



COMMISSIONE
EUROPEA

Bruxelles, 16.2.2016
COM(2016) 52 final

ANNEXES 1 to 8

ALLEGATI

della

PROPOSTA DI REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

**concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che
abroga il regolamento (UE) n. 994/2010 del Consiglio**

{SWD(2016) 25 final}

{SWD(2016) 26 final}

ALLEGATI

della

PROPOSTA DI REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO

**concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che
abroga il regolamento (UE) n. 994/2010 del Consiglio**

ALLEGATO I

Cooperazione regionale

Le regioni di cui all'articolo 3, paragrafo 7, sono le seguenti:

- nordoccidentale: Regno Unito e Irlanda;
- Europa occidentale Nord e Sud: Belgio, Francia, Lussemburgo, Spagna, Paesi Bassi e Portogallo;
- corridoio meridionale del gas: Bulgaria, Grecia e Romania;
- centrorientale: Repubblica ceca, Germania, Polonia e Slovacchia;
- sudorientale: Austria, Croazia, Ungheria, Italia e Slovenia;
- mercato energetico del Baltico I (BEMIP I): Estonia, Finlandia, Lettonia e Lituania;
- mercato energetico del Baltico II (BEMIP II): Danimarca e Svezia;
- Cipro;
- Malta, finché non è collegata a un altro Stato membro; nel momento in cui Malta sarà collegata a un altro Stato membro, sarà considerata parte della regione di detto Stato membro.

ALLEGATO II

Calcolo della formula N – 1

1. DEFINIZIONE DELLA FORMULA N – 1

La formula N – 1 descrive la capacità tecnica, definita all'articolo 2, paragrafo 1, punto 18, del regolamento (CE) n. 715/2009, dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata nell'eventualità di una perturbazione dell'infrastruttura singola principale del gas durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

L'infrastruttura del gas copre la rete di trasporto del gas, ivi compresi gli interconnettori e gli impianti di produzione, GNL e di stoccaggio connessi all'area calcolata.

La capacità tecnica delle infrastrutture del gas rimanenti in caso di perturbazione dell'infrastruttura singola principale deve essere almeno uguale alla somma della domanda totale giornaliera di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

I risultati della formula N – 1 calcolata di seguito devono essere almeno pari a 100%.

2. METODO DI CALCOLO DELLA FORMULA N – 1

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

I parametri utilizzati per il calcolo sono descritti e giustificati in modo chiaro.

Per il calcolo del valore EP_m , deve essere fornito un elenco dettagliato dei punti di entrata con la relativa capacità individuale.

3. DEFINIZIONI DEI PARAMETRI DELLA FORMULA N – 1

"Area calcolata": area geografica, definita dall'autorità competente, per la quale si calcola la formula N – 1.

Parametro relativo alla domanda

" D_{max} ": domanda totale giornaliera di gas (in milioni di m^3 /giorno) dell'area calcolata durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent'anni.

Parametri relativi all'offerta

" EP_m ": capacità tecnica dei punti di entrata (in milioni di m^3 /giorno), diversa da quella degli impianti di produzione, GNL e di stoccaggio di cui alle definizioni di P_m , GNL_m e S_m pari alla somma della capacità tecnica di tutti i punti di entrata frontaliere in grado di fornire gas all'area calcolata.

" P_m ": capacità tecnica massima di produzione (in milioni di m^3 /giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di produzione giornaliera di tutti gli impianti di produzione del gas che può essere erogata ai punti di entrata nell'area calcolata.

"S_m": erogabilità massima tecnica di stoccaggio (in milioni di m³/giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di entrata della zona calcolata, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche.

"LNG_m": capacità tecnica massima dell'impianto GNL (in milioni di m³/giorno), pari alla somma della capacità tecnica massima di send-out giornaliera in tutti gli impianti GNL nell'area calcolata, tenuto conto di elementi critici come lo scarico, i servizi ausiliari, lo stoccaggio temporaneo e la rigassificazione di GNL nonché la capacità tecnica di send-out al sistema.

"I_m": capacità tecnica dell'infrastruttura singola principale del gas (in milioni di m³/giorno) caratterizzata dalla capacità più elevata di rifornire l'area calcolata. Se più infrastrutture del gas sono collegate a un'infrastruttura comune a monte o a valle e non possono essere gestite separatamente, esse sono considerate un'infrastruttura unica.

4. CALCOLO DELLA FORMULA N – 1 UTILIZZANDO LE MISURE SUL VERSANTE DELLA DOMANDA

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

Parametro relativo alla domanda

"D_{eff}": la parte (in milioni di m³/giorno) di D_{max} che, in caso di perturbazione della fornitura, può essere coperta adeguatamente e in maniera tempestiva mediante le misure di mercato sul versante della domanda in conformità dell'articolo 8, paragrafo 1, lettera c) e dell'articolo 4, paragrafo 2.

5. CALCOLO DELLA FORMULA N – 1 A LIVELLO REGIONALE

L'area calcolata di cui al punto 3 è estesa al livello regionale adeguato. Si applicano le regioni di cui all'allegato I. Ai fini del calcolo della formula N – 1 a livello regionale si utilizza un'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune. L'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune per una regione corrisponde all'infrastruttura singola principale del gas della regione che, direttamente o indirettamente, contribuisce a fornire gas agli Stati membri di quella regione; essa deve essere definita nella valutazione del rischio.

Il calcolo della formula N – 1 a livello regionale può sostituire il calcolo della formula N – 1 a livello nazionale solo se l'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune è di grande importanza ai fini della fornitura del gas di tutti gli Stati membri interessati in base alla valutazione congiunta del rischio.

Per il calcolo di cui all'articolo 6, paragrafo 1, si utilizza l'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune per le regioni elencate nell'allegato I.

ALLEGATO III

Capacità bidirezionale permanente

1. Per dotare un interconnettore della capacità bidirezionale o potenziare quella di cui è già dotato, oppure per ottenere o prorogare un'esenzione da tale obbligo, i gestori del sistema di trasporto su entrambi i lati dell'interconnettore presentano alle rispettive autorità competenti (autorità competenti interessate), previa consultazione di tutti i gestori del sistema di trasporto lungo il corridoio di approvvigionamento del gas:
 - (a) una proposta di capacità bidirezionale permanente relativa alla direzione invertita (nel prosieguo "capacità di flusso fisico invertito"); oppure
 - (b) la richiesta di esenzione dall'obbligo di predisporre la capacità bidirezionale.

La proposta o la richiesta è presentata entro il 1° dicembre 2018 per tutti gli interconnettori esistenti alla data di entrata in vigore del presente regolamento, dopo il completamento della fase di studio di fattibilità ma prima dell'inizio della fase di progettazione tecnica dettagliata di nuovi interconnettori.
2. La proposta di creazione o potenziamento della capacità di flusso invertito o la richiesta di concessione o proroga dell'esenzione si basano sulla valutazione della domanda del mercato, sulle proiezioni della domanda e dell'offerta, sullo studio di fattibilità, sui costi della capacità di flusso invertito, ivi compresi quelli del necessario rafforzamento del sistema di trasporto, e sui benefici per la sicurezza dell'approvvigionamento, tenendo conto della misura in cui la capacità di flusso invertito contribuisce a soddisfare la norma d'infrastruttura stabilita all'articolo 4. La proposta include un'analisi costi/benefici elaborata sulla base della metodologia di cui all'articolo 11 del regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio¹.
3. Le autorità competenti interessate, dopo avere ricevuto la proposta o la richiesta di esenzione, consultano immediatamente le autorità competenti lungo il corridoio di approvvigionamento del gas, l'Agenzia e la Commissione. L'autorità consultata può formulare un parere entro quattro mesi dal ricevimento della richiesta di consultazione.
4. Entro i due mesi successivi alla scadenza del periodo di cui al punto 3, le autorità competenti interessate, sulla base della valutazione del rischio, delle informazioni di cui al punto 2, dei pareri ricevuti a seguito della consultazione di cui al punto 3 e tenuto conto della sicurezza dell'approvvigionamento del gas e del contributo al mercato interno del gas, adottano una decisione congiunta mediante la quale:
 - (a) accettano la proposta di capacità di flusso invertito; la decisione contiene un'analisi costi/benefici, la ripartizione transfrontaliera dei costi, il calendario di attuazione e le modalità per un utilizzo successivo;
 - (b) concedono o prorogano l'esenzione temporanea per un periodo massimo di quattro anni, se l'analisi costi/benefici contenuta nella decisione dimostra che la capacità di flusso invertito non migliorerebbe la sicurezza dell'approvvigionamento di nessuno Stato membro lungo il corridoio di approvvigionamento del gas oppure che i costi di investimento supererebbero

¹ Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39).

in misura significativa i potenziali benefici per la sicurezza dell'approvvigionamento; oppure

- (c) chiedono ai gestori dei sistemi di trasporto di modificare e ripresentare la proposta o la richiesta di esenzione.
5. Le autorità competenti interessate trasmettono la decisione congiunta senza indugio alle autorità competenti lungo il corridoio di approvvigionamento del gas, all'Agenzia e alla Commissione, allegando i pareri ricevuti in seguito alla consultazione di cui al punto 4.
 6. Entro due mesi dal ricevimento della decisione congiunta, le autorità competenti degli Stati membri lungo il corridoio di approvvigionamento del gas possono presentare obiezioni alle autorità competenti che l'hanno adottata, all'Agenzia e alla Commissione. Le obiezioni devono riferirsi esclusivamente ai fatti e alla valutazione, in particolare alla ripartizione transfrontaliera dei costi che non sia stata oggetto della consultazione di cui al punto 4.
 7. Entro tre mesi dal ricevimento della decisione congiunta di cui al punto 5, l'Agenzia formula un parere su tutti gli elementi della decisione tenendo conto delle eventuali obiezioni e lo trasmette a tutte le autorità competenti lungo il corridoio di approvvigionamento del gas e alla Commissione.
 8. Entro quattro mesi dal ricevimento del parere formulato dall'Agenzia ai sensi del punto 7, la Commissione può adottare una decisione con cui impone di modificare la decisione congiunta.
 9. Se le autorità competenti interessate non sono state in grado di adottare una decisione congiunta entro il termine di cui al punto 4, ne informano l'Agenzia e la Commissione il giorno della scadenza del termine. Entro i due mesi successivi al ricevimento di questa informazione, l'Agenzia adotta un parere con una proposta che contempli tutti gli elementi della decisione congiunta di cui al punto 4 e lo trasmette alle autorità competenti interessate e alla Commissione.
 10. Entro quattro mesi dal ricevimento del parere formulato dall'Agenzia ai sensi del punto 9, la Commissione adotta una decisione che contempli tutti gli elementi della decisione congiunta di cui al punto 4, tenendo conto di detto parere. Se la Commissione richiede informazioni supplementari, il periodo di quattro mesi decorre dal giorno del ricevimento di tutte le informazioni richieste. Tale termine può essere prorogato di altri due mesi con il consenso di tutte le autorità competenti interessate.
 11. La Commissione, le autorità competenti e i gestori del sistema di trasporto garantiscono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.
 12. Le esenzioni dall'obbligo di predisporre la capacità bidirezionale concesse a norma del regolamento (UE) n. 994/2010 sono valide fino al 1° dicembre 2018, salvo che scadano prima.

ALLEGATO IV

Modello per la valutazione del rischio

I documenti elaborati sulla base del seguente modello devono essere redatti in inglese.

INFORMAZIONI GENERALI

- Stati membri della regione
- Nome delle autorità competenti che partecipano alla preparazione della presente valutazione del rischio²

1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

1.1. Descrivere brevemente il sistema regionale del gas, indicando i seguenti elementi:

- (a) i principali dati relativi al consumo di gas³, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m³), ripartizione per tipo di consumatori⁴ e picchi della domanda (totale e per categoria di consumatori in milioni di m³/giorno);
- (b) il funzionamento del sistema del gas nella regione, ossia flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la regione e per Stato membro, compreso il tasso di utilizzo, gli impianti GNL (capacità massima giornaliera, tasso di utilizzo e regime di accesso) ecc. Includere, se pertinente per gli Stati membri della regione, il sistema del gas L;
- (c) la ripartizione delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine⁵;
- (d) il ruolo degli impianti di stoccaggio pertinenti per la regione, incluso l'accesso transfrontaliero:
 - (1) capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda stagionale di riscaldamento;
 - (2) capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
- (e) il ruolo della produzione nazionale nella regione:
 - (1) il valore della produzione rispetto al consumo finale annuo di gas;
 - (2) la capacità massima di produzione giornaliera;
- (f) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

² Nel caso in cui un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi che partecipano a nome di detta autorità alla preparazione della presente valutazione del rischio.

³ Nella prima valutazione, includere i dati degli ultimi due anni. Negli aggiornamenti, includere i dati degli ultimi quattro anni.

⁴ Consumatori industriali, produzione di energia elettrica, teleriscaldamento, settore residenziale, servizi e altro (precisare il tipo di consumatori che rientrano in questa voce). Indicare anche il volume del consumo dei clienti protetti.

⁵ Descrivere la metodologia applicata.

1.2. Descrivere brevemente il sistema del gas in ogni Stato membro, indicando i seguenti elementi:

- (a) i principali dati relativi al consumo di gas, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m³), ripartizione per tipo di consumatori e picchi della domanda (in milioni di m³/giorno);
- (b) il funzionamento del sistema del gas a livello nazionale, comprese le infrastrutture (se non considerate al punto 1.1., lettera b)). Se pertinente, includere il sistema del gas L;
- (c) le infrastrutture più importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento;
- (d) la ripartizione delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine;
- (e) il ruolo dello stoccaggio nello Stato membro, specificando:
 - (1) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda stagionale di riscaldamento;
 - (2) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
- (f) il ruolo della produzione nazionale, specificando:
 - (1) il valore della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
 - (2) la capacità massima di produzione giornaliera;
- (g) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

2. NORMA D'INFRASTRUTTURA (ARTICOLO 4)

Descrivere in che modo è ottenuta la conformità alla norma d'infrastruttura, specificando i principali valori utilizzati per la formula N – 1, le alternative per ottenere tale conformità (con gli Stati membri confinanti, con misure sul versante della domanda) e le capacità bidirezionali esistenti, come indicato di seguito.

2.1. Livello regionale

Formula N – 1

- (a) Individuazione dell'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune per la regione
- (b) Calcolo della formula N – 1 a livello regionale
- (c) Descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro EP_m indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati)
- (d) Indicare le eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato)

2.2. Livello nazionale (da descrivere per ogni Stato membro della regione)

(a) Formula N – 1

- (1) Individuazione dell'infrastruttura singola principale del gas
- (2) Calcolo della formula N – 1 a livello nazionale
- (3) Descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro EP_m indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati)
- (4) Eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato)
- (5) Risultati del calcolo della formula N – 1 per lo stoccaggio al 30% e al 100% della capacità totale
- (6) Spiegazione dei risultati principali del calcolo della formula N – 1 simulando lo scenario che prevede l'uso di un modello idraulico
- (7) Se lo Stato membro prevede di ricorrere a misure sul versante della domanda, calcolo della formula N – 1 tenendo conto di dette misure:
 - calcolo della formula N – 1 secondo il punto 4 dell'allegato II;
 - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (se diversi da quelli di cui al punto 2.2, lettera a), punto 3);
 - indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);
 - illustrazione delle misure di mercato sul versante della domanda adottate/da adottare per compensare una perturbazione della fornitura e il loro impatto previsto (D_{eff}).
- (8) Se concordato con le autorità competenti di Stati membri confinanti, il calcolo congiunto della norma N – 1:
 - calcolo della formula N – 1 secondo il punto 5 dell'allegato II;
 - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (se diversi da quelli di cui al punto 2.2, lettera a), punto 3);
 - indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);
 - illustrazione delle modalità concordate per garantire l'ottemperanza all'obbligo N – 1.

(b) Capacità bidirezionale

- (1) Indicare i punti d'interconnessione dotati di capacità bidirezionale e la capacità massima dei flussi bidirezionali
- (2) Indicare le modalità che regolano l'uso della capacità di flusso invertito (ad esempio capacità interrompibile)

- (3) Indicare i punti di interconnessione per i quali è stata accordata un'esenzione a norma dell'articolo 4, paragrafo 4, la durata dell'esenzione e i motivi per i quali è stata accordata

3. INDIVIDUAZIONE DEI RISCHI

Descrivere le fonti di rischio che potrebbero avere un impatto negativo sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas dello Stato membro e/o della regione, la loro probabilità e le relative conseguenze.

Elenco non esaustivo dei tipi di fonti di rischio

Politico

- Perturbazione della fornitura di gas proveniente da paesi terzi per diversi motivi
- Disordini politici (nel paese d'origine o in un paese di transito)
- Guerra / guerra civile (nel paese d'origine o in un paese di transito)
- Terrorismo

Tecnologico

- Esplosione/incendi
- Incendi (all'interno di un determinato impianto)
- Perdite
- Mancanza di adeguata manutenzione
- Malfunzionamento delle apparecchiature (guasto all'avviamento, guasto durante l'esercizio ecc.)
- Mancanza di energia elettrica (o altra fonte di energia)
- Guasto informatico (guasto dell'hardware o del software, problemi legati a internet o al sistema SCADA ecc.)
- Attacco informatico
- Ripercussioni delle opere di scavo (sbancamento, palificazione) e di superficie

Commerciale/di mercato/finanziario

- Accordi con fornitori di paesi terzi
- Controversia commerciale
- Controllo di infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento da parte di soggetti di paesi terzi, con conseguente possibile rischio di carenza di investimenti, freno alla diversificazione o mancato rispetto del diritto dell'Unione
- Volatilità dei prezzi
- Carenza di investimenti
- Picco brusco e inatteso della domanda
- Altri rischi che potrebbero compromettere le prestazioni strutturali

Sociale

- Scioperi (nel settore del gas e in settori connessi quali i porti, i trasporti ecc.)
- Sabotaggi
- Vandalismi
- Furti

Naturale

- Terremoti
- Frane
- Inondazioni (piogge abbondanti, fiumi)
- Tempeste (mare)
- Valanghe
- Condizioni meteorologiche estreme
- Incendi (all'esterno dell'impianto, ad esempio in foreste circostanti, prati ecc.)

3.1. Livello regionale

- (a) Indicare le pertinenti fonti di rischio per la regione, specificandone la probabilità e l'impatto, nonché l'eventuale interazione e correlazione dei rischi tra Stati membri
- (b) Descrivere i criteri utilizzati per determinare se un sistema è esposto a rischi elevati/inaccettabili
- (c) Elencare i pertinenti scenari di rischio in base alle fonti di rischio, spiegando come sono stati scelti
- (d) Indicare in che misura sono stati presi in considerazione gli scenari elaborati dall'ENTSO del gas

3.2. Livello nazionale (nella misura pertinente)

- (a) Indicare le pertinenti fonti di rischio per lo Stato membro, specificandone la probabilità e l'impatto
- (b) Descrivere i criteri utilizzati per determinare se un sistema è esposto a rischi elevati/inaccettabili
- (c) Elencare i pertinenti scenari di rischio in base alle fonti di rischio, spiegando come sono stati scelti

4. ANALISI E VALUTAZIONE DEL RISCHIO

Analizzare gli scenari di rischio individuati al punto 3. Nella simulazione degli scenari di rischio includere le misure esistenti a tutela della sicurezza dell'approvvigionamento, quali, tra le altre, la norma N – 1 e la norma di fornitura. Per ogni scenario di rischio descrivere dettagliatamente:

- (a) lo scenario di rischio, ivi comprese le ipotesi e le eventuali metodologie utilizzate per il calcolo;

- (b) l'esito delle simulazioni svolte, compresa la quantificazione dell'impatto (ad esempio, volumi di gas non forniti, effetti socioeconomici, sul teleriscaldamento e sulla produzione di energia elettrica).

5. CONCLUSIONI

Descrivere i principali risultati della valutazione del rischio, compresa l'individuazione di scenari di rischio che richiedono ulteriori interventi.

ALLEGATO V

Modelli per i piani

I documenti elaborati sulla base dei seguenti modelli devono essere redatti in inglese.

Modello di piano d'azione preventivo

INFORMAZIONI GENERALI

- Stati membri della regione
- Nome delle autorità competenti che partecipano alla preparazione del presente piano⁶

1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

1.1. Descrivere brevemente il sistema regionale del gas, indicando i seguenti elementi:

- (a) i principali dati relativi al consumo di gas⁷, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m³), ripartizione per tipo di consumatori⁸ e picchi della domanda (totale e per categoria di consumatori in milioni di m³/giorno);
- (b) il funzionamento del sistema del gas nella regione, ossia flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la regione e per Stato membro, compreso il tasso di utilizzo, gli impianti GNL (capacità massima giornaliera, tasso di utilizzo e regime di accesso) ecc. Includere, se pertinente per gli Stati membri della regione, il sistema di gas L;
- (c) la ripartizione delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine⁹;
- (d) il ruolo degli impianti di stoccaggio pertinenti per la regione, compreso l'accesso transfrontaliero:
 - (1) capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda stagionale di riscaldamento;
 - (2) capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
- (e) il ruolo della produzione nazionale nella regione:
 - (1) il valore della produzione rispetto al consumo finale annuo di gas;
 - (2) la capacità massima di produzione giornaliera;
- (f) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la

⁶ Nel caso in cui un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi che partecipano a nome di detta autorità alla preparazione della presente valutazione del rischio.

⁷ Nella prima valutazione, includere i dati degli ultimi due anni. Negli aggiornamenti, includere i dati degli ultimi quattro anni.

⁸ Consumatori industriali, produzione di energia elettrica, teleriscaldamento, settore residenziale, servizi e altro (precisare il tipo di consumatori che rientrano in questa voce).

⁹ Descrivere la metodologia applicata.

cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

1.2. Descrivere brevemente il sistema del gas in ogni Stato membro, indicando i seguenti elementi:

- (a) i principali dati relativi al consumo di gas, ossia consumo finale annuo di gas (in miliardi di m³), ripartizione per tipo di consumatori e picchi della domanda (in milioni di m³/giorno);
- (b) il funzionamento del sistema del gas a livello nazionale, comprese le infrastrutture (se non considerate al punto 1.1., lettera b)). Se pertinente, includere il sistema del gas L;
- (c) le infrastrutture più importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento
- (d) la ripartizione delle fonti di importazione del gas, per paese d'origine;
- (e) il ruolo dello stoccaggio nello Stato membro, specificando:
 - (1) la capacità di stoccaggio (volume di gas totale e volume di gas utile) rispetto alla domanda stagionale di riscaldamento;
 - (2) la capacità massima di prelievo giornaliera a diversi livelli di riempimento (possibilmente con stoccaggio pieno e a livelli di fine stagione);
- (f) il ruolo della produzione nazionale, specificando:
 - (1) il valore della produzione per quanto riguarda il consumo finale annuo di gas;
 - (2) la capacità massima di produzione giornaliera;
- (g) il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica (ad esempio, importanza, ruolo di riserva per le energie rinnovabili), comprese la capacità di generazione a gas (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale) e la cogenerazione (totale, in MWe, e in percentuale della capacità di generazione totale).

2. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEL RISCHIO

Descrivere brevemente i risultati della valutazione del rischio svolta conformemente all'articolo 6, includendo:

- (a) l'elenco degli scenari valutati e una sintesi delle principali ipotesi utilizzate per ciascuno di essi, nonché i rischi/le carenze individuati;
- (b) le principali conclusioni della valutazione del rischio.

3. NORMA D'INFRASTRUTTURA (ARTICOLO 4)

Descrivere in che modo è ottenuta la conformità alla norma di infrastruttura, specificando i principali valori utilizzati per la formula N – 1, le alternative per ottenere tale conformità (con gli Stati membri confinanti, con misure sul versante della domanda) e le capacità bidirezionali esistenti, come indicato di seguito.

3.1. Livello regionale

Formula N – 1

- (a) Individuazione dell'infrastruttura singola principale del gas d'interesse comune per la regione
- (b) Calcolo della formula di N – 1 a livello regionale
- (c) Descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro EP_m indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati)
- (d) Indicare le eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato)

3.2. Livello nazionale

(a) Formula N – 1

- (1) Individuazione dell'infrastruttura singola principale del gas
- (2) Calcolo della formula di N – 1 a livello nazionale
- (3) Descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (ad esempio, per il parametro EP_m indicare la capacità di tutti i punti di entrata considerati)
- (4) Eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato)
- (5) Se lo Stato membro prevede di ricorrere a misure sul versante della domanda, calcolo della formula N – 1 tenendo conto di dette misure:
 - calcolo della formula N – 1 secondo il punto 4 dell'allegato II;
 - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (se diversi da quelli di cui al punto 3.2, lettera a), punto 3);
 - indicazione delle eventuali metodologie utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);
 - illustrazione delle misure di mercato sul versante della domanda adottate/da adottare per compensare una perturbazione della fornitura e il loro impatto previsto (D_{eff}).
- (6) Se concordato con le autorità competenti di Stati membri confinanti, il calcolo congiunto della norma N – 1:
 - calcolo della formula N – 1 secondo il punto 5 dell'allegato II;
 - descrizione dei valori utilizzati per tutti i parametri della formula, compresi i valori intermedi utilizzati per calcolarli (se diversi da quelli di cui al punto 3.2, lettera a), punto 3);
 - indicazione delle eventuali metodologie e ipotesi utilizzate per calcolare i parametri della formula (ad esempio D_{max}) (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato);

- illustrazione delle modalità concordate per garantire l'ottemperanza all'obbligo N – 1.
- (b) Capacità bidirezionale
 - (1) Indicare i punti d'interconnessione dotati di capacità bidirezionale e la capacità massima dei flussi bidirezionali
 - (2) Indicare le disposizioni che regolano l'uso della capacità di flusso invertito (ad esempio capacità interrompibile)
 - (3) Indicare i punti di interconnessione per i quali è stata accordata un'esenzione a norma dell'articolo 4, paragrafo 4, la durata dell'esenzione e i motivi per i quali è stata accordata

4. CONFORMITÀ ALLA NORMA DI FORNITURA (ARTICOLO 5)

Indicare, per ciascuno Stato membro, le misure adottate per conformarsi alla norma di fornitura nonché a qualsiasi aumento della norma o obbligo supplementare imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento del gas, specificando:

- (a) la definizione applicata di "clienti protetti", incluse le categorie di consumatori che vi rientrano e il loro consumo annuo di gas (per categoria, valore netto e in percentuale del consumo finale nazionale annuo di gas);
- (b) i volumi di gas necessari a soddisfare la norma di fornitura negli scenari descritti all'articolo 5, paragrafo 1, primo comma;
- (c) la capacità necessaria a soddisfare la norma di fornitura negli scenari descritti all'articolo 5, paragrafo 1, primo comma;
- (d) le misure in atto per soddisfare la norma di fornitura, indicando:
 - (1) la descrizione delle misure,
 - (2) i destinatari,
 - (3) la descrizione dell'eventuale sistema di monitoraggio ex ante della conformità alla norma di fornitura,
 - (4) il regime di sanzioni, se applicabile,
 - (5) la descrizione, per ciascuna misura:
 - dell'impatto economico, dell'efficacia e dell'efficienza,
 - dell'impatto sull'ambiente,
 - dell'impatto sui consumatori,
 - (6) nel caso in cui siano applicate misure non di mercato (per ciascuna misura):
 - le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
 - le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),

- un'analisi degli effetti della misura:
 - (a) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri,
 - (b) sul mercato nazionale,
 - (c) sul mercato interno,
- (7) nel caso di misure introdotte dopo [*OP: inserire la data di entrata in vigore del presente regolamento*], fornire un link alla pagina web in cui è pubblicata la valutazione d'impatto della o delle misure effettuata a norma dell'articolo 8, paragrafo 4;
- (e) eventuali aumenti della norma o obblighi supplementari imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento del gas, fornendo:
 - (1) la descrizione della o delle misure,
 - (2) le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la norma di fornitura debba essere aumentata e, nel caso dell'applicazione di misure non di mercato, perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
 - (3) le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché un aumento della norma o un obbligo supplementare sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato e, nel caso dell'applicazione di misure non di mercato, perché questo tipo di misura sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),
 - (4) i destinatari,
 - (5) i volumi e le capacità di gas interessati,
 - (6) il meccanismo per ripristinare i valori normali in uno spirito di solidarietà e conformemente all'articolo 12,
 - (7) in che modo la misura soddisfa le condizioni di cui all'articolo 5, paragrafo 2.

5. MISURE PREVENTIVE

Descrivere le misure preventive adottate o da adottare, comprese quelle riguardanti il gas L, come indicato di seguito:

- (a) descrivere ciascuna misura preventiva adottata per ciascun rischio individuato in base alla valutazione del rischio, indicando anche i seguenti elementi:
 - (1) la dimensione regionale o nazionale,
 - (2) l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza,
 - (3) l'impatto sull'ambiente,
 - (4) l'impatto sui consumatori;
 se del caso, includere:
 - le misure intese a rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti,
 - le misure intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento,

- le misure intese a proteggere le infrastrutture principali importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi (compresi, se del caso, gli obblighi generali o settoriali di studi di preinvestimento, i diritti speciali per taluni azionisti ecc.);
- (b) descrivere le altre misure adottate a fini diversi dalla valutazione del rischio, ma con un impatto positivo sulla sicurezza dell'approvvigionamento della regione/Stato membro;
- (c) nel caso in cui siano applicate misure non di mercato, fornire per ciascuna misura:
 - (1) le ragioni per cui la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
 - (2) le ragioni per cui la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),
 - (3) un'analisi degli effetti della misura:
 - che giustifichi perché la misura è necessaria (ossia perché la sicurezza dell'approvvigionamento non possa essere ottenuta unicamente tramite misure di mercato),
 - che giustifichi perché la misura è proporzionata (ossia perché la misura non di mercato sia lo strumento meno restrittivo per conseguire l'effetto desiderato),
 - che esamini gli effetti della misura:
 - (a) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri,
 - (b) sul mercato nazionale,
 - (c) sul mercato interno;
- (d) spiegare se e come sono state prese in considerazione misure intese a migliorare l'efficienza, anche sul versante della domanda, per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento;
- (e) spiegare se e come sono state prese in considerazione fonti rinnovabili di energia per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento.

6. ALTRI OBBLIGHI E MISURE (AD ESEMPIO, SICUREZZA DEL FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA)

Descrivere le misure e gli obblighi imposti alle imprese di gas naturale e ad altri organismi pertinenti che possono avere un impatto sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas: ad esempio obblighi volti a garantire il funzionamento del sistema, specificando i soggetti su cui si ripercuotono siffatti obblighi, nonché i volumi di gas interessati. Spiegare con precisione quando e in che modo si applicano tali misure.

7. PROGETTI DI INFRASTRUTTURE

- (a) Descrivere i progetti infrastrutturali futuri, tra cui i progetti di interesse comune nella regione, indicando anche il calendario previsto per la loro realizzazione, la capacità e l'impatto previsto sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas nella regione.
- (b) Indicare in che modo i progetti infrastrutturali tengono conto del piano decennale di sviluppo della rete elaborato a livello di Unione dall'ENTSO del gas in applicazione dell'articolo 8, paragrafo 10, del regolamento (CE) n. 715/2009.

8. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO INERENTI ALLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO

Indicare gli attuali obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento e descriverli brevemente (per spiegazioni più dettagliate utilizzare un allegato). Spiegare chiaramente chi deve adempiere a tale obbligo e in che modo. Se del caso, descrivere come e quando scatterebbero tali obblighi di servizio pubblico.

9. MECCANISMI DI COOPERAZIONE

- (a) Descrivere i meccanismi utilizzati per la cooperazione tra gli Stati membri della regione, segnatamente a fini di preparazione e attuazione del presente piano d'azione preventivo e del piano di emergenza, nonché di applicazione dell'articolo 12.
- (b) Descrivere i meccanismi utilizzati per la cooperazione con gli altri Stati membri non appartenenti alla regione a fini di concezione e adozione delle disposizioni necessarie per l'applicazione dell'articolo 12.

10. CONSULTAZIONE DELLE PARTI INTERESSATE

Ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, descrivere il meccanismo e i risultati delle consultazioni effettuate ai fini dell'elaborazione del presente piano e del piano di emergenza, presso:

- (a) le imprese del gas,
- (b) le organizzazioni che rappresentano gli interessi delle famiglie,
- (c) le organizzazioni che rappresentano gli interessi dei consumatori industriali del gas, ivi compresi i produttori di energia elettrica,
- (d) l'autorità nazionale di regolamentazione.

11. SPECIFICITÀ NAZIONALI

Indicare le eventuali particolarità e misure nazionali inerenti alla sicurezza dell'approvvigionamento non contemplate nelle sezioni precedenti del piano, anche per quanto riguarda la fornitura di gas L qualora esso non sia pertinente a livello regionale.

Modello di piano di emergenza

INFORMAZIONI GENERALI

- Stati membri della regione
- Nome delle autorità competenti che partecipano alla preparazione del piano¹⁰

1. DEFINIZIONE DEI LIVELLI DI CRISI

- (a) Per ogni Stato membro, indicare l'organismo responsabile della dichiarazione di ciascun livello di crisi e, per ciascun livello, le procedure che vigono per tale dichiarazione
- (b) Specificare gli eventuali indicatori o parametri utilizzati per valutare se un evento può causare un deterioramento significativo della fornitura e per decidere in merito alla dichiarazione di un certo livello di crisi

2. MISURE DA ADOTTARE PER CIASCUN LIVELLO DI CRISI¹¹

2.1. Preallarme

- (a) Descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:
 - (1) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti,
 - (2) la descrizione della procedura da seguire, se del caso,
 - (3) il contributo previsto della misura a fronte degli effetti causati dall'evento o in preparazione ad esso,
 - (4) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti.

2.2. Allarme

- (a) Descrivere le misure da applicare in questo livello, fornendo, per ciascuna misura:
 - (1) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti coinvolti,
 - (2) descrizione della procedura da seguire, se del caso,
 - (3) il contributo previsto della misura nella situazione corrispondente al livello di allarme,
 - (4) i flussi di informazioni tra i soggetti coinvolti.
- (b) Illustrare gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale in questa fase.

¹⁰ Nel caso in cui un'autorità competente abbia delegato questo compito, indicare il nome del o degli organi che partecipano a nome di detta autorità alla preparazione della presente valutazione del rischio.

¹¹ Includere misure regionali e nazionali.

2.3. Emergenza

- (a) Elencare le azioni predefinite sul versante dell'offerta e della domanda che permettono di rendere disponibile il gas in caso di emergenza, compresi gli accordi commerciali tra le parti coinvolte nelle azioni e, se del caso, i meccanismi di compensazione per le imprese di gas naturale;
- (b) Descrivere le misure di mercato applicabili in questo livello, segnatamente, per ciascuna misura:
 - (1) una breve descrizione della misura stessa e dei principali soggetti interessati;
 - (2) la procedura da seguire;
 - (3) il contributo previsto della misura a mitigare la situazione corrispondente al livello di emergenza;
 - (4) i flussi di informazioni tra i soggetti interessati.
- (c) Descrivere le misure non di mercato in programma o da attuare al livello di emergenza, fornendo, per ciascuna misura:
 - (1) una breve descrizione della misura e dei principali soggetti interessati;
 - (2) la valutazione della necessità della misura per far fronte alle crisi, specificando fino a che punto è necessaria;
 - (3) una descrizione dettagliata della procedura di attuazione della misura (ad esempio, cosa fa scattare la misura, chi prende la decisione);
 - (4) il contributo previsto della misura ad attenuare la situazione corrispondente al livello di emergenza a complemento delle misure di mercato;
 - (5) la valutazione di altri effetti della misura;
 - (6) le ragioni per cui la misura è conforme alle condizioni di cui all'articolo 10, paragrafo 4;
 - (7) una descrizione dei flussi di informazioni tra i soggetti interessati.
- (d) Descrivere gli obblighi di comunicazione imposti alle imprese di gas naturale.

3. MISURE SPECIFICHE PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL TELERISCALDAMENTO

- (a) Teleriscaldamento
 - (1) Descrivere brevemente l'impatto che potrebbe causare una perturbazione della fornitura nel settore del teleriscaldamento.
 - (2) Indicare le misure e le azioni cui ricorrere per attenuare il potenziale impatto di una perturbazione della fornitura del gas sul teleriscaldamento. Oppure indicare i motivi per cui non è opportuno adottare misure specifiche.
- (b) Fornitura di energia elettrica prodotta dal gas
 - (1) Indicare brevemente l'impatto che potrebbe causare una perturbazione della fornitura nel settore dell'energia elettrica.

- (2) Indicare le misure e le azioni predisposte per limitare il potenziale impatto di una perturbazione della fornitura di gas nel settore dell'energia elettrica. Oppure indicare i motivi per cui non è opportuno adottare misure specifiche.
- (3) Indicare i meccanismi o le disposizioni vigenti per garantire l'opportuno coordinamento, compreso lo scambio di informazioni, tra i soggetti principali dei settori del gas e dell'energia elettrica, in particolare i gestori dei sistemi di trasmissione nei diversi livelli di crisi.

4. RESPONSABILE O SQUADRA DI GESTIONE DELLA LA CRISI

Indicare il responsabile o la squadra incaricati di gestire la crisi e definirne il ruolo.

5. RUOLI E RESPONSABILITÀ DEI VARI SOGGETTI

- (a) Per ciascun livello di crisi definire i ruoli e le responsabilità, incluse le interazioni con le autorità competenti e, se del caso, con l'autorità nazionale di regolamentazione, di:
 - (1) imprese di gas naturale;
 - (2) consumatori industriali;
 - (3) produttori di energia elettrica pertinenti.
- (b) Per ciascun livello di crisi definire i ruoli e le responsabilità delle autorità competenti e degli organi cui sono state delegate competenze.

6. MECCANISMI DI COOPERAZIONE

- (a) Descrivere, per ciascun livello di crisi: i meccanismi predisposti per cooperare all'interno della regione e garantire un coordinamento appropriato; le procedure decisionali che innescano la reazione adeguata a livello regionale, se esistono e non sono state contemplate nel punto 2.
- (b) Descrivere per ciascun livello di crisi i meccanismi predisposti per cooperare con gli altri Stati membri non appartenenti alla regione e coordinare le azioni.

7. SOLIDARIETÀ TRA GLI STATI MEMBRI

- (a) Descrivere le modalità concordate tra gli Stati membri della regione per garantire l'applicazione del principio di solidarietà di cui all'articolo 12.
- (b) Descrivere le modalità concordate tra gli Stati membri della regione e gli Stati membri appartenenti ad altre regioni per garantire l'applicazione del principio di solidarietà di cui all'articolo 12.

8. MISURE IN CASO DI INDEBITO CONSUMO DI GAS DEI CLIENTI NON PROTETTI

Descrivere le misure predisposte per evitare il consumo, da parte di clienti non protetti, di gas destinato ai clienti protetti nel corso di un'emergenza. Indicare la natura della misura (amministrativa, tecnica ecc.), i soggetti principali e le procedure da seguire.

9. PROVE DI EMERGENZA

- (a) Indicare il calendario per le simulazioni delle risposte in tempo reale a situazioni di emergenza.
- (b) Indicare i soggetti coinvolti, le procedure e gli scenari concreti simulati di forte e medio impatto.

Per gli aggiornamenti del piano di emergenza: descrivere brevemente le prove effettuate da quando è stato presentato l'ultimo piano di emergenza e i risultati principali; indicare quali misure sono state adottate a seguito di tali prove.

ALLEGATO VI

Valutazione tra pari dei piani d'azione preventivi e dei piani di emergenza

1. Ogni piano d'azione preventivo e piano di emergenza notificato è oggetto di una valutazione tra pari condotta da un gruppo preposto a tale fine.
2. In ogni regione è creato un gruppo di valutazione tra pari, composto di un massimo di cinque autorità competenti e dell'ENTSO del gas, ciascuna rappresentata da una persona e, in qualità di osservatore, dalla Commissione. La Commissione seleziona i rappresentanti delle autorità competenti e dell'ENTSO del gas, tenendo conto dell'equilibrio geografico e includendo almeno un'autorità competente di uno Stato membro confinante. I membri del gruppo non appartengono ad alcuna autorità competente, ad altri organi o associazioni che hanno partecipato alla preparazione dei piani oggetto della valutazione tra pari.
3. La Commissione informa il gruppo di valutazione tra pari della notifica dei piani. Entro due mesi dalla data dell'informazione il gruppo prepara e presenta una relazione alla Commissione. Prima di presentare la relazione il gruppo discute il piano d'azione preventivo e il piano di emergenza, almeno una volta, con le autorità competenti che li hanno elaborati. La Commissione pubblica la relazione.
4. Tenuto conto della relazione del gruppo di valutazione tra pari, il gruppo di coordinamento del gas esamina i piani d'azione preventivi e i piani di emergenza al fine di garantire la coerenza tra le diverse regioni e in tutto il territorio dell'Unione.

ALLEGATO VII

Elenco delle misure non di mercato per la sicurezza dell'approvvigionamento del gas

Quando elabora il piano d'azione preventivo e il piano di emergenza, l'autorità competente prende in considerazione il contributo del seguente elenco indicativo e non esaustivo di misure solo nel caso di un'emergenza.

Misure sul versante dell'offerta:

- ricorso allo stoccaggio strategico del gas,
- ricorso obbligatorio alle scorte di combustibili alternativi (ad esempio, in conformità della direttiva 2009/119/CE del Consiglio¹²);
- ricorso obbligatorio all'energia elettrica prodotta da fonti diverse dal gas;
- aumento obbligatorio dei livelli di produzione di gas;
- prelievo obbligatorio dallo stoccaggio.

Misure a livello della domanda:

- riduzione obbligatoria della domanda sotto varie forme, tra cui:
 - cambiamento obbligatorio del combustibile;
 - ricorso obbligatorio a contratti interrompibili, ove questa misura non sia utilizzata appieno nell'ambito delle misure di mercato;
 - riduzione obbligatoria del carico fisso.

¹² Direttiva 2009/119/CE del Consiglio, del 14 settembre 2009, che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi (GU L 265 del 9.10.2009, pag. 9).

ALLEGATO VIII

Tavola di concordanza

Regolamento (UE) n. 994/2010	Presente regolamento
Articolo 1	Articolo 1
Articolo 2	Articolo 2
Articolo 3	Articolo 3
Articolo 6	Articolo 4
Articolo 8	Articolo 5
Articolo 9	Articolo 6
Articolo 4	Articolo 7
Articolo 5	Articolo 8
Articolo 10	Articolo 9
Articolo 10	Articolo 10
Articolo 11	Articolo 11
-	Articolo 12
Articolo 13	Articolo 13
Articolo 12	Articolo 14
-	Articolo 15
Articolo 14	Articolo 16
-	Articolo 17
-	Articolo 18
Articolo 16	Articolo 19
Articolo 15	Articolo 20
Articolo 17	Articolo 21
Allegato I	Allegato II
Articolo 7	Allegato III
Allegato IV	Allegato I

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