

Allegato 1 al decreto ministeriale 18 ottobre 2017

Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale¹

¹ ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/2011, in conformità con le disposizioni dell'articolo 5 del Regolamento (UE) n. 994/2010

Sommario

1. DEFINIZIONI.....	4
2. SCOPO E INQUADRAMENTO NORMATIVO	4
2.1. Scopo	4
2.2. Inquadramento normativo	5
3. Descrizione del sistema italiano.....	6
3.1. Domanda del sistema gas Italia	6
3.2. Offerta del sistema gas Italia	7
3.3. Sistema infrastrutturale del gas italiano	8
3.3.1. Trasporto.....	8
3.3.2. Rigassificazione	9
3.3.3. Stoccaggio	9
3.4. Interazione tra mercato del gas ed elettrico	10
4. Sintesi della valutazione dei rischi	11
4.1. Metodologia	11
4.2. Identificazione e analisi dei rischi	12
4.2.1. Rischio informatico (Cyber Crime)	16
4.2.2. Qualità e sicurezza del gas	17
4.3. Individuazione degli scenari di crisi	17
4.4. Valutazione degli impatti.....	18
4.5. Valutazione dei rischi.....	19
4.5.1. Presentazione degli scenari di crisi e dei rischi identificati nella matrice probabilità/impatti	19
4.5.2. Analisi di sensitività sulla matrice probabilità/impatto	20
5. Norme d’infrastruttura	24
5.1. Indicatore N-1 a livello nazionale	24
5.1.1. Valutazione delle congestioni nel caso di interruzione del flusso a Tarvisio o a Mazara del Vallo	27
5.1.2. Analisi della capacità bidirezionale	29
5.1.3. Indicatori di resilienza del sistema	31
6. Conformità alla norma di fornitura.....	32
6.1. Definizione di “clienti protetti” e relativa domanda	32
6.2. Garanzia dell’approvvigionamento ai clienti protetti	34
6.3. Misure legislative di tutela dei clienti protetti	38
7. Misure preventive.....	39

Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale

7.1.	Rischi identificati e misure preventive di riferimento	39
7.2.	Sistema strutturato di misure informative e di coordinamento	41
7.3.	Bilanciamento e sicurezza dell'approvvigionamento	41
8.	Altri obblighi e misure.....	42
8.1.	Contratti d'importazione	42
8.2.	Accordi intergovernativi	43
8.3.	Accordi e iniziative di cooperazione in ambito europeo	44
8.4.	Interazioni e accordi in essere con Paesi confinanti	44
9.	Progetti di infrastrutture.....	45
9.1.	Capacità di stoccaggio	45
9.2.	LNG e Small Scale LNG (SSLNG)	45
9.3.	Nuove infrastrutture di trasporto del gas	46
10.	Adozione, durata e aggiornamento del pap	47
Allegato 1: STRESS TEST REPORT FOR THE ITALIAN GAS SYSTEM		48
Allegato 2: Metodo di calcolo per la determinazione dei rischi climatici.....		52

1. DEFINIZIONI

Autorità: Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Comitato: Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, ai sensi dell'articolo 8 del decreto ministeriale 26 settembre 2001.

Direzione: Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico.

Crisi: si intende una situazione di criticità del sistema gas tale da attivare uno o più livelli (preallarme, allarme ed emergenza) definiti nel Piano di Emergenza.

Impresa maggiore di trasporto: la società Snam Rete Gas S.p.A..

Ministero: Ministero dello Sviluppo Economico.

Ove non diversamente definiti nel presente articolo, gli ulteriori termini indicati in maiuscolo nel presente Piano di Azione Preventivo (PAP) fanno riferimento alle definizioni previste dai Codici approvati dall'Autorità.

2. SCOPO E INQUADRAMENTO NORMATIVO

2.1. Scopo

Il Piano di azione preventivo è redatto ai sensi del D.lgs. n. 93 del 1 giugno 2011, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 5 del Regolamento (UE) n. 994/2010 (di seguito Regolamento).

Il documento tiene inoltre conto delle indicazioni fornite dall'Allegato V della nuova proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che, laddove approvato, abrogherebbe il regolamento (EU) n. 994/2010 del Consiglio.

Il Piano di azione preventivo contiene:

1. i risultati della valutazione del rischio di cui all'articolo 9 del Regolamento descrivendone scenari e risultati;
2. le misure, i volumi, le capacità e le tempistiche necessari per il rispetto delle norme in materia di infrastrutture e approvvigionamento incluso, ove opportuno, il limite fino al quale le misure a livello di domanda possono compensare adeguatamente e tempestivamente, un'interruzione dell'approvvigionamento; l'identificazione della principale infrastruttura del gas e di ogni altra norma relativa all'aumento di fornitura, delle alternative per ottenere la conformità alla norma e un'indicazione della capacità bidirezionale esistente;
3. le misure adottate per conformarsi alla norma di fornitura nonché qualsiasi aumento della norma o obbligo supplementare imposti per ragioni di sicurezza dell'approvvigionamento del gas specificando, tra l'altro, la definizione applicata ai "clienti protetti", i consumi totali ed i volumi necessari per soddisfarne la domanda in diversi scenari climatici così come la descrizione di ulteriori misure legislative di tutela dei "clienti protetti";
4. le altre misure di prevenzione, quali quelle relative alla necessità di rafforzare le interconnessioni tra Stati membri confinanti e la possibilità, se opportuno, di diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento per affrontare i rischi individuati, al fine di mantenere nella maggiore misura possibile l'approvvigionamento di gas di tutti i clienti;

5. i contratti di importazione esistenti, gli accordi intergovernativi e lo sviluppo di nuovi strumenti regolatori volti a rafforzare la sicurezza del funzionamento del sistema e delle forniture dall'estero;
6. le informazioni riguardanti le interconnessioni esistenti e future, incluse quelle che forniscono l'accesso alla rete del gas dell'Unione Europea, i flussi transfrontalieri, l'accesso transfrontaliero alle strutture di stoccaggio e la capacità fisica di trasporto del gas in entrambe le direzioni («capacità bidirezionale»), in particolare in caso di emergenza;
7. gli obblighi delle imprese di gas naturale e di altri organismi del caso, anche per il funzionamento sicuro del sistema del gas; breve descrizione dei soggetti che devono adempiere a tali obblighi e con quali modalità; le cause che porterebbero all'attivazione dell'obbligo; le informazioni riguardanti tutti gli obblighi di servizio pubblico che si riferiscono alla sicurezza di approvvigionamento del gas;
8. i meccanismi da utilizzare, ove opportuno, per la cooperazione con altri Stati Membri ai fini della formulazione e dell'attuazione dei piani comuni d'azione preventivi e dei piani comuni di emergenza.

2.2. Inquadramento normativo

Il Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 ("DLGS 93/11"), recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE", demanda al Ministero dello sviluppo economico la predisposizione dei Piani di cui agli articoli 5 (Piano di Azione Preventivo – PAP) e 10 (Piano di Emergenza – PE) del Regolamento.

In particolare l'articolo 8, comma 1, del decreto stabilisce che *"il Ministero dello sviluppo economico provvede alla valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale di cui all'articolo 9 del regolamento (CE) n. 994/2010 [...], e definisce il piano di azione preventivo e il piano di emergenza e monitoraggio della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 5 e 10 del regolamento n. 994/2010, avvalendosi del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale operante presso lo stesso Ministero"*.

In data 16 Febbraio 2016 la Commissione Europea ha pubblicato una proposta di nuovo regolamento che, laddove approvato, abrogherebbe il regolamento (UE) n. 994/2010 del Consiglio. Il progetto di regolamento concentra l'attenzione sul rafforzamento del coordinamento regionale e sulla definizione di piani che dovranno essere sottoposti a valutazione tra pari e approvati dalla Commissione. Nello specifico, l'Allegato V del progetto di regolamento individua la struttura ed i contenuti del modello per la Valutazione del Rischio (VR), del Piano di Azione Preventivo (PAP) e del Piano di Emergenza (PE).

