g) Estratégia de eliminação progressiva, duração prevista da medida considerada e calendário de revisão adequado.

A análise a que se referem as alíneas a) e b) deve ser efetuada pelas autoridades reguladoras nacionais.

5. A avaliação de impacto e as medidas adotadas devem ser publicadas pela autoridade competente e notificadas à Comissão. No prazo de quatro meses a contar da data da notificação, a Comissão deve adotar uma decisão e pode solicitar aos Estados-Membros que alterem as medidas adotadas. Esse prazo começa a correr no dia seguinte ao da receção de uma notificação completa. O prazo pode ser prorrogado com o acordo da Comissão e do Estado-Membro em causa.

A Comissão pode tomar uma decisão que exija a alteração ou a retirada de uma medida, quando a medida é:

- (a) Suscetível de distorcer o mercado interno da União;
- (b) Suscetível de distorcer o desenvolvimento do mercado nacional do gás;
- (c) Desnecessária ou desproporcionada para fins de garantia da segurança do aprovisionamento; ou
- (d) Suscetível de pôr em perigo a segurança do aprovisionamento de outros Estados-Membros.

A medida adotada só deve entrar em vigor depois de aprovada pela Comissão ou alterada em conformidade com a decisão da Comissão.

6. O plano preventivo de ação deve ser atualizado de quatro em quatro anos a partir de 1 de março de 2019, exceto se as circunstâncias justificarem atualizações mais frequentes ou a pedido da Comissão. O plano atualizado deve refletir a avaliação dos riscos atualizada e os resultados dos testes efetuados em conformidade com o artigo 9.º, n.º 2. O artigo 7.º, n.ºs 3 a 7, é aplicável ao plano atualizado.

Artigo 9.º

Conteúdo do plano de emergência

1. O plano de emergência deve:
- (a) Basear-se nos níveis de crise estabelecidos no artigo 10.º, n.º 1;
 - (b) Definir o papel e as responsabilidades das empresas de gás natural e dos clientes industriais de gás, incluindo os produtores de eletricidade relevantes, tendo em conta os diferentes graus em que são afetados caso se verifiquem perturbações no aprovisionamento de gás, a sua articulação com as autoridades competentes e, quando adequado, com as autoridades reguladoras nacionais em cada um dos níveis de crise definidos no artigo 10.º, n.º 1;
 - (c) Definir o papel e as responsabilidades das autoridades competentes e de outros organismos nos quais tenham sido delegadas funções, nos termos estabelecidos no artigo 3.º, n.º 2, em cada um dos níveis de crise definidos no artigo 10.º, n.º 1;
 - (d) Assegurar que seja dada oportunidade suficiente às empresas de gás natural e aos clientes industriais de gás, incluindo os produtores de eletricidade relevantes, para dar resposta a cada nível de crise;
 - (e) Identificar, quando adequado, as medidas a tomar e as ações a empreender para atenuar o potencial impacto de uma perturbação do aprovisionamento de gás no aquecimento urbano e no aprovisionamento de eletricidade produzida a partir do gás;
 - (f) Estabelecer procedimentos e medidas pormenorizadas a seguir em cada nível de crise, incluindo os correspondentes mecanismos para a transmissão de informações;
 - (g) Designar um gestor ou uma célula de crise e definir o seu papel;
 - (h) Identificar a contribuição das medidas baseadas no mercado para enfrentar a situação ao nível de alerta e para atenuar a situação ao nível de emergência;
 - (i) Identificar a contribuição das medidas não baseadas no mercado planeadas ou a executar para o nível de emergência e avaliar em que medida é necessária a utilização de medidas não baseadas no mercado para enfrentar uma crise. Os efeitos das medidas não baseadas no mercado devem ser avaliados e os respetivos procedimentos de execução definidos. As medidas não baseadas no mercado só devem ser utilizadas quando os mecanismos baseados no mercado, por si só, já não possam garantir o aprovisionamento, em especial dos clientes protegidos, ou para efeitos da aplicação do artigo 12.º;
 - (j) Descrever os mecanismos utilizados para a cooperação com outros Estados-Membros em cada nível de crise;
 - (k) Especificar as obrigações em matéria de comunicação de informações impostas às empresas de gás natural para os níveis de alerta e de emergência;

- (l) Descrever as modalidades jurídicas e técnicas em vigor destinadas a evitar o consumo indevido de gás por parte dos clientes não protegidos que estejam ligados a uma rede de distribuição ou de transporte de gás;
 - (m) Descrever as modalidades técnicas e financeiras em vigor para fins de aplicação das obrigações de solidariedade estabelecidas no artigo 12.º;
 - (n) Elaborar uma lista de ações predefinidas com vista à disponibilização de gás em caso de emergência, incluindo acordos comerciais entre as partes envolvidas nessas ações e mecanismos de compensação para as empresas de gás natural, quando adequado, tendo devidamente em consideração a confidencialidade dos dados sensíveis. Essas ações podem incluir acordos transfronteiriços entre Estados-Membros e/ou empresas de gás natural.
2. As medidas, as ações e os procedimentos constantes do plano de emergência devem ser testados, no mínimo, duas vezes entre as suas atualizações periódicas de quatro em quatro anos referidas no n.º 3. Os Estados-Membros devem, com vista a testar o plano de emergência, simular cenários de impactos elevados a médios e respostas em tempo real de acordo com o respetivo plano de emergência. Os resultados dos testes devem ser apresentados ao Grupo de Coordenação do Gás pelas autoridades competentes.
3. O plano de emergência deve ser atualizado de quatro em quatro anos após 1 de março de 2019, exceto se as circunstâncias justificarem atualizações mais frequentes ou a pedido da Comissão. O plano atualizado deve refletir a avaliação dos riscos atualizada e as conclusões dos testes efetuados em conformidade com o disposto no n.º 2. O artigo 7.º, n.ºs 3 a 7, é aplicável ao plano atualizado.
4. O plano de emergência deve garantir que o acesso transfronteiriço às infraestruturas, em conformidade com disposto no Regulamento (CE) n.º 715/2009, seja mantido tanto quanto for tecnicamente possível e seguro em caso de emergência e não deve estabelecer qualquer medida que restrinja indevidamente o fluxo de gás através das fronteiras.

Artigo 10.º

Declaração de crise

1. Os três níveis de crise são os seguintes:
- (a) Nível de alerta precoce (alerta precoce): quando há informações concretas, sérias e fiáveis da possibilidade de ocorrência de um acontecimento suscetível de deteriorar significativamente a situação do aprovisionamento e de ativar o nível de alerta ou de emergência; o nível de alerta precoce pode ser ativado mediante um mecanismo de alerta precoce;
 - (b) Nível de alerta (alerta): quando se verifica uma perturbação do aprovisionamento ou um aumento excecional da procura de gás que resulte numa deterioração significativa da situação do aprovisionamento, mas em que o mercado ainda tem condições para fazer face a essa perturbação ou a esse aumento da procura sem necessidade de recorrer a medidas não baseadas no mercado;
 - (c) Nível de emergência (emergência): quando se verifica um aumento excecional da procura de gás, uma perturbação significativa do aprovisionamento ou qualquer outra deterioração significativa da situação do aprovisionamento e

quando já foram postas em prática todas as medidas relevantes baseadas no mercado, mas o aprovisionamento de gás continua a ser insuficiente para dar resposta à restante procura de gás, de tal modo que têm de ser tomadas medidas adicionais não baseadas no mercado para salvaguardar, nomeadamente, o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos, nos termos do artigo 5.º

2. Ao declarar um dos níveis de crise a que se refere o n.º 1, a autoridade competente deve informar imediatamente a Comissão e facultar-lhe todas as informações necessárias, designadamente sobre as ações que tenciona empreender. Caso se verifique uma emergência suscetível de resultar num pedido de assistência dirigido à União e aos seus Estados-Membros, a autoridade competente do Estado-Membro em causa deve notificar sem demora o Centro de Coordenação de Resposta de Emergência da Comissão.
3. Ao declarar uma emergência, a autoridade competente deve empreender as ações predefinidas previstas no seu plano de emergência e informar imediatamente a Comissão e as autoridades competentes da região, em especial das ações que tenciona empreender. Em circunstâncias excecionais devidamente justificadas, a autoridade competente pode tomar medidas que se afastem do plano de emergência. A autoridade competente deve informar imediatamente a Comissão e as autoridades competentes da região dessas ações e apresentar a correspondente justificação.
4. Os Estados-Membros e, em particular, as autoridades competentes devem assegurar que:
 - (a) Não sejam adotadas, em nenhum momento, medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno;
 - (b) Não sejam adotadas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutro Estado-Membro; e
 - (c) Seja mantido o acesso transfronteiriço às infraestruturas, nos termos do Regulamento (CE) n.º 715/2009, na medida em que seja viável do ponto de vista técnico e de segurança, de acordo com o plano de emergência.
5. A Comissão deve verificar, o mais rapidamente possível mas em qualquer caso no prazo de cinco dias a contar da receção das informações da autoridade competente a que se refere o n.º 2, se a declaração de emergência se justifica nos termos do n.º 1, alínea c), se as medidas tomadas seguem tanto quanto possível as ações previstas no plano de emergência, se não impõem um ónus indevido às empresas de gás natural e se cumprem o disposto no n.º 4. A pedido de uma autoridade competente, das empresas de gás natural ou por sua própria iniciativa, a Comissão pode solicitar à autoridade competente que altere medidas contrárias às condições referidas na primeira frase do presente número. A Comissão pode igualmente solicitar à autoridade competente que retire a sua declaração de emergência, caso considere que a declaração não se justifica ou deixou de se justificar nos termos do n.º 1, alínea c).

No prazo de três dias a contar da notificação do pedido da Comissão, a autoridade competente deve alterar as medidas e notificar a Comissão do facto ou informá-la das razões por que não está de acordo com o pedido. Nesse caso, a Comissão pode, no prazo de três dias, alterar ou retirar o seu pedido ou, a fim de examinar a questão, convocar a autoridade competente ou, quando adequado, as autoridades competentes em causa e, se entender necessário, o Grupo de Coordenação do Gás. A Comissão deve expor pormenorizadamente os motivos que a levaram a solicitar a alteração da ação. A autoridade competente deve ter em plena consideração a posição da

Comissão. Caso a decisão definitiva da autoridade competente divirja da posição da Comissão, a autoridade competente deve expor os motivos da sua decisão.

Artigo 11.º

Respostas de emergência a nível regional e da União

1. A pedido de uma autoridade competente que tenha declarado uma emergência e após ter efetuado a verificação prevista no artigo 10.º, n.º 5, a Comissão pode declarar uma emergência a nível regional ou da União. A pedido de pelo menos duas autoridades competentes que tenham declarado uma emergência e após ter efetuado a verificação prevista no artigo 10.º, n.º 5, e caso as razões dessas emergências estejam ligadas, a Comissão deve declarar uma emergência a nível regional ou da União, conforme adequado. Em qualquer dos casos, a Comissão, recorrendo aos meios de comunicação mais adequados à situação, deve reunir os pontos de vista e ter em conta todas as informações relevantes fornecidas pelas outras autoridades competentes. Quando considerar que a base invocada para a emergência a nível regional ou da União deixou de justificar uma declaração de emergência, a Comissão deve declarar o fim da emergência a nível regional ou da União. Em qualquer dos casos, a Comissão deve expor os seus motivos e informar o Conselho da sua decisão.
2. A Comissão deve convocar o Grupo de Coordenação do Gás logo que declare uma emergência a nível regional ou da União. Enquanto durar a emergência a nível regional ou da União, a Comissão pode, a pedido de pelo menos três Estados-Membros, restringir a participação no Grupo de Coordenação do Gás, durante toda ou parte de uma reunião, aos representantes dos Estados-Membros e às autoridades competentes.
3. Numa emergência a nível regional ou da União, a Comissão deve coordenar as ações das autoridades competentes, tomando em plena consideração as informações relevantes e os resultados da consulta ao Grupo de Coordenação do Gás. Em particular, a Comissão deve:
 - (a) Assegurar o intercâmbio de informações;
 - (b) Assegurar a coerência e a eficácia das ações a nível dos Estados-Membros e a nível regional por referência à escala da União;
 - (c) Coordenar as ações relativas aos países terceiros.
4. A Comissão pode convocar um grupo de gestão de crises composto pelos gestores de crises a que se refere o artigo 9.º, n.º 1, alínea g), dos Estados-Membros envolvidos na emergência. Em acordo com esses gestores de crises, a Comissão pode convidar outras partes interessadas relevantes a participar. A Comissão deve assegurar que o Grupo de Coordenação do Gás seja periodicamente informado dos trabalhos do grupo de gestão de crises.
5. Os Estados-Membros e, em particular, as autoridades competentes devem assegurar que:
 - (a) Não sejam adotadas, em momento algum, medidas que restrinjam indevidamente os fluxos de gás no mercado interno, nomeadamente os fluxos de gás para os mercados afetados;
 - (b) Não sejam adotadas medidas suscetíveis de comprometer gravemente a situação do aprovisionamento de gás noutro Estado-Membro; e

- (c) Seja mantido o acesso transfronteiriço às infraestruturas, nos termos do Regulamento (CE) n.º 715/2009, na medida em que seja viável do ponto de vista técnico e de segurança, de acordo com o plano de emergência.
6. Caso, a pedido de uma autoridade competente ou de uma empresa de gás natural ou por sua própria iniciativa, a Comissão entenda que, numa emergência a nível regional ou da União, uma ação empreendida por um Estado-Membro ou por uma autoridade competente ou a conduta de uma empresa de gás natural é contrária ao disposto no n.º 5, a Comissão deve solicitar ao Estado-Membro ou à autoridade competente a alteração da ação em causa ou a adoção de uma ação para assegurar o cumprimento do disposto no n.º 5, apresentando as razões que justificam o seu pedido. Deve ser tomada na devida conta a necessidade de exploração da rede de gás em condições de segurança em todas as circunstâncias.

No prazo de três dias a contar da notificação do pedido da Comissão, o Estado-Membro ou a autoridade competente deve proceder à alteração da sua ação e notificar a Comissão ou expor à Comissão as razões por que não está de acordo com o pedido. Neste caso, a Comissão pode, no prazo de três dias, alterar ou retirar o pedido, convocar o Estado-Membro ou a autoridade competente e, caso entenda necessário, o Grupo de Coordenação do Gás a fim de examinar a questão. A Comissão deve expor pormenorizadamente os motivos que a levaram a solicitar a alteração da ação. O Estado-Membro ou a autoridade competente deve ter na máxima consideração a posição da Comissão. Caso a decisão definitiva da autoridade competente ou do Estado-Membro divirja da posição da Comissão, a autoridade competente ou o Estado-Membro deve expor os motivos da sua decisão.

7. Após consulta do Grupo de Coordenação do Gás, a Comissão deve estabelecer uma lista de reserva permanente para uma *task force* de monitorização composta por peritos da indústria e por representantes da Comissão. A referida *task force* de monitorização pode atuar fora da União, quando necessário, e deve monitorizar e comunicar os fluxos de gás para o interior da União, em cooperação com os países terceiros fornecedores e de trânsito.
8. A autoridade competente deve fornecer ao Centro de Coordenação de Resposta de Emergência da Comissão (CCRE) as informações sobre todas as necessidades de assistência. O CCRE deve avaliar a situação geral e aconselhar sobre a assistência a prestar aos Estados-Membros mais afetados e, quando adequado, a países terceiros.

Artigo 12.º **Solidariedade**

1. Se um Estado-Membro tiver declarado o nível de crise de emergência em conformidade com o disposto no artigo 10.º, n.º 1, qualquer norma de reforço do aprovisionamento ou obrigação adicional imposta às empresas de gás natural noutros Estados-Membros ao abrigo do artigo 5.º, n.º 2, deve ser temporariamente reduzida para o nível estabelecido no artigo 5.º, n.º 1.
2. Enquanto não for satisfeito o aprovisionamento aos agregados familiares, aos serviços sociais essenciais e às instalações de aquecimento urbano no Estado-Membro que declarou a situação de emergência, apesar da aplicação da medida prevista no n.º 1, o aprovisionamento de gás a outros clientes que não sejam os agregados familiares, os serviços sociais essenciais e as instalações de aquecimento urbano em qualquer outro Estado-Membro, diretamente ligado ao Estado-Membro que declarou a situação de emergência, não deve continuar na

medida em que seja necessário para permitir o aprovisionamento dos agregados familiares, dos serviços sociais essenciais e das instalações de aquecimento urbano nos Estados-Membros que declararam a situação de emergência.

O primeiro parágrafo deve ser aplicável aos serviços sociais essenciais e às instalações de aquecimento urbano, na medida em que estejam abrangidos pela definição de clientes protegidos no respetivo Estado-Membro.

3. As autoridades competentes devem adotar as medidas necessárias para que o gás não fornecido aos clientes que não sejam agregados familiares, serviços sociais essenciais e instalações de aquecimento urbano no seu território, na situação descrita no n.º 2, possa ser fornecido ao Estado-Membro em situação de emergência descrito no mesmo número para fins de aprovisionamento dos agregados familiares, dos serviços sociais essenciais e das instalações de aquecimento urbano nesse Estado-Membro.
4. As modalidades técnicas, jurídicas e financeiras para fins de aplicação do disposto no n.º 3 devem ser acordadas entre os Estados-Membros que estão diretamente ligados entre si e descritas nos planos de emergência das respetivas regiões. As referidas modalidades podem abranger, nomeadamente, os preços do gás a aplicar, a utilização das interligações, incluindo a capacidade bidirecional, os volumes de gás e a cobertura dos custos de compensação. As medidas baseadas no mercado, como os leilões, devem ser preferidas para fins de aplicação da obrigação prevista no n.º 3. Em caso de alteração das modalidades técnicas, jurídicas e financeiras necessárias para a aplicação do disposto no n.º 3, o plano de emergência relevante deve ser atualizado em conformidade.
5. O n.º 2 é aplicável a partir de 1 de março de 2019.
6. Se os Estados-Membros não chegarem a acordo sobre as modalidades técnicas, jurídicas e financeiras necessárias, a Comissão pode propor um quadro para essas medidas no seu parecer e na decisão relativa aos planos.

Artigo 13.º

Intercâmbio de informações

1. Durante uma emergência, as empresas de gás natural em causa devem pôr diariamente à disposição da autoridade competente, em particular, as seguintes informações:
 - (a) Previsões da procura e da oferta diárias de gás para os três dias seguintes;
 - (b) Fluxo diário de gás em todos os pontos transfronteiriços de entrada e de saída, bem como em todos os pontos que ligam uma instalação de produção, uma instalação de armazenamento ou um terminal de GNL à rede, em milhões de metros cúbicos por dia;
 - (c) Período, expresso em dias, durante o qual é previsível que o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos possa ser assegurado.
2. Caso se verifique uma emergência a nível regional ou da União, a Comissão tem o direito de solicitar à autoridade competente que lhe forneça, sem demora, pelo menos os seguintes elementos:
 - (a) As informações referidas no n.º 1;

- (b) As informações sobre as medidas que a autoridade competente prevê executar e sobre as que já executou com vista a atenuar a emergência, bem como as informações sobre a respetiva eficácia;
 - (c) Os pedidos dirigidos a outras autoridades competentes para tomarem medidas adicionais;
 - (d) As medidas executadas a pedido de outras autoridades competentes.
3. Após uma emergência, a autoridade competente deve fornecer à Comissão, logo que possível e no máximo seis semanas após o termo da emergência, uma avaliação pormenorizada da emergência e da eficácia das medidas aplicadas, incluindo a avaliação do impacto económico da emergência, o impacto no setor da eletricidade e a assistência prestada à União e aos seus Estados-Membros e/ou deles recebida. A referida avaliação deve ser facultada ao Grupo de Coordenação do Gás e refletir-se nas atualizações dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência.
- A Comissão deve analisar as avaliações das autoridades competentes e comunicar os resultados da sua análise, de forma agregada, aos Estados-Membros, ao Parlamento Europeu e ao Grupo de Coordenação do Gás.
4. Em circunstâncias devidamente justificadas, independentemente de uma declaração de emergência, a autoridade competente pode solicitar às empresas de gás que facultem as informações referidas no n.º 1 ou informações adicionais necessárias para avaliar a situação geral de aprovisionamento de gás no Estado-Membro ou noutros Estados-Membros, incluindo informação contratual. A Comissão pode solicitar às autoridades competentes as informações facultadas pelas empresas de gás natural.
5. Se considerar que o aprovisionamento de gás numa região ou na União no seu conjunto é afetado ou suscetível de ser afetado, a Comissão pode solicitar às autoridades competentes a recolha e apresentação à Comissão das informações necessárias para avaliar a situação do aprovisionamento de gás na União. A Comissão pode partilhar a sua avaliação com o Grupo de Coordenação do Gás.
6. Para permitir às autoridades competentes e à Comissão avaliar a situação em matéria de segurança do aprovisionamento a nível nacional, regional e da União, as empresas de gás natural devem notificar:
- (a) Às autoridades competentes em causa, os seguintes elementos dos contratos de fornecimento de gás com uma duração superior a 1 ano:
 - i) a duração do contrato,
 - ii) os volumes totais contratados, numa base anual, e o volume médio por mês,
 - iii) os volumes diários máximos contratados em caso de alerta ou de emergência;
 - iv) os pontos de entrega contratados;
 - v) os volumes mínimos diários, mensais e anuais de gás;
 - vi) as condições para a suspensão do fornecimento de gás.
 - (b) À autoridade competente e à Comissão, imediatamente após a celebração ou alteração de contratos de fornecimento de gás com uma duração superior a 1 ano celebrados ou alterados após [*OP: Inserir a data de entrada em vigor do*

presente regulamento] que, individual ou cumulativamente com outros contratos com o mesmo fornecedor ou suas filiais, representem mais de 40 % do consumo anual de gás natural no Estado-Membro em causa. A obrigação de notificação não é aplicável às alterações relacionadas apenas com o preço do gás. A obrigação de notificação é igualmente aplicável a todos os acordos comerciais relevantes para a execução do contrato de fornecimento de gás.

A autoridade competente deve notificar à Comissão os dados referidos no primeiro parágrafo, alínea a), até ao final do mês de setembro de cada ano.

7. Em circunstâncias devidamente justificadas, quando a autoridade competente ou a Comissão considera que um contrato de fornecimento de gás não abrangido pelo n.º 6, alínea b), do presente artigo pode afetar a segurança do aprovisionamento de um Estado-Membro, de uma região ou da União no seu conjunto, a autoridade competente do Estado-Membro em que a empresa de gás natural que celebrou o contrato desenvolve a sua atividade ou a Comissão pode solicitar a essa empresa de gás natural que apresente o contrato para fins de avaliação do seu impacto na segurança do aprovisionamento. O pedido pode abranger também quaisquer outros acordos comerciais relevantes para a execução do contrato de fornecimento de gás.
8. As autoridades competentes devem ter em conta as informações recebidas nos termos do presente artigo na preparação da avaliação dos riscos, do plano preventivo de ação e do plano de emergência ou das respetivas atualizações. A Comissão pode adotar uma decisão solicitando à autoridade competente que altere os planos com base nas informações recebidas em aplicação do presente artigo.
9. As autoridades competentes e a Comissão devem preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

Artigo 14.º

Grupo de Coordenação do Gás

1. É criado um Grupo de Coordenação do Gás para facilitar a coordenação das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás. O Grupo é constituído por representantes dos Estados-Membros, em especial das respetivas autoridades competentes, bem como da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (a «Agência»), da REORT para o Gás e de organismos representativos da indústria em causa e dos clientes relevantes. A Comissão deve decidir, em consulta com os Estados-Membros, da composição do Grupo, assegurando a sua plena representatividade. A Comissão preside ao Grupo. O Grupo deve aprovar o seu regulamento interno.
2. O Grupo de Coordenação do Gás deve ser consultado e assistir a Comissão, nomeadamente, sobre as seguintes questões:
 - (a) Segurança do aprovisionamento de gás, em qualquer momento e mais especificamente caso se verifique uma emergência;
 - (b) Todas as informações relevantes para a segurança do aprovisionamento de gás aos níveis nacional, regional e da União;
 - (c) Melhores práticas e eventuais orientações para todas as partes envolvidas;
 - (d) Nível de segurança do aprovisionamento, níveis de referência e metodologias de avaliação;

- (e) Cenários a nível nacional, regional e da União e testes dos níveis de preparação;
 - (f) Avaliação dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência e execução das medidas neles previstas;
 - (g) Coordenação das medidas destinadas a gerir uma emergência na União, com países terceiros que sejam Partes Contratantes no Tratado que institui a Comunidade da Energia e com outros países terceiros;
 - (h) Assistência de que necessitam os Estados-Membros mais afetados.
3. A Comissão deve reunir periodicamente o Grupo de Coordenação do Gás e partilhar as informações recebidas das autoridades competentes, preservando simultaneamente a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

Artigo 15.º

Cooperação com as Partes Contratantes da Comunidade da Energia

1. O artigo 3.º, n.º 2, segunda frase, o artigo 3.º, n.º 6, o artigo 4.º, n.ºs 3, 4 e 6, o artigo 5.º, n.º 2, o artigo 6.º, n.º 1, alínea d), o artigo 7.º, n.º 5, alíneas b) e e), o artigo 8.º, n.º 1, alíneas e), g) e i), o artigo 8.º, n.º 4, alíneas b) e c), o artigo 9.º, n.º 1, alíneas j) e m), o artigo 9.º, n.º 4, o artigo 10.º, n.º 4, o artigo 11.º, n.º 5, e o artigo 12.º criam obrigações para os Estados-Membros relativamente a uma Parte Contratante da Comunidade da Energia, sob reserva do seguinte procedimento:
- (a) O Conselho Ministerial da Comunidade da Energia adota e integra o presente regulamento na Comunidade da Energia mediante um Ato Conjunto sobre segurança do aprovisionamento que estabeleça obrigações recíprocas para as Partes Contratantes da Comunidade da Energia em relação aos Estados-Membros,
 - (b) As Partes Contratantes da Comunidade da Energia aplicam o Ato Conjunto e notificam devidamente a plena aplicação ao Secretariado da Comunidade da Energia, incluindo um pedido de aplicação do presente número no que lhes diz respeito; e
 - (c) O Secretariado da Comunidade da Energia notifica à Comissão a entrada em aplicação, acompanhada de um pedido de confirmação da aplicabilidade das obrigações recíprocas entre as Partes Contratantes da Comunidade da Energia que fazem o pedido e os Estados-Membros.

Na sequência da notificação do Secretariado da Comunidade da Energia, a Comissão adota uma decisão que confirma a aplicabilidade das obrigações recíprocas entre os Estados-Membros e as Partes Contratantes da Comunidade da Energia com vista à aplicação do presente número, indicando a data a partir da qual as referidas obrigações mútuas são aplicáveis.

2. Após a adoção pela Comissão da decisão referida no n.º 1, os representantes da Parte Contratante da Comunidade da Energia em causa devem ser convidados a participar nas reuniões do Grupo de Coordenação do Gás quando são tratadas matérias que afetam diretamente a referida Parte Contratante e que estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do n.º 1.

Artigo 16.º

Monitorização pela Comissão

A Comissão deve proceder a uma monitorização contínua das medidas relativas à segurança do aprovisionamento de gás e manter o Grupo de Coordenação do Gás regularmente informado.

A Comissão, com base nas avaliações visadas no artigo 7.º, n.º 5, deve, quando adequado, tirar conclusões quanto aos eventuais meios para reforçar a segurança do aprovisionamento a nível da União e apresentar um relatório ao Parlamento Europeu e ao Conselho sobre a aplicação do presente regulamento, incluindo, quando necessário, recomendações para a respetiva melhoria.

Artigo 17.º

Notificações

A avaliação dos riscos, os planos preventivos de ação, os planos de emergência e todos os outros documentos devem ser notificados à Comissão por via eletrónica através da plataforma CIRCABC.

Toda a correspondência relacionada com uma notificação deve ser transmitida por via eletrónica.

Artigo 18.º

Exercício de delegação

1. O poder de adoção de atos delegados é conferido à Comissão nas condições estabelecidas no presente artigo.
2. O poder de adoção dos atos delegados referido no artigo 6.º, n.º 3, e no artigo 7.º, n.º 3, é conferido à Comissão por um período de tempo indeterminado a contar de [OP: inserir a data de entrada em vigor do presente regulamento].
3. A delegação de poderes referida no artigo 6.º, n.º 3, e no artigo 7.º, n.º 3, pode ser revogada em qualquer momento pelo Parlamento Europeu ou pelo Conselho. A decisão de revogação põe termo à delegação dos poderes nela especificada. A decisão de revogação produz efeitos a partir do dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia* ou de uma data posterior nela especificada. A decisão de revogação não afeta a validade dos atos delegados já em vigor.
4. Assim que adotar um ato delegado, a Comissão deve notificá-lo simultaneamente ao Parlamento Europeu e ao Conselho.
5. Os atos delegados adotados em aplicação do disposto no artigo 6.º, n.º 3, e no artigo 7.º, n.º 3, só entram em vigor caso o Parlamento Europeu e o Conselho não formulem objeções num período de dois meses a contar da notificação do ato a estas duas instituições ou se, antes do termo desse período, o Parlamento Europeu e o Conselho informarem ambos a Comissão de que não formularão objeções. O referido período pode ser prorrogado por dois meses por iniciativa do Parlamento Europeu ou do Conselho.

Artigo 19.º
Derrogação

O presente regulamento não se aplica a Malta nem a Chipre enquanto não houver aprovisionamento de gás nos respetivos territórios. No que diz respeito a Malta e Chipre, as obrigações previstas nas disposições a seguir indicadas, e as escolhas que esses Estados-Membros têm o direito de fazer nos termos das mesmas, devem ser cumpridas e efetuadas no prazo especificado após a data em que for fornecido gás pela primeira vez nos respetivos territórios:

- (a) Relativamente ao artigo 2.º, segundo parágrafo, ponto 1), ao artigo 3.º, n.º 2, ao artigo 6.º, n.º 6, e ao artigo 13.º, n.º 6, alínea a): 12 meses;
- (b) Relativamente ao artigo 5.º, n.º 1: 18 meses;
- (c) Relativamente ao artigo 7.º, n.º 4: 24 meses;
- (d) Relativamente ao artigo 4.º, n.º 4: 36 meses;
- (e) Relativamente ao artigo 4.º, n.º 1: 48 meses.

Artigo 20.º
Revogação

É revogado o Regulamento (UE) n.º 994/2010.

As remissões para o regulamento revogado devem entender-se como sendo feitas para o presente regulamento e devem ler-se de acordo com a tabela de correspondência constante do anexo VIII.

Artigo 21.º
Entrada em vigor

A presente decisão entra em vigor no vigésimo dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia*.

O presente regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros.

Feito em Bruxelas, em

Pelo Parlamento Europeu
O Presidente

Pelo Conselho
O Presidente



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

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

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 hm³/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 hm³/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 hm³/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

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

Definição relativa à procura

«D_{eff}»: A parte (em hm³/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 Conselho¹.
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 riscos²

1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

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

- (a) Principais valores relativos ao consumo de gás³: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e distribuição por tipo de consumidores⁴ e picos de procura (total e repartição por categoria de consumidores em hm³/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 origem⁵;
- (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

- 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;
- Descreva os critérios a utilizar para determinar se o sistema está exposto a riscos elevados /inaceitáveis;
- Defina uma lista dos cenários de risco relevantes em conformidade com as fontes de riscos e descreva o modo de seleção;
- Indique em que medida foram considerados os cenários elaborados pela REORT para o Gás.

3.2. Nível nacional (conforme relevante)

- Identifique as fontes de risco para o Estado-Membro em causa, incluindo a sua probabilidade e impacto;
- Descreva os critérios a utilizar para determinar se o sistema está exposto a riscos elevados /inaceitáveis;
- 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 plano⁶

1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

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

- (a) Principais valores relativos ao consumo de gás⁷: consumo anual final de gás (em milhares de milhões de metros cúbicos) e distribuição por tipo de consumidores⁸ e picos de procura (total e repartição por categoria de consumidores em hm³/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 origem⁹;
- (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 plano¹⁰

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 CRISE¹¹

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 Conselho¹²);
- 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



Bruxelas, 16.2.2016
SWD(2016) 26 final

DOCUMENTO DE TRABALHO DOS SERVIÇOS DA COMISSÃO

RESUMO DA AVALIAÇÃO DE IMPACTO

que acompanha o documento

**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**

{COM(2016) 52 final}
{SWD(2016) 25 final}

Ficha de síntese

Avaliação de Impacto referente à 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.

A. Necessidade de agir

Porquê? Qual é o problema em causa? Máximo 11 linhas

Embora a UE tenha melhorado o seu nível geral de segurança do aprovisionamento com a aplicação do Regulamento (UE) n.º 994/2010, uma análise recente (ou seja, o exercício de teste de esforço realizado no verão de 2014, COM(2014) 654 final) demonstra que ainda continua vulnerável a grandes perturbações no aprovisionamento de gás. Há uma série de fatores subjacentes a essa vulnerabilidade, como preconceitos comportamentais dos Estados-Membros, o facto de não serem tidos em devida consideração os riscos externos, questões técnicas e o âmbito de aplicação limitado do regulamento em vigor. A Avaliação de Impacto explica em pormenor a extensão destes problemas e a sua origem. Além disso, a Avaliação de Impacto conclui que, na ausência de novas medidas, a capacidade e a preparação da UE para responder eficazmente a uma crise do aprovisionamento de gás seriam limitadas. O reforço da resiliência da UE para absorver os impactos de uma perturbação do aprovisionamento de gás está no centro da política energética da UE e constitui um objetivo fundamental da União da Energia da UE que, na sua primeira dimensão — «segurança energética, solidariedade e confiança» —, anuncia a revisão do Regulamento (UE) n.º 994/2010 relativo à segurança do aprovisionamento de gás da UE como uma ação concreta.

O que se espera conseguir com a iniciativa? Máximo 8 linhas

O principal objetivo é reforçar a segurança do aprovisionamento de gás mediante uma melhor prevenção, por um lado, e melhores medidas de atenuação, por outro, assegurando simultaneamente que estes objetivos sejam atingidos ao mais baixo custo possível para os consumidores da UE. Para atingir estes objetivos, o regulamento revisto visa especificamente reforçar a cooperação regional, melhorar a avaliação e a tomada em consideração dos fatores de risco externos, melhorar as obrigações relacionadas com as infraestruturas de gás e alargar o seu âmbito geográfico mediante a inclusão da Comunidade da Energia.

Qual é o valor acrescentado da ação a nível da UE? Máximo 7 linhas

A necessidade de uma ação da UE baseia-se na constatação que o risco de uma grande perturbação no aprovisionamento de gás à UE não está limitado por fronteiras nacionais e que poderia afetar, direta ou indiretamente, vários Estados-Membros. Além disso, a crescente interligação dos mercados de gás da UE exige uma coordenação das medidas. Na ausência de coordenação, as medidas aplicadas a nível nacional são suscetíveis de pôr em perigo a segurança do aprovisionamento a nível de outros Estados-Membros ou da UE. O exercício de testes de esforço revelou, além disso, que mediante uma coordenação adequada, os efeitos de uma perturbação do aprovisionamento podem ser atenuados de forma mais eficaz e os seus impactos reduzidos. Poderia também ser necessária ação a nível da UE em determinadas situações (por exemplo, emergências a nível regional e da União), em que a segurança do aprovisionamento na UE não pode ser suficientemente garantida pelos Estados-Membros isoladamente. [*Aspetos transnacionais. Limites da ação dos Estados-Membros.*]

B. Soluções

Quais foram as opções legislativas e não legislativas consideradas? Há ou não uma opção preferida? Porquê? Máximo 14 linhas

A fim de atingir os objetivos desejados, foram avaliadas até 4 opções que vão desde o reforço da aplicação do regulamento em vigor (opção não legislativa) até uma plena harmonização a nível da UE de um conjunto de princípios e medidas a aplicar pelos Estados-Membros, incluindo as normas existentes. Cada opção é constituída por um pacote de medidas que combinam instrumentos existentes, eventualmente atualizados e

melhorados, e novos instrumentos. Em termos gerais, as opções podem ser apresentadas do seguinte modo:

- Opção 0: Nenhuma ação a nível da UE (cenário de base)
- Opção 1: Reforço da aplicação e medidas não vinculativas (opção não legislativa)
- Opção 2: Reforço da coordenação com uma maior margem para soluções adaptadas (opção legislativa)
- Opção 3: Reforço da coordenação com alguns princípios/normas estabelecidos a nível da UE (opção legislativa)
- Opção 4: Plena harmonização a nível da UE (opção legislativa)

Todas as opções são avaliadas na Avaliação de Impacto e comparadas com o cenário de base (opção 0: Nenhuma ação a nível da UE) e entre si. Em resultado desta análise, a opção 3 surge como a opção preferida uma vez que revelou ser a mais eficaz para atingir os objetivos desejados e que, dado o seu impacto, é também a mais eficiente e coerente com as políticas noutros domínios.

Quem apoia cada uma das opções? Máximo 7 linhas

As diversas opções e ideias assentam numa ponderação das opções e dos argumentos apresentados por todas as partes interessadas relevantes no âmbito da consulta pública e de outras instâncias (por exemplo, em *workshops*). A Avaliação de Impacto apresenta referências concretas, nomeadamente na secção relativa à descrição das opções, ao apoio das partes interessadas relativamente às diferentes opções e até mesmo em relação a medidas especiais no âmbito de cada opção. As opções que receberam maior apoio, em todo o setor do gás (incluindo as autoridades públicas), são a opção 2 e, ainda mais acentuadamente, a opção 3. De um modo geral, o apoio à opção 4 é limitado e a maioria das partes interessadas, nomeadamente a indústria mas também um certo número de Estados-Membros, desaconselham-na.

C. Impacto da opção preferida

Quais são os benefícios da opção preferida (se existir, caso contrário das principais opções)? Máximo 12 linhas

A opção preferida (opção 3) tem em conta o facto de as grandes crises do gás afetarem muito provavelmente diversos Estados-Membros e daí a necessidade de debater os possíveis cenários de perturbação e as medidas para os prevenir e atenuar num contexto transfronteiriço. A opção 3 permitirá criar um quadro adequado para a exploração de sinergias, para a identificação precoce de medidas que possam pôr em causa a segurança do aprovisionamento numa determinada zona ou no conjunto da UE e para a solidariedade entre Estados-Membros em caso de crise do aprovisionamento de gás, resultando todos estes fatores num aumento do nível de proteção de todos os consumidores de gás da UE.

A opção 3 inclui também mecanismos destinados a melhorar o intercâmbio de informações e a assegurar que sejam tidos em devida consideração os riscos externos na avaliação global dos riscos e na elaboração das medidas. Além disso, proporciona um quadro concreto para a cooperação entre as Partes Contratantes da Comunidade da Energia e os Estados-Membros da UE.

Por último, a opção 3 melhora o quadro legislativo em matéria de infraestruturas com obrigações mais precisas e mais eficazes para permitir a devida tomada em consideração de todos os benefícios e custos em causa.

Quais são os benefícios da opção preferida (se existir, caso contrário das opções principais)? Máximo 12 linhas

De um modo geral, o custo dos instrumentos políticos propostos na opção preferida (3) será muito limitado. Embora algumas medidas possam implicar custos mais elevados do que as opções 1 e 2 (por exemplo, obrigações de fluxo bidirecional), estes continuarão a ser muito limitados. A maior parte das medidas é de natureza administrativa e tem por base uma maior cooperação entre as partes interessadas. Por conseguinte, os custos são também de natureza administrativa e não muito significativos. Além disso, algumas das propostas (por exemplo, a norma de aprovisionamento) até visam evitar custos desnecessários e explorar sinergias nas medidas relativas à segurança do aprovisionamento, o que deverá permitir uma redução dos custos globais do quadro relativo à segurança do aprovisionamento para todos os consumidores.

Como serão afetadas as empresas, as PME e as microempresas? Máximo 8 linhas

A opção preferida deveria ter um impacto global positivo em todos os participantes no mercado e consumidores, incluindo aqui os consumidores não-domésticos. Contém disposições para assegurar o cumprimento de um determinado número de disposições (por exemplo, a norma de aprovisionamento) de uma forma transparente e eficiente em termos de custos, conforme solicitado pela indústria.

As PME continuam a fazer parte dos «clientes protegidos» se um Estado-Membro assim o decidir e, como tal, esta opção não terá um impacto negativo nesses consumidores. No entanto, não estarão necessariamente abrangidas pelo princípio de solidariedade. Importa recordar que este princípio tem como objetivo resolver situações muito extremas em que está em perigo o aprovisionamento dos agregados familiares e serviços sociais essenciais (por exemplo, hospitais), os quais são necessariamente uma prioridade. Trata-se, por conseguinte, de um mecanismo de último recurso em caso de extrema necessidade que todo o regulamento revisto tem por objetivo evitar, mas para a qual é no entanto necessário estar preparado.

Haverá impactos significativos nos orçamentos e administrações públicas nacionais? Máximo 4 linhas

Os impactos em termos de custos e de encargos continuarão a ser muito limitados. Apesar de algumas disposições exigirem uma cooperação regional muito mais significativa, os exercícios já realizados (por exemplo, o teste de esforço) prepararam o caminho para o reforço desta cooperação e estão também a ser propostas várias medidas de acompanhamento para compensar e atenuar o possível aumento dos encargos administrativos (por exemplo, modelos, período de revisão mais longo para a atualização dos planos).

Haverá outros impactos significativos? Máximo 6 linhas

Não

D. Seguimento

Quando será reexaminada a política? Máximo 4 linhas

Os resultados da execução global serão avaliados seis anos após a entrada em vigor do regulamento revisto. O calendário proposto permitirá assegurar uma visão mais completa da execução com base, nomeadamente, na avaliação de dois ciclos completos de planos de segurança do aprovisionamento (plano preventivo de ação e plano de emergência).



Brussels, 16.2.2016
SWD(2016) 25 final

COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT

IMPACT ASSESSMENT

Accompanying the document

**Proposal for a
REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL
concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council
Regulation 994/2010**

{COM(2016) 52 final}
{SWD(2016) 26 final}

Table of Contents

1. Introduction	3
2. Procedure.....	5
2.1. Identification	5
2.2. Organization and timing	5
2.3. Consultation and expertise	6
2.4. External expertise.....	6
3. Problem Description.....	7
3.1. Nature and extent of the problem.....	7
3.2. What has been done so far with the implementation of Regulation 994/2010?	11
3.3. Baseline scenario	14
3.4. Subsidiarity	16
4. Objectives.....	17
4.1. General objectives.....	17
4.2. Specific objectives	18
5. Policy options	19
5.1. Option 0: No further action at EU level.....	19
5.2. Option 1: Enhanced implementation and soft law measures	19
5.3. Option 2: Enhanced coordination and tailor made solutions	21
5.4. Option 3: Enhanced coordination with some principles/standards set at EU level	24
5.5. Option 4: Full harmonisation	27
6. Analysis of the impacts of the various policy options	29
6.1 Option 1: Enhanced implementation and soft-law measures	30
6.2 Option 2: Improved coordination and tailor made solutions	33
6.3 Option 3: Enhanced coordination with some principles/standards set at EU level	37
6.4. Option 4: Full harmonisation	41
7. Comparison of the options	49
8. Monitoring and evaluation	53
Annex 1: Public consultation	56
Annex 2: Provisions under the current Regulation	57
1. <i>The infrastructure standard: N-1 and reverse flow</i>	57
2. <i>Risk assessment, Preventive Action Plan and Emergency Plan</i>	59
3. <i>Supply Standard and protected customers</i>	60
4. <i>Competent Authorities</i>	61
5. <i>Gas Coordination Group</i>	61
Annex 3: Summary of the set of measures included in the options proposed	62
Annex 4: Background information.....	63
Annex 5: Possible regions for the joint risk assessments and plans.....	633
Annex 6: Model for the evaluation of the revised Regulation	63
Annex 7: Glossary	63
Annex 8: Minutes of the last meeting of the Steering Group.....	67

1. INTRODUCTION

Secure, sustainable, competitive and affordable energy to EU consumers is the main goal of the Energy Union Strategy¹ adopted on 25 February 2015. Achieving this goal will require a fundamental transformation of Europe's energy system, based on a vision of an Energy Union *"where Member States see that they depend on each other to deliver secure energy to their citizens, based on true solidarity and trust, and of an Energy Union that speaks with one voice in global affairs"*.

The Energy Union Strategy, built on five mutually-reinforcing and closely interrelated dimensions, has identified fifteen action points to achieve the goal pursued by the Energy Union. The revision of the Regulation on Gas Security of Supply (EU) No. 994/2010 (hereafter, 'the Regulation') is one of the actions identified and framed in the dimension of "energy security, solidarity and trust". With the revision, the Energy Union pursues to make the EU more resilient to supply disruptions.

The Ukraine Crisis has been yet another reminder of Europe's increasing import dependence on foreign supplies of natural gas. On 16 October 2014, the Commission published its Stress Test Communication analysing the effects of a possible partial or complete disruption of gas supplies from Russia². One of the key conclusions of the stress test exercise was that increased cooperation and coordination can substantially mitigate the impacts of a disruption.

The stress test exercise also demonstrated that security of supply risks are not the same in all parts of Europe. Europe's most vulnerable areas are often those that often first and foremost suffer from a lack of infrastructure needed to enjoy diversification of supply and to develop a functioning market. The extent to which the market can be relied upon to ensure security of supply determines to a very large degree the need for and the nature of security of supply measures. In order to secure gas supply in the most effective and efficient way, Member States and regions need to take account of the different level of exposure to a supply crisis and need to define appropriate measures both in advance and during a crisis. The current text of the Regulation leaves room for such description. Moreover, it acknowledges the central importance of a functioning market as most reliable instrument in ensuring secure supplies in a cost-efficient manner, and consequently seeks to limit interventions to the energy market to what is absolutely necessary.

As part of the stress test publication a report on the implementation of the Gas Security of Supply Regulation (EU) No. 994/2010 was adopted³. The report demonstrated that the Regulation has already produced important beneficial effects on Europe's gas security of supply situation, both in terms of preparation and mitigation. For instance, Member States are now better prepared to face a supply crisis thanks to the need to prepare plans and they are better protected thanks to the need to meet a determined supply and infrastructure standard. At the same time, the Report also highlighted areas in which improvements to the Regulation could further bolster Europe's supply security, whereby it was made evident that a potential

¹ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm

² http://ec.europa.eu/energy/stress_tests_en.htm

³ See report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 for a more detailed assessment. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SWD%202014%20325%20Implementation%20of%20the%20Gas%20SoS%20Regulation%20en.pdf>

revision of the Regulation would not mean that implementation of the existing Regulation can be suspended: the Commission will continue to push for better implementation of the provisions by assessing notified plans as well as the effects of implemented measures.

The Report pointed at several sections to be improved in the Regulation with a view to ensuring a more effective management of supply crises. The Report concludes that *"there is scope to strengthen the EU's preparedness and capacity to respond effectively to gas supply crises further. The Commission services are of the view that the lessons of recent risks to security of supply in the EU, i.e. risks caused by extreme weather conditions such as the prolonged cold spell in 2012 or geopolitical risks having an impact on EU energy security such as the 2014 crisis in Ukraine, should be pulled together in a review of possible improvements to Regulation 994/2010."*⁴

The revision of the Regulation should be seen in the context of the Commission's overall efforts to ensure open, competitive and well-connected gas markets. Regulation (EU) No 994/2010 is about preventing gas supply disruptions and mitigating their effects, but contributing at the same time to a well-functioning and well-connected market. In fact, the Regulation is complementary to other initiatives designed to improve the gas infrastructure in Europe and to secure a fair regulatory framework that fosters trade rather than hinders it.⁵ In terms of infrastructure a Union-wide network development plan, as well as the TEN-E Regulation (EU) No. 347/2013, are now in place, indicating those pipelines, storages and LNG terminals that need to be built most urgently. And there is EU funding available within various financial instruments, most notably the Connecting Europe Facility. In terms of regulatory developments, the implementation of the Third Energy Package has been an important step towards the completion of the internal market. In this context, the Commission has adopted a number of network codes⁶ that significantly facilitate cross-border trade of gas with impressive results in the North-West part of the continent, where liquid hubs have started to appear that contribute considerably to secure supplies at a cost-effective price. In particular the Balancing Network Code, where implemented, enables and incentivizes market players to ensure security of supply on the basis of market functioning as long as possible.

Moreover, with diminishing indigenous conventional gas production, the EU's import dependency is expected to remain at least stable or increase over the next two decades.⁷ Improving energy efficiency and the share of renewable energy and stimulating demand response, in line with the vision of the Energy Union as a sustainable, low-carbon and climate-friendly economy, could help to counterbalance further increases. In any case, the EU's objective is to enhance energy efficiency and diversify supplies of gas imports in order to reduce the dominance of suppliers in gas markets and hence the EU's overall vulnerability.

⁴ See report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010, page 25.

⁵ Substantial benefits are already being realized from increased market integration. See: IEM Communication, October 2014, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/single-market-progress-report>

⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/gas-network-codes>

⁷ In 2013, indigenous EU production represented about 35% (157 bcm) of total EU gas consumption of ca. 450 bcm. About 290 bcm were imported through pipelines from Russia (27%), Norway (21%), and Algeria (8%) and Qatar (5%). Consequently, with total EU production expected to decrease by 2030 to about 110 bcm per year (while conventional gas production is projected to diminish from currently ca. 140 bcm to about 80 bcm in 2030, any increases in non-conventional and biogas production will not be able to make up for that decline with expected contributions of respectively about 15 bcm and 13 bcm in 2030) and overall EU demand in 2030 expected to lie in a range between 380 and 450 bcm (in line with the different PRIMES scenarios), EU import needs are likely to be within a range between 270 and 340 bcm in 2030. See also intermediate scenarios in 2015 ENTSOG's 10 year network development plan, <http://user-30078157.cld.bz/ENTSOG-TYNDP-2015>

A complete overhaul of the Regulation appears disproportionate and that is why this Impact Assessment is based on an assessment of the measures that are currently in place. Where the current rules are not sufficient or no longer fit for purpose, various alternative and additional policy options are proposed and assessed. As explained below, the assessment of the current measures draws heavily upon the research carried out in 2014 in the context of the review of Regulation (EU) No 994/2010, on the stress test exercise of mid-2014 and on the public consultation held in 2015.

It should be noted, finally, that the revision of Regulation (EU) No 994/2010 will go at pair with other, complementary measures to enhance security of supply. The on-going revision of the Commission's Decision on Intergovernmental Agreements (IGAs) will ensure full compliance of agreements related to the buying of energy from third countries with EU law. While the LNG and storage strategy notably sets out what needs to be done to improve access to LNG and storage, with the aim of diversifying gas sources across Europe. The cross-sector interaction between gas and electricity will be also taken into account, both in the revision of Regulation (EU) No 994/2010 and in the framework of the electricity market design reform currently under preparation.

2. PROCEDURE

2.1. Identification

(1) Lead DG: DG ENER

(2) Associated DGs: SG, LS, DG CLIMA, DG COMP, DG GROW, DG ECFIN, DG ENV, DG HOME, DG NEAR, DG TRADE, EEAS, JRC, JUST, FISMA

(3) Agenda planning/WP references: 2015/ENER/006

2.2. Organization and timing

2.2.1. Drafting process

This Impact Assessment analyses the effects of the new measures considered to be proposed in the Amendment of the Regulation on Gas Security of Supply.

Building on the outcome of the Report on the implementation of the Regulation (EU) No 994/2010, the Public Consultation, the results of the Stress Test conducted in 2014, the directions set by the European Energy Security Strategy (EESS) as well as the key initiatives identified in the Energy Union package of February 2015, the work on this Impact Assessment started in April 2015. Key dates in the process were:

- May 2014 European Energy Security Strategy
- 16 October 2014 Stress Test communication
- 16 October 2014 Report on the implementation of Regulation 994/2010
- 2014 - 2015 Gas Coordination Group meetings
- 2014 - 2015 Madrid Forum

- 2015 CEER⁸ report on storage related measures
- 15 January – 8 April 2015 Public consultation
- 27 Apr 2015 1st meeting of the Inter-service Steering Group (ISG)
- 4 May 2015 Stakeholders meetings – Gas Coordination Group
- 22 May 2015 2nd meeting of the ISG
- 18 June 2015 3rd meeting of the ISG
- 7 July 2015 4th meeting of the ISG
- 31 July 2015 Submission of the Impact Assessment to the RSB⁹
- 16 September 2015 RSB meeting date
- 9 November 2015 5th meeting of the ISG
- 13 November 2015 Resubmission of the Impact Assessment to the RSB

2.3. Consultation and expertise

As described in section 2.2.1, DG ENER repeatedly solicited input to the review of the Regulation from all segments of the gas sector from the outset, including on problem definition and specific technical elements.

A public consultation was organized between January 15th and April 8th 2015 and produced 106 responses from stakeholders. The non-confidential responses and a summary document have been published on the Commission website.¹⁰ (See Annex 1 for further information).

In addition to the public consultation, dedicated workshops and meetings, including as part of the Gas Coordination Group, were organized to consult stakeholders.

An inter-service steering group has also been established early in the process and has been consulted regularly.

2.4. External expertise

External consultants were used for different topics during the preparation of this proposal. A study was conducted on potential measures in the area of underground gas storages and their impact¹¹, as well as input from JRC in order to support with analyses contained in this Impact Assessment. A further study comparing approaches to increase the EU's bargaining power in natural gas markets¹² has also served as input for specific policy options related to how to meet the supply standard (common purchasing schemes). This Impact Assessment makes use of and points to the conclusions drawn from these reports.

⁸ Council of European Energy Regulators (CEER)

⁹ Regulatory Scrutiny Board (RSB)

¹⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-revision-regulation-eu-no-9942010-concerning-measures-safeguard-security>

¹¹ *Study on the role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply*, prepared by REF4E, Mercados, E-Bridge for DG Energy. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/REPORT-Gas%20Storage-20150728.pdf>

¹² "Economic analysis of costs and benefits of different approaches to enhancing the bargaining power of EU buyers in the wholesale markets of natural gas"

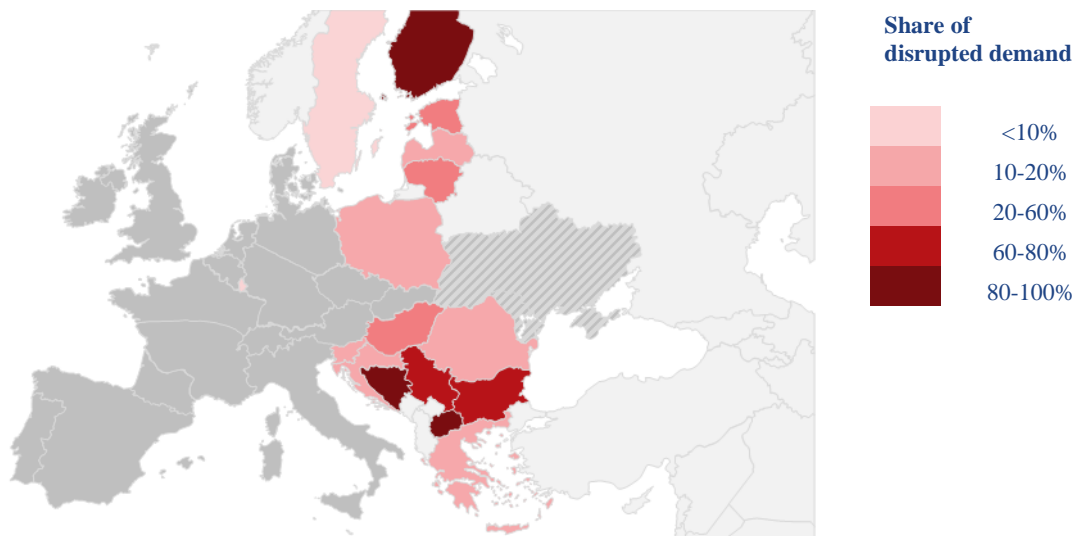
3. PROBLEM DESCRIPTION

3.1. Nature and extent of the problem

In the current geo-political context, such as the situation in Ukraine, the EU gas system remains vulnerable to external shocks. In December 2009 gas supplies through Ukraine were disrupted for 15 days.¹³ As a result of, among others, the adoption and implementation of Regulation (EU) No 994/2010, the level of preparation of the EU has been improved, but there are still serious reasons for concern.

The stress test exercise showed that a severe disruption of gas supplies from the east (i.e. Russia) would still have large impacts across the whole EU. Some areas, notably in the East of Europe, would still suffer now severe economic and social impacts as a result of missing volumes of gas. Already in 2009 the estimated loss in GDP of Bulgaria reached 9%¹⁴ as a result of the gas crisis and the stress tests exercise showed that missing gas volumes could put at stake more than 80% of the gas consumption of some Member States.

Map 1: Most likely supply disruption in February after a 6-month Russian gas disruption scenario.



Source: ENTSOG.

Western Member States would also feel the impact of such disruptions in the form of increased gas prices as a result of gas scarcity in the East. For example, during the gas disruption in 2009, wholesale gas prices in the UK were affected. The UK authorities estimate that if the supply cut-off had been prolonged, further price increases would have been expected¹⁵. Furthermore, during the cold spell of 2012 wholesale day-ahead gas prices increased by more than 50% on the European hubs compared to levels registered before the cold weather. Notably in Italy prices reached 65€/MWh from 38€/MWh, while in UK, Germany and Austria prices kept aligned and reached 38€/MWh from levels of 23€/MWh¹⁶.

¹³ European Commission, *The January 2009 Gas Supply Disruption to the EU: An assessment*, SEC(2009) 977 http://ec.europa.eu/danmark/documents/alle_emner/energi/2009_ser2_autre_document_travail_service_part1_ver2.pdf

¹⁴ Christie, E. H. et al: *Vulnerability and Bargaining Power in EU-Russia Gas Relations*.

¹⁵ UK's Risk Assessment from 2012

¹⁶ Source: European Commission

The current situation is the result of a number of problems of different nature and magnitude, including **behavioural biases, external factors and technical issues**:

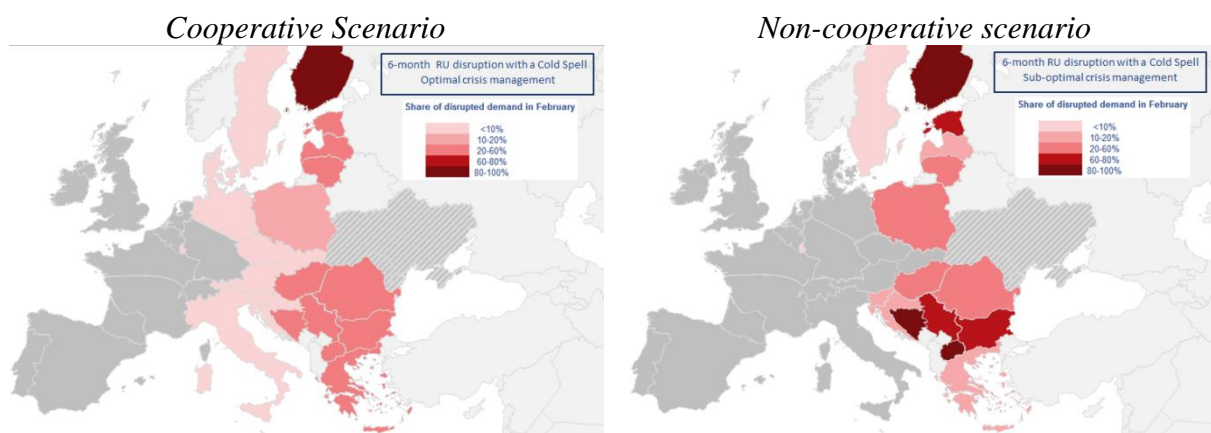
- *Behavioural biases (purely national approaches to security of supply)*

The first and most significant problem is related to behavioural biases, i.e. the fact that Member States only think national when designing their security of supply policies. Behavioural biases are widespread across Member States and therefore lead to significant negative effects overall.

The approach applied by Member States in the design of their security of supply policy remains almost purely national, as evidenced by the stress tests and the Commission's assessment¹⁷ of the Preventive Action Plans and Emergency Plans prepared by Member States. The assessment of the second cycle of Plans confirms this trend, which was already observed in the first cycle prepared in 2012.

National approaches lead to sub-optimal measures, in particular for the compliance with the supply standard,¹⁸ and make the impacts of crises more acute than they could be. The stress test exercise has shown how a cooperative approach among Member States would significantly dampen the impacts of very severe disruption scenarios in the most vulnerable Member States.

Maps 2 and 3: Likely supply interruptions – before further national measures – in February at the end of a 6-month Russian gas supply disruption scenario in cooperative and non-cooperative scenarios during a cold spell.



Source: ENTSOG.

Purely national approaches are not very effective in case of a severe disruption, given their, by definition, reduced scope. This is particularly problematic for Member States with specific historic dependence backgrounds and/or particular geographical positions and without diversified and fully functioning markets. Moreover, their situation can be further exacerbated as a result of national over-protective measures in other Member States that reduce the liquidity of the markets (i.e. by hoarding certain gas volumes) and consequently the ability of

¹⁷ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/opinions_SoS%20Plans.pdf

¹⁸ The supply standard refers to the obligation on gas undertakings to ensure the gas supply to certain categories of consumers even under demanding conditions such as severe winter conditions or supply disruptions. See Annex 2 for further details.

shippers to deliver gas to those vulnerable Member States where it is most needed. The negative spill-over effects of such over protective measures, particularly when they are not fully transparent, also affect Member States in well-connected and fully-functioning markets, although to a lesser extent.¹⁹ Another weakness of purely national approaches is the fact that the impacts of simultaneous emergencies in neighbouring Member States are hardly ever factored in, which may likely make envisaged measures inadequate in practice.

Synergies also tend to be overlooked or disregarded by purely national approaches. Consequently, the use of existing and/or envisaged resources can be sub-optimal (e.g. cross border use of storages, LNG terminals) and result in higher costs. In line with this, industry expressed concerns during the public consultation process about the costs associated with security of supply measures and overall advocated for increased transparency and justification of new measures, in particular regarding the supply obligations²⁰. Costly measures can have a negative impact in gas prices for European households as well as the industry, whose international competitiveness may thus be negatively affected. It must be borne in mind that wholesale gas prices in Europe are still more than twice as high as in the US²¹.

The reasons behind these national approaches can be several and of diverging nature. Some Member States underestimate risks of supply disruptions, for example due to historic relationships with main suppliers, and therefore they focus on national measures even though their scope and effectiveness is necessarily limited. Such underestimations can have serious consequences in case of an emergency. Moreover, they nourish mistrust from other Member States, who will be inclined to concentrate on their own policies for fear that others might free-ride on their efforts. Mistrust is also fuelled by Member States' fears that actions that other Member States may undertake in the case of an emergency could negatively affect their security of supply.

As a result of these behavioural biases, Member States are less likely to cooperate in a spirit of solidarity with other more vulnerable Member States. Solidarity is however needed to ensure security of supply across Europe and to keep overall costs at a minimum, as demonstrated by ENTSOG in the context of the Stress Test Exercise. Effects will be spread out more evenly and the overall negative effects of a severe disruption would be smaller.

- External factors (notably the behaviour of third country suppliers)

The second largest problem stems from the fact that external risks are not properly factored in the design of security of supply policies, given that the relevant information is not always available. Under the current Regulation, Member States (and the Commission) have only access to some, limited, commercial information out of emergency situations. This makes it difficult for them to assess the nature and extent of some very important risks.

This type of problems is more acute in Member States with less developed and less competitive markets. Those markets are exposed to additional security of supply risks

¹⁹ According to the "Gas Security of supply Report" prepared by Ofgem in November 2012 the uncertainty in the honouring of Public Service Obligations by market participants or surprise interventions by Governments without warning can make the market struggle to manage these risks effectively. This increases the uncertainty around whether gas would flow from continental Europe in response to price signals from a gas emergency in GB.

²⁰ See for example the replies of EFET, IOGP, Eurogas, Eurelectric to the public consultation.

²¹ Calculations of DG Energy based on Platts markets reports and IEA data for first half of 2014.

stemming from large contracts, mainly in the hands of only a few gas companies, with third country suppliers. Preparations ahead of and for a crisis in such Member States may not be optimal due to the existence of clauses in contracts that can jeopardize the reaction by European shippers or the Member State. Further to the external risks, market players active on less developed gas markets claim that lack of transparency on long-term gas prices of other bilateral contracts puts them in a difficult position in price negotiations with an up-stream gas producer.

Overall, situations of potential supply tightness, e.g. a modification of gas supply patterns to a given buyer or buyers in a Member State beyond what would be expected under the normal functioning of the market, cannot be fully assessed in advance due to the limited access to information provided for in the Regulation²². The lack of information prevents early reaction by market players and public bodies, if needed. As an example, due to a lack of information, it was not possible to fully assess the observed deviations in gas flows to a certain number of European shippers during the autumn/winter 2014/2015, nor their potential implications. The deviations at issue forced some Member States to resort to storage withdrawals at an unusual period of the year, which could have had negative consequences towards the end of the heating season if the winter had been more severe. Many Member States explained that the lack of a legal basis to require certain information ahead of a crisis hampered their ability to access to information that would otherwise improve their assessment of the magnitude of potential threats.

- Technical issues (infrastructure not sufficiently available or not sufficiently protected)

The third type of problems in terms of its magnitude and impact is related to infrastructures. Physical connection between production and consumption areas is a prerequisite for satisfying demand. During the 2009 gas supply crisis the necessary amounts of gas were available on the EU internal market but it was physically impossible to ship them to the affected Member States in Eastern Europe. Thanks to the implementation of the Security of Supply Regulation, the situation has improved but it is still not optimal. The stress test exercise demonstrated clearly that in a crisis situation when the EU is cut off from its Eastern supply route, countries in Central and Eastern Europe start to draw on gas from western markets. In such scenario, missing reverse flow capabilities on some major interconnection points are limiting factors. It was concluded that the EU misses out on the potential for Eastern Europe to tap into LNG sources available in Western Europe and on the full access to Norwegian deliveries.

One reason for such missing capacities, despite the obligation contained in the Regulation, is the fact that decisions to build capacity or to agree on an exemption from the obligation to build such reverse flow capacity are taken by the two Member States at both sides of the interconnection²³ point and it does not necessarily take into account the potential benefits of building the infrastructure for other Member States along the whole supply corridor.

²² See report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 for a more detailed assessment.
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SWD%202014%20325%20Implementation%20of%20the%20Gas%20SoS%20Regulation%20en.pdf>

²³ The capacity for the Commission to intervene in such decisions is limited to the cases where there is a discrepancy between the Member States concerned, irrespective of the benefits for other Member States or the accuracy of the assessment carried out by the concerned Member States.

Moreover, from a pure capacity point of view, a Member State's ability to react in case of an emergency or to prevent its occurrence cannot be considered fully satisfactory yet. The introduction of the N-1 standard²⁴ was a very positive first step in the aftermath of the 2009 crisis. It obliges Member States to have a certain capacity margin in their gas systems to face the situation of failure of their largest infrastructure. However, the N-1 standard does not capture other aspects of security of supply such as the benefits of infrastructure variety or the identification of missing infrastructures (such as internal bottlenecks). Consequently those aspects are hardly ever addressed as part of the Risk Assessments prepared by Member States and, more importantly, improvements in the networks are not undertaken as part of the preventive measures. A number of replies to the public consultation²⁵, from both Member States and industry, confirm such problem as they ask to specifically address with this standard other elements, such as for example other infrastructures that due to their utilisation rate can be more critical.

Finally, Member States currently take a rather narrow approach when considering risks affecting their infrastructures. They tend to focus on physical aspects only, whilst overlooking 'newer' types of risks such as risks relating to cybersecurity or risks relating to a change of ownership. The Energy Security Strategy identified a need to better protect key energy infrastructure against the risk of a take-over by a foreign entity, which aim at penetrating European markets or hampering diversification rather than developing an integrated EU network or infrastructure. Experience with recent take-overs (and planned take-overs) of strategic energy assets in Europe shows that the risks are serious, notably where the buyer is controlled by a third country, which may exercise political influence on the owner/operator of the infrastructure and require the latter not to respect EU law or to take decisions that go against the strategic interests of the countries or regions concerned.

- Limited scope of application of the current Regulation

Another external risk is the lack of proper involvement of the Energy Community Contracting Parties in the EU security of supply policy. This is particularly important as relations with Ukraine and Balkan countries i.e. Contracting Parties of the Energy Community, are vital for the gas supply. Ukraine is the major transit country for the EU and the EU is the sole transit geographical area for Balkan countries. The EU has a vital interest in expanding the common regulatory space between the EU and the Energy Community Contracting Parties by creating a functioning regulatory framework in the field of security of supply. Not only would such a common approach help to ensure that principles of the internal energy market are exploited to the fullest in times of a supply crisis, but it would also allow for a better risk assessment and more efficient crisis management at the EU level.

3.2. What has been done so far with the implementation of Regulation (EU) No 994/2010?

Since Regulation 994/2010 ("the Regulation") entered into force, the Commission has facilitated its implementation with a number of concrete measures, in particular, with the publication of guidelines for conducting the risk assessment and good practices for the preparation of the preventive action plans and emergency plans prepared by the Joint

²⁴ See Annex 2 for a detailed description of the mechanism and provisions in place under the current Regulation

²⁵ Such as FNB Gas and CEER.

Research Centre (JRC)²⁶. In the regular meetings of the Gas Coordination Group (around four per year) discussions have been held since the adoption of the Regulation between the Commission, Member States and industry regarding the major challenges in the implementation of this Regulation as well as best practices that could be wide spread. In addition, several workshops²⁷ were organized with the aim to assist Member States in the implementation. The regional cooperation in the most vulnerable regions has also been enhanced with the preparation by the JRC of a joint risk assessment for the South-East region (Romania, Bulgaria and Greece).

Some of the deadlines contained in the Regulation were not respected by a number of Member States, notably with regard to the submission of their Preventive Action Plans and Emergency Plans in 2012 as well as their updates in 2014 and to the decisions on reverse flows. The Commission engaged in a close discussion with those Member States who had not complied with the deadlines and adopted, where appropriate, the necessary means to enforce the Regulation²⁸.

The Commission has assessed²⁹ the Preventive Action Plans and Emergency Plans prepared by the Competent Authorities of the Member States and has presented its assessment, for its discussion, to the Gas Coordination Group³⁰. Following this discussion, the Commission has adopted a set of opinions on the Plans reflecting its assessments and asking Member States, where appropriate, to amend their Plans in order to fully comply with the obligations of the Regulation. After the adoption of the opinions, the Commission has in many cases engaged in a fruitful discussion with Member States to assess and advice on possible options to amend the Plans.

Additionally, in 2014, and in light with the obligations contained in the Regulation³¹, the Commission prepared a report³² assessing the implementation of the Regulation and possible means to enhance the security. The report assesses in detail the numerous tools contained in the Regulation focussing on how they have been implemented by Member States and their performance, i.e. how each of them has contributed to enhancing the security of supply of the

²⁶ Support material for the implementation of Regulation 994/2010 is available on the Commission's website: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/secure-gas-supplies>

²⁷ With the aim to assist Member States in the preparation of the risk assessment and Plans and in the implementation of other relevant provisions of Regulation 994/2010, the Commission organized several workshops since the Regulation entered into force: in 2011 (9 November, 30 May), 2012 (19 April, 10 October) and 2013 (18 March). ENTSO-G, the Energy Community and ACER were also invited.

²⁸ In total there have been 30 instances between 2012 and 2015 where the Commission engaged in a structured dialogue with the Member States in order to discuss the failure to comply with various obligations under the Regulation (e.g. reverse flow, plans, definition of protected customers). While in the majority of the cases this structured dialogue has led to compliance with the Regulation, so far in two cases formal infringement procedures, have been started, one of which is still ongoing.

²⁹ In accordance with Article 4(6)(b)(i) to (iii) of the Regulation. The Commission has already issued 23 opinions (1 opinion per Member State for both plans and 1 opinion for the joint Preventive Action Plan for UK and Ireland) and 4 more are under preparation, following the notification by the respective Member State. The opinions are published in the Commission's website:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/opinions_SoS%20Plans.pdf

³⁰ For the second cycle of Plans (submitted in December 2014 and afterwards), the Commission presented its assessment of the Plans in the meetings of the Gas Coordination Group of 28 January, 4 May and 22 September 2015.

³¹ Article 14 of Regulation (EU) No 994/2010.

³²

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SWD%202014%20325%20Implementation%20of%20the%20Gas%20SoS%20Regulation%20en.pdf>

EU and its preparedness. The implementation report evidenced that the Regulation has already delivered important benefits on Europe's gas security of supply situation, both in terms of preparation and mitigation. Member States are now better prepared to face a supply crisis thanks to a number of measures introduced following the Regulation. First of all, all Member States have now prepared and even updated a full assessment of risks affecting their security of supply. Such assessments have been the basis upon which to prepare and put in place Preventive Action Plans and Emergency Plans. These Plans constitute already a very significant improvement compared to the situation in 2009, where the crisis revealed that a number of Member States did not have contingency plans to apply for this type of scenarios³³. Furthermore, Member States must now comply with standards aimed at ensuring the flexibility of their gas system (in the event of failure of the largest infrastructure, N-1 standard) and the availability of gas even under demanding situations, such as a gas disruption or a significant increase in demand.

The Regulation has also established a clear system of responsibilities via a three-tier approach. Natural gas undertakings, based on market mechanisms, are primarily responsible to ensure gas supplies. In case the market mechanisms fail to deliver gas in a country, Member State measures kick in to ensure gas to protected customers. The European Commission provides general coordination and ensures the consistency of national measures. Moreover, Member States have all appointed a single authority responsible for the implementation of the Regulation, which ensures consistency and facilitates the necessary contacts between Member States.

Finally, the Regulation has also contributed to a much more thorough discussion on security of supply measures involving not only Member States and the Commission, but also representatives from natural gas undertakings and gas consumers in Europe through the Gas Coordination Group.

Overall, the Regulation has been instrumental in putting in place the basic building blocks of gas security of supply at national level and thus improving the resilience of Member States in case of a gas crisis. Nevertheless, and despite the efforts, a conscious cross-border approach to security of supply does not yet exist.. Furthermore, the implementation of the Regulation has evidenced a number of practical issues that were not foreseen initially but which hamper the cooperation process (e.g. language regime, heterogeneity of Plans). It seems clear at this stage that the design of the current Regulation has overall proven useful but it remains insufficient so that further improvements should be pursued.

3.3. Baseline scenario

In the absence of any action, the problems identified in the previous section, related to behavioural biases, the fact that external elements are not properly factored in, and the fact that infrastructure is not sufficiently available or protected, will remain. This will continue to limit the scope for strengthening the EU's preparedness and capacity to respond effectively to a gas supply crisis.

³³ European Commission, *The January 2009 Gas Supply Disruption to the EU: An assessment*, SEC(2009) 977
http://ec.europa.eu/danmark/documents/alle_emner/energi/2009_ser2_autre_document_travail_service_part1_ver2.pdf

First of all, the preparation of the **risk assessments, preventive action plans and emergency plans** will continue to be **largely national and uncoordinated**. The implementation has shown that they had very different focuses and paid little attention to common or coordinated scenarios and actions in the case of a supply disruption and the cross-border impact of national measures were not taken into account to the necessary extent.

The current Regulation also foresees the possibility to adopt a regional approach and prepare regional Plans (on a voluntary basis). However, this possibility has been hardly used until now and it is unlikely that the existing Regulation in its current form would trigger further initiatives. At present regional Plans have only been prepared where they were necessary to comply with other provisions of the Regulation, i.e. the joint Preventive Action Plan prepared by the UK and Ireland, which was mandatory for Ireland in order to comply with the N-1 standard (at regional level). The Baltic States adopted a joint Risk Assessment in 2012 and have since then worked, together with Finland, on the preparation of a Joint Preventive Action Plan and Joint Emergency Plan within that region, within the context of the BEMIP HL group. However, these plans are still unfinished.

The experience gained in the implementation of the existing Regulation has proven that administrative issues, although in principle minor, can also play a relevant role and stand in the way of proper cooperation. In addition to the difficult comparability of Plans, missing translation rules and different timings in the submission of national plans will continue to make the exchange of plans with neighbours difficult in practice and will often lead to a very rudimentary consultation and merely to "tick the box".

Additionally, the freedom to implement certain measures (e.g. **supply standard** and **definition of protected customers**) will likely continue as a patchwork of different groups of protected customers, rules and monitoring systems among the Member States. Indeed, the group identified as **protected customers** largely differs among Member States and some Member States go also beyond the limits set out in the Regulation by including other consumers alleging technical reasons (e.g. impossibility to cut gas supply to non-protected customers when they are in the same distribution network). Even though differences in approaches can often be justified given the widely diverging situation of the gas market in the various Member States, they can also be counterproductive when it comes to cross-border solidarity measures. As an example, the larger is the group of protected customers more gas is needed to ensure the supply standard and therefore less gas would be available to help neighbouring countries in case needed.

In recent years important efforts have been taken to ensure that sufficient infrastructure is available³⁴. Yet if no further action is taken under the Regulation, further improvements are unlikely. Whilst a majority of the stakeholders in the public consultation highlighted that the N-1 is a good indicator for "minimal level of infrastructure" in the event of a technical failure, they also pointed out there is scope for improvement underlining as main limitations of the N-1 the fact that: 1) it only takes infrastructure into account, no gas volumes; 2) it could give a false impression of security of supply if not combined with other indicators such as the daily withdrawal rates from storages under various filling scenarios.

³⁴ Thanks to the implementation of the Regulation (EU) No 994/2010 the number of interconnection points bi-directional have almost duplicated between 2009-2014 (from 12 to 21).

Regarding the **reverse flow obligation**, a number of major interconnection points are still not equipped with bi-directional capacity (32 interconnections are still unidirectional) and this situation will not necessarily change under the existing decision's regime already mentioned in the previous section. The TEN-E Regulation clearly contributes to the implementation of the reverse flow projects thanks to e.g., streamlined procedures, cross border coordination and guidance for cross-border cost allocation. These improvements could facilitate enabling reverse flow capacity in existing or new pipelines. However, this is not sufficient to ensure that Member States carry out on a regular basis feasibility assessments for enabling or increasing bi-directional capacity in line with the results of the risk assessment. For new pipelines, the lack of obligation to assess the feasibility of bidirectional capacity in the very early stage of the project is a clear shortcoming, which is not addressed through the TEN-E Regulation.

Table 1: Interconnection with bidirectional flow capability

	2009	2014
Number of cross-border interconnection points in the EU	49	53
Number of bi-directional interconnection points	12	21
Number of unidirectional interconnection points	37	32

Source: Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 [SWD (2014) 325 final, 16.10.2014]

Regarding **information exchange**, implementation has shown that the high level of aggregation of data on the gas supply contracts with third countries makes it impossible to conduct a proper security of supply assessment at EU level, as required under Article 13 of the Regulation. In the absence of further action, it is very unlikely that a better access to information will be granted, as evidenced during the autumn/winter 2014/2015 mentioned earlier.

With regard to the **Energy Community**, there is no commitment yet to the implementation of the Regulation and so far an outdated security of supply Directive (2004/67/EC) has been transposed. Moreover, if the Regulation were to be implemented in the Energy Community, a parallel legal regime for its implementation would be created under the current practice of implementation of the EU energy acquis into the Energy Community legal order. As such, the obligations would apply only between the Contracting Parties and not between the EU Member States and the Contracting Parties, which would lack the necessary involvement of the Energy Community Contracting Parties in the EU security of supply policy.

As regards risks relating to foreign take-overs of strategic energy assets, it should be noted that current EU law does not offer the tools necessary for tackling these problems. Article 11 of the Electricity and Gas Directives requires National Regulatory Authorities (NRA) to make certification of a transmission system operator (TSO) acquisition by non-EU entity dependent on proof that the foreign owner complies with the unbundling rules and that 'the security of energy supply of the Member State and the Community' is not at risk. Before certifying, the NRA must seek an ex-ante assessment of the Commission, which is however not binding and

not always followed in practice either (e.g. DESFA case)³⁵. In addition, the assessment under Article 11 applies only to TSOs, i.e. it does not cover all security of supply relevant infrastructures (e.g. storage or LNG terminals). The Commission has strong investigative powers to screen merger and acquisitions with EU relevance in merger procedure, in which it also takes binding decisions. However, the objective of merger control is to prevent distortions of competition related to concentration of the market, and does not aim to address issues related to security of supply as such.

At the national level, the situation is very diverse. Whilst some Member States exercise hardly any form of control, an increasing number of Member States³⁶ have put in place or are putting in place measures to subject foreign investments to screenings, or to limit the participation by foreign entities in the capital of companies. This shows that foreign ownership of strategic infrastructure, notably in the energy sector, is of increasing concern to Member States.

Given that national approaches are very different in nature, there is a risk that in some Member States foreign ownership risks are taken too lightly, whilst other Member States might 'over-react'.

In conclusion, the experience gained in the implementation of the Regulation shows that, despite the important achievements, its design has proven insufficient to overcome a number of problems. Efforts undertaken by Member States in this area are strictly limited to the explicit obligations contained in the Regulation. Consultation among Member States has resulted in many cases in a "tick-in-the box" exercise rather than a thorough reflection process where issues such as the different perceptions of risks, mistrust and free-riding concerns (see section 3.1) could have been addressed. Additionally, existing tools have proven insufficient to properly factor in external risks. Therefore, in the absence of any action, the identified problems will remain damaging the EU's ability to efficiently prevent and react in case of a gas emergency.

3.4. Subsidiarity

While the revision of the Regulation has been inspired primarily by the existence of a number of problems of different nature, behavioural biases are the most significant affecting the vast majority of Member States. Against this background, the **necessity of EU action** is based on the evidence that national approaches not only lead to sub-optimal measures, they make also the impacts of a crisis more acute. Additionally, the risk of a major disruption of gas supplies to the EU is not confined to national boundaries and could directly or indirectly affect several Member States. Therefore, national actions in terms of preparedness and mitigation cannot only be defined nationally, given the potential impact on the level of security of supply of a neighbouring Member State and/or on the availability of measures to tackle scarcity situation.

The increasing interconnection of the EU gas markets and the "corridor approach" in gas supply framed in the **Energy Union strategy**, require a coordination of measures. In the absence of such coordination, security of supply measures implemented at national level are

³⁵ Commission opinion C(2014) 7734 final of 17 October 2014 correcting Opinion C(2014) 5483 final of 28 July 2014 pursuant to Article 3(1) of Regulation (EC) No 715/2009 and Article 10(6) and 11(6) of Directive 2009/73/EC - Greece - Certification of DESFA,
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_101_gr_en.pdf

³⁶ Austria, Denmark, Finland, France, Germany, Italy Lithuania, Poland, Portugal, Slovenia, Spain, UK.

likely to jeopardize other Member States or the security of supply at EU level. Situations like the cold spell of 2012 and the stress test of 2014 showed that coordination of action and solidarity are of vital importance. An action in one country can provoke a shortage and risks of blackouts in neighbouring countries (e.g. electricity export limitations imposed by Bulgaria in February 2012 had an impact on the electricity and gas sectors in Greece). By contrary, coordination may offer a wider range of solutions (e.g. swaps to deal with congestions).

So far, the potential for more efficient and less costly measures thanks to regional cooperation has not being fully exploited, which is detrimental to EU consumers. While the stress test has shown that functioning markets are key to secure gas supplies, it has also shown that well-coordinated actions by Member States, in particular in case of an emergency, can significantly increase supply security. This concerns not only better coordination of national mitigation actions in case of an emergency, but also of national preventive measures, such as proposals for better coordination of national storage or LNG policies, which can be of strategic importance in certain regions. The cooperation should be also extended to specific measures to foster solidarity between Member States in security of supply matters.

However, the regional approach to security of supply also requires paying special attention to the divergences that could appear between regions. The creation of regions with different levels of security of supply could seriously hamper the internal market and the benefits that the cooperation can bring. Such coordinated approach requires action at the EU level.

Action at EU level could be also needed under certain situations (e.g. Union and regional emergency) where the security of supply in the EU, cannot be sufficiently achieved by the Member States alone and can therefore, by reason of the scale or efforts of the action, be better achieved at Union level.

The EU action is framed under **Article 194** of Treaty of the Functioning of the Energy Union (TFEU) which recognizes that certain level of coordination, transparency and cooperation of the EU Member States' policies on security of supply is necessary in order to ensure the functioning of the energy market and the security of supply in the Union.

4. OBJECTIVES

4.1. General objectives

As one of the 15 actions of the Energy Union, the revision of the Regulation aims at making the EU more resilient with the ultimate goal to give EU consumers –households and business– secure, sustainable, competitive and affordable energy.

The revision of the Regulation aims at achieving an adequate level of preparedness in Europe to gas supply disruptions and to mitigate any effect which should occur, at the least possible cost for the EU consumers.

The general objectives pursued by the revision of the Regulation are in line with the EU Treaty goal to ensure security of energy supply in the Union (Article 194(1)(b) TFEU). The measures proposed also ensure the proper and continues functioning of the internal market and well interconnected energy markets, in line with the EU Treaty goals to establish a functioning internal market in gas, in the spirit of solidarity between the Member States

(Article 3(3) TEU; Article 194(1) TFEU) and to promote the interconnection of energy networks (Article 194 (1)(d) TFEU).

4.2. Specific objectives

The revision of the Regulation pursues four specific objectives:

(1) Enhanced regional cooperation

A regional approach in the assessment of risks and in the definition and adoption of preventive and mitigation measures could provide for a coordination of efforts that will bring significant benefits in terms of the effectiveness of measures and optimisation of resources. This is particularly relevant for those measures aimed at ensuring the supply, under very demanding conditions, of the categories of consumers considered protected (e.g. the supply standard). As result of this, Member States could be better prepared ahead of a crisis (e.g. more accurate assessment of correlated risks) and delay the resort to emergency measures. Moreover, even if an emergency were declared, a coordinated approach to security of supply would ensure a consistent response in the event of a crisis. This could reduce the potential negative spill over effects of purely national measures in neighbouring Member States. Overall, exploiting synergies could lead to a more cost-effective solutions resulting in an increased security of supply with a less cost for consumers and minimizing any negative impact.

(2) Improved assessment and consideration of external factors

More accurate assessments of the external aspects in the design of security of supply policies will be achieved, mainly, through improvements on information exchange ahead and during a crisis and the scrutiny of the gas supply contracts with third countries.

(3) Improved infrastructure standard obligations

Improved N-1 and reverse flow obligations could ensure more robust and resilient gas system and flexible EU network, which is a pre-condition to ensure that gas flow where it is most needed without physical restrictions, enhancing the security of supply at national, regional and EU level.

(4) Enlargement of the geographic scope

The enlargement of the regulatory framework to the Contracting Parties in the Energy Community will allow for a better level of preparedness and more efficient crisis management in the whole European territory.

The specific objectives identified will be achieved while respecting the functioning of the market and ensuring that market measures are used to respond to supply crisis situations for as long as possible.

5. POLICY OPTIONS

With the intention to meet the objectives set out in the previous section, the Commission services have identified five policy options ranging from an enhanced implementation of the existing Regulation to the full harmonization at EU level. Option 0 represents the baseline or the measures currently in place. Each policy option consists of a package of measures combining existing tools, possibly updated and improved, and new tools. In broad terms, the options could be described as follows:

Option 0: No further action at EU level

Option 1: Enhanced implementation and soft law measures

Option 2: Enhanced coordination with an increased scope for tailor made solutions

Option 3: Enhanced coordination with some principles/standards set at EU level

Option 4: Full harmonisation at EU level

For a summary of the measures contained in each of the proposed options see Annex 3.

5.1. Option 0: No further action at EU level

This option implies that the measures in place will continue and no further measures will be introduced. Member States will produce **national plans** based on the outcome of their national **risk assessments**. The flexibility in the definition of **protected customers** and in the implementation of the **supply standard** will remain. The current mechanisms of **information exchange** will persist, basically: a) information on gas contracts will be provided in an aggregated manner; b) Member States should report certain information only during an emergency. Regarding the **infrastructure standard**, Member States will continue calculating the **N-1** standard following the current methodology, while for the **reverse flow** the cross border consultations will remain limited to the physically neighbouring countries.

With regard to the **Energy Community**, there will not be further commitment than the implementation of the Regulation.

5.2. Option 1: Enhanced implementation and soft law measures

This option introduces a set of measures to enhance the implementation of the Regulation without introducing any amendment to the legislative act. Building on what has already been done to implement the existing Regulation, this option goes one step further proposing soft law that could improve the enforcement of the legislation and the use of voluntary measures that have not been fully explored by Member States.

As the possibility to prepare joint risk assessment and plans has been used only in a limited number of cases (e.g. UK-Ireland and Estonia-Lithuania-Latvia), under this option Member States would be encouraged to improve coordination and explore the regional approach with guidelines, prepared by the Commission, setting out how to prepare a **regional assessment of risks** (e.g. definition of common scenarios, structured information on relevant national and regional circumstances such as market size, network configuration, flows). Based on the outcome, Member States would be encouraged to elaborate **coordinated preventive action plans and emergency plans**. The guidelines would facilitate the preparation of the plans providing the minimum elements to be included in the plans in accordance with Articles 5 and

10 (e.g. mechanism for cooperation before and in the case of a crisis, preventive measures to enhance diversification of sources and routes, contribution of reverse flows to mitigate the impact of gas disruptions).

Under this option, a more harmonised system for the compliance with **the supply standard** would be proposed with the use of guidelines. The guidelines, prepared by the Commission and based on best practices observed, would introduce transparency and predictability in certain aspects relevant for the fulfilment of the supply standard. For example, the guidelines would provide the sequential steps for the Competent Authorities to ensure accurate and timely compliance: 1) the identification of the natural gas undertakings to ensure the gas to protected customers, 2) quantification of gas needed for protected customers under the scenarios defined in Article 8, 3) measures taken to fulfil the standard, 4) the monitoring process and, 5) the mechanisms adopted at national level in case of non-compliance by the natural gas undertakings.

Both guidelines on the supply standard and on Plans and the Risk Assessment would be based on the numerous efforts carried out by the Commission³⁷, including workshops and the Gas Coordination Group, but will also take into account the best practices observed in the second cycle of Plans prepared by Member States in 2014.

Given the observed issues with regard to the definition of protected customers, the Commission would be stricter in the implementation of this definition ensuring the enforcement of the current legal text and initiating infringement procedures when the threshold is surpassed by Member States. No technical reasons or other type of reasons could justify the consideration of protected consumers beyond the limits established by the Regulation.

With regard to the **infrastructure standard**, the enforcement of the current legal text would require initiating infringement procedures immediately against three countries that do not fulfil the N-1 rule today³⁸. Regarding the **reverse flow obligation**, still today some major interconnection points remain not equipped with bi-directional capacity as they have been granted exemptions. Under this option, the Commission would re-examine the assessment carried out by Member States under Article 7 of the existing Regulation in the framework of the current biannual update of the Risk Assessments.

For the improvement of the **information exchange**, the Commission will prepare a series of **guidelines**. First of all, instructions would be prepared for the collection and submission to the Commission by the Competent Authorities of the data required under the new current Regulation with regarding to commercial contracts. It would result in a more accurate and better diagnosis of the situation. The system regarding commercial gas contracts would also be complemented by **guidance with respect to the EU acquis**, including security of supply and competition law with respect to clauses in gas supply contracts. Such guidance would focus on illegal or possibly anticompetitive clauses and contract frameworks based on the experience of security of supply analysis and competition investigations. Furthermore, **guidance** would be provided with respect to **gas market pricing** (e.g. hub pricing) and their relevance for long-term gas contracts. The latter could be tackled at least in two ways: a) by

³⁷ See section 3.1

³⁸ According to the information provided by these three Member States in their Preventive Action Plans, the implementation of infrastructure projects currently under construction will enable them to fulfil the N-1.

the Commission's recognition that competitive and not distorted gas markets, including gas hubs, are relevant for pricing of long-term gas contracts in combination with increased transparency of price quotations on gas hubs and transport costs from production centres to markets or, b) by creating an aggregated benchmark price, consisting of a sufficiently large number of individual prices to prevent disclosing price of individual undertakings, on a regional level.

Under this option, Member States could also assess the potential merits for crisis situations of collective purchasing of gas for offsetting or mitigating the impacts of supply shocks in very severe supply situations. To the extent such measures would be implemented or organized by commercial entities, their benefits should be weighed against potential adverse effects on competition. Any assessment of such collective purchasing schemes would be without prejudice to the possible parallel application of Article 101 to horizontal co-operation agreements. In this context, the Commission guidelines³⁹ on horizontal co-operation agreements provides guidance regarding which practices are allowed and which could be anticompetitive.

5.3. Option 2: Enhanced coordination with an increased scope for tailor made solutions

This option introduces a series of changes in the Regulation aimed at improving coordination among Member States while leaving them flexibility in some areas to decide on measures tailor-made for their security of supply needs.

The starting point of this option is a **mandatory regional Risk Assessment** to be carried out jointly by the Competent Authorities of all the Member States included in a concrete area. Such regional Risk Assessment would replace the current national Risk Assessments and should be based on common scenarios to be decided by Competent Authorities in each area on the basis of the existing criteria detailed in the Regulation (e.g. market size and network configuration, supply disruptions, correlation of risks, etc). This Risk Assessment would be developed according to a **mandatory template**.

On the basis of the results of the regional Risk Assessment, the Competent Authorities of the Member States will have to develop their **national Preventive Action Plans and Emergency Plans**. These Plans will remain national plans but should be prepared following **mandatory templates**⁴⁰ and accompanied by a courtesy translation into English⁴¹. Additionally, a more far-reaching consultation process will apply in the form of a mandatory revision process (**peer review**). Thus, each national plan would be reviewed by peers from the Member States in the same area as well as other neighbouring Member States potentially impacted by the Plans⁴². Furthermore, the involvement of other stakeholders such as natural gas undertakings, industrial gas customers, the relevant organisations representing the interests of households and industrial gas customers, electricity transmission and distribution system operators could be considered in such a system, to provide further input to the peer review team.

³⁹ See Chapter 5 of the Guidelines on the applicability of Article 101 of the Treaty on the Functioning of the European Union to horizontal co-operation agreements, 2011/C 11/01, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:011:0001:0072:EN:PDF>

⁴⁰ The majority of the responses to the public consultation favoured some type of guidance regarding the Plans and around half of the respondents preferred binding templates.

⁴¹ See for example the reply of Eurogas to the public consultation.

⁴² ENSTOG should also participate in the peer reviews.

The Commission will be required again to assess and deliver an opinion on the Plans, as under the current Regulation, but under this option the Commission will take into account the peer review carried out for each set of Plans. Following its assessment, the Commission may require the Competent Authority who prepared the Plans to review any or both of them and present specific recommendations for amending them. In the case the Member States do not take the Commission's opinion into account or do not duly justify the reasons why it does not agree with the Commission's opinion, the Commission would have the right to issue a **decision** requiring the amendment of the Plans.

The Preventive National Plans will continue to serve as a planning and transparency tool where preventive measures are described by each Member State, including the compliance with the supply standard. In this option the **level of the supply standard** would no longer be defined at EU level. Instead, each Member State will, on the basis of the regional Risk Assessment, define the necessary level(s) of the supply standard as well as the means to ensure undertakings take measures to comply with it.

The definition of the **protected customers**, to be established by the Competent Authorities, will not change under this option but an **increased oversight** of the implementation will be proposed. In their Emergency Plan Competent Authorities will have to define measures to ensure that, in the case of an emergency, non-protected customers would not use gas intended for the supply of the protected customers. The nature and type of the measures will be decided by the Member States (e.g. technical improvements in the networks to enable selective curtailments, deterrent sanctions for non-eligible consumptions, etc.).

A new **solidarity principle** will be introduced in the system. According to such principle each Member State would be obliged to send excess gas to a neighbouring country in which the supply to protected customers is at risk. Excess gas would be defined as any gas that is available on top of what is needed for the protected customers in that Member State. The principle only takes effect in an emergency situation, i.e. when the amount of gas available in a given Member State is insufficient to meet the gas demand of protected customers. Member States will have to identify and assess in their Emergency Plans ways to ensure the application of such solidarity principle and, provided the assessment shows positive outcomes, implement it.

With regard to infrastructures, the calculation of the **N-1** standard would be amended by focusing on the **most critical infrastructure**⁴³ instead of the single largest infrastructure. Each Member State would have to identify the most critical infrastructure, on the basis of the Regional Assessment, and explain in detail in the Preventive Action Plan the measures, volumes and timing needed to comply with the N-1 standard calculated with this new approach.

The infrastructure standard would be completed by considering in the implementation of bi-directional capacity (**reverse flows**) a cost-benefit analysis along the whole transportation corridor⁴⁴. Thus, Member States along the transportation corridor will also be specifically consulted ahead of the adoption of a decision on a concrete interconnection point. Such approach would be required for the request of any exemption as well as for the decisions setting the level of the reverse flow capacity. The tools already developed under Regulation

⁴³ See replies of FNB Gas and CEER to the public consultation.

⁴⁴ Most stakeholders (e.g. Spanish Government, Gas Terra, National Grid, ENTSOG, CEER, Gaz-System) expressed their support for involving in the exemption decision-making process Member States located along the transportation corridor affected by the interconnection, even if they are situated beyond the immediate physical border.

(EU) No 347/2013 such as for the cost-benefit analysis and cross-border cost allocation for PCIs should be applied.

In order to improve the access to security of supply relevant **information and facilitate information exchange**, the scope of the reporting obligations under the current Regulation for gas supply contracts with a duration of more than one year concluded with suppliers from third countries would be widened by adding information on minimum daily, monthly and yearly contracted quantities as well as conditions for the suspension of gas deliveries. Natural gas undertakings will continue to be responsible for sending the information to the Competent Authorities and the latter to the Commission. Furthermore, the data will be now notified to the Commission in a non-aggregated form (i.e. per contract). This obligation would be complemented by a more **flexible and focused system** under which Competent Authorities will also be legally enabled to request suppliers' security of supply relevant information under duly justified circumstances which could be in relation to but ahead of the declaration of an emergency. Information subject to this request could cover information contained in gas supply contracts but only to the extent needed on security of supply grounds. Such information would typically cover non-price related gas delivery information, such as total maximum and minimum contract volumes, delivery points, or flexibility margins. The circumstances under which this information could be requested would be, for example, unexplained modifications in the gas supply pattern to a given buyer or buyers in a Member State which would not be expected under the normal functioning of the markets and which could have a negative impact on the security of supply of the Union or its parts. In any case, the Competent Authority would have to duly justify its request. The Commission will be entitled to request the information gathered by the Competent Authority in a non-aggregated form, and could also trigger the request of such information by the Competent Authority, in order to assess the overall security of supply situation of the Union or its parts. The confidentiality of commercially sensitive information will be ensured.

As for the **Energy Community**, the revised regulation would be adopted into Energy Community Contracting Parties' national legal orders following the standard procedure based on the Title II of the Treaty establishing the Energy Community. Only **voluntary cooperation on cross-border issues** between the Contracting Parties and Member States would be animated by the Commission in a similar manner to the existing Commission Recommendation⁴⁵ for internal market rules.

For the approach presented in this option to be workable, a certain grouping of Member States is necessary, above all for practical reasons. The **definition of the groups** should take into account: a) supply patterns, b) existing and planned interconnections and interconnection capacity between Member States, c) market development and maturity, d) existing regional co-operation structures and e) the number of Member States in a region, which should be limited in order to keep it workable also in practice. Finally, Member States should in principle not be in more than one region. In view of those criteria, annex 5 contains a possible regional set-up building also on the currently operative regions in the framework of Regulation (EU) No 347/2013 (TEN-E Regulation).

⁴⁵ Recommendation on application of internal energy market rules between the EU Member States and the Energy Community Contracting Parties (2014/761/EU of 29 October 2014)

5.4. Option 3: Enhanced coordination with some principles/standards set at EU level

Option 3 builds on option 2 and goes one step further towards harmonisation by increasing the regional cooperation as a tool to improve security of supply and by setting at EU level a limited number of levels and principles to be complied with by all Member States while leaving them flexibility to decide on the most appropriate measures.

Under this option, the Competent Authorities of the Member States would also be required to prepare **regional Risk Assessments** as described in option 2, which will serve now as the basis for **regional Preventive Action Plans and Emergency Plans**. Therefore, Plans would now be prepared on the same **regional** basis as the Risk Assessment and would replace the national Preventive Action Plans and Emergency Plans. These Plans should be prepared according to **mandatory templates** and will be subject as well to the **peer review** assessment already described under option 2. Additionally, and in order to ensure the coherence of the different regional Plans as well as to assess the cross-regional effects of a gas emergency, the **Gas Coordination Group** will be given a stronger role. The Gas Coordination Group will discuss the Plans and will advise the regions on how to ensure the coherence between all the regional Preventive Action and Emergency Plans. The discussions at the Gas Coordination Group will be taken into account in the **Commission's decisions** on the Plans. Such discussions could also be taken into account by the Commission when addressing the situation of security of supply in the EU in the Report on the State of Energy Union.

The **supply standard** will remain a national obligation, as under the current Regulation, but, contrary to option 2, the current definition set at EU level will continue to apply⁴⁶. This option would also retain the current discretion at national level as regards the means to ensure the compliance with the supply standard⁴⁷. The difference will be an **increased oversight** of the existing measures as well as new measures to comply with the supply standard involving Member States and the Commission. New measures envisaged by Member States would be subject to increased scrutiny, most notably a **thorough impact assessment**⁴⁸ covering the impacts on the national energy market, the EU energy market, impacts on neighbouring Member States, proportionality and costs. Such assessment should be carried out by the Member State before implementation and made publicly available. The **Commission** would assess the analysis submitted by the Member States focusing on **cross-border impacts and impacts on the internal market** and may request the amendment or the removal of measures with negative impacts in a decision.

⁴⁶ A majority of respondents to the public consultation, including Member States, regulatory authorities and industry, considered the scenarios defined in the existing Regulation as still valid and fit for purpose

⁴⁷ An overwhelming majority of respondents to the public consultation, from all sectors, advocated for the current results-oriented definition of the supply standard to be maintained, although the reasons underlying such support are divergent. A high number of respondents, mostly in the western parts of the EU, do not want to resort to prescriptive measures and prefer market based systems, such as for example systems based on incentives (e.g. Belgium, Denmark, Germany, The Netherlands), while the market is allowed to play its role (e.g. IOGP). Other respondents however argued that Member States should retain the possibility to prescribe at national level measures tailor made to the specific needs (e.g. Slovakia, Hungary, GIE).

⁴⁸ The idea of conditions and thorough impacts assessments, particularly in the context of non-market based measures, was also proposed by some respondents to the public consultation (e.g. UK, EFET, EDF), including an stronger role for the Commission in such assessment (e.g. UK, EFET).

Existing measures will also be assessed but in the framework of the assessment of the Preventive Action Plan⁴⁹. As part of the Plans prepared by the Competent Authorities, they will be subject to the peer review, the discussion in the Gas Coordination group and the Commission's decision on the Plans. In this regard, the criteria for the Commission's assessment of the Plan will be widened to specifically include negative effects in the functioning of the internal market or the distortion of competition.

As in option 2, the current definition of **protected customers** would continue to apply, together with the increased oversight already described under option 2. However, a priority will be given to certain subcategories of protected customers (i.e. households, essential social services and district heating), to the extent they exist, for the **application of the solidarity principle** described under option 2, which in this option will be mandatory and not only a best efforts obligation. Thus, the supply to non-protected customers in a Member State will not be able to continue for as long as the households, essential social services and district heating (to the extent they are considered protected customers) in any of the Member States to which its transmission system is connected are not supplied. The practical arrangements to apply this principle will have to be agreed between Member States and reflected in the Emergency Plans, thus maintaining a high degree of flexibility.

As regards **infrastructures**, the calculation of N-1 would be improved by amending certain **technical aspects of the N-1 formula**. The changes proposed by the majority of industrial stakeholders look at better capturing the *internal* bottlenecks within entry-exit systems⁵⁰, withdrawal rates from *storages* under various filling scenarios⁵¹ and the effectively available cross border capacity⁵². This approach is complemented by an increased transparency in the parameters used for the calculation of the N-1, both in terms of their values as well as the underlying calculations, achieved through the templates for the Plans.

Additionally, the pure capacity approach of the N-1 rule will be complemented by a national **hydraulic calculation** as well as a series of **EU-wide scenarios**. The hydraulic calculation would incorporate actual gas flows into the picture and will be explicitly included in the Risk Assessment prepared by the Competent Authorities⁵³. Regarding the EU-wide scenarios and similarly to the stress test exercise carried out in 2014 or the ENTSOG winter/summer outlooks, the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) would carry out such an EU-wide simulation in consultation with the Gas Coordination Group (e.g. scenarios to be modelled, duration, tie of the year, assumptions). Member States should then take into account the outcome of the simulation in their risk assessments, in order to take the appropriate measures to reduce the impact of a potential disruption (e.g. diversification of suppliers, routes, infrastructures).

With regard to the **reverse flow** obligations, and in addition to the cost-benefit analysis along the whole transportation corridor introduced under option 2, the time duration of exemptions will be limited (although they can be renewed subject to the reassessment of the security of

⁴⁹ As under the existing Regulation, the Preventive Action Plan should describe the measures adopted to comply with the supply standard.

⁵⁰ See for example RWE's reply to the public consultation.

⁵¹ See for example the replies of E.ON Gas Storage, the Polish Government, Engie and the Czech NRA to the public consultation.

⁵² See for example ENTSOG's reply to the public consultation.

⁵³ Competent Authorities may delegate such task to other entities, such as TSOs, in line with the exiting provisions of the Regulation.

supply benefits and costs). There will also be a higher involvement of the Commission and, for the first time, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)⁵⁴, in line with the work currently being carried out in the framework of the PCIs according to the TEN-E Regulation. The national decisions regarding the exemptions and capacity figures would be replaced by a joint decision adopted by the Competent Authorities on both sides of the interconnection point in question and would be subject to the opinion of the Agency as well as to the Commission's final decision, which would no longer be limited to the cases of disagreement among the Member States on both sides of the interconnection.

As regards potential risks to security of gas supply stemming from infrastructure take-overs by third country companies, the current EU and national tools do not allow to address the situation in a satisfactory manner. Therefore we propose to introduce in the new regulation an obligation for the Member States as part of their overall obligation to make preventive action plans (at a regional level) to: identify in the Preventive Action Plans infrastructures relevant for security of supply (on the basis of criteria defined in annex to the regulation), assess various risks, including risks relating to a change of ownership of such infrastructure and if applicable to identify mitigating measures. If measures are proposed, these should be compatible with the EU law, including the free movement of capital and the freedom of establishment.

The provisions under option 2 to improve the exchange of information will remain under this option as well. This will be complemented by an efficient and targeted mechanism for accessing **key security of supply relevant gas supply contracts for the overall security of supply assessment** of the Union and its parts ahead of an eventual emergency or unscheduled gas flows. The mechanism will consist of (i) **mandatory ex-post notification of certain gas key security of supply relevant supply contracts**⁵⁵ and (ii) **a right of the Commission to request certain gas contracts which could also be very important for security of supply**.

- i. Parties would be obliged to submit all new key security of supply relevant gas supply contracts, as defined above, or any modifications of the existing ones⁵⁶ (including all amendments, annexes or other documents signed or agreed in relation to and having an impact on the execution of these gas supply contracts) to the Competent Authorities and to the Commission for a security of supply assessment immediately after being signed. This will not apply to the revisions which are solely related to the contract price or a price formula, which is by far the most common reason for contract amendments.

⁵⁴ The participation of a supranational authority as the Commission or ACER is backed by some stakeholders (e.g. EDP, Gasunie) alleging the need to ensure transparency and a global overview of the process taking into account the concerns of Member States potentially affected. The role of the Commission is perceived, in particular, very relevant when European funds are involved. A more prominent role of the Commission is also mentioned by some stakeholders (e.g. NET4GAS,) who call for the approval of the Commission before the exemption could be granted

⁵⁵ Security of supply relevant contracts subject to notification refer to contracts with a long-term duration (i.e. contracts exceeding one year) that provide individually or cumulatively with other contracts with the same third country supplier or its affiliates more than 40% of yearly natural gas consumption in the Member State concerned to one natural gas undertaking or to its affiliates. The definition looking at the buyers' side appears to strike the right balance in terms of administrative burden and making obligations clear for market participants. The 40% threshold does not prejudice that other long-term contracts may have relevance for the security of supply assessment and other gas contracts may be requested by the Commission.

⁵⁶ Modifications of the existing security of supply relevant gas supply contracts is understood as a modified gas contract is a contract which has undergone any change in substance to the contract or to any element of the contractual framework (e.g. change of delivery points, duration, allowed off-take flexibility, contract's execution, suspension or implementation)

- ii. Moreover, the Commission would also have a discretion to request suppliers to submit to the Competent Authority and the Commission certain existing long-term security of supply relevant gas supply contracts, even if they were not subject to a revision, where the Commission has reasonable indications to assume that a given on-going contract with a third country could raise security of supply issues or if such contracts would be needed for a comprehensive assessment of the impact of a contractual framework on the security of supply situation in a Member State, region or in the Union and in particular for the Risk Assessments, Preventive Action Plans and Emergency Plans. The confidentiality of commercially sensitive information will be ensured.

Subsequently, the Commission could address eventual security of supply issues by requesting the Competent Authorities of the Member States concerned to update their Risk Assessments and include adequate measures in the Preventive Action and Emergency Plans in the light of the new, updated or existing gas supply contracts.

In addition, should a Competent Authority identify a competition law concern in relation to a gas supply contract, it could refer to the Commission for a substantial competition law assessment. Should the Commission find a competition concern, it could under existing rules adopt a binding decision bringing the infringement to an end and as appropriate sanctioning it.

Finally, for the **Energy Community**, option 3 proposes the description in the revised regulation of a set of precise obligations of the EU Member States towards Energy Community Contracting Parties, whose application would be conditioned to the adoption by the latter of matching obligations⁵⁷ towards the EU Member States (via several "switch-on clauses"). Such conditional obligations would be associated with particular provisions of the Regulation considered to be the most relevant for the general policy goal which is to develop a coherent and functional security of supply framework with Contracting Parties. The main focus should be put on emergency plans, peer review of plans, cooperation in established regions and risk assessments.

5.5. Option 4: Full harmonisation

This option builds on option 3 but goes further proposing a full harmonisation approach by preparing an EU-wide Risk Assessment and Plans and setting at EU level a number of levels and principles to be complied with by all Member States as well as the measures to comply with them, thus reducing the flexibility to a minimum level.

Under this option, the scope of the **Risk Assessment and the Plans** would be extended to the **EU level** and would be prepared by the Commission. The EU-wide Risk Assessment will replace the regional Risk Assessment described under option 2 and will serve as the basis for the EU Preventive Action Plans and the EU Emergency Plans, which will also replace the regional Plans. The establishment of centralised **EU Risk Assessment** would contain information of all Member States, assessing in an integrated and coherent manner correlated risks and cross-regional effects in the case of a gas emergency. The **EU Preventive Action Plan** would include all measures to put in place to tackle the risks identified in a coordinated

⁵⁷

The 'switch-on' clauses would not automatically ensure that similar obligations would be put on the Contracting Parties towards EU Member States. The Contracting Parties would need to bind themselves through the adoption of a specific and separate legal act.

way, while the **EU Emergency Plan** would contain all measures to mitigate the impact of an unexpected event such as gas supply disruption to the EU or severe weather conditions affecting several Member States.

The supply standard will remain a national obligation but the values will increase compared to option 3 and the current standard⁵⁸. In addition, the flexibility given to Member States in option 3 to comply with the supply standard would be reduced and **prescriptive measures** would be introduced on the way in which Member States have **to ensure the standard is met**. The most obvious example⁵⁹ of this approach would be prescribing a minimum level of gas stocks to be kept in underground storages by each Member State. Furthermore, as much supported by the industry itself, market-based demand side measures, such as interruptible contracts, voluntary firm load shedding, etc. for industry should also be included here.

As a new element compared to option 3, the **full harmonisation of protected customers** proposed under this option would limit the eligible categories of consumers to households, critical social services, like hospitals, and district heating for households and critical social services. A definition that is clear and limited in scope would facilitate a fair and straightforward allocation of scarce gas resources on the basis of solidarity. Furthermore, not only **the solidarity principle but also the mechanisms** to apply it in the event of an emergency would be prescribed under this option with the aim to ensure that the expected – and agreed – missing volume of gas for protected customers in Country A can only be acquired via a market-based mechanism (e.g. tender or auction) among non-protected customers in Country B. In that way, the TSO of Country A is sure to procure the agreed missing volume from its neighbour, but at a price at which the non-protected customers with supply contracts are willing to give up their supplies.

Regarding the infrastructure standard, **the N-1 standard** would here be mandatory at regional level and would replace the current N-1 standard at national level. This option also contemplates **mandatory reverse flow at every interconnection point**, eliminating the exemption procedures foreseen in previous options and in the existing Regulation. New pipelines would also have to be designed to be bi-directional. This absence of flexibility with the elimination of the exemption procedure is the new element compared to option 3.

With respect to the information exchange, this option would go a step further than option 3 and include an **ex-ante notification of security of supply relevant gas supply contracts⁶⁰ with third countries and the assessment by the Competent Authorities and the Commission**. Under this mechanism, commercial parties would be obliged to submit security of supply relevant gas supply contracts to the Competent Authorities and the Commission before signature. The Competent Authorities would issue a draft decision on the contracts' implications for security of supply that would be submitted to the Commission. If considered necessary, the Commission would be able to request undertakings to provide any additional

⁵⁸ There are several ways to increase the level of the supply standard, such as, for example, increasing the number of days during which supplies must be guaranteed (e.g. adopting the 90 days applicable to strategic oil stocks). Another option is to be prepared for even colder winters: not just a winter that occurs once every 20 years, but for instance once every 50 years. A third option that has been put forward by a couple of respondents to the public consultation is the 'Source Scenario' or S-1, whereby Member States would have to ensure supplies for their protected customers in case the largest supply route (e.g. Russia, Ukraine) falls away.

⁵⁹ Another option would be to prevent Member States from depending too much on hubs or to prescribe the acquisition of LNG contracts or options

⁶⁰ This obligation would cover the same type of contracts described in option 3.

information needed for a comprehensive assessment of the impact of a contractual framework on the security of supply situation in a Member State, region or in the Union.

The Commission would then issue an opinion on the assessment (i.e. the draft decision) by the Competent Authority which should take the Commission's opinion into utmost account when adopting its final decision. The procedure would have a suspensive effect for the entry into force of the contract until the final decision is adopted by the Competent Authority. The Competent Authority, on the basis of its assessment, should take eventually effective preventive measures in view of the contract and up-date the risk assessments and the Preventive Action Plans and Emergency Plans.

Under this option, Member States would increase their bargaining power by resorting to mandatory **joint gas purchasing**. This binding character is the new element compared to option 1 where the joint purchasing remains voluntary. It would consist of a central buyer contracting on behalf of a number of EU gas suppliers a pre-determined quantity of gas. Such regime would in first instance be inspired by a desire to achieve more bargaining power.

The involvement of the **Energy Community** will under this option be based on a general **"switch on" clause**. Similarly to option 3, this legal solution would imply a general obligation put on Member States towards the Energy Community Contracting Parties "switched on" as soon as the Contracting Parties decide to implement the Regulation⁶¹, but under option 4 it will cover the whole Regulation.

6. ANALYSIS OF THE IMPACTS OF THE VARIOUS POLICY OPTIONS

In this section the impacts of the different policy options are identified and assessed, as well as the ability of the options to contribute to the achievement of the identified objectives.

The options proposed should first and foremost be effective at improving the current level of gas security of supply and thus be suitable to tackle the specific problems.

As regards the impacts, given the administrative nature of the measures and the objectives pursued with the revision of the regulation, the most relevant impacts in terms of magnitude are of **economic** nature. Consequently, for each policy option, the assessment will cover:

- Costs of the measures and impact on prices
- Impact on stakeholders, with a special focus on SMEs
- Administrative burden
- Likelihood of contributing to the completion of the internal market

In terms of **social impacts**, all options are likely to have a positive impact on the welfare of EU citizens by avoiding the occurrence of gas supply crisis and mitigating its effects should they nevertheless occur. The magnitude of this impact varies depending on the effectiveness of the option to address the identified problems (see section 7 for a comparison of the options, including on the basis of their effectiveness). From a point of view of **employment**, policy

⁶¹ The 'switch-on' clause would not automatically ensure that similar obligations would be put on the Contracting Parties towards EU Member States. The Contracting Parties would need to bind themselves through the adoption of a specific and separate legal act.

options related to enhanced cooperation, such as peer review, or infrastructure development such as reverse flow obligations may have an impact on employment due to some additional tasks appearing, however, these cannot be considered significant or valid for a sustained period of time (see per option the assessment of the impact in terms of administrative burden). Out of these measures, building more reverse flow capacity may have a positive impact on employment for the duration of design and construction.

The direct impact of the proposed changes to the current Regulation are mostly administrative in nature, such as improving regional cooperation or improving information exchange on security of supply aspects. Therefore, the proposed policy options can only have an indirect, likely positive **impact on the environment** in that they are the consequence of stakeholder (e.g. competent authorities, gas undertakings, etc.) decisions on specific measures they will take. The current Regulation provides the possibility to use preventive and emergency measures with potential environmental impact, such as fuel switch (in most cases to oil or coal) or curtailment of gas consumption. As a result of more regional cooperation, as pursued by all the options, we expect a more efficient use of such national and cross-border measures decreasing the overall impact at EU level with less switching to more polluting fuels, for example. The Regulation does not make a choice for gas as a preferred supply option, but where this has been chosen it ensures the necessary security of supply. In line with the 2030 targets, the Regulation already requests Member States to consider efficiency measures and the revised regulation will allow for the use of alternative energy sources, such as renewables, to comply with certain obligations, such as the supply standard⁶². Therefore, the expected environmental impact of security of supply measures introduced in case of a crisis should also overall decrease as a consequence or at least not change considerably.

From the point of view of **ICT**, the options proposed could have a theoretical impact in terms of ICT. Close regional cooperation and the exchange and review of plans of other Member States require appropriate software to be at the disposal of the Member States. Such tools are however already in place and were set up in 2013 to enable Member States to notify their plans to the Commission (the Circbac platform). Competent Authorities have used this tool systematically for the notification of the second cycle of Preventive Action Plans and Emergency Plans prepared under the existing Regulation as well as for their replies to the Commission's opinions on their Plans. In addition to this, the use of web conference tools has become usual practice, for example to hold technical meetings on short notice to assess the security of supply situation under changing circumstances (e.g. online meetings of the Gas Coordination Group on 3 and 14 March 2014). Furthermore, the Commission will build on existing IT systems to ensure the secure handling of confidential documents, notably in the framework of the new targeted system to improve access to information.

6.1. Option 1: Enhanced implementation and soft-law measures

6.1.1 Contribution to the policy objectives

Setting principles and mechanisms for cooperation via guidelines would facilitate and streamline the procedure for the coordination among Member States in the preparation of coordinated Risk Assessments and Preventive Action Plans and Emergency Plans. The guidelines, based on the experience gained during these five years of implementation, would

⁶² See for example the reply of Sweden to the public consultation.

help Member States to carry out a joint assessment of risks, paying special attention to correlated risks affecting several countries at the same time (e.g. severe weather conditions or failure of upstream pipelines). On the basis of the results of the joint risk assessment, Member States would then prepare coordinated Preventive Action and Emergency Plans.

The **guidelines for the supply standard** would allow for a more harmonised compliance introducing transparency and predictability in certain relevant aspects such as the measures taken to fulfil the standard and the monitoring process.

Regarding the definition of **protected customers**, the enforcement of the existing legislation seems in any case insufficient to solve the problems identified in the implementation of this provision⁶³. Technical reasons, different definitions of essential social services and different levels of gas penetration across Europe reduce the effectiveness of this provision even in the case of timely and accurate implementation.

Regarding the **infrastructure standard**, the room for improvement seems limited. For example, it is unlikely that the re-examination of the reverse flow exemptions will conclude with indications of enabling bi-directional capacity in exempted pipelines, mainly due to the market environment does not normally change rapidly to amend decisions adopted by Member States, which are mostly based on the results of the market demand assessment and the cost benefit analysis.

As regards the guidelines for better implementation of **information exchange** obligations, they will have positive impact in the regional and EU assessment by the Commission based on more comprehensive and comparable information. In addition, the **guidance with respect to the acquis** has a positive preventive character thanks to an increased awareness of risky and/or illegal contract clauses and frameworks, as for example, the insertion of a territorial restriction in a supply contract with a buyer may have a negative impact on the security of supply in other Member States. **Guidance on gas market pricing** will also provide useful reference for pricing of long-term gas contracts, in particular, in areas without liquid hubs. It is claimed that gas prices of other buyers are a relevant benchmark for such negotiations. This would create more transparency and strengthen the bargaining position of gas purchasers by allowing them to compare an offer from a supplier with competitive prices at the various European hubs. Regional benchmarks can possibly strengthen the bargaining position of gas purchasers vis-a-vis gas suppliers by allowing a rough comparison of an offer with other long-term gas contracts in the absence of local gas hubs.

Regarding collective **voluntary common gas purchasing**, undertakings can already today, to the extent they respect competition and trade rules, aggregate their demand and address suppliers to achieve better terms and conditions. In the retail energy market, but also in other sectors, it is not uncommon that buyers join forces to negotiate better conditions with their suppliers. In theory, this could also be the case on wholesale gas markets. The Commission has issued guidance as to the applicability of Article 101 TFEU to joint purchasing schemes and what the relevant elements are in assessing their compatibility.⁶⁴ It is therefore up to

⁶³ See sections 3.2 and 3.3.

⁶⁴ See Chapter 5 of the Guidelines on the applicability of Article 101 of the Treaty on the Functioning of the European Union to horizontal co-operation agreements, 2011/C 11/01, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2011:011:0001:0072:EN:PDF>

market participants to decide for themselves whether pooling their demand and setting up a scheme would indeed result in increased buyer power and therewith improved conditions. Whereas in general such considerations related to price may be more relevant, such schemes could also have security of supply effects, for instance when they enable to tap in to a new source or spur the development of new infrastructure.

6.1.2 Analysis of impacts

a) Costs of the measures and impact on prices

Overall option 1 will have a limited impact in costs as the measures proposed are oriented to improve the implementation of existing measures and the enforcement of current obligations. Indeed, the main advantage of soft law is the minimum cost in their implementation, as it only requires limited number of changes in the measures already in place. For example, the guidelines for the supply standard will imply more detailed information on the fulfilment of this obligation that Member States have to report to the Commission. Therefore, the costs of option 1 and the impact on prices are negligible.

b) Impact on stakeholders, with special focus on SME

The measures proposed under option 1 have limited impact on stakeholders, as it only requires the improvement of existing measures. Among the stakeholders, the Competent Authorities will be the most affected as actors responsible for the implementation of the Regulation and therefore, natural addressees of most guidelines. In this regard, the measures proposed to enforce and improve the implementation could have a short-term impact in view of the necessary changes in the approach usually followed by the Competent Authorities. In any case, as the actions aim to improve the way to put in practice existing measures the impact will be limited and, in the long-term, even positive.

c) Administrative burden

In line with the arguments expressed before, the administrative burden is limited as it is only related to changes in the approach to put in place existing measures. The Competent Authorities will have certain additional administrative burden as actors responsible for the implementation (explained above). Even though it is difficult to quantify, the administrative burden related to following guidelines and best practices in the short term is unlikely to be burdensome. The preparation of guidelines will require additional work for the Commission. However, the efforts already done in the implementation will facilitate this task minimizing the impact.

d) Completion of the internal market

As the actions proposed aim to improve the implementation and enforcement of existing measures, the contribution to the single market will be in general positive but limited. Special attention deserve the guidelines on gas market pricing, as the transparency of prices of commercial gas supply contracts could have anticompetitive effects (e.g. possible alignment of prices at upstream or downstream wholesale level but not necessarily at a lower price

level). Additionally, a regional benchmark could be also counter-productive if the resulting benchmark was not market-reflective.

6.2 Option 2: Improved coordination with an increased scope for tailor made solutions

6.2.1 Contribution to the policy objectives

Measures grouped under this option address all the problems identified while leaving room for *manoeuvre* for Member States given that a one-size-fits-all approach was almost unanimously rejected in the public consultation.

The main benefit of a **regional Risk Assessment** as a starting point of this option is that such assessment would be based on common scenarios leading to an increased coherence among the national Plans and the necessary involvement of the Member States in the region, which would create more engagement and ownership. This would enhance considerably the security of supply in the region. The mandatory templates will facilitate the development of a joint document and will facilitate the comparability of the national Plans while leaving room to include national specificities as needed.

The **mandatory templates** constitute a simple tool to ensure the consistency and increase the quality of the national Plans and the provision of the courtesy translation into English will address one of the practical difficulties identified in the Report on the implementation of the existing Regulation and will allow for meaningful discussions of the Plans. The **peer review process** serves a twofold purpose. On the one hand, it will allow for an early identification of inconsistencies and measures that could endanger other Member States' security of supply; on the other hand, it will provide for actively spreading of best practices among Member States building on the experiences of Member States with more advanced security of supply systems.

Building on the logic of this option, both the levels of and the measures to comply with the **supply standard** are left to the decision of the Member States on the basis of two key arguments: the highly divergent situations of the gas market and the different roles of natural gas as a fuel in the energy mix of Member States. Where gas markets are functioning, price signals can be relied upon to attract gas when and where it is needed most. Where gas is used by a large share of households for heating their homes in winters, Member States are more minded to enforce stricter supply levels.

This option also addresses the risk of overly protective measures with the obligation for Member States to introduce stricter enforcement measures as regards the definition of **protected customers**. Such measures would prevent that consumers who are non-eligible for the category of protected customers would, in the case of an emergency, consume the gas allocated for protected customers and thus enhance the security of supply of protected customers in a given Member State. Secondly, as the gas necessary to cover the needs of protected customers under demanding conditions (to be defined by the Member State under this option) would be limited to the strictly necessary amounts, the need to resort to high supply standards, of which risks for neighbouring Member States in terms of overly protective measures were explained in the previous paragraph, would be removed and thus, the security of supply in the region as well as the possibilities for solidarity actions would improve. Furthermore, this tool provides a viable and proportionate solution as each Member State will

decide on the nature of the measures, i.e. technical or administrative, depending on their national circumstances, typically the size of their gas market and the number of consumers connected to their distribution network that could potentially consume during an emergency gas allocated for protected customers.

Solidarity would also be improved under this option, on the one hand, as a result of the measures on protected customers and to enhance coordination; on the other hand, via the obligation to consider a solidarity principle⁶⁵. As a best efforts obligation, this option has the benefit of flexibility both in terms of implementation and form. Moreover, the regional approach provided by the joint Risk Assessment ensures a comprehensive outlook.

Even if this may appear counterintuitive, the **consideration of the most critical infrastructure** does not seem to significantly improve the security of supply. Firstly, the classical definition of the N-1 standard already ensures that the national gas system has a capacity margin to compensate for the disruption of the largest gas infrastructure. As such, the capacity margin ensured with the classical N-1 definition is higher or equal than the margin that would be ensured by considering the most critical infrastructure. Secondly, the special consideration that the most critical infrastructure deserves and, in particular, the analysis of certain aspects e.g. utilisation level of this asset or the outage probability, should in any case be properly assessed in the framework of the Risk Assessment and the resulting needs addressed as part of the preventive measures to be included in the Preventive Action Plan.

The inclusion of the whole corridor in the consultation and assessment regarding the **reverse flow obligations** would give better understanding of the positive implications of a transnational concept of security of supply and a better magnitude of costs in relation to the benefits provided. Technical barriers such as those represented by different odorization practices need to be addressed in this context, as possible costs related to de-odorization techniques may have to be included in the cost-benefit analysis.

With regard to the external problems and **the exchange of information**, the improvement of the reporting obligations will enhance the Commission's ability to assess security of supply situation at regional and Union level as well as the adequacy of Risk Assessments, Preventive Action Plans and Emergency Plans. Furthermore, the new targeted system for access to information will improve the ability of the Competent Authorities and the Commission to prepare for and react to concerns with respect to gas supplies before they lead to crisis. Cases such as the observed deviation of flows during autumn/winter 2014/2015 show that without such a system the available information may not be sufficient for Competent Authorities or the Commission to draw operational conclusions and foresee the likely development of potentially negative events.

Finally, as regards the **Energy Community**, the foreseen voluntary cooperation would constitute a step forward in the inclusion of this area in the framework of the security of gas supply policy.

⁶⁵ See section 5.2

6.2.2 Analysis of impacts

a) Costs of the measures and impact on prices

Overall option 2 will entail a very limited increase in costs compared to the baseline scenario as a result of the flexible approach followed and the reduction of standards set at EU level (e.g. supply standard). The majority of the measures composing this option consist of improvements of existing mechanisms and the correct implementation of a number of principles and, as such, do not involve significant higher costs.

As an example, measures related to the exchange of information, the N-1 standard calculated with the critical infrastructure or the conditioning of reverse flow obligations to a cost-benefit analysis along the corridor should have no large impact on costs. The new calculation of the N-1 should also not entail additional costs as Member States already have the obligation to assess and adopt measures to address the risks associated to the failure of their most critical infrastructure, provided it is indeed a risk for the system. Similarly, the extension of the consultation along the corridor should in itself not encompass an increase in costs for the two Member States on both sides of an interconnection point. To the extent that this consultation results in investments to enable reverse flow capacity (i.e. the investment is considered to be beneficial in terms of security of supply), the costs shall be jointly allocated among those Member States who benefit from the enhanced infrastructure taking into account the proportion of the benefits. National Regulatory Authorities shall then take into account such efficiently incurred costs in the tariffs, as already foreseen in the existing Regulation.

There could be a limited amount of additional costs associated with the stricter enforcement of the protected customers and the application of the principle of solidarity. However, the flexibility provided for the enforcement of the protected customer's definition will allow Member States not to implement technical measures, if considered too expensive, and adopt, for example, administrative measures instead, such as effective sanctions.

As the users-pay principle applies generally to the energy policy, the costs of these measures will be mostly passed on to consumers. Therefore, in the light of the previous assessment, it is very unlikely that the implementation of option 2 will lead to a significant increase of gas prices for European consumers.

b) Impacts on stakeholders, with special focus on SMEs

Given the nature of the proposed measures, no major impact on market participants nor consumers is expected. SMEs can be considered protected customers, if the Member State so decides, and therefore, would not necessarily have to undertake additional costs to ensure preparedness for a disruption of their gas supply. Furthermore, the joint Risk Assessment should lead to a better identification of problems and synergies in the design of preventive measures, which in return would lead to a reduction in the impact, including the costs, of security of supply measures.

Measures proposed regarding the exchange of and access to information would not interfere in the contractual freedom of undertakings.

c) Administrative burden

The impact in terms of administrative burden would remain relatively low. The main contributor to this impact would be the preparation of joint Risk Assessments but the increase

in the work associated to the preparation of such Risk Assessment would be limited. Exercises such as the stress tests have paved the way for the preparation on this type of projects as Member States had to simulate a set of given scenarios bearing in mind the fact that their neighbouring Member States were also facing the same situation and, consequently, effects of likely simultaneous emergencies had to be factored in. The template for the Risk Assessment will be a key tool to facilitate the work.

As regards the peer reviews, the consultation of national Plans was already mandatory under the existing Regulation. The introduction of templates for the Plans would lead to much more comparable Plans, which would significantly reduce the administrative burden of its assessment both for Member States and the Commission. These templates could be amended, in case of need, via delegated acts, which will ensure that the templates remain updated and fit for purpose without having to revise the whole legislative act. The courtesy translation into English will also reduce the burden as Member States will only have to translate one set of Plans (i.e. their Plans) instead of the Plans of all their neighbours.

The amendment of the exemption procedure could in principle require further efforts as a well-designed cross-border cost allocation needs to be applied. However, the latter should be based on the existing procedures for the Projects of Common Interest (PCI)⁶⁶, thus streamlining procedures for all stakeholders and ensuring the coherence of the whole legislative framework.

As regards the tools proposed for the exchange of and access to information, the increase in burden should be minimal, if any, given that the scope of information to be provided is only slightly enlarged and that the targeted mechanism would only be used when and if needed.

There would be a slight increase in the burden for the Commission in the management of the *peer reviews* although the Commission is already working closely with Member States in regional groups facilitating and sometimes even coordinating the work (e.g. focus groups created for the stress test exercise, regional cooperation between the Baltic States and Finland, CESEC).

d) Completion of the internal market

While this option creates common frameworks to cooperate (i.e. regional Risk Assessments), it also allows for a very high degree of flexibility and tailor-made measures, hence, it cannot be excluded that overly protective measures are adopted by a number of Member States. Overly protective measures, and overall widely divergent levels and approaches, may impact negatively on cross-border trade and the ability or willingness to supply neighbouring countries in need. In the past, stakeholders have often complained about situations in which a certain Member State suffered supply-demand tensions, but in which shippers were prevented from buying gas from neighbouring markets because the suppliers in these neighbouring markets were prohibited from selling by national public service obligations requiring them to hold certain gas volumes.⁶⁷

⁶⁶ See for example ENI's reply to the public consultation.

⁶⁷ See as well footnote 21

6.3 Option 3: Enhanced coordination with some principles/standards set at EU level

6.3.1 Contribution to the policy objectives

This option takes account of the fact major gas crises are most likely to affect several Member States and consequently, of the need to discuss possible disruption scenarios and measures to prevent and mitigate them in a cross-border context. By replacing national plans with **regional Plans**, it guarantees coherence of the actions planned and significantly reduces the risk of having national measures that would not fully reflect the spirit of solidarity in the region. These significant coordination improvements would clearly enhance the security of supply in the region.

The **peer review** process described under option 2 would remain applicable. This procedure would ensure stakeholders' interests are considered and would also allow for the involvement of other Member States outside the region who could be nevertheless potentially affected. The mandatory use of **templates** will facilitate the development of the joint Plans as well as the comparability among different regional Plans, notably with a view to the peer review process and the discussions in the Gas Coordination Group of the regional Plans. Such discussions would ensure a European dimension of all regional Plans, given the cross-regional effects of a crisis and the need to monitor security of supply at EU level, and would avoid a fragmentation of the security of supply approach in different regions. It must be borne in mind that the regional division in sub-groups is foremost a tool to facilitate the work at a regional level and make a number of improvements to policy tools workable.

As for the **supply standard**, the key change proposed under this option is a better oversight for new measures via a **mandatory impact assessment** that should ensure the early identification of measures that could negatively affect the internal market or other Member States' security of supply. Furthermore, analysis of costs should ensure that security of supply is achieved at the lowest possible cost for consumers. It would also improve transparency for the general public and facilitate informed discussions on the risk appetite of a certain market.

The notion of priority of certain protected customers over others for the application of the **solidarity principle**, which will no longer be a best efforts obligation but a substantially better defined obligation, ensures the application of a minimum solidarity in case of extreme circumstances and for very concrete needs, i.e. the priority subgroups of protected customers⁶⁸. There will continue to be flexibility as Member States will continue to design and agree (via the Plans) on the necessary mechanisms and arrangements to apply it in practice. This option has the additional benefit that there will be pressure on Member States to keep their protected customers limited to what is strictly necessary in order to be accepted by their peers. The Commission, in the context of its assessment of the regional Plans, will monitor that the mechanisms proposed are effective and efficient.

On the infrastructure section, a more accurate definition of the various parameters of the **N-1** formula would reflect the situation of the gas system as a whole better, and obtain a more precise picture of the individual position of Member States. A higher transparency regarding raw data and values applied as well as the calculation of the parameters (e.g. total gas demand in a day of exceptionally high gas demand) to be used in the formula, as underlined by some

⁶⁸ As explained in section 5.3, this priority concept will cover households, essential social services and district heating.

stakeholders, could also provide a better understanding of the responsiveness of the gas system in the event of technical failure of a major infrastructure or gas disruption at a negligible additional cost.

The **hydraulic calculation** complements the pure capacity approach of the N-1 standard by incorporating actual gas flows into the picture and thus provides a more accurate assessment of how Member States could satisfy their total gas demand in the case of the interruption of the largest infrastructure (e.g. identification of internal bottlenecks).

The second new element, the **EU-wide simulation with common standards and specific scenarios**, brings the benefits of comparability, transparency and a better capture of the cross-border impacts of a crisis, including the impact of the measures used to mitigate the gas disruption. It would consist in simulations of hypothetical disruption scenarios with a specified duration (e.g. one week, one month) in a particular period of the year (e.g. winter).

On the second component of the infrastructure measures, the **reverse flows**, a more active participation of ACER and the Commission, including by reinforcing the latter's powers (e.g. possibility to issue a decision before the exemption procedure is concluded and the exemption granted), enhances a more coherent, coordinated and integrated approach of the cost-benefit analysis and more transparent and reasonable cost-sharing mechanisms involving also all Member States along the whole corridor (upstream, who would benefit from the increased security of supply, and downstream, where most of the investment need to take place). Such approach would result in cost-effective investments providing important benefits in terms of security of supply. Additionally, the mandatory revisions of the granted exemptions ensure a full and comprehensive analysis of the reverse flow obligation.

As regards risks to security of supply originating from infrastructure take-overs by companies owned/controlled by third states, the proposed approach has a number of advantages. It will incentivise the Member States to identify the risk and address it with appropriate measures proposed in the Preventive Action Plans. The peer review and discussion of the Plans in the Gas Coordination Group will contribute to better awareness, developing and exchanging best practises.

On external factors, the proposed mechanism with respect to **security of supply relevant contracts** constitutes an efficient and well calibrated tool providing for an ex-post assessment of key new and up-dated security of supply relevant contracts and their impact on the security of supply situation. The system consisting of an automatic flow of most instrumental long-term gas contracts providing vital gas supplies to a given market backed with a discretionary system for assessing existing contracts, to the extent that they are suspected to raise security of supply problems, ensures proportionality in the approach. It will allow the Member States and the Commission to identify promptly risks stemming from certain biggest gas contracts with third countries which due to their security of supply relevance should be adequately reflected in the Risk Assessments and for the Preventive Action Plans and Emergency Plans. Additionally, this mechanism would serve as a deterrent/preventive tool as the automatic flow of information to Competent Authorities and the Commission facilitates the investigation and possible sanctions. The Commission's opinion will raise additional political awareness, where necessary, without prejudging competition law enforcement.

Finally, regarding the **Energy Community**, the approach proposed under this option would strengthen the cooperation in the field of security of supply between the Energy Community Contracting Parties and the EU Member States and it would establish a coherent framework of implementation of security of supply provisions in the Energy Community in the course of 2016 or later.

6.3.2 Analysis of impacts

a) Costs and impacts on prices

Overall, the cost of the policy tools proposed under this option will be again very limited. While some measures could entail higher costs than option 2, these will still be very limited, and some of the proposals even aim at avoiding unnecessary costs and exploiting synergies in the security of supply measures, which should reduce the overall costs of the security of supply framework for all consumers.

Measures such as the regional Risk Assessments, regional Plans or the provisions regarding contracts will not lead to any significant increase in costs and should be rather assessed in terms of its impact in administrative burden (see section on administrative burden).

The policy tools with a likely higher impact on costs would be the refinement in the N-1 calculations and the reverse flow obligations. The implications of the later were already assessed under option 2. As regards the N-1 standard, it is however unlikely that the refinement of the formula would change the situation of a Member States from compliant to non-compliant and thus trigger mandatory investments –the possibility to comply with the N-1 standard via demand side measures will in any case remain. A fine-tuned N-1 could lead to higher investments but based on an individual assessment of the Member State and with a better picture of the actual capacity situation. Consequently, it seems a cost-effective measure in terms of benefits associated to a better diagnosis of the sector with minimum investment (e.g. real contribution of storages thanks to a more realistic estimate of withdrawal rates depending on the level of gas stored). The hydraulic calculation should not imply additional costs either as TSOs are currently equipped with tools to carry out such assessments. As for the EU-wide simulations, they can be carried out by ENTSOG as part of the annual summer and winter supply outlook required by Regulation (EC) No715/2009 and they can contribute to identifying the cost effective measures to minimize the potential negative impacts.

Other measures, such as the increased oversight on the supply standard, will enhance transparency and ensure that security of supply is achieved at the lowest possible cost for consumers. Transparency should facilitate informed discussions on the risk appetite of a certain market. Furthermore, the regional Plans should ensure that synergies are exploited to the maximum extent possible, which will again result in likely reduction of the costs of security of supply measures.

Given the limited impact expected in costs, it is unlikely that this option will have a significant impact in gas prices for European consumers. In any case, and to the extent that costs in infrastructures are incurred, the Regulation provides the framework to ensure that costs are borne by those consumers that benefit from the increases in their security of supply.

b) Impact on stakeholders, with special focus on SMEs

This option should overall have a positive impact on market participants and consumers. The improved oversight on the supply standard measures will ensure it is complied with in a transparent and cost-efficient manner. This was a common criticism by industry respondents

to the public consultation who asked for transparency⁶⁹ and fully justified measures subject to regular review or test⁷⁰.

With regard to SMEs, they will continue to be part of the "protected customers" if a Member State so decides, and, as such, this option will not have a negative impact on them. The main difference in this option is that they will not necessarily be covered under the solidarity principle. It must be borne in mind however that the solidarity principle is designed to address very extreme situations in which the supply to households and essential social services, which is a necessary priority, is at stake. This mechanism is foreseen as a last resort in a case of extreme need that the whole revised regulation aims at avoiding but for which we nevertheless need to be prepared.

The approach adopted on the provisions related to the ex-post notification of security of supply relevant contracts does not entail a suspensive effect nor interference in contractual freedom: contractual freedom is preserved in a similar manner as under competition rules.

c) Administrative burden

The assessment of this option shows again a limited increase in administrative burden, although it would be to some extent higher than option 2.

One of the main sources of administrative burden would be the preparation of regional Risk Assessments and regional Plans. However, it must be noted that this option builds on the currently existing mandatory consultation at regional level on the Plans and sets a clearer framework for a result-oriented regional cooperation and coordination, which already ensures that the increase in administrative burden is limited. Experience shows that this solution is both technically and legally feasible, e.g. the joint UK-Ireland Preventive Action Plans and the joint report prepared by the Baltic States and Finland for the stress test exercise carried out in 2014. It will require a clear definition of responsibilities and timeframes for the timely delivery of the Plans, which can be arranged according to several models, e.g. in some cases there is a secretariat while other Member States have opted in the past for a rotating allocation of leading roles per deliverable. The Commission would stand ready to provide guidance and facilitate the process as needed, as it has already done during the stress test exercise for the so-called Focus Groups and within the BEMIP Focus group for regional cooperation between the Baltic States and Finland.

Some increase will inevitably exist even if the regional Plans replace the national Plans and duplicated tasks are thus avoided. It could be also argued that agreeing on the Plans at regional level is likely to be more time consuming and require additional arrangements. For that reason, and in order to keep the increase in additional burden limited, the update interval for the regional Risk Assessment and regional Plans could be increased from 2 years, under the existing Regulation, to 4 years.

The mandatory joint decisions regarding reverse flows and the revision of exemptions would also increase burden but, once again, to a very limited extent. The revision could be now aligned with the update period for the regional Risk Assessment and Plans (4 years). This 4

⁶⁹ For example E.On and Eurelectric.

⁷⁰ For example Eurelectric and EFET.

year period is in line with the responses to the public consultation⁷¹ and the alignment with the updates of the Risk Assessments would ensure a more accurate and in-depth analysis, which will improve the effectiveness of the process and the results. *Ad hoc* reviews under special circumstances (e.g. an unexpected source disruption due to a geopolitical conflict, a technical failure affecting the major gas infrastructures) would complement this longer review period ensuring a tool to react in case of sudden changes/needs.

Finally, the provisions concerning contracts will only cover a few contracts and, consequently, the impact in terms of administrative burden for the Competent Authorities and the Commission would be limited. Based on the information provided under Article 13(6)(b) of the Regulation, during the next 10 years around 20 security of supply relevant long-term contracts would come to end, and if they were prolonged, they would have to be notified to the Commission (i.e. about 2 per year). In addition, at a 40% market share threshold, there are currently up to around 18 particularly security of supply relevant gas supply contracts. With an average revision period of three years, up to six contracts would be amended yearly on average and thus notifiable to the Commission. A large majority of these contract revisions, estimated at above 75%, concerns a price revision, which is not relevant for the security of supply assessment and therefore should be excluded from the notification obligation. Taking the above into account, a number of notifications of particularly security of supply relevant gas supply contracts would be limited to around two-three per year.

d) Completion of the internal market

This option is likely to contribute in a significant manner to a better functioning single internal market. In fact, the risks of national security of supply measures distorting competition or discriminating against non-nationals, will be significantly reduced via the proposed measures, which will act as successive filters. First of all, mandatory impact assessments for new measures to be adopted by Member States should already prevent harmful measures from entering into force and being part of the Plans. The existing measures will also be subject to scrutiny by the other Member States in the region, thus avoiding negative spill over effects of certain measures in neighbouring Member States frameworks. In a second step, the peer review process and the Commission's oversight should further enable to identify and remove possible negative impacts of security of supply-related measures.

6.4. Option 4: Full harmonisation

6.4.1 Contribution to the policy objectives

The measures of this policy option pursue the maximum level of harmonisation at EU level with the clear aim to increase the level of preparedness ahead of a crisis and the mitigation of impact in the case of an unexpected event occurs.

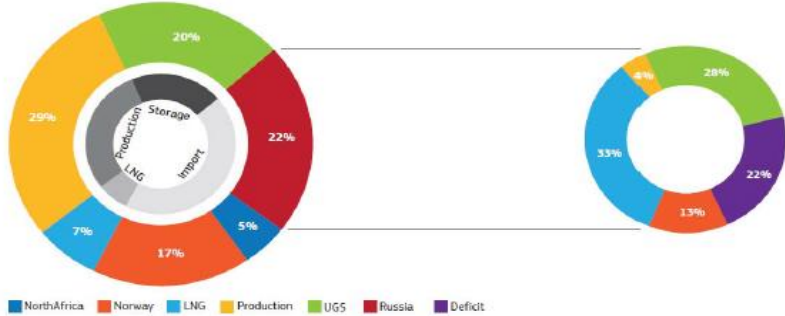
⁷¹ The majority of stakeholders agreed that the existing framework of review in relation to the risk assessment (i.e. every 2 years, if needed) is sufficient (Governments of Portugal and Lithuania, GASUNIE, WINGAS). Some governments and TSOs (e.g. UK Government, GRT Gaz, GIE) however perceive the reviews as burdensome and argue for longer review periods (from three to five years). The main arguments for a longer period is that the general market environment does not normally change so rapidly and the consequently the current timeframe is too short and does not allow for a comprehensive assessment. The extension of the review period for the Risk Assessment to 4 years and the alignment of these reviews with them would be thus in line with the positions of both groups of replies.

The starting point for this option is the preparation of an **EU-wide Risk Assessment and Preventive Action Plan and Emergency Plan**. While the idea of EU Plans, already suggested by some stakeholders in 2009, could theoretically offer an overarching and comprehensive approach, the divergences across the EU in the role that gas plays in energy mixes as well as Member States' exposure to risks are such that an EU risk assessment and plans would most likely be a compendium of regional assessments and Plans. As such, these Plans would not bring effectiveness in terms of added value to the security of gas supply in the EU.

This option also proposes to increase the values of **the supply standard**. This measure would have a direct positive impact in the level of security of supply as it would ensure gas for the protected customers during a longer period in the event of a gas crisis. However, some voices suggested in the public consultation that such increase would send a wrong signal about the level of security of supply in the EU⁷², and could have an impact in the security of supply of neighbouring Member States⁷³. In this context, the inclusion of an additional scenario to cover geopolitical risks (S-1) is strongly rejected by some stakeholders, as they are considered disproportionately costly and more importantly, not an appropriate tool to deal with such risks⁷⁴.

The question whether or not a S-1 scenario should be included can also be phrased differently: should Europe be able and ready at any moment in time to replace the full volume of Russian supplies? As ENTSOG has demonstrated in its scenario-modelling carried out for the Commission's Stress Test Exercise, Russian volumes would have to be replaced mostly by increased LNG imports, given the limited availability of other sources.

Graph 1: EU supply portfolio by source and replacement possibilities



Source: ENTSOG

The practical implementation of a standard including such a scenario would also be difficult and could create great uncertainty as regards the content of the subsequent obligations. The consideration of the S-1 scenario implies the analysis by each Member State of possible simultaneous gas scarcity situations in several Member States upstream along a supply corridor. While for Member States closer to the supply source this scenario would largely

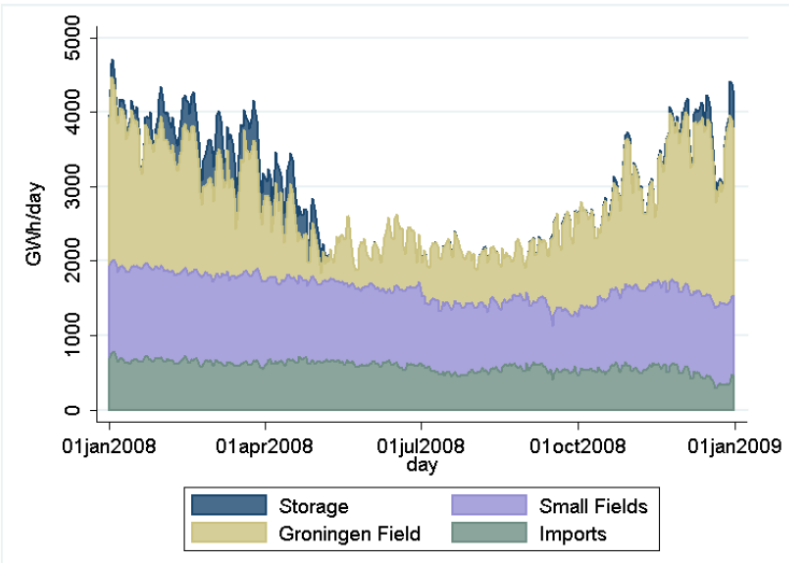
⁷² See for example the reply of the Czech Government to the public consultation.
⁷³ See for example the replies of RWE and the Slovak Government to the public consultation.
⁷⁴ See for example the reply of the Austrian Government to the public consultation.

coincide with the N-1 scenario (disruption of the single largest infrastructure), for Member States downstream along the corridor this case would entail the assessment of an increasing number of hypothetical scenarios based on probabilistic calculations.

Option 4 also proposes the **prescription of the measures to comply with the supply standard**. This has a positive impact on security of supply as it would ensure that gas is physically available to the protected customers in case of a disruption, preventing also free-riding behaviour. In the public consultation only few respondents⁷⁵ are in favour of the prescription of measures, as it would remove the flexibility to a given extent by imposing a given common level of protection and common means to achieve it.

Currently, a majority of Member States already do have in place some form of intervention in the storage market for the purpose of security of supply. Current practice thus suggests that gas storage plays an important role in ensuring security of supply. This is substantiated also by the Load Duration Curves of the Member States assessed, which demonstrate clearly that in a situation of peak demand storages provide the necessary flexibility. It is possible to see the pivotal role of storages in providing the necessary 'swing' in some countries like the Netherlands, a country with a high number of households connected to the gas distribution grid and therefore with a very temperature-sensitive demand structure.

Chart 1: Gas Delivered to the transmission grid in The Netherlands by source (2008),



source: ACM

The question is whether an obligatory EU-wide roll-out of detailed gas storage obligations for security of supply purposes is an appropriate way of realising a better fulfilment of the supply standard. The definition of a common level (or a formula to calculate that) would be extremely challenging given the different role of natural gas in the energy mix of the different Member States. Moreover, the development of gas storages across the EU has historically been driven by geological conditions and, while the cross-border use of storage would be certainly beneficial, this would imply higher costs for Member States that do not have storages in place. As many stakeholders in their response to the Public Consultation point out,

⁷⁵ See for example the reply of Engie to the public consultation

prescribing one instrument automatically limits the use of others. Other replies even questioned whether such a measure would indeed increase the security of supply⁷⁶

Finally, it is doubtful whether predefined levels of storage will actually ensure a higher degree of security of supply. A study commissioned by the Commission demonstrates that countries which currently have some form of storage obligations do not experience higher filling rates of their storages than Member States which have not introduced such obligations. The study also demonstrates that despite decreasing summer/winter spreads so far utilisation levels have not dropped. This may suggest that market parties continue to value storage for its physical character and take into account their reputational risks in case they cannot meet their supply obligations. A more prescriptive approach with regard to the measures in general was not supported by stakeholders⁷⁷.

Regarding **the protected customers**, the definition proposed under option 4 is clear and limited in scope, which facilitates a fair and straightforward allocation of scarce gas resources on the basis of solidarity⁷⁸. In the responses to the public consultation, most stakeholders agreed that further harmonisation on a regional or pan-European level could provide benefits. A common definition and most importantly a common understanding and application of this definition are a pre-requisite for solidarity measures between Member States.

The prescription under this option of **the solidarity principle as well as the mechanisms to apply in the event of an emergency** would ensure the necessary clarity as regards the application of the solidarity principle as well as a choice of market based mechanisms (such as a tender or auction) using price signals to steer the process. However, the prescription of a mechanism also entails a certain rigidity that prevents the consideration of the different roles of gas in the various regions. Moreover, it would be difficult to amend in case the mechanism prescribed appeared to have shortcomings.

The **mandatory N-1 at regional level**⁷⁹ calculated in the framework of a mandatory regional risk assessment could give a better idea of the benefits that regional cooperation could bring in terms of sharing a diversified pool of infrastructures to mitigate scarcity situations in a cost efficient manner. The calculation of the N-1 value at regional level could also help to identify improvements needed in the expansion of common infrastructures. The optimization of investments and the complementarity of a portfolio of infrastructures is clearly one of the main benefits that a regional calculation of the N-1 standard could provide.

Nevertheless, some of the shortcomings identified for the N-1 calculated at national level would also apply to the regional calculation and would even be amplified. This would be notably the case of the bottlenecks and missing internal infrastructure. As the N-1 would look

⁷⁶ See for example the reply of IOGP to the public consultation

⁷⁷ See for example the reply of the Governments of Belgium, Denmark, Netherlands and Germany and industry (IOGP, Eurogas) to the public consultation

⁷⁸ An appropriate solution would nevertheless need to be found to deal with the technical problems described under previous options (e.g. difficulties in carrying out selective curtailments among customers connected to a same distribution network).

⁷⁹ The majority of stakeholders expressed that an additional regional assessment, complementary to the national level, could improve the overall ability to react and to prepare the necessary actions in the field of security of supply (e.g. sharing information, avoiding or mitigating infrastructure failure and preventing stranded assets). However, some respondents oppose any binding commitment leaving a decision on regional approach to the free choice of the Member States (e.g. the Governments of Germany, the Netherlands, Belgium and Denmark and the Dutch and Austrian TSOs).

at the region as a sort of “black box”, it would not necessarily take into account whether sufficient interconnections between Member States exist so as to effectively compensate throughout the region the loss of the regional single largest infrastructure.

Additionally, the **mandatory reverse flow at every interconnection point** would clearly have a direct positive impact on the level of security of supply ensuring reverse flow all over the EU.

In terms of information exchange, the advantage of the **ex-ante notification of gas supply contracts** is that it could prevent situations that could put at risk the security of supply of a country or a region. The Commission's decision on the ex-ante assessment would have an effective preventive effect against the conclusion of contracts impacting negatively on security of supply considerations.

Option 4 also includes **mandatory joint gas purchasing** whose main advantage is to ensure certain volumes of gas to be supplied to the EU in scarcity situations (e.g. due to severe weather conditions or geopolitical conflicts).

For the **Energy Community**, the switch-on clause would establish the framework for the relations between the Energy Community Contracting Parties and the EU Member States.

6.4.2 Analysis of impacts

a) Cost of the measures and impact on prices

Overall option 4 will have a significant impact in terms of the economic costs of the measures proposed that could result in an increase of gas prices for consumers. This could have serious negative impacts for industrial customers and SMEs affecting in particular their competitiveness⁸⁰. Main increases in cost would stem from the increases in the level of the supply standard, the prescription of the measures to comply with it and the mandatory reverse flow at every interconnection point.

With regard to the increase in the values of the supply standard stakeholders in the public consultation pointed to the costs of such increase for the end consumers⁸¹, particularly in functioning markets with hubs⁸². Gas sellers and buyers even warn about the risk of making gas an uncompetitive fuel⁸³. An additional scenario to cover geopolitical risks (S-1) is also considered disproportionately costly by the stakeholders. It appears that the additional costs are significant with very negative impact on gas prices for consumers. As an example, the following table estimates the costs of using the S-1 scenario for replacing missing Russian gas volumes.

To impose detailed gas storage obligations for security of supply will have also significant implications in terms of costs. Natural gas is an expensive fuel to store, involving high investment and operational costs, especially as a result of the fact that in order to keep the gas

⁸⁰ This is a particular concern taking into account that today wholesale gas prices in Europe are still more than twice as high as in the US.

⁸¹ See for example the reply of the Spanish Government to the public consultation.

⁸² See for example E.On's reply to the public consultation

⁸³ See for example the replies of Eurogas and E.On to the public consultation

underground the pressure needs to be constantly kept at an appropriate level (as opposed to for instance oil). In 2014, the Dutch government presented calculations to the Dutch Parliament regarding the costs of keeping strategic gas stocks and concluded these are ten times higher than for oil, projecting a cost of around EUR 0,80/m³ of stored gas or around three times the current price of gas, a cost that would be reflected in the energy bills of consumers. A study carried out by independent consultants in the United Kingdom on the impacts of gas market interventions on security of supply concluded that the net present value over ten years of such measure was largely negative (between 495 and 751 £million). Also the Commission's study on gas storage demonstrates that for all the assessed disruption scenarios costs outweigh benefits if storage measures were to be introduced EU-wide.

Table 2: Means and costs of replacing missing Russian gas volumes

Table 4.5.1 Disruption scenarios		Reference (no disruption)	-100% Russian supply for 6 months + cold spell in Feb. under current SRSMs cooperative	-100% Russian supply for 6 months + cold spell in Feb. under current SRSMs not cooperative	-100% Russian supply for 1 month + cold spell in Feb. under current SRSMs cooperative
Total imported LNG	(GWH)	582 292	887 406	747 673	796 227
	(% change from reference)		52%	28%	37%
Total deficit	(GWH)	0	-174 051	-198 931	-4 395
Total costs of EU supply	Million €	118 649	154 807	156 014	119 688
	(% change from reference)	-	30%	31%	1%
Total costs of EU supply net of storage	Million €	110 307	146 374	147 595	110 942
	(% change from reference)	-	33%	34%	1%
Total costs of storage	Million €	8 342	8 436	8 419	8 747
	(% change from reference)	-	1%	1%	5%

Note: Totals refer to the whole considered period from September of year to August of year t+1
Source: REF-E's elaborations based on ENTSOG data

Source: Study "The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply"⁸⁴

Table 3: Costs and benefits of various types of storage measures

84

SRSM refers to Storage Related Security of Supply Measures. Cooperative and non-cooperative refer to the scenarios considered, as in the stress test exercise.

Table 4.5.3. Costs and benefits of SRSM models under the 1-month Russian supply disruption +Cold Spell scenario						
-100% Russian supply for 1 month + cold spell in February						
Indicator		Current SRSM (baseline)	No existing strategic storage	Light SRSM to all	Tight SrsM to all	Strategic storage to all
Total imported LNG	(GWh)	796 227	776 255	797 363	794 986	770 588
	(% change from baseline)	-	-3%	0.1%	0%	-3%
Total deficit	(GWh)	4 395	26 825	2 821	0	74 316
	(% change from baseline)	-	510%	-35.8%	-100%	1 591%
Total costs of EU supply (k€)	Million €	119 840	120 999	119 755	119 804	129 515
	(% change from baseline)	-	1%	-0.1%	0%	8%
Total costs of EU supply net of storage (k€)	Million €	111 093	112 649	110 980	110 954	118 030
	(% change from baseline)	-	1%	-0.1%	0%	6%
Total costs of storage (k€)	Million €	8 747	8 350	8 774	8 850	11 485
	(% change from baseline)	-	-5%	0.3%	1%	31%
Storage benefit	Gain compared to baseline /€ million)*	-	-2 350	85	36	-10 866
Storage cost	Incremental cost compared to baseline /€ million)**	-	-396	28	103	2 738
Prob. (5%)-weighted Net Benefits	Million €		278.6	-23.5	-101.6	-3 281.8
Prob. (5%)-weighted Net Benefits	% of baseline costs		0.23%	-0.02%	-0.08%	N.A.
Prob. (10%)-weighted Net Benefits	Million €		161.0	-19.3	-99.8	-3 825.1
Prob. (10%)-weighted Net Benefits	% of baseline costs		0.13%	-0.02%	-0.08%	N.A.
Break-even probability *			16.85%	32.74%	288.55%	N.A.
**						

Note: Totals refer to the whole considered period from September of year t to August of year t+1
Source: REF-E's analysis on ENTSOG data

Source: "The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply"

The mandatory reverse flow at every interconnection point would also introduce a certain amount of costs that would be difficult to allocate. Compared to option 3, the mandatory introduction of reverse flow at every interconnection point avoids, as a first step, a cost-benefit analysis without which any proposal for cross-border cost-allocation would be hard to substantiate. This could lead to enormous disputes among Member States that could negatively affect the cooperation climate pursued by this Regulation. It could also be possible that consumers could end up paying for an investment from which they would not benefit.

In summary, it is very likely that the implementation of option 4 will lead to a significant increase of gas prices for European consumers, not always justified nor necessarily correctly allocated.

b) Impact on stakeholders, with special focus on SME

Some of the measures proposed in option 4 will have important implications for the stakeholders, notably the supply standard, the definition of protected customers and the provisions regarding the ex-ante notification of certain contracts.

The increased supply standard with prescriptive measures to comply with will have considerable implications for natural gas undertakings (for those under the obligation to ensure gas for protected customers). By prescribing a concrete way to implement the supply standard, provisions and investments already arranged or undertaken by natural gas undertakings to ensure the supply to their share of protected customers (e.g. long term capacity bookings, options on LNG cargos) may end up being redundant and lead to significant sunk costs for them. Such costs will most likely be even higher for undertakings active in Member States without favourable conditions for the development of gas storages.

The full harmonisation on the definition of protected customers will have a direct impact on SMEs who will no longer be considered "protected customers". This measure will have a different impact depending on the level of penetration of gas across Europe and whether Member States have considered SMEs as protected customers or not in the past. To the extent that they were considered in the past as protected customers, SMEs will now face an increased likelihood of disruptions and therefore, may have to incur additional costs to ensure preparedness ahead of a disruption⁸⁵.

The ex-ante notification of gas supply contracts with third countries implies a high intrusiveness into commercial freedom of undertakings, leading to delays in contract negotiations or implementation. It is very difficult to reconcile the dynamics of contract negotiations with the Commission's investigation procedure.

The proposed general switch on clause with regard to the Energy Community Contracting Parties may have negative effects on Member States as it establishes the application of all the obligations imposed on Member States by this Regulation towards the Energy Community Contracting Parties to the same extent as obligations between Member States. First of all it is questionable whether all obligations of the Regulation need to be applied also towards Contracting Parties of the Energy Community. Secondly, in the light of the manifold obligations included in the Regulation, the absence of specified obligations taking into account the differences in the institutional setting in the Energy Community and the EU and the consequent differences in relations between Contracting Parties and EU Member States is likely to result in asymmetries and heterogeneous implementation, which would undermine the effectiveness of the whole instrument.

c) Administrative burden

Overall option 4 will put significant administrative burden for the stakeholders involved in the implementation of the measures proposed. For example, the preparation of the EU-wide Risk Assessment and Plans will require important efforts to gather information related to national and regional circumstances and contribute to the joint task of assessing the risks and identifying the measures to be included in the EU Plans. The use of existing regional platforms and the experience of EU-wide exercise like the stress test of 2014 could facilitate the task. In any case, it would seem unrealistic to coordinate all Member States with diverging security of supply situations to come up with a comprehensive document with valuable conclusions for all of them.

Furthermore, the ex-ante notification of gas contracts and their assessment will result in additional administrative burden for the Competent Authorities and the Commission, particularly due to time constraints given that the assessment has a suspensory effect.

d) Completion of the internal market

Certain measures such as increased levels for the supply standard or the prescription of the measures to comply would imply strong interferences in the market.

⁸⁵ Based on the implementation of Regulation 994/2010, nine Member States include SMEs in the definition of protected customers.

Prescribing detailed EU-wide rules on how to use gas storages for the compliance with the supply standard is also likely to be inappropriate for those Member States that have developed well-connected and liquid gas markets which deliver security of supply in the most cost-efficient manner. Here, competition between sources of flexibility takes place and the active shippers have an incentive to choose the flexibility source which ensures they meet the supply standard at the lowest possible cost. Prescribing for instance a percentage of the consumption of protected customers to be met with gas from storage appears to be an unnecessary distortion of the market. Various respondents to the public consultation warn of the effects such intervention could have not only as a potential source of discrimination between users or a barrier to entry, but also for the overall cost of natural gas in competition with other fuels.

Mandatory joint gas purchasing would have a drastic impact on the functioning of the internal gas market. In a situation in which wholesalers all pay the same price, competition is limited to ancillary services which are of marginal importance for a homogenous product such as natural gas. It is also questionable to what extent the wholesalers would pass-through their benefits to the retail level. Generally, this pass-through only occurs fully when there is vibrant competition on the retail level. In addition, even if in the short term discounts for the buyers could be realized, which is unlikely for areas that are dependent on a single supplier but also for areas in which competition determines prices, in the long run the lock-in effect may have counterproductive effects. Where buyers realize welfare gains, sellers (outside the EU) suffer from welfare losses. These sellers may re-consider their strategy and decide to leave the market or search for alternative markets. Furthermore, incentives to diversify are reduced thus increasing de facto dependency on fewer sources. Finally, mandatory mechanisms are likely to raise serious EU competition law concerns.

7. COMPARISON OF THE OPTIONS

Taking into account the impacts of the options and the assessment presented in Section 6, this section compares the different options against each other using the baseline scenario as the reference and applying the following criteria:

- **Effectiveness:** the options proposed should first and foremost be effective at improving the level of security of supply protection compared to the levels achieved by the current Regulation and thus be suitable to tackle the specific problems.
- **Efficiency:** this criterion assesses the extent to which objectives can be achieved at the least cost (benefits vs the costs).
- **Consistency with other policies:** some security of supply measures are by definition interfering with the internal energy market (IEM) and thus distorting its functioning. Therefore, market based approaches should be the preferred option and, where these are not appropriate, the options proposed should limit the impact on the functioning of the internal energy market as much as possible.

From the point of view of impacts, particularly costs and administrative burden, options 1 and 2 could in principle appear as preferred options. However, their performance in terms of effectiveness is rather poor, and consequently, also in terms of efficiency.

Furthermore, to the extent that there are higher risks of having measures that could negatively affect the internal market, as indicated in section 6.2.2, option 2 could make the

implementation of the Regulation less consistent with other EU policies. Option 1 would not interfere negatively with other policies.

Overall, the more harmonized and enforced implementation pursued by option 1 would not solve the problems identified and it would result in a minimum increase of security of supply. The evidence shows that in spite of the efforts done so far, Member States do not take fully into account the added value of soft measures. Moreover, guidelines for a more harmonized implementation, for example, of the supply standard would not solve the problem identified, which is directly linked to the flexibility allowed by the legislation and the lack of effective oversight. In order to have an effective protection of the protected customers at EU level, further measures would be needed.

As regards option 2, the main drawback of this approach is that each Member State would be drafting and adopting the national Plans under their own responsibility. While the mandatory templates, the peer review process and the Commission's binding decision at the end of the assessment process aim at ensuring some more uniformity and at preventing the introduction of measures with a negative impact on the internal market and/or on other Member States' security of supply, national Plans could continue to be too much focused on the national situation. Therefore it would not be guaranteed that all regional specificities and needs will be duly taken into account or in the most effective manner. Furthermore, it cannot be ensured under option 2 that a minimum level of security of supply is guaranteed even for the minimum categories of protected customers, i.e. households. Where clear rules are absent, Member States would be less well-prepared and disruptions can have more serious consequences⁸⁶. This lack could result in *free-riding* and, as such, hampers efforts for regional solidarity.

The contribution of options 1 and 2 to **solidarity** is quite uncertain. The current Regulation does not contain specific provisions regarding solidarity and therefore, it is highly unlikely that an enhanced implementation, as proposed in option 1, would result in more solidarity. In this regard, option 2, as well as options 3 and 4, represents the first time that this principle would be reflected in secondary legislation under Article 194 TFUE. Nevertheless, the implementation is not obligatory under option 2 and Member States may opt for the easy way out and not implement a sufficient degree of solidarity in their region. Furthermore, a well-defined and regionally accepted protected customer's standard is a pre-requisite for this tool to work properly. In this regard, even if the measures proposed to enforce the definition of protected customers would certainly reduce overprotection and facilitate a better cooperation and approach to solidarity, the risk would remain that the existing flexibility on the definition of protected customers, even if legitimate under this option, may still deter neighbouring countries from coming to the rescue in an emergency situation, typically in situations where the inclusion of SME's as protected customers varies across the borders and competition concerns may be weighed in.

From the point of view of the **consideration of external risks** in the design of energy policies, option 1 will deliver very limited improvements compared to the baseline scenario. The Report on the implementation of the existing Regulation already explained why the provisions of the existing Regulation were not fit to provide an adequate perspective in terms of security of supply. Moreover, a support in terms of guidelines, although useful, does not

⁸⁶ European Commission, *The January 2009 Gas Supply Disruption to the EU: An assessment*, SEC(2009) 977 http://ec.europa.eu/danmark/documents/alle_emner/energi/2009_ser2_autre_document_travail_service_part1_ver2.pdf

guarantee that their content is followed nor the availability of the necessary information to assess external risks and take them into account in the design of security of supply policies.

The targeted system proposed in option 2 represents a step in the right direction but, on its own, it would be insufficient. The proposed mechanism can only be triggered once the Commission observes or is informed of abnormalities in gas supplies to the EU. The mechanism is blind towards potential serious security of supply issues hidden in most important gas supply contracts on gas markets dominated by a single supplier. Once problems in gas supply patterns are identified it may be too late to properly tackle the problem.

It is also unlikely that either option 1 or 2 will ensure an appropriate framework under which EU Member States and Energy Community Contracting parties could cooperate. Option 1 will not entail any improvement compared to the baseline scenario and option 2 will not set a legally binding framework applicable between the Energy Community Contracting Parties and the EU Member States. The voluntary cooperation foreseen under option 2 can work in practice, but it will have its limits when it comes to binding decisions that have cross-border character and may be ineffective when it comes to complex management of regional cooperation mechanisms oriented at prevention and mitigation of potential gas supply disruptions.

Concerning **infrastructures**, option 1 will not ensure that concepts not captured under the N-1 approach are considered by the Member States and option 2 may even be less effective than the baseline scenario as explained in section 6.2.1. On reverse flows, even if option 2 ensures that the benefits along the whole corridor are considered, it is uncertain that such consideration will trigger the necessary decisions by the Member States on both sides of the interconnection.

Option 3, however, provides an effective package of solutions. Under option 3 the definition of the supply standard is set at EU level ensuring a common protection framework across the EU. Additionally, the preparation and adoption of the Plans at regional level ensure the regional consistency of the measures and a common consideration of the key issues at stake.

Options 3 includes the mandatory application of the **solidarity principle** and addresses the problems stemming from divergent definitions of **protected customers** by decoupling both concepts, i.e. the definition of protected customers, which may include SMEs, from the application of the solidarity principle. By limiting the application of the solidarity principle to households and essential social services, i.e. excluding SMEs from this principle, competition concerns do not stand in the way of cooperation.

Options 3 builds on options 1 and 2 and adds a more specific system to access information related to certain contracts ensuring more accurate information for the assessment of security of supply risks. The assessment of many clauses contained in the contracts cannot be effectively carried out ex-ante and will depend instead on the market context or factual circumstances which can only be established by a fully fledged investigation; some provisions may turn out to be problematic only years after the contract has been implemented. In addition, abuses often derive from implementation or side agreements between the contracting parties. Overall, the ex-post assessment seems to be more effective from a security of supply point of view.

Compared to the baseline scenario, option 3 also provides for a concrete framework for cooperation between Member States and the **Energy Community** Contracting Parties defining concrete obligations for a number of provisions relevant to both sides.

With regard to **infrastructures**, option 3 ensures the use of more appropriate parameters for the calculation of the N-1 standard and complements the pure capacity approach provided by the N-1 standard with some modelling regarding flows. Moreover, it provides for a system with sufficient guarantees to ensure that benefits for all Member States along the supply corridor are considered in the decision making related to the reverse flows (i.e. joint decisions, consultations of Member States, Commission's decisions at the end of the process) together with an appropriate consideration of the benefits, the costs and its allocation on the basis of existing tools and practices (e.g. use of TEN-E tools, ACER's opinion).

Option 4 provides for a number of solutions that are, to a certain extent, effective. However, they are generally more costly and some can even be counterproductive.

Similarly to option 3, option 4 provides for an effective solution with regard to the supply standard. Nevertheless, and despite its reliance on physical measures, it still cannot hedge against all possible risks. Furthermore, by prescribing the precise measures it does not exploit to the fullest extent the benefits that would stem from the regional cooperation for the compliance with the supply standard, in particular on a market based approach. The added value for the regional cooperation of the EU Plans compared to the regional Plans is also highly questionable as they may likely result in a compilation of regional plans.

Option 4 will, as option 3, ensure the application of the solidarity principle. It would furthermore ensure the reliance on market-based mechanism for its application, which is positive, notably as it provides an opportunity for consumers flexible enough to cease consumption in times of scarcity. However, it removes the possibility to include SMEs among the protected customers, with the impacts already discussed in section 6.4.2

With regard to the solution to improve the access to information, the ex-ante notification, the theoretical advantage that could be considered is that the assessment and potential enforcement would take place ahead of the signature of the contract. However, as indicated above, there are a number of shortcomings in an ex-ante notification that make an ex post notification system more effective. Furthermore, a cursory review lacks: (i) decisional (binding) power, (ii) sanctions, (iii) insufficient investigative powers of the Commission, also due to time pressure constraints (a proper review would likely take at least several months). Other limitations are related to the assessment, under time-pressure, lengthy and complex gas contracts in various EU languages. However, it could even be counterproductive as raising a substantial risk of prejudging competition law enforcement: perception that the Commission blesses commercial contracts would bring substantial risk of prejudging or even undermining competition law enforcement by creating the perception that the Commission blesses commercial contracts. These concerns are even more significant for the more intrusive variant that the contract would be submitted ex-ante to the Competent Authorities for a competition law assessment. It would not be possible to conduct any meaningful competition assessment in a relatively short timeframe in line with the established procedural and substantive requirements.

The analysis of the impacts of option 4 shows that they are not proportionate nor fully justified by the effectiveness of the solutions, which makes option 4 perform poorly in terms of efficiency.

Overall, option 4 represents a highly intrusive approach that tries to address possible risks by resorting to a full harmonisation of principles and the prescription of concrete solutions. For example, the risk of free-riding is removed by ensuring that gas is physically available for the supply of protected customers. However, the likely benefits achieved under this options need to be weighed against the cost incurred. The assessment of impacts in option 4 shows that the estimated impact on cost is likely to be high, and looking at the above description of the

performance of option 4 in terms of effectiveness, it makes option 4 a disproportionate and not very efficient option. Furthermore, option 4 has stronger negative impacts on the achievement of the internal market, which makes this option less consistent with other EU policies.

The assessment of impacts carried out in section 6.3.2 has shown that the costs associated to option 3 are quite limited. Consequently, option 3 is not only effective but also an efficient overall package of measures. Moreover, other negative impacts (such as impacts on stakeholders and SMEs) would also be limited under this option. Option 3 is also consistent with other EU policies, such as measures related to the internal market, as it actively seeks to prevent the introduction of measures with negative effects on the internal market (see the assessment of impacts in the internal market in section 6.3.2).

In the light of the previous assessment, the preferred option would be option 3. This option is the best in terms of effectiveness and, given its economic impacts, has been demonstrated to be the most efficient as well as consistent with other policy areas.

The following table summarizes the assessment of the policy options. The options are measured against the criteria applied for the assessment of the impacts (section 6) and the comparison of the options (section 7). Each policy option is rated between "---" (very negative), 0 (neutral) and "+++" (very positive).

Table 4: Comparison of policy options

Criteria → ----- Options ↓	Effectiveness	Efficiency	Consistency	Impacts			
				Costs and impact on prices	Impact on stakeholders	Administrative burden	Achievement of internal market
Policy option 0 (Baseline scenario)	0	0	0	0	0	0	0
Policy Option 1	0/+	0/+	+++	0	0	-	0
Policy Option 2	+	+	-	-	-	-	-
Policy Option 3	+++	+++	+++	-	-	--	++
Policy Option 4	++	---	---	---	---	---	---

8. MONITORING AND EVALUATION

The Commission will monitor how Member States have implemented the changes of the revised regulation. Moreover, increased involvement as well as oversight and monitoring powers should ensure better compliance with the rules across the EU. Where needed, the Commission services will offer assistance to Member States for the implementation of the legislative changes in the form of workshops with all the Member States or bilateral meetings at the request of any of them. When necessary, the Commission will pursue the procedure set out in Article 258 TFUE in case any Member State fails to respect its duties concerning the implementation and application of Union law.

The Commission anticipates "**the regional approach**" as the major challenge in the implementation of the revised regulation. The challenge is to change the dynamics where security of supply is not primarily looked at from a purely national point of view but ensures, from the very early stages, a robust regional approach. The preparation of the regional risk assessment and the plans and the assessment of the reverse flow needs along the corridors, could be a lengthy and complex process for the first time. However, the experience gained on individual basis since the Regulation entered into force and the use of existing tools and regional platforms in the EU legislation (e.g. TEN-E guidelines) could facilitate the coordination and overcome the problems that could be encountered during this process. The role of supranational bodies, the Commission and ACER, is to facilitate and stimulate the coordination among Member States in particular in the revision of the plans (peer review mechanisms) and in the reverse flow procedure.

Regarding the evaluation of the consequences of the application of the revised regulation, this could take place as part of the monitoring obligations of the Commission in the current Regulation under Article 14. The evaluation pursues the assessment of the effectiveness of the measures implemented in order to achieve the general objectives identified in section 4. Given the wide set of amended and new measures of the revised regulation, the evaluation will necessarily cover the whole legislative proposal. The results of the overall implementation will be assessed six years after the entry into force of the revised Regulation. The reason for this proposed timing is to ensure a complete picture of the implementation based, in particular, on the assessment of the plans⁸⁷.

As part of the evaluation exercise, the Commission will carry out a stress test, similar to the exercise of 2014, to assess the ability of the energy system throughout Europe to cope with unusual situations such as a gas disruption or extremely high demand⁸⁸. The results of the modelled scenarios -before and after the implementation of the revised regulation- will draw conclusions on the effectiveness of this legislative proposal to achieve the objectives identified. In particular, the EU-wide simulation will provide a quantitative assessment showing how the most vulnerable Member States are more resilient and therefore less affected in the event of a crisis, due to better level of preparedness and enhanced regional cooperation. The quantification of the benefits could include, among others, the value of disrupted demand avoided⁸⁹ and the less impact on increased prices⁹⁰.

The fulfilment of the specific objectives pursued by the revised regulation could be also assessed on regular basis (e.g. after plans are submitted by Member States) through several indicators⁹¹. In particular, the country-specific supplier concentration index⁹² could serve to

⁸⁷ The plans could be delivered for first time e.g. two years after the entry into force, following similar scheme introduced by the current Regulation. After the first submission, plans would be prepared every four years.

⁸⁸ In order to carry out a stress test, the Commission would follow similar methodology used for the exercise of 2014. All Member States should participate and run a series of scenarios simulating a disruption of gas supply or extremely high demand. The analysis of the results would be carried out by the Commission in cooperation with ENTSOG.

⁸⁹ Similar methodology applies ENTSOG in the cost benefit analysis set out in Regulation 347/2013 to evaluate the PCIs projects. (See further information in the Annex 6).

⁹⁰ The starting point for the disrupted demand monetization would be the value of lost load (VoLL) as the basis for cash out the involuntary interruption of supply. The impact on prices could be also examined and quantified, with particular focus on the average increase of prices.

⁹¹ The indicators mentioned to evaluate the fulfilment of the specific objectives pursued by the revised Regulation will be part of the information that Member States have to include in the risk assessment and plans. The documents

assess the **degree of diversification** and evolution of the situation in Member States and regions. Complementary, the access to a **pool of gas infrastructures**, including storage and/or LNG terminals, at regional level could also give an indication of the major resilience to certain risks (e.g. infrastructure failure, gas supply disruption).

The improvement of the infrastructures could be also tested through the **N-1 rule**, in particular, how many countries fulfil the N-1 at national and regional level and how close/far they are of the 100% level. The **number of pipelines** equipped with bi-directional capacity compared to the situation today will be another indication of the effectiveness of the revised regulation.

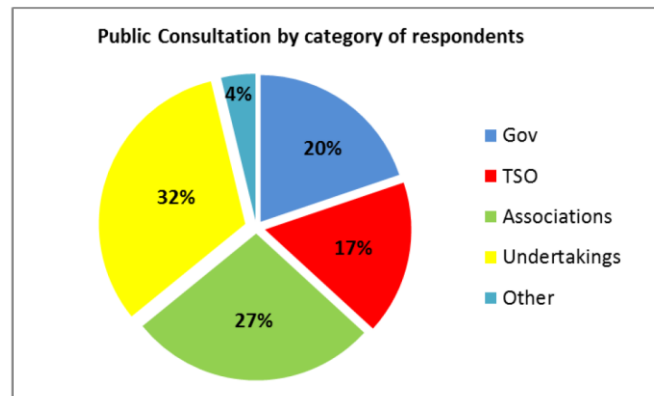
referred should be updated and submitted to the Commission periodically. The baseline values for the monitoring indicators would be the year that the revised Regulation entered into force. The evolution of the indicators would be monitored on a regular basis for example after the plans have been submitted by Member States.

⁹² The country-specific supplier concentration index (SCI) is computed as the sum of squares of the quotient of net positive imports from an extra European Economic Area country to an importing Member State (numerator) and the gross inland consumption of gas in the importing Member State (denominator). Smaller values of SCI indicate larger diversification and hence lower risk.

ANNEX 1: PUBLIC CONSULTATION

A public consultation was organized between January 15th and April 8th 2015 and produced 106 responses from stakeholders. The majority of respondents came from private sector and associations (consumer, regulatory and industry) but relatively a large number of public authorities also participated. Therefore the reach of the consultation can be considered very wide.⁹³

Chart 2: Public consultation structure



Source: European Commission, *Responses to the Public consultation on the Revision of Regulation No 994/2010 on security of gas supply*

The consultation followed the structure of the existing Regulation based on two pillars: prevention and mitigation. On the prevention side, the questions aimed to gain insight in whether improving provisions were necessary, but also gave room to test new ideas, most notably with regard to the application of measures to fulfil the supply standard. On the mitigation side, questions aimed to ensure that Member States were prepared to manage an emergency situation and in doing so consider efficient coordinated solutions rather than adopting a purely national approach, resorting to counter-effective measures impacting neighbouring countries.

Regarding the outcome, most of public authorities focused on deficiencies in cooperation between Member States, while private undertakings and associations insisted that market measures should be priority in tackling security of supply issues. In most of cases, the proposed options differed depending on the state of the gas market in which the respondent operates. For example, the more mature and developed the market the higher confidence in market measures. The opinion of the different stakeholders has also been reflected in the assessment and impacts of the policy options in sections 6 and 7.

⁹³

See for a list of respondents:

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/List%20of%20stakeholders%20FOR%20PUBLICATION%20-%20updated%2018%2006.pdf>

ANNEX 2: PROVISIONS UNDER THE CURRENT REGULATION

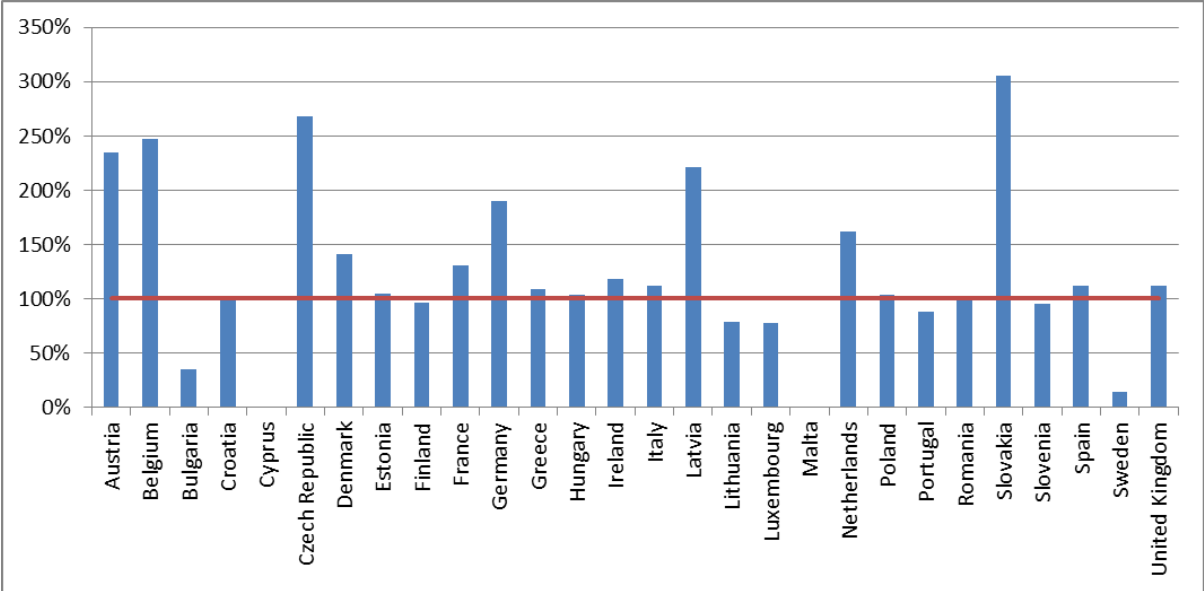
1. The infrastructure standard: N-1 and reverse flow

The Regulation contains two main elements that aim to ensure a sufficient degree of infrastructure: the N-1 and the obligation to install physical reverse flow capabilities at interconnection points.

The **N-1 rule** aims at ensuring a certain redundancy in the system so that in the event of a disruption of the single largest gas infrastructure, the capacity of the remaining infrastructure is able to satisfy the transportation of the total gas demand. A regional approach to N-1 can be considered when the same gas infrastructure contributes to the supply of gas to more than one Member State.

The number of Member States who comply with the N-1 rule has been increasing over the years and currently stands at 20. Three Member States with small and isolated gas markets – Sweden, Luxembourg and Slovenia – are exempted from the N-1 rule.

Graph 2: Which Member States meet the N-1 rule?



Note: Finland fulfils the N-1 using demand-side measures; Ireland fulfils the N-1 at regional level (UK-IE); Sweden, Slovenia and Luxembourg are exempted

Source: Member States' Risk Assessments and Preventive Action Plans

The N – 1 formula describes the ability of the technical capacity of the gas infrastructure to satisfy total gas demand in the calculated area in the event of disruption of the single largest gas infrastructure during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. Gas infrastructure includes the gas transmission network including interconnectors as well as production, LNG and storage facilities connected to the calculated area. The technical capacity of all remaining available gas infrastructure in the event of disruption of the single largest gas infrastructure should be at least equal to the sum of the total daily gas demand of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. The results of the N – 1 formula, as calculated below, should at least equal 100 %.

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

‘D max’ means the total daily gas demand (in mcm/d) of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years.

‘EPm’: technical capacity of entry points (in mcm/d), other than production, LNG and storage facilities covered by P m , S m and LNG m , means the sum of the technical capacity of all border entry points capable of supplying gas to the calculated area.

‘Pm’: maximal technical production capability (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily production capability of all gas production facilities which can be delivered to the entry points.

‘Sm’: maximal technical storage deliverability (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily withdrawal capacity of all storage facilities which can be delivered to the entry points, taking into account their respective physical characteristics.

‘LNGm’: maximal technical LNG facility capacity (in mcm/d) means the sum of the maximal technical daily send-out capacities at all LNG facilities, taking into account critical elements like offloading, ancillary services, temporary storage and re-gasification of LNG as well as technical send-out capacity to the system.

‘Im’ means the technical capacity of the single largest gas infrastructure (in mcm/d) with the highest capacity to supply the calculated area. When several gas infrastructures are connected to a common upstream or downstream gas infrastructure and cannot be separately operated, they shall be considered as one single gas infrastructure.

Regarding **the reverse flow**, the Regulation put an obligation on transmission system operators to enable permanent bi-directional capacity on all cross border interconnections. The Regulation also foresees *explicit* exemptions, e.g. in the connections to gas fields. Moreover, Competent Authorities may decide to grant an exemption on a *case by case* basis where reverse flow investments would not enhance security of supply in the target market or the estimated costs would outweigh the potential benefits for security of supply. See as an example the cost estimates for enabling bi-directional capacity in the BBL pipeline.

Table 5: Cost estimates for enabling di-direction capacity in the BBL pipeline between UK and NL (1)

	Scenario 1	Scenario 2
Technical feasibility study	Reverse flow capacity is 0,7 mln m3(n)/h (equals 168 GWh/day). This scenario assumes the maximum physical reverse flow capacity without compression in the UK	Reverse flow capacity is 1,6 mln m3 (n)/h (equals 384 GWh/day). In this scenario physical reverse flow capacity with maximum compressor capacity at Bacton (3+1 units) is assumed. It would give the same reverse capacity as the initial forward capacity
Investment costs	<ul style="list-style-type: none"> ✓ € 420 M [€20 M improvements in the pipeline (boilers, valves) + € 400 M reinforcement of adjacent networks] ✓ € 110 M per year for storing the BBL inventory gas 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ € 225 M (improvements in the pipeline) ✓ € 850 M (reinforcement of the adjacent systems)

(1) The data is based on the technical study done in 2011 so the costs today might be different

Source: Notification of exemption for reverse flow (Article 7 of the Regulation)

2. Risk assessment, Preventive Action Plan and Emergency Plan

In order to ensure that all Member States analyse the threats and hazards to their security of supply, and draw up preventive and emergency measures in a coherent and comparable manner, each Member State has to prepare and notify to the Commission three separate documents (see the graph below). These must be updated every two years or if necessary even more frequently.



The Risk Assessment serves to analyse exceptionally high gas demand and supply disruption scenarios and to categorize the threats and hazards into high-, medium- and low-risks while taking into account national specificities. It also examines the fulfilment of the infrastructure and supply standards, and it should identify the interaction and correlation of risks with other Member States in a cross-border dimension.

The Risk Assessment is the basis for both the Preventive Actions Plan and the Emergency Plan, because the specific measures described in the latter must address the various threats and hazards identified.

The Preventive Action Plan aims to collect those measures that may help to avoid or at least reduce the probability or impact of various risks. The measures included in the Preventive Action Plan must be primarily market-based as they cover the pre-crisis period and those situations when the market is still functioning and is able to supply customers .

The Emergency Plan focuses on those situations when the amount of gas provided by the market is not enough to cover all demand. It governs the roles and responsibilities, the information exchange schemes and the course of action to be taken by the authorities, gas supply companies, transmission system operators, consumers and other players. The Emergency Plan must be based on the three crisis levels, and it has to describe the mechanisms that are used to cooperate with other Member States at each crisis level.

The Plans must be exchanged and consulted between Member States to ensure that the national measures are not inconsistent with each other. The final Plans must also be published.

Member States have the possibility, and the Commission has strongly encouraged Competent Authorities to establish joint Risk Assessments and Plans on regional level. These documents focus on the region as a whole, and should identify both the common and the correlated risks which each participating Member States is facing

3. Supply Standard and protected customers

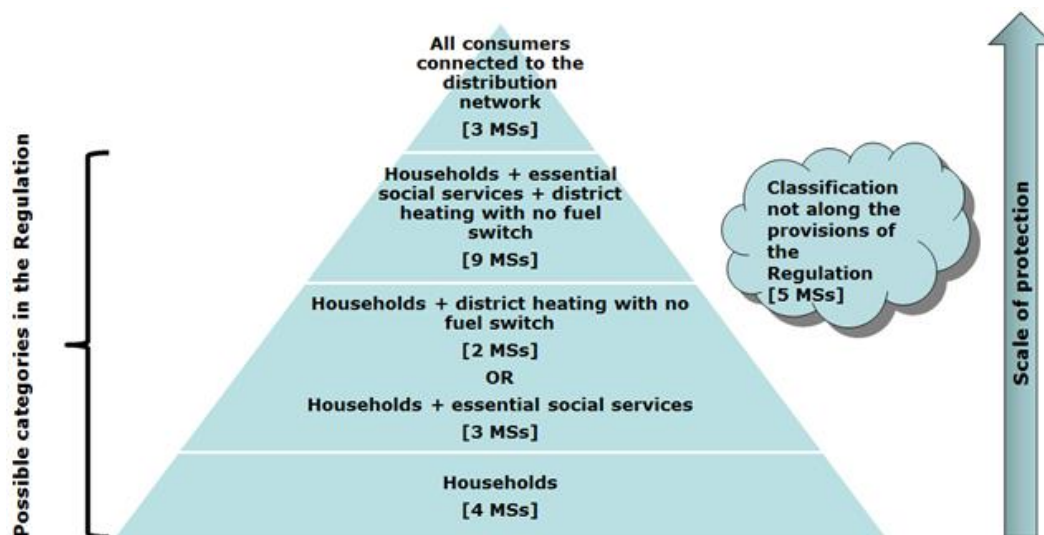
The Regulation provides for an obligation to ensure a minimum degree of gas deliveries to a specifically identified group of "protected customers" in times of scarce gas supplies and/or exceptionally high gas demand (the "supply standard"). The Regulation also prescribes that protected customers should be supplied as long as possible and can only be curtailed last. In case of a disruption or extreme demand increase, authorities have to put in place initially market based and later non-market based measures to free up gas supplies to protected customers.

Member States have a margin of discretion to define the group of "protected customers" in their jurisdiction, but the Regulation prescribes that, as a minimum, all households must be included. In addition, Member States may include (1) SMEs and essential social services provided that they do not represent more than 20% of the final gas use in the country and/or (2) district heating installations to the extent that they deliver heating to households or other protected customers and are not able to switch to other fuels .

The supply standard foresees that uninterrupted gas supplies to protected customers is guaranteed for a minimum of 7 or 30 calendar days depending on the defined scenario, even in case of scarce gas supplies and/or exceptionally high demand.

The supply standard is binding in its result. As such, the Regulation does not prescribe how and through what tools it should be fulfilled. Competent Authorities must require the natural gas undertakings which they identify in a non-discriminatory way to take measures – e.g. have valid capacity and supply contracts, deposit gas in underground gas storage facilities etc. – to ensure gas supply to the protected customers. The supply standard can hence not be considered as a gas storage obligation.

The ways to enforce the supply standard (including penalties for undertakings that fail to comply) are also left for Member States to be developed. Member States should describe in their Preventive Action Plans how they intend to implement and enforce the supply standard.



Graph 3. Categories of protected customers as notified by Competent Authorities. The ranking does not reflect the absolute quantity in gas consumption or the share of protected customers within national gas demand.

4. Competent Authorities

The Regulation requires Member States to designate an authority specifically responsible for the security of supply the so called "Competent Authority".

Article 2 of the Regulation defines Competent Authority as the national governmental authority or the national regulatory authority designated by each Member State to be responsible for ensuring the implementation of the measures set out in the Regulation. This is without prejudice to the ability of Member States to allow the Competent Authority to delegate specific tasks set out in the Regulation to other bodies. Such delegated tasks shall be performed under the supervision of the Competent Authority and shall be specified in the plans referred to in Article 4.

5. Gas Coordination Group

Article 12 of the Regulation establishes the Gas Coordination Group with the aim to facilitate the coordination of measures concerning security of gas supply. The Group is composed of representatives of the Member States, in particular of their Competent Authorities, as well as the Agency, the ENTSO for Gas and representative bodies of the industry concerned and those of relevant customers. The Commission chairs the Group.

The Gas Coordination Group shall be consulted and shall assist the Commission in particular on the following issues:

- (a) security of gas supply, at any time and more specifically in the event of an emergency;
- (b) all information relevant for security of gas supply at national, regional and Union levels;
- (c) best practices and possible guidelines to all the parties concerned;
- (d) the level of security of supply, benchmarks and assessment methodologies;
- (e) national, regional and Union scenarios and testing the levels of preparedness;
- (f) the assessment of the Preventive Action Plans and the Emergency Plans and the implementation of the measures foreseen therein;
- (g) the coordination of measures to deal with an emergency within the Union, with third countries that are Contracting Parties to the Treaty establishing the Energy Community and with other third countries;
- (h) assistance needed by the most affected Member States.

The Commission convenes the Gas Coordination Group on a regular basis (normally four meetings per year).

ANNEX 3: SUMMARY OF THE SET OF MEASURES INCLUDED IN THE OPTIONS PROPOSED FOR THE REVISION OF THE REGULATION

Option 1	Option 2
<ul style="list-style-type: none"> • Guidelines to encourage the use of the voluntary regional approach for the preparation of the Risk Assessment and the Preventive Action Plan and Emergency Plan • Enforcement of an accurate implementation of the definition of protected customers • Guidelines to ensure harmonized implementation for the compliance with the supply standard • Enforcement of compliance with the N-1 rule and re-examination of the assessment carried out by Member States for granting reverse flow exemptions • Guidelines for the information exchange and guidance with respect to clauses in gas supply contracts and hub pricing with special focus on their relevance for long term gas contracts • Encourage the assessment of measures to enhance bargaining power 	<ul style="list-style-type: none"> • Mandatory regional Risk Assessment as the basis for national Preventive Action Plans and Emergency Plans (all prepared according to templates). Mandatory review by peers and possibility for the Commission to request amendments (Commission's decisions) • The level of the supply standard and the means to comply with it set at national level on the basis of the regional Risk Assessment • No changes to the current definition of protected customers but an increased oversight in its implementation • New solidarity principle to be applied, subject to a positive result of its assessment in the Emergency Plan • N-1 calculated on the basis of the most critical infrastructure • Consultation and cost benefit analysis along the whole transportation corridor mandatory for the reverse flows decisions • Improved targeted access to relevant information ahead of an emergency under duly justified circumstances • Voluntary cooperation with the Energy Community on cross-border issues after the adoption of the Regulation in the Energy Community
Option 3	Option 4
<ul style="list-style-type: none"> • Mandatory regional Risk Assessment as the basis for regional Preventive Action Plans and Emergency Plans (all prepared according to templates). Mandatory review of the Plans by peers, discussions at the Gas Coordination Group and possibility for the Commission to request amendments (Commission's decisions) • Supply standard defined at EU level with an increased oversight of the measures to comply with it, via the assessment of the Plans or, for new measures, a mandatory public impact assessment • No changes to the current definition of protected customers but an increased oversight in its implementation • Priority granted to certain categories of protected customers for the application of the solidarity principle • Mandatory application of the solidarity principle on the basis of technical and administrative arrangements agreed between Member States • Improved the N-1 complemented by a national hydraulic calculation and a series of EU-wide scenarios. • Higher involvement of the Commission and ACER in the reverse flows obligations on the basis of joint decisions to be adopted by Member States • Mandatory ex-post notification of certain key security of supply relevant contracts with third countries and discretion to request certain key security of supply gas contracts in force for security of supply assessment in addition to the targeted access system proposed under option 2 • Inclusion of cross-border issues between the Energy Community contracting parties and the EU Member States based on "switch- 	<ul style="list-style-type: none"> • EU wide risk assessment, Preventive Action Plan and Emergency Plan • Increased values of the supply standard and prescription of the measures to comply with it • Full harmonisation of the definition of the protected customers limiting it to households, critical social services, like hospitals, and district heating for the previous categories. • Prescription of the mechanisms to apply the solidarity principle. • Mandatory N-1 at regional level and mandatory reverse flow capacity at every interconnection point • Ex-ante notification of security of supply relevant contracts with third countries (in addition to the measures under option 2) • Mandatory joint gas purchasing mechanism • Inclusion of cross-border issues between the Energy Community contracting parties and the EU Member States based on a single "switch-on" clause

ANNEX 4: BACKGROUND INFORMATION

Figure 1: Different degrees of single supplier dependency in Member States, Source: ACER

Table 1: Overall results of GTM 2011 criteria assessment

Member state	Churn rate	Zone size (TWh/year)	Number of sources	HHI	RSI
Austria	3	105	3	7,500	143%
Belgium	6	197	8	1,709	279%
Bulgaria		39	2	7,587	13%
Croatia		535	5	5,987	125%
Czech Republic		95	3	9,051	159%
Denmark		45	2	2,570	22%
Estonia		9	1	10,000	0%
Finland		36	1	10,000	0%
France	3	485	13	1,240	137%
Germany	4	438	4	1,982	116%
Greece		49	9	5,181	131%
Hungary		113	4	3,198	60%
Ireland		52	2	1,215	8%
Italy	3	799	12	2,093	108%
Latvia		15	1	10,000	0%
Lithuania		39	1	10,000	0%
Luxembourg		12	4	3,185	0%
Netherlands	7	424	6	2,488	189%
Poland		193	3	4,550	56%
Portugal		55	6	2,821	93%
Romania		157	4	3,270	104%
Slovakia		70	2	9,595	369%
Slovenia		12	5	5,027	74%
Spain		365	12	2,000	159%
Sweden		13	1	2,766	0%
United Kingdom	15	910	11	950	142%
GTM target	≥ 8	≥ 215	≥ 3	< 2,000	≥ 110

Source: Frontier Economics, based on Eurostat and BP Statistical Review 2013

This table compares the gas sector of the Member States on a number of fundamental indicators for market functioning with each other and with the desired level set by ACER in its 'Gas Target Model' or GTM. The **Churn Rate** in the context of the Gas Target Model is the volume of gas traded relative to physical volume. The higher this number is, the more 'liquid' is the hub in the country. The absence of a figure means the absence of a hub. The **HHI** stands for Herfindahl Hirschman Index and is a measure of concentration amongst suppliers based on energy measured by firm. The HHI of a market is calculated by summing the squares of the percentage market shares held by the respective firms. The highest possible figure is 10,000, which corresponds to a monopoly. The **RSI** is the Residual Supply Index which assesses market power by subtracting the Largest Seller's Supply from the Total Supply and dividing it by Total Demand. A figure below 100% is a signal that the largest supplier *x* is able to practise market power.

Table 6: Overview of storage obligations and strategic storage regimes in place in a sample of Member States

Member State	Presence of storage obligations and strategic storage, and description
Austria	NO
Bulgaria	YES The dominant Bulgarian supplier shall store gas quantities needed to safeguard supplies and to cover seasonal shortage. The criteria to determine such amount are not disclosed.
Czech Republic	YES Gas suppliers in Czech Republic are obliged to fulfill at least the 20% of supply standards by storing gas in underground storage facilities, not necessarily located within Czech Republic.
Denmark	YES Storage users are paid by TSO to maintain stored volumes in winter <u>time</u> , such volumes can only be used in case of emergency. Criteria not disclosed
Germany	NO
France	YES Gas suppliers have to store not less than 80% of their storage rights by the 1 st of November, which in turn depend on the consumers' climate zone and frequency in metering.
Hungary	YES Gas suppliers have to store 10% of total consumption. Moreover, a dedicated storage facility is partly reserved as strategic storage.
Italy	YES Storage companies take out of the market a share of storage capacity and dedicate to the strategic storage reserves amounting to 4.6 <u>bcm</u> .
Poland	YES Gas suppliers that import gas are obliged to maintain compulsory storage stocks: equivalent to at least 30 days of the average daily import, the whole mandatory stored gas has to be injected into the grid within a period of not more than 40 days
Spain	YES Gas suppliers and direct consumers must maintain strategic natural gas reserves to cover 20 days of their firm sale/consumption, computed from the previous year's sales. In addition, suppliers and direct consumers must maintain operative natural gas reserves, computed as: <ul style="list-style-type: none"> - Volumes equivalent to 2 days of firm sale, computed as the average daily sales from 1 April to 31 March (these volumes can be held also on <u>regas</u> facilities) - Volumes equivalent to 8 days of firm sale, computed as the average daily sales in October from year n (these volumes cannot be held on <u>regas</u> Facilities)
UK	NO

Source: Study on the role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply, prepared by REF4E, Mercados, E-Bridge for DG Energy, July 2015

ANNEX 5: POSSIBLE REGIONS FOR JOINT RISK ASSESSMENTS AND PLANS

**Possible regions for
Joint Assessment and Plans**



ANNEX 6: MODEL FOR THE EVALUATION OF THE REVISED REGULATION BASED ON THE STRESS TEST OF 2014 AND ENTSOG METHODOLOGY

The model for the evaluation of the revised regulation will be based on previous EU-wide simulations of scenarios (e.g. gas supply disruptions and extremely high gas demand) carried out by ENTSOG.

Stress test exercise carried out in 2014:

- The objective of this exercise was to test the ability of the energy system throughout Europe to cope with a severe gas disruption occurring in winter 2014/2015. All Member States were asked to participate as well as the Energy Community Contracting Parties, Georgia, Switzerland and Turkey.
- All participants were asked to run a series of scenarios simulating a disruption of gas supply. The modelled scenarios cover the disruption of the Ukrainian route as well as all Russian flows to the EU for a period of 1 month or 6 months covering the whole fall and winter until February. The results of these simulations have been reflected in national reports submitted to the Commission at the end of August and September and in a joint report for the case of the Baltics and Finland.
- The analysis carried out by ENTSOG shows that in a 6-month disruption of Russian gas flows 9 bcm of gas would still be missing for the EU and Energy Community without Ukraine (out of an estimated consumption of 291 bcm). This means that despite the increase in LNG imports, in imports via pipeline, in domestic production and in withdrawals from storage to compensate the 65 bcm from Russia that would be disrupted in a 6-month scenario, a deficit of 9 bcm would still remain. This deficit would have to be covered from other measures such as fuel switching, market-driven demand reductions and, ultimately, by gas curtailments to different categories of consumers. Although this shortfall figure is not very high, barely 3% of the estimated consumption over the period, it must be noted that the impact will be concentrated in a number of countries such as Finland, Estonia, Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, Serbia and the former the former Yugoslav Republic of Macedonia.
- ENTSOG has also simulated a scenario in which Member States and Energy Community countries apply solidarity to the extent that shortfalls in gas are spread equally, a so called cooperative scenario. As a result of this approach, the impacts in the most vulnerable Member States are significantly dampened, in particular Bulgaria, Estonia, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia and Serbia. At the same time, however, Greece and Latvia will also experience some non-negligible deficits. The results show that an enhanced cooperative approach can significantly improve the ability of Europe to face a severe disruption. This cooperation must however go beyond a mere consistency-check of national measures and be extended to include the identification of synergies and agreements on solidarity measures. Such an approach would result in efficiency gains, both in economic terms but also in terms of ensuring a very short terms security of gas supply.

ENTSOG methodology to evaluate the Projects of Common Interest set out in Regulation 347/2013:

The modelling based indicators developed by ENTSOG to assess the contribution of the projects to the security of supply are the following:

1) Remaining Flexibility (RF): This indicator measures the resilience of a zone as the room before being no longer able to fulfil its demand and the existing flows to adjacent systems. The value of this indicator is set as the possible increase in demand of the zone before an infrastructure or supply limitation is reached somewhere in the European gas system.

2) Disrupted Demand (DD): In case the Remaining Flexibility of a zone is zero, the amount of disrupted demand for a given zone is provided as: a) the unserved demand, b) the relative share of unserved demand. This amount is calculated under the flow pattern maximising the spread of the non-fulfilled demand in order to reduce the relative impact on each country.

3) Uncooperative Supply Source Dependence (USSD): This indicator identifies zones whose physical supply and demand balance depends strongly on a single supply source when each zone tries to minimize its own dependence.

4) Cooperative Supply Source Dependence (CSSD): This indicator identifies zones whose physical supply and demand balance depends strongly on a single supply source when all zones together try to minimize the relative impact (the flow pattern resulting from modelling will spread the dependence as wide as possible in order to mitigate as far as possible the dependence of the most dependent zones).

5) Supply Source Price Diversification (SSPD_i): This indicator measures the ability of each zone to take benefits from an alternative decrease of the price of each supply source (such ability does not always mean that the zone has a physical access to the source).

ENTSOG seasonal assessments:

As part of its obligation under Art. 8(3)(f) of Regulation (EC) 715/2009, ENTSOG undertakes seasonal assessments of the European gas network. For the winter outlook, the analysis focuses on the possible evolution of underground storages inventory along the season and the ability of the gas system to face high daily demand situations. Sensitivity studies are also carried out to further illustrate, among other, the ability to face some disruption events under high daily demand situations and the ability to face a disruption of gas supply from a third country (e.g. from Russia through Ukraine for 14 days of high daily demand).

ANNEX 7: GLOSSARY

GAS TARGET MODEL

The Gas Target Model is a structural framework setting out how a functioning European gas market should emerge. It was developed in the framework of CEER (the Council of European Energy Regulators, association of EU NRAs) to enable the target to complete the internal market in 2014 but also offers a vision by 2020 and 2025. It advocates for market rules enabling European markets to become integrated and advance in terms of competition, sustainability and security of supply.

PRIMES

The PRIMES energy model simulates the European energy system and markets on a country-by-country basis and across Europe for the entire energy system. The model provides projections of detailed energy balances, both for demand and supply, CO₂ emissions, investment in demand and supply, energy technology penetration, prices and costs. The model produces projections over the period from 2015 to 2050 in 5-years intervals. The data are based on Eurostat statistics. The PRIMES model covers individual projections for the EU28 Member States, and also for Norway, Switzerland, Albania, Serbia, Montenegro, Kosovo, Bosnia-Herzegovina, FYROM and Turkey. The PRIMES model simulates a multi-market equilibrium solution for energy supply and demand and for ETS and other potential markets by explicitly calculating prices which balance demand and supply. PRIMES simulates demand and supply behaviour by agent (sector) under different assumptions regarding economic development, emission and other policy constraints, technology change and other drivers. The simulation of agents behaviour is based on microeconomic founded modelling which includes technical – engineering oriented – constraints.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER)

ACER's missions and tasks are defined by the Directives and Regulations of the Third Energy Package, especially Regulation (EC) 713/2009 establishing the Agency. In 2011, ACER received additional tasks under Regulation (EU) No 1227/2011 on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) and in 2013 under Regulation (EU) No 347/2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure.

The Agency's overall mission, as stated in its founding regulation, is to complement and coordinate the work of national energy regulators at EU level, and to work towards the completion of the single EU energy market for electricity and natural gas.

ACER plays a central role in the development of EU-wide network and market rules with a view to enhancing competition. The Agency coordinates regional and cross-regional initiatives, which favour market integration. It monitors the work of European networks of transmission system operators (ENTSOs), and notably, their EU-wide network development plans. Finally, ACER monitors the functioning of gas and electricity markets in general, and of wholesale energy trading in particular.

GAS CRITICAL INFRASTRUCTURE

Gas critical infrastructure means an asset, system or part thereof located in Member States which is essential for the maintenance of the gas supply to customers.

ANNEX 8: MINUTES OF THE LAST MEETING OF THE IMPACT ASSESSMENT STEERING COMMITTEE



EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

Brussels,
ENER/

MINUTES FOURTH MEETING OF THE INTER-SERVICE GROUP FOR THE REVISION OF THE SECURITY OF SUPPLY REGULATION

The fourth meeting of the Inter-Service Group on the revision of the Security of Supply Regulation (Regulation (EU) No 994/2010) took place on 7 July in DG ENER's premises. The meeting was chaired by DG ENER and a list of attendants is provided as an annex to this note.

A draft version of the Impact Assessment was distributed to the members prior to the meeting and was discussed in detail during the meeting. Members of this ISG may send further additional comments in written until Friday 10th July c.o.b.

DG ENER introduced each of the topics, the options proposed and the choice of the preferred options and asked attendants for comments/questions.

Infrastructure standard: N-1 and reverse flows

JRC warned that a regional N-1 could be misleading and further hinder internal bottlenecks, both at national and regional level. In this regard, and in order to address national internal bottlenecks, MS should be required to carry out a hydraulic calculation in addition to the compliance with the N-1. JRS highlighted that all TSOs should be currently in a position to perform such calculation as they use this type of models on a regular basis. Such national calculation should furthermore consider the analysis of neighbouring Member States to avoid double counting (i.e. several Member States relying on the same infrastructure for their own domestic use). They support the improvement of the conditions for the calculation of certain parameters in the N-1 formula, such as for storage.

DG ENER considered that such a hydraulic calculation could complement the N-1 and the modelling by ENTSOG, providing a more accurate picture of how Member States could satisfy gas demand in the case of the interruption of the largest infrastructure. Attention should be paid to the possible obligations, in terms of infrastructure building, stemming from

such a calculation as they could have a significant impact in costs. A cost benefit analysis could be envisaged to address this problem. Alternatively, the calculation of the hydraulic model could be explicitly included in the Risk Assessment as part of the scenarios to be run by Member States.

DG ENER also recalled the situation of pipelines for which an indefinite exemption from the obligation to ensure reverse flow capacity has been granted. Regardless of the duration of the exemption, Member States have an obligation to repeat the exemption request process in case the updated Risk Assessment (every two years) shows a need for additional capacity. The regional Risk Assessment, to be proposed in the revised Regulation, could automatically trigger this review.

Supply Standard

DG COMP supported the approach taken by DG ENER and recalled that storage obligations are used as a barrier to entry in certain markets. DG ENER will also consider amending the table on page 30 on the costs of storage by including additional figures, such as the GDP, so as to allow a reader to understand the order of magnitude of the storage costs.

Risk Assessment, Preventive Action Plans and Emergency Plans

No comments

Protected customers

DG COMP inquired about the technical issues referred to in option 1.

DG ENER clarified that it refers to the alleged technical impossibility to selectively curtail non-protected customers connected to a distribution network located among protected customers. Some deterrent to the consumption of these non-protected customers could be introduced via sanctions and obligations to notify consumption levels when an emergency is declared and right after it.

Transparency of contracts

DG ENER apologised that, due to a last-minute reshuffling of the text, the draft impact assessment distributed contained a number of editorial mistakes in this section, e.g. the table on page 52 needs to be updated and aligned with the current policy options, the definition of security of supply relevant contracts should be first described under option 2 and the national authorities should be reintroduced in option 3 as the first ones to be notified of the security of supply relevant contracts.

Following a comprehensive discussion, it was concluded that:

- Option 1 should be clarified so that it is easier to understand for a reader what the new elements are compared to the existing provisions under article 13. This option is meant to allow the Commission to access relevant security of supply information, which could cover elements included in contracts (e.g. contractual flexibility margins), in duly justified circumstances and before an emergency is possibly declared. The purposes for requiring this information would have to be included in the revised Regulation.
- In option 2, it will also be added why an ex ante assessment also on competition grounds is not viable.
- Option 3 would be clarified, and possibly split in two sub-options, to indicate that:

- Security of supply relevant contracts will be automatically notified to the national authorities, as well as to the Commission for the security of supply assessment.
- Authorities responsible for security of supply first and then also the Commission would assess the contracts from the point of view of security of supply. Subsequently the Commission (DG ENER) could request the Member State to review the Risk Assessment/Plans in the light of the contract if there are security of supply concerns.
- National authorities would carry out their assessment of the notified contracts and, where relevant, present a complaint to the Commission (DG COMP) that could trigger the investigation by DG COMP.

DG ENER will correct the current text on this topic and take some of the comments made into account in an updated version to be circulated as soon as possible, which should then serve as a new basis for further comments by the group.

Options to increase the bargaining power

SecGen insisted on the importance of this topic being addressed in the Impact Assessment to the extent possible in the light of the interim results of the on-going study.

Declaration of emergencies

No comments

Application of the revised Regulation to the Energy Community

DG COMP asked whether the general clause under option 1 can be already considered as an option while at the same time it is acknowledged that, since the exact details for the revised Regulation are not ready yet, we do not know exactly to which provisions it will apply. DG ENER explained that the Contracting Parties' main interest is in a number of issues, such as the risk assessment, emergency plans and emergency measures. It further explained how the options could look like in the final legal text and offered to clarify this in the Impact Assessment to avoid confusion, including highlighting as examples the topics already known as topics of interest for the Contracting Parties.

DG ENER also informed the members of the ISG that the calendar for the revision of the Decision on Inter-Governmental Agreements (IGAs) is likely to be accelerated and, for that reason, they would like to launch a public consultation as soon as possible before the summer holidays. It is proposed to consult this ISG on such a document ahead of the creation of its own ISG, which can only take place after summer. SecGen offered to further discuss in bilateral on the procedures for this proposal.

AOB

No further issues were discussed under AOB.

List of attendants

Participants – 4th meeting ISG on the revision of the security of gas supply Regulation 7 July 2015		
NAME	DG	SIGNATURE
Peter HANTU FY	SG	
Marek KOSKA	SG	<i>Koska</i>
Odile BEYNET	SI	
Klara TALABER	SI	
Barbara GLOWACKA	COMP	
Annette KLIEMANN	COMP	<i>A. Kliemann</i>
Johannes LUEBKING	COMP	<i>Luebking</i>
Cristian KANOVITS	GROW	<i>Cristian</i>
Elisabeth HAMDOUCH	GROW	<i>Elisabeth</i>
Miroo TOMASI	ECPIN	
Ms Emmanuelle MAINCENT	ECPIN	
Viviane ANDRÉ	ENV	
Reet KASE	HOME	
Sven DAMMANN	CLIMA	
Heidi HILTUNEN	CLIMA	
Nicholas CENDROWICZ	NEAR	
Johannes BAUR	NEAR	
Jan Gerrit WESTERHOF	TRADE	
Andras ROZMER	EEAS	
Sigurd SCHMIDT	EEAS	
Marcelo MASERA	JRC	
Burkhard SCHADE	JRC	
Ricardo BOLADO	JRC	<i>Ricardo Bolado</i>
Yona MARINOVA	ENER A1	<i>Yona Marinova</i>
Ignacio PEREZ CALDENTEY	ENER A1	<i>Ignacio Perez Caldentey</i>

Martens WESTRUP	ENER A1	
Barilomij GURBA	ENER A3	<i>Barilomij Gurba</i>
Gáspár DEMUR	ENER A3	<i>Gáspár Demur</i>
Alex MASON	ENER A3	
Adam CWETSCH	ENER A3	<i>Adam Cwetsch</i>
Dinko RAYTCHEV	ENER A4	
Michał TRATKOWSKI	ENER A4	<i>Michał Tratkowski</i>
Massimo MARAZITI	ENER C3	
Stefan MOSER	ENER B4	<i>Stefan Moser</i>
Amaryllis VERHOËVEN	ENER B4	
Joerg KOEHLI	ENER B4	
Maciej CISZEWSKI	ENER B4	<i>Maciej Ciszewski</i>
Yolanda GARCIA MEZQUITA	ENER B4	<i>Yolanda Garcia Mezquita</i>
Mikołaj JASIEK	ENER B4	
Beatriz SINOBAS	ENER B4	<i>Beatriz Sinobas</i>
Ruben VERMEEREN	ENER B4	<i>Ruben Vermeeren</i>
Olgerts VIKSNE	ENER B4	<i>Olgerts Viksne</i>
Monika ZSICRI	ENER B4	
Maart Premp	GROW C1	<i>Maart Premp</i>
Jaqueline Connor	GROW C1	<i>Jaqueline Connor</i>
PEDER CHRISTENSEN	GROW A1	<i>Peder Christensen</i>