Il progetto di regolamento si focalizza inoltre nel miglioramento dell'applicazione della norma di fornitura dei clienti protetti e della norma di infrastruttura, entrambi argomenti da affrontare sia su un piano nazionale, sia su un piano regionale.

Il presente documento è stato redatto in termini di indice e contenuti in attuazione delle citate disposizioni legislative e regolamentari (ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento n. 994/2010) e in considerazione del nuovo progetto di regolamento come da indicazioni fornite dell'Allegato V del nuovo progetto di regolamento del 16 Febbraio 2016 del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che, laddove approvato, abrogherebbe il regolamento (EU) n. 994/2010 del Consiglio.

Il Documento di Valutazione dei Rischi redatto ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento n. 994/2010 e che identifica misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas è stato trasmesso alla Commissione Europea in data 1 dicembre 2011.

3. Descrizione del sistema italiano

3.1. Domanda del sistema gas Italia

L'analisi storica della domanda annua di gas per settore (Figura 1) evidenzia una progressiva riduzione, le cui cause principali sono da ricercarsi nel significativo calo della domanda di gas da parte del settore termoelettrico e nella contrazione dei consumi del settore industriale.

Nello specifico, il calo della domanda di gas da parte del comparto termoelettrico ha risentito delle dinamiche interne del settore elettrico. Gli impianti alimentati a gas sono stati penalizzati da:

- la flessione della domanda elettrica;
- il consolidamento della generazione rinnovabile;
- la competizione degli impianti alimentati a carbone.

La generazione elettrica alimentata a gas è attualmente meno competitiva rispetto ad altre fonti, quali il carbone e le rinnovabili, a causa di fattori quali:

- logiche di dispacciamento e di formazione del prezzo secondo la curva di merito economico²;
- incentivi ricevuti dalle fonti rinnovabili;
- costo della CO₂, attualmente ridotto.

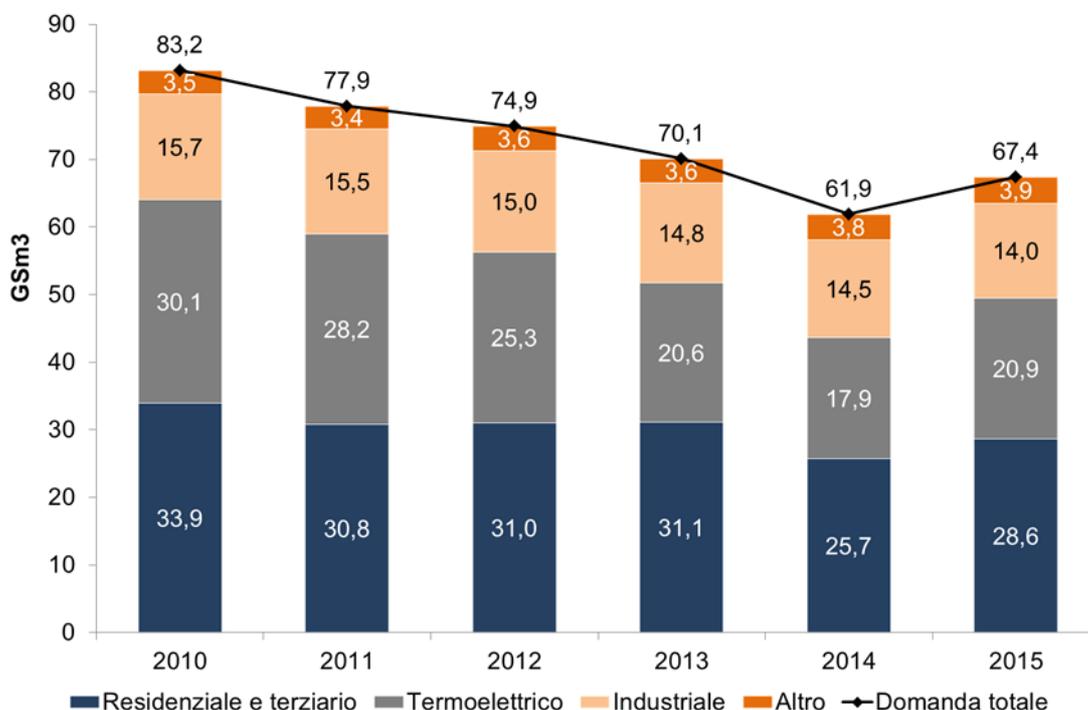
Nel 2015 il consumo di gas naturale per la generazione elettrica è ritornato ai livelli registrati nel 2013. La riduzione registrata nel 2014 (-14% rispetto al 2013) è stata fortemente influenzata da una condizione di eccezionale disponibilità di generazione idroelettrica rispetto alla condizione di normalità. Con la crescita della generazione da fonti rinnovabili non programmabili la climatica assume un ruolo sempre più significativo anche per i consumi di gas del comparto termoelettrico, accrescendone la variabilità. I consumi del settore residenziale e terziario hanno registrato nel 2015 un aumento rispetto al 2014 (+22%, pari a 5.7 GSm³). Tale incremento è legato ad una ripresa delle condizioni macro-economiche e all'eccezionalità dell'anno 2014, con una media climatica più calda di circa 2°C e una conseguente riduzione di circa 5 GSm³.

La punta di domanda giornaliera, osservata nel mese di febbraio 2015 è stata di 339,7 MSm³.

² La curva di merito economico, a parità di prezzo offerto, è definita coerentemente con i seguenti criteri di priorità:

- unità essenziali;
- unità Fonti Rinnovabili Non Programmabili;
- unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili;
- unità di cogenerazione (tra cui impianti alimentati a gas);
- unità CIP6;
- unità convenzionali (tra cui impianti alimentati a gas);
- contratti bilaterali.

Figura 1 – Domanda settoriale di gas in Italia (GSm3)



Fonte: MiSE su dati SNAM

3.2. Offerta del sistema gas Italia

Il fabbisogno interno del sistema gas Italia è soddisfatto tramite:

- il ricorso a fonti di approvvigionamento dall'estero per circa il 90%;
- produzione nazionale per la restante parte.

L'Italia risulta storicamente un Paese importatore di gas, in cui i volumi di gas trasmessi verso paesi esteri hanno finora rappresentato una frazione trascurabile dei volumi trasportati in un anno (circa 0,3% nel 2013, 0,4% nel 2014 e 0,3% nel 2015). È previsto tuttavia un aumento delle esportazioni, con disponibilità di nuova capacità bidirezionale a Passo Gries.

La produzione nazionale prosegue lungo un *trend* di progressiva riduzione fino al 2016, in relazione al declino produttivo dei giacimenti, non sufficientemente compensato da nuove produzioni. La capacità massima di produzione giornaliera è pari a 20 MSm3/g.

Per quel che concerne i Paesi in cui è stato prodotto il gas importato nel 2015³:

- al primo posto vi è la Russia con il 45,0% del totale importato;
- seguita dall'Algeria con il 11,8%;
- e dalla Libia con il 11,6%.

A seguire Qatar, Olanda, Norvegia e altri con percentuali inferiori.

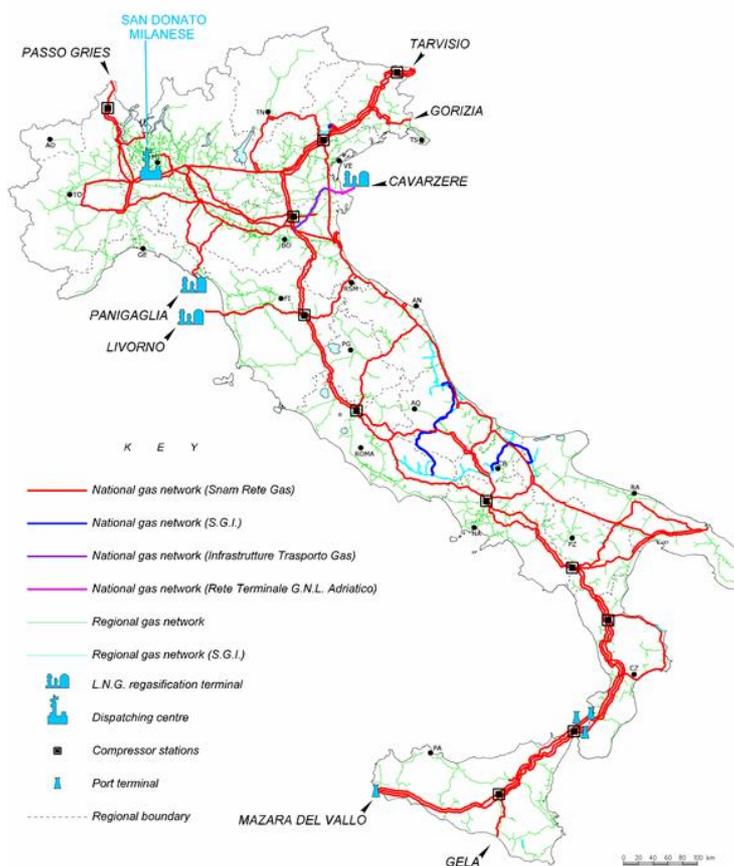
³ Fonte: MiSE.

3.3. Sistema infrastrutturale del gas italiano

L'infrastruttura di trasporto, interconnessa con le reti di importazione, gli impianti di rigassificazione di GNL, le produzioni nazionali e i giacimenti di stoccaggio, assicura le riconsegne alle reti di distribuzione e ai clienti finali direttamente interconnessi, permettendo di soddisfare la domanda di gas in Italia. Tali infrastrutture di rete (trasporto e distribuzione) e gli impianti di stoccaggio e di rigassificazione si sono sviluppati in modo esteso ed integrato nel corso degli anni, rendendo il sistema particolarmente flessibile nella gestione dei flussi e robusto di fronte a situazioni di potenziale criticità.

Le infrastrutture considerate ai fini della valutazione dei rischi del presente Documento sono la rete di trasporto⁴ del gas, i terminali di rigassificazione di GNL e gli impianti di stoccaggio del gas, indicati in Figura 2.

Figura 2 – Infrastrutture di sistema



Fonte: Snam Rete Gas

3.3.1. Trasporto

Il sistema infrastrutturale italiano può contare su una rete di trasporto che si estende per oltre 32.000 chilometri. La rete nazionale, costituita dai gasdotti maggiori, dai nodi di smistamento e dalle centrali di spinta, costituisce l'infrastruttura principale della rete di trasporto gas, che si sviluppa sul territorio italiano nelle tre dorsali da nord est, da nord e da sud, come un naturale prolungamento delle direttrici di importazione dalla Russia, dal Nord Europa e dal Nord Africa.

⁴ Si esclude la rete di distribuzione.

L'infrastruttura di trasporto è realizzata in modo tale che nessuna sua parte, o impianto, risulti critica per il sistema di approvvigionamento italiano. Infatti, gran parte delle linee di importazione è stata duplicata o triplicata nel tempo per far fronte alle esigenze di nuova capacità di trasporto. Nelle centrali di compressione è sempre prevista una unità di scorta.

3.3.2. Rigassificazione

L'attività di rigassificazione in Italia è esercitata mediante tre terminali di GNL:

- l'impianto di Panigaglia (della società GNL Italia), operativo a partire dall'inizio dagli anni '70, che è stato per circa 40 anni l'unico terminale attivo in Italia e ha una capacità di circa 3,5 GSm³ annui e 11,4 MSm³/g;
- l'impianto situato al largo di Porto Levante (della società Adriatic LNG), operativo dalla seconda metà del 2009, prima struttura offshore al mondo in cemento armato, per la ricezione, lo stoccaggio e la rigassificazione di GNL, con una capacità di rigassificazione pari a 8 GSm³ di gas naturale l'anno e fino a 26,4 MSm³/g;
- il terminale *off-shore* OLT di Livorno, con una capacità di 3,75 GSm³ annui e 15,0 MSm³/g. La fase di avviamento dell'impianto è stata effettuata nell'ultimo trimestre del 2013 e l'inizio delle attività commerciali è avvenuto a metà dicembre 2013.

3.3.3. Stoccaggio

Il sistema di stoccaggio italiano, integralmente basato su giacimenti di gas naturale esauriti convertiti a stoccaggio, è particolarmente sviluppato e può contare a oggi su una capacità complessiva di *working gas* di circa 16,7⁵ GSm³, ivi inclusi 4,5 GSm³ destinati al servizio di stoccaggio strategico.

Il DM 15 febbraio 2013, e più recentemente il DM 6 febbraio 2015, sono intervenuti nella regolamentazione degli stoccaggi al fine di garantire un'adeguata copertura della domanda di picco, nei momenti di maggiore fabbisogno. Le disposizioni definiscono nuovi meccanismi di allocazione commerciale della capacità di erogazione degli stoccaggi, evitando il rischio di una eccessiva erogazione anticipata che non permetterebbe adeguate prestazioni del sistema nei mesi di gennaio e febbraio.

La punta commerciale, pertanto, è inferiore alla punta tecnica, che corrisponde alla massima prestazione in assenza d'indisponibilità impiantistiche e che può essere eventualmente raggiunta per limitati periodi in caso di emergenza.

La capacità erogativa per il servizio di modulazione è riportata nella Tabella 1 (rif. DM 6 febbraio 2015).

Tabella 1 – Capacità erogativa di modulazione

[MSm ³ /g]	Novembre	Dicembre	Gennaio	Febbraio	Marzo
Volumi mensili erogabili					
<i>di cui</i>					
- Stogit	513*	900	2.500	1.750	580**
- Edison	414****			117	69**
Volume giornaliero erogabile					

⁵ Stogit: 16 GSm³; Edison: 743 MSm³.

di cui						
date			1	8		
- Stogit	24,4***	29,0	6	8	60,3	18,7
- Edison		6			4,2	3,6

(*) Il volume di novembre è comprensivo dell'eventuale erogazione richiesta per il mese di ottobre

(**) Il volume di marzo è comprensivo dell'eventuale erogazione richiesta per il mese di aprile

(***) Per novembre il volume giornaliero massimo è ottenuto dividendo il volume mensile massimo per 21 giorni

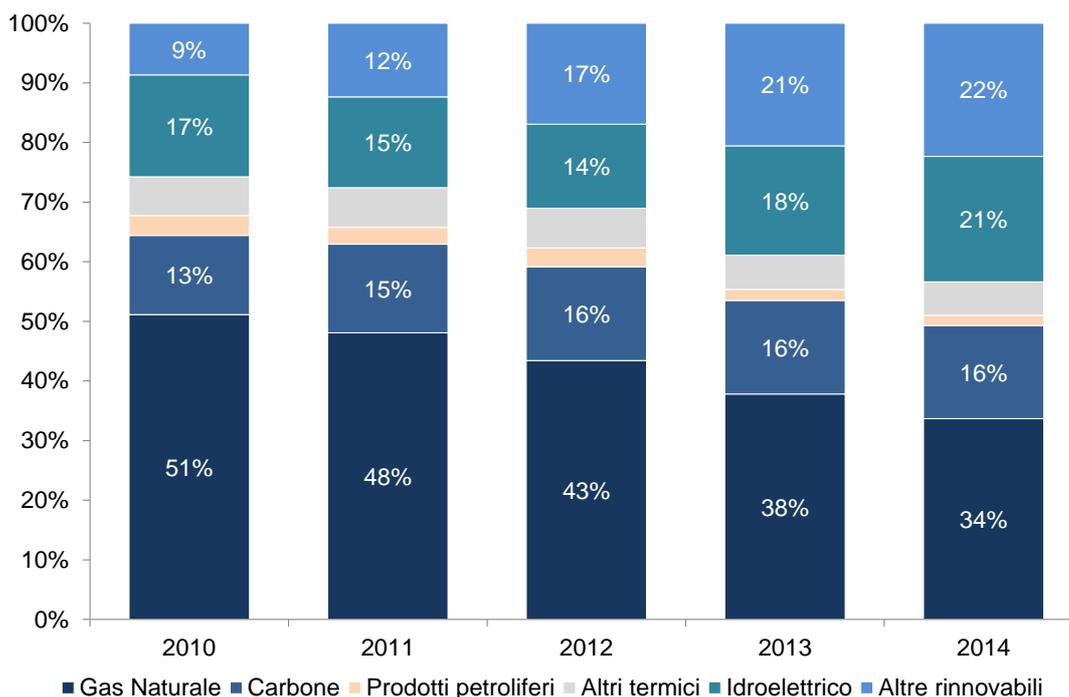
(****) Nel volume del trimestre novembre-gennaio è compresa l'eventuale erogazione richiesta per il mese di ottobre

Fonte: DM 6 febbraio 2015 del MiSE

3.4. Interazione tra mercato del gas ed elettrico

Nel 2014 la generazione elettrica in Italia è stata pari a 269 TWh. Il 34% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati a gas naturale, con un *trend* di decremento rispetto agli anni precedenti (Figura 3).

Figura 3 – Composizione della produzione lorda nazionale di energia elettrica per fonte



Fonte: Elaborazioni su Dati Statistici Terna

La domanda di gas da parte del comparto termoelettrico rappresenta circa il 29% del consumo nazionale (come illustrato in Figura 1).

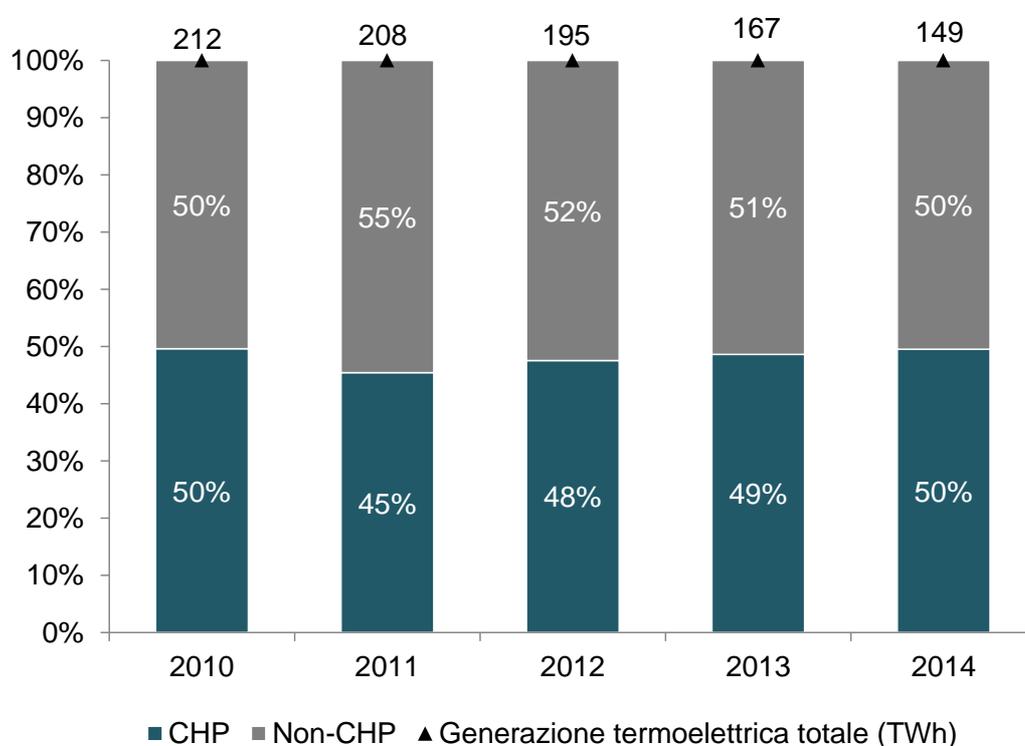
I dati mostrano che il gas naturale è la prima fonte di energia primaria per la produzione di energia elettrica, e che il termoelettrico è il settore a maggior consumo di gas naturale immediatamente dopo il residenziale. In altri termini, vi è una forte dipendenza del settore elettrico dal settore del gas. È quindi necessario considerare

le interazioni tra i due mercati ai fini della valutazione di rischi che, avendo origine nel mercato elettrico, possono produrre impatti nel mercato del gas. L'interazione deve essere esaminata anche per la predisposizione di possibili azioni di contenimento della domanda nei Piani di Azione Preventivo e di Emergenza.

In particolare, in caso di crisi di disponibilità di gas che richiedano la riduzione della domanda giornaliera, le utenze termoelettriche potrebbero essere chiamate a contribuire al contenimento dei consumi per consentire comunque l'alimentazione dei clienti protetti.

La generazione termoelettrica totale (considerata come somma della generazione alimentata a gas naturale, a carbone, da prodotti petroliferi e altri termici) può inoltre essere suddivisa in produzione da impianti di cogenerazione (CHP – *Combined Heat and Power*) e non. Come mostrato nella seguente Figura 4, il peso percentuale delle due tipologie tecnologiche ha subito una limitata variabilità nel periodo di analisi, nonostante la riduzione in termini assoluti della generazione termoelettrica complessiva.

Figura 4 – Generazione termoelettrica suddivisa tra generazione CHP e non



Fonte: Elaborazioni su Dati Statistici Terna

4. Sintesi della valutazione dei rischi

4.1. Metodologia

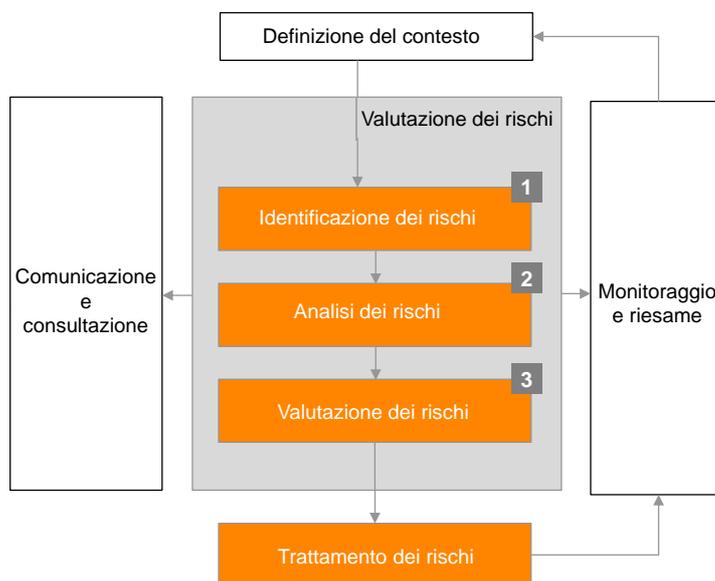
Per la valutazione dei rischi relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti del gas in Italia è stata adottata una metodologia che si compone di tre elementi principali, secondo criteri basati su standard internazionali:

- identificazione dei rischi;
- analisi dei rischi;

- valutazione dei rischi.

La figura seguente rappresenta lo schema logico ISO 31000 per la valutazione dei rischi:

Figura 5 – Valutazione dei rischi secondo ISO 31000



Fonte: ISO 31000

La valutazione dei rischi si inserisce in uno schema più ampio che è sostanzialmente quello cui fa riferimento l'intera gestione dei rischi che incidono sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Lo schema comprende l'analisi del contesto, il monitoraggio, la comunicazione ai soggetti interessati e l'identificazione delle misure di contenimento e gestione dei rischi.

4.2. Identificazione e analisi dei rischi

Sono state identificate tutte le potenziali fonti di pericolo per la fornitura che riguardano il sistema del gas naturale in Italia. Le fonti di rischio sono state categorizzate e classificate in quattro differenti macro-categorie:

- tecnici (T);
- politici (P);
- economici (E);
- eventi naturali (N).

All'interno delle differenti fonti di rischio sono stati identificati rischi specifici raggruppati a loro volta in categorie di rischi principali. Di seguito si riporta la tabella con il dettaglio di tutti gli 81 rischi identificati, raggruppati per categoria principale e fonte. Si noti che nella tabella seguente sono codificati 80 rischi, e non 81, poiché i rischi relativi agli "Attacchi mirati/sabotaggi ad infrastrutture del sistema gas" sono trattati al di fuori di questa analisi.

I rischi sono stati identificati anche grazie all'analisi del resoconto storico degli eventi di malfunzionamento.

Tabella 2 – Lista dei rischi identificati

Macro-categoria	Categoria	Rischi	Durata*	Codice
Tecnica (T)	Guasto alle infrastrutture	Guasto alla stazione di compressione di Enna	Breve	T1
		Guasto alla stazione di compressione di Messina	Breve	T2
		Guasto alla stazione di compressione di Masera	Breve	T3
		Guasto alla stazione di compressione di Malborghetto	Breve	T4
		Guasto alla stazione di compressione di Poggio Renatico	Breve	T5
		Guasto alla stazione di compressione di Tarsia	Breve	T6
		Guasto alla stazione di compressione di Montesano	Breve	T7
		Guasto alla stazione di compressione di Melizzano	Breve	T8
		Guasto alla stazione di compressione di Gallese	Breve	T9
		Guasto alla stazione di compressione di Terranuova	Breve	T10
		Guasto alla stazione di compressione di Istrana	Breve	T11
		Rottura gasdotto Transmed (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T12
		Rottura gasdotto Greenstream (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T13
		Rottura gasdotto TAG (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T14
		Rottura gasdotto Transigas (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T15
		Guasto al terminale GNL di Cavarzere	Media	T16
		Guasto al terminale GNL di Panigaglia	Media	T17
		Guasto al terminale GNL di Livorno	Media	T18
		Guasto a nave GNL Cavarzere	Breve	T19
		Guasto a nave GNL Livorno	Breve	T20
		Guasto a nave GNL Panigaglia	Breve	T21
		Impossibilità di estrarre gas da campo di produzione principale (Falconara)	Media	T22
		Riduzione del flusso di biometano dovuto a guasti ad impianti su base regionale	Breve	T23
		Guasto allo stoccaggio di Settala	Stagionale	T24
		Guasto allo stoccaggio di Brugherio	Stagionale	T25
		Guasto allo stoccaggio di Sergnano	Stagionale	T26

Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale

Macro-categoria	Categoria	Rischi	Durata*	Codice	
		Guasto allo stoccaggio di Ripalta	Stagionale	T27	
		Guasto allo stoccaggio di Cortemaggiore	Stagionale	T28	
		Guasto allo stoccaggio di Minerbio	Stagionale	T29	
		Guasto allo stoccaggio di Sabbioncello	Stagionale	T30	
		Guasto allo stoccaggio di Fiume Treste	Stagionale	T31	
	Qualità del gas	Riduzione del flusso dal Transmed dovuta a gas fuori standard	Breve	T32	
		Riduzione del flusso dal Greenstream dovuta a gas fuori standard	Breve	T33	
	Collasso infrastrutture comunicazione e controllo ICT	Guasto al centro di dispacciamento	Breve	T34	
		Guasto dei sistemi SCADA	Breve	T35	
		Guasto dei sistemi di gestione del PSV	Breve	T36	
	Blackout elettrico	Effetti a catena sulle infrastrutture gas alimentate elettricamente	Breve	T37	
	Politica (P)	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese fornitore	Disordini in Libia	Stagionale	P38
			Disordini in Algeria	Stagionale	P39
Disordini in Norvegia			Stagionale	P40	
Disordini in Olanda			Stagionale	P41	
Disordini in Russia			Stagionale	P42	
Sciopero		Sciopero in Italia che coinvolge personale del Gruppo Snam ⁷	Breve	P43	
Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese di transito del gas importato		Disordini in Tunisia	Stagionale	P44	
		Disordini in Austria	Stagionale	P45	
		Disordini in Slovacchia	Stagionale	P46	
		Disordini in Ucraina	Stagionale	P47	
		Disordini in Germania	Stagionale	P48	
		Disordini in Svizzera	Stagionale	P49	
		Disordini in Olanda	Stagionale	P50	
		Disordini in Francia	Stagionale	P51	
Disordini in Belgio		Stagionale	P52		
Attacchi mirati		Attacchi mirati/sabotaggi ad infrastrutture del sistema gas ⁶	-	-	

⁶ Tale rischio non è stato oggetto di valutazioni quantitative poiché Snam Rete Gas si sta dotando internamente degli strumenti di

Macro-categoria	Categoria	Rischi	Durata*	Codice
		Attacchi informatici ai sistemi ICT	Breve	P53
Economica (E)	Volatilità prezzi del gas	Diversa destinazione navi GNL verso mercati più profittevoli	Stagionale	E54
	Disputa commerciale	Disputa con fornitori dell'Algeria	Media	E55
		Disputa con fornitori della Norvegia	Media	E56
		Disputa con fornitori dell'Olanda	Media	E57
		Disputa con fornitori del Qatar	Media	E58
		Disputa con fornitori della Russia	Media	E59
	Instabilità del mercato	Interruzione dell'operatività del GME	Breve	E60
Eventi Naturali (N)	Disastro naturale	Terremoto	Stagionale	N61
		Inondazione nella zona di Tarvisio	Stagionale	N62
		Inondazione nella zona di Passo Gries	Stagionale	N63
		Inondazione nella zona delle infrastrutture di importazione da Sud	Stagionale	N64
		Frana/smottamenti a Tarvisio	Stagionale	N65
		Frana/smottamenti a Passo Gries	Stagionale	N66
		Frana/smottamenti nella zona delle infrastrutture di importazione da Sud	Stagionale	N67
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Settala	Breve	N68
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Brugherio	Breve	N69
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Sergnano	Breve	N70
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Ripalta	Breve	N71
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Cortemaggiore	Breve	N72
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Minerbio	Breve	N73
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Sabbioncello	Breve	N74
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Fiume Treste	Breve	N75
		Inondazione colpisce il centro di dispacciamento e controllo	Media	N76
	Condizioni meteorologiche	Freddo estremo e ghiacciate	Breve	N77
		Caldo estremo	Breve	N78

mitigazione necessari e non vengono dunque mostrati impatti nella matrice dei rischi.

Macro-categoria	Categoria	Rischi	Durata*	Codice
	eccezionali	Neviccate eccezionali e basso irraggiamento solare	Breve	N79
	Pandemia	Malattia infettiva che colpisce il personale del Gruppo Snam ⁷	Media	N80

* Breve = 7 giorni, Media = un mese, Stagionale = periodo ottobre - marzo

Ad ogni rischio identificato sono state associate una probabilità di accadimento qualitativa e una quantificazione dell’impatto, misurato in termini di riduzione della capacità di approvvigionamento a livello complessivo di sistema. Tale impatto è stato valutato su tre orizzonti temporali, o “periodi”, diversi:

- periodo breve (7 giorni) – rischi considerati come *shock* temporanei (es. eventi naturali come tempeste improvvise e fulmini) o con una durata degli effetti limitata (es. *blackout* elettrico, guasto sistemi ICT);
- periodo medio (1 mese) – rischi la cui durata degli impatti è stimabile in periodi maggiori fino ad un massimo di un mese (es. dispute commerciali, blocco delle forniture in paesi fornitori durante agitazioni politiche);
- periodo stagionale (intero inverno da ottobre a marzo) – rischi che, qualora si dovessero manifestare, necessiterebbero di tempi superiori ad un mese per essere risolti.

4.2.1. Rischio informatico (Cyber Crime)

Parte dell’analisi dei rischi è specificatamente dedicata agli eventi riconducibili ad atti di Cyber Crime incentrati sui rischi di natura informatica cui possono essere soggette le infrastrutture strategiche, tra le quali rientrano anche le infrastrutture del gas in senso ampio (es. gasdotti, centrali di compressione, stoccaggi, terminali GNL).

I rischi di natura informatica sono eterogenei e possono potenzialmente impattare su parametri di sicurezza quali riservatezza dei dati ed integrità / disponibilità dei dati. Tali rischi possono essere declinati con l’intento di focalizzare l’analisi sulle conseguenze del *cyber crime* sulla sicurezza degli approvvigionamenti gas. A tal proposito, fanno parte di questa categoria i rischi tipici delle infrastrutture IT, quali ad esempio virus / malware con un ampio *range* di impatti dannosi così come rischi più specifici dei sistemi ICS-SCADA utilizzati per il monitoraggio ed esercizio da remoto delle infrastrutture.

L’approccio del Gruppo Snam per la corretta gestione dei rischi derivanti dal *cyber crime* include azioni di natura preventiva e reattiva come ad esempio:

- comprovate metodologie per la gestione della sicurezza degli assets;
- stipula di convenzioni con altri attori istituzionali⁸ per lo scambio reciproco di informazioni;
- valutazione ed eventuale adozione di modelli di gestione certificabili in diversi ambiti operativi;
- implementazione di sistemi di ridondanza tecnologica dei flussi informativi (si veda a tal proposito anche la sezione relativa alla Business Continuity).

Grazie alle misure di sicurezza sopracitate e all’attività di monitoraggio continuo svolto dal centro di Dispacciamento, le potenziali conseguenze derivanti da un attacco informatico sono generalmente ovviabili attraverso procedure di lavoro alternative. Tale caratterizzazione del *cyber crime* è supportata dal track record del Gruppo Snam. Pertanto, l’impatto di tali minacce è da ritenersi di bassa portata ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti gas a livello nazionale.

⁷ Si considera solamente il personale di Snam.

⁸ Ad esempio *Computer Emergency Response Team* (CERT) Nazionale, CNAIPIC (Centro Nazionale Anticrimine informatico per la Protezione delle Infrastrutture Critiche) e DIS (Dipartimento delle Informazioni per la Sicurezza).

4.2.2. Qualità e sicurezza del gas

La qualità del gas naturale, intesa come composizione chimica percentuale del gas immesso in rete, varia a seconda della sua provenienza (es. metanodotti da paesi esportatori, immissioni dirette da campi di produzione, scarico metaniere nei terminali GNL, etc.) ed influenza le caratteristiche del gas trasportato e riconsegnato, essendo questo una miscela variabile risultante dalla combinazione dei diversi flussi di gas immessi nella rete di trasporto.

Nell'eventualità di immissione di gas fuori specifica, l'impresa di trasporto provvede ad intercettarlo fatti salvi i casi in cui sia possibile rendere il gas compatibile con la specifica di qualità prevista attraverso un'opportuna miscelazione.

La rete di trasporto è dotata di sistemi per la misura della qualità del gas, con misura puntuale per ogni immissione, continua (con gascromatografo) e discontinua (con prelievo a campione e analisi di laboratorio) a seconda dei parametri da rilevare e delle capacità del punto di immissione; per le riconsegne, sono effettuate misure di PCS in modalità continua per ogni AOP (Area Omogenea di Prelievo).

Il rischio di riduzione del servizio a seguito di problemi inerenti la qualità del gas è dunque considerato ridotto. Tuttavia, nell'analisi di dettaglio dei rischi riportata nel *Documento di Valutazione dei Rischi* sono state identificate, in via conservativa, alcune casistiche finalizzate a comprendere la possibilità che eventi simili si possano verificare.

4.3. Individuazione degli scenari di crisi

I rischi identificati nel primo passo della valutazione sono combinati per comporre scenari di crisi utili per analizzare la resilienza del sistema gas italiano nel caso in cui più rischi si verificano contemporaneamente.

Si riportano di seguito i risultati delle diverse analisi compiute.

Sono stati definiti 3 scenari di crisi, ciascuno costruito su una differente macro categoria di rischio (politica, economica, eventi naturali). I rischi di natura tecnica sono invece considerati nello scenario caratterizzato da rischi di carattere naturale. La Figura sotto riportata sintetizza la composizione degli scenari.

Figura 6 – Dettaglio degli scenari di crisi

Scenario	Descrizione	Rischi assunti	Durata	Probabilità
SC1 Stress Geo-politico	<ul style="list-style-type: none"> Alta instabilità politica Stress economico (instabilità e volatilità dei prezzi) 	<ul style="list-style-type: none"> Rivolte in Libia e Algeria, capacità Greenstream e Transmed azzerata Effetto re-direttamento su GNL dovuto alla instabilità dei prezzi 	Stagionale	1 su 20 anni
SC2 Eventi naturali estremi	<ul style="list-style-type: none"> Disastro naturale su una infrastruttura di import Guasto tecnico su campo di stoccaggio Eventi meteorologici estremi 	<ul style="list-style-type: none"> Alluvione/frana a Tarvisio (capacità TAG azzerata) Guasto sul campo di stoccaggio principale (capacità Fiume T. a zero) Neviccate eccezionali, produzione solare a zero 	Stagionale	1 su 50 anni
SC3 Stress economico- commerciale	<ul style="list-style-type: none"> Rischio economico con controversia commerciale Instabilità economica su GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Disputa commerciale con la Russia (TAG capacità a zero) Effetto Re-direttamento su GNL dovuto alla volatilità dei prezzi 	Media	1 su 50 anni

Fonte: Snam Rete Gas

- I. Il primo scenario (SC1) è uno scenario di crisi geo-politica che considera il rischio di nuove proteste e scontri nei paesi nordafricani, ovvero Algeria e Libia, dai quali l'Italia importa gas naturale. Si considera il maggior impatto ipotizzabile di tale rischio, ovvero la completa interruzione delle importazioni via gasdotto attraverso il Greenstream e il Transmed. All'interno di questo scenario si è poi considerato anche un rischio economico, ovvero la diversa destinazione delle navi metaniere GNL verso paesi con prezzi più elevati,

dovuto alla volatilità dei prezzi, effetto di un contesto geo-politico instabile. Tale rischio porta alla perdita della capacità di rigassificazione dei terminali GNL italiani non oggetto di contratti di lungo periodo, ovvero la capacità spot.

- II. Il secondo scenario (SC2) considera la crisi dovuta al contemporaneo accadimento di rischi dovuti ad eventi naturali estremi. Nel dettaglio si considera la riduzione della capacità del gasdotto TAG provocato dal verificarsi di una frana. In aggiunta si considera anche il verificarsi di nevicate eccezionali nel Nord del paese con conseguente azzeramento della capacità di generazione da fotovoltaico distribuito. Il verificarsi di tale rischio comporta la necessità di sopperire alla mancata produzione fotovoltaica ricorrendo alla generazione termoelettrica alimentata a gas naturale. È stato assunto, in via conservativa, che tutta la mancata produzione da fotovoltaico venga sostituita con generazione termoelettrica alimentata a gas. Ciò provoca un aumento della domanda di gas e una ulteriore riduzione del rapporto offerta/domanda per la valutazione degli impatti. Infine si è considerato, all'interno di questo scenario, anche il guasto tecnico al principale campo di stoccaggio, Fiume Treste, con conseguente azzeramento della capacità di erogazione.
- III. Il terzo scenario SC3 considera un particolare stress di origine economico-commerciale. In questo scenario si ipotizza il verificarsi di un'interruzione del gasdotto TAG dovuto ad una disputa commerciale tra Russia e Ucraina (come quella verificatasi nel 2009) con conseguente blocco delle forniture di gas russo verso l'Italia. In aggiunta si considera il rischio di alta volatilità ed instabilità dei prezzi del GNL che portano ad una diversa destinazione delle navi metaniere dirette ai rigassificatori italiani, non legate da contratti di lungo periodo.

Agli scenari di crisi è assegnata una probabilità di accadimento qualitativa, sulla base delle probabilità dei singoli rischi che li compongono. Negli scenari si ipotizza che i diversi rischi considerati avvengano congiuntamente e siano teoricamente non correlati (ad eccezione del rischio geo-politico in Libia e Algeria). Ciò riduce la probabilità di accadimento complessiva dello scenario.

Al fine di considerare ciò nel calcolo delle probabilità complessive degli scenari, si è deciso di attribuire ad ogni scenario il livello di probabilità di accadimento di un grado inferiore rispetto a quello più basso dei singoli rischi che lo compongono.

Ciò comporta che a tutti gli scenari di crisi simulati sia stata assegnata una probabilità di accadimento Molto bassa (livello 1 su 5) ad eccezione dello scenario SC1 di stress geo-politico al quale è assegnato un livello di probabilità Bassa (livello 2 su 5). La maggiore probabilità assegnata a questo scenario è dovuta al fatto che è l'unico scenario tra quelli ipotizzati ad avere al suo interno rischi tra di loro correlati. La correlazione fa sì che la probabilità di accadimento contemporaneo dei due rischi considerati sia maggiore rispetto alla probabilità di accadimento di due rischi completamente non correlati.

Tale metodologia permette di tenere conto della probabilità di avvenimento concomitante dei singoli rischi e della non correlazione fra rischi di categoria differente, pur essendo la valutazione delle probabilità basata su una scala qualitativa.

4.4. Valutazione degli impatti

I rischi identificati sono stati utilizzati per la composizione di differenti scenari di crisi al fine di valutare la capacità del sistema di far fronte alla domanda gas di punta con contemporaneità degli eventi di rischio, sui tre differenti orizzonti temporali.

La valutazione degli impatti è stata quantificata considerando sia le capacità di stoccaggio medie per il mese di gennaio sia quelle di febbraio. Tale analisi ipotizza per il mese di febbraio la riduzione delle capacità di erogazione di punta da stoccaggio dovuta al progressivo decremento di prestazioni col crescere dei volumi erogati dai giacimenti.

Anche per gli scenari di rischio, in maniera conservativa, è stato deciso di assumere come durata degli scenari di crisi quella con il maggior impatto in termini di riduzione dell'offerta, coerentemente con la durata dei singoli rischi che li compongono.

L'impatto dei rischi è stato quantificato mediante una scala di valutazione a 5 livelli individuati da differenti valori del rapporto tra offerta e domanda di gas.

I cinque livelli di impatto sono definiti come:

- trascurabile; l'offerta è superiore alla domanda, considerando un fattore medio di utilizzo dei gasdotti superiore al 65%, un fattore di utilizzo dei terminali di GNL pari alla media storica descritta sopra, e completa disponibilità della capacità contrattuale degli stoccaggi;
- significativo; l'offerta è superiore alla domanda, considerando un fattore medio di utilizzo dei gasdotti inferiore al 65%⁹, un fattore di utilizzo dei terminali di GNL pari alla media storica descritta sopra, e completa disponibilità della capacità contrattuale degli stoccaggi;
- severo; l'offerta è inferiore alla domanda e si rende necessario procedere all'attivazione dell'interrompibilità su base amministrata e della capacità ad olio "dual fuel" per ridurre i consumi di gas per la produzione di energia elettrica;
- rilevante; l'offerta è inferiore alla domanda e l'attivazione dei contratti interrompibili e delle centrali ad olio "dual fuel" non è sufficiente; parte della domanda gas da generazione termoelettrica e industria non può essere soddisfatta;
- catastrofico; l'offerta è inferiore alla domanda con parte della domanda dei clienti protetti che non può essere soddisfatta.

4.5. Valutazione dei rischi

L'ultima fase del processo di valutazione dei rischi secondo ISO 31000 è la valutazione dei rischi vera e propria, che ha come obiettivo quello di mostrare i risultati della fase precedente di analisi dei rischi nella maniera più efficace per identificare le priorità di intervento e fornire i giusti input per la fase di trattamento dei rischi.

4.5.1. Presentazione degli scenari di crisi e dei rischi identificati nella matrice probabilità/impatto

Nella Figura 7 è rappresentata la matrice dei rischi che mostra tutti i rischi identificati e gli scenari di crisi elaborati.

La maggior parte dei rischi identificati si colloca nel quadrante con bassa probabilità (livello 2) e impatto trascurabile (livello 1) e nel quadrante con bassa probabilità (livello 2) e impatto significativo (livello 2).

Tutti gli scenari di crisi ipotizzati hanno una probabilità di accadimento molto bassa (livello 1), ad eccezione dello scenario SC1 che ha un livello 2 di probabilità (dovuto alla correlazione dei rischi relativi alle forniture proveniente da Algeria e Libia).

Per quanto riguarda il livello degli impatti, gli scenari di crisi SC1 e SC3 si collocano nel quadrante ad impatto Rilevante (livello 4), mentre lo scenario SC2 si colloca nel quadrante ad impatto Significativo (livello 2).

⁹ DM 6 Febbraio 2015.

Figura 7 – Matrice dei rischi probabilità/impatto nel mese di gennaio

PROBABILITA'	Molto alta (5)	1 volta ogni (1) anno		P38			
	Alta (4)	1 volta ogni 3 anni		E54		P47	
	Media (3)	1 volta ogni 10 anni			P44		
	Bassa (2)	1 volta ogni 20 anni	T1 T2 T3 T4 T5 T6 T7 T8 T9 T10 T11 T12 T13 T19 T20 T21 T33 P53 N68 N69 N70 N71 N72 N73 N74 N75 N79	T24 T25 T26 T27 T28 T29 T30 T31 N61 N62 N63 N64 N65 N66		T32 P39	P42 SC1
	Molto bassa (1)	1 volta ogni 50 anni	T14 T16 T17 T18 T22 T23 E58 N76	T15 P40 P41 P48 P49 P50 P51 P52 E56 E57 SC2		E55	P45 P46 E59 SC3
			Trascurabile (1)	Significativo (2)	Severo (3)	Rilevante (4)	Catastrofico (5)
IMPATTO							

Fonte: Snam Rete Gas

Tra i singoli rischi quelli a maggior impatto sono:

- disordini in Libia (P38): tale rischio, pur avendo un impatto non superiore alla maggior parte dei rischi mappati (interruzione dell'import dal gasdotto Greenstream), risulta critico dato l'attuale contesto di guerra civile in Libia, che rende molto alta la probabilità di materializzazione dell'impatto;
- disordini in Ucraina (P47): tale rischio è caratterizzato da un impatto elevato (interruzione dell'import dal gasdotto TAG), ed ha una probabilità di accadimento alta data l'attuale condizione di instabilità che caratterizza i rapporti diplomatici intercorrenti tra Russia ed Ucraina.
- disordini in Russia (P42), disordini in Austria (P45) e disordini in Slovacchia (P46), con conseguente interruzione dell'import dal gasdotto TAG. Tali rischi si distinguono da quello derivante dai disordini in Ucraina (P47) in virtù di una inferiore probabilità di accadimento (rispettivamente Bassa e Molto bassa);
- contenzioso commerciale con la Russia (E59), con conseguente interruzione dell'import dal gasdotto TAG. Tale rischio, pur determinando un impatto elevato in termini di riduzione dell'offerta di gas, è caratterizzato da una probabilità di accadimento Molto bassa;

Tra i rischi di natura Tecnica, solo la riduzione del flusso dal Transmed dovuta a gas fuori standard (T32) si colloca nei quadranti corrispondenti alla mancata copertura della domanda (impatto da Severo a Catastrofico), a conferma della resilienza del sistema gas italiano.

La maggior parte dei rischi si colloca nella colonna corrispondente all'impatto trascurabile, ovvero corrispondente a un utilizzo dei gasdotti superiore al 65% e all'utilizzo massimo della capacità contrattuale degli stoccaggi.

4.5.2. Analisi di sensitività sulla matrice probabilità/impatto

La matrice che illustra gli scenari di crisi e i singoli rischi identificati è il punto di partenza per identificare gli scenari e/o i singoli rischi al di sopra della soglia di attenzione e che dunque meritano un'analisi più approfondita.

Come criterio di selezione si è ritenuto opportuno concentrarsi sui rischi e gli scenari che presentano una probabilità di accadimento pari o superiore al livello 2 - Bassa (con frequenza di accadimento di 1 volta ogni 20 anni o superiore) oppure che hanno impatti sull'offerta di gas almeno di livello 3 – Severo, tali da ridurre l'offerta al di sotto della domanda totale del periodo di riferimento.

Tali rischi e scenari sono evidenziati nella matrice in Figura 8, e corrispondono ai 12 quadranti in alto a destra della matrice.

I rischi caratterizzati invece da un livello di probabilità Molto basso o con impatti di livello 1 (Trascurabile) o 2 (Significativo) sono ritenuti di secondaria importanza, ma sono stati comunque analizzati nel presente capitolo. Inoltre, i rischi e gli scenari con probabilità di accadimento di una volta ogni 50 anni non sono considerati come rilevanti ai fini del dimensionamento del sistema gas.

Figura 8 – Area di attenzione nella matrice (probabilità superiore a 1 e impatto superiore a 2)

PROBABILITA'	Molto alta (5)	1 volta ogni (1) anno		P38			
	Alta (4)	1 volta ogni 3 anni		E54		P47	
	Media (3)	1 volta ogni 10 anni			P44		
	Bassa (2)	1 volta ogni 20 anni	T1 T2 T3 T4 T5 T6 T7 T8 T9 T10 T11 T12 T13 T19 T20 T21 T33 P53 N68 N69 N70 N71 N72 N73 N74 N75 N79	T24 T25 T26 T27 T28 T29 T30 T31 N61 N62 N63 N64 N65 N66	T32 P39	P42 SC1	
	Molto bassa (1)	1 volta ogni 50 anni	T14 T16 T17 T18 T22 T23 E58 N76	T15 P40 P41 P48 P49 P50 P51 P52 E56 E57 SC2	E55	P45 P46 E59 SC3	
			Trascurabile (1)	Significativo (2)	Severo (3)	Rilevante (4)	Catastrofico (5)
IMPATTO							

Fonte: Snam Rete Gas

Alla luce di questa analisi si nota come solamente cinque rischi ed uno scenario di crisi rimangano nell'area di attenzione identificata. Si tratta di:

- riduzione del flusso dal Transmed dovuta a gas fuori standard (T32);
- disordini in Algeria (P39) e disordini in Tunisia (P44), con conseguente interruzione dell'import dal gasdotto Transmed;
- disordini in Russia (P42) e disordini in Ucraina (P47), con conseguente interruzione dell'import dal gasdotto TAG;
- scenario di stress geo-politico (Scenario SC1) che, come ricordato precedentemente, ha una probabilità di accadimento superiore agli altri scenari per via della correlazione dei rischi che lo compongono. Tale scenario ipotizza una completa interruzione delle forniture di gas dall'Algeria e dalla Libia (azzeramento dei flussi rispettivamente del gasdotto Transmed e Greenstream) ed una diversa destinazione delle navi metaniere GNL dall'Italia verso altre zone di mercato maggiormente attrattive, con conseguente perdita della capacità *spot* presso i terminali GNL. Tale situazione di crisi esprime la sua massima criticità per il sistema gas italiano sullo scenario a 7 giorni ed è ritenuta avere una probabilità di accadimento di livello 2.

Per valutare la capacità del sistema gas italiano di far fronte ai potenziali rischi che rientrano nell'area di attenzione individuata, sono disponibili sia misure di massimizzazione dell'offerta sia misure per il contenimento della domanda che possono essere attivate per incrementare la capacità di offerta o ridurre la domanda, in situazioni critiche.

Le misure attivabili per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas sono esemplificate negli Allegati II e III del Regolamento SOS, suddivise tra misure di mercato e misure non di mercato e tra misure a livello della domanda e a livello dell'offerta.

Misure per la massimizzazione dell'offerta

- aumento delle importazioni, utilizzando la flessibilità dei contratti di import o facendo ricorso a contratti *spot*;
- utilizzo della capacità di *peak shaving* presso i terminali di rigassificazione di GNL;
- completo utilizzo della capacità di trasporto contrattualizzata e completo utilizzo degli "slot" contrattualizzati nei terminali di rigassificazione di GNL;
- incremento dell'erogazione da stoccaggio.

Misure per il contenimento della domanda

- riduzione della domanda di gas derivante da contratti interrompibili di natura commerciale;
- impiego di combustibili alternativi negli impianti industriali, sulla base di specifici accordi esistenti nei contratti di fornitura;
- ricorso ad impianti di produzione di energia elettrica alimentabili ad olio combustibile e altri combustibili diversi dal gas, sulla base di accordi di natura commerciale e delle indicazioni di Terna con conseguente riduzione della domanda relativa di gas;
- limitazione dell'utilizzo di gas per la produzione di energia elettrica per gli impianti non necessari all'equilibrio della rete elettrica italiana;
- riduzione obbligatoria dei prelievi di gas dei clienti industriali;
- riduzione dei consumi gas dei clienti del settore civile con definizione di nuove soglie di temperatura e/o orari per il riscaldamento.

I paragrafi che seguono mostrano i risultati di analisi di sensitività effettuate sulla matrice dei rischi, con l'attivazione di alcune misure di massimizzazione dell'offerta.

La Figura 9 mostra la matrice dei rischi a seguito dell'analisi di sensitività con:

- incremento delle immissioni di gas con l'attivazione della capacità di *peak shaving* presso i terminali di rigassificazione di GNL (pari a 109 MSm³);
- incremento dei flussi di importazioni ai livelli storici massimi di utilizzo.

Figura 9 – Matrice dei rischi con massimizzazione commerciale delle importazioni e attivazione *peak shaving*

PROBABILITA'	Molto alta (5)	1 volta ogni (1) anno	P38				
	Alta (4)	1 volta ogni 3 anni	E54		P47		
	Media (3)	1 volta ogni 10 anni		P44			
	Bassa (2)	1 volta ogni 20 anni	T1 T2 T3 T4 T5 T6 T7 T8 T9 T10 T11 T12 T13 T19 T20 T21 T24 T25 T26 T27 T28 T29 T30 T31 T33 P53 N62 N64 N65 N68 N69 N70 N71 N72 N73 N74 N75 N79	T32 P39 N61 N63 N66		P42 SC1	
	Molto bassa (1)	1 volta ogni 50 anni	T14 T16 T17 T18 T22 T23 P40 P41 P48 P50 P51 P52 E58 N76	T15 P49 E55 E56 E57 SC2		P45 P46 E59 SC3	
			Trascurabile (1)	Significativo (2)	Severo (3)	Rilevante (4)	Catastrofico (5)
IMPATTO							

Fonte: Snam Rete Gas

L'aumento delle importazioni e l'utilizzo della capacità di *peak shaving* permette di ridurre l'impatto della maggior parte dei rischi e degli scenari di crisi della matrice (Impatto superiore al livello 3 e probabilità di accadimento superiore al livello 1). Gli unici rischi a rimanere nell'area di attenzione precedentemente identificata sono:

- scenario di stress geopolitico (Scenario SC1);
- disordini in Russia (P42) e disordini in Ucraina (P47).

Lo scenario SC1 rimane nell'area di attenzione poiché a differenza degli altri scenari di crisi è caratterizzato da una probabilità di accadimento superiore (Bassa – livello 2) a causa della correlazione tra i singoli rischi che lo compongono. I rischi P42, e P47 rimangono in posizione invariata in quanto il massimo impatto da essi determinato sul sistema gas è di breve periodo (7 giorni), e pertanto non beneficiano di ulteriori incrementi del tasso di utilizzo dei gasdotti. Tale tasso è infatti espresso in questa analisi di sensitività come riallineamento al valore massimo registrato, coincidente appunto con il tasso di breve termine.

L'analisi di sensitività mostra come, grazie alle misure di utilizzo della capacità di *peak shaving* e incremento delle importazioni, si ottenga una parziale riduzione dei rischi che si collocano nell'area di attenzione al di sopra del livello di impatto Significativo con impatti sulla domanda e probabilità di accadimento superiore ad 1.

La Figura 10 mostra la matrice dei rischi a seguito della seconda analisi di sensitività, che prevede:

- la massimizzazione della punta di erogazione degli stoccaggi;
- l'obbligo di completo utilizzo della capacità di trasporto contrattualizzata (fattore di carico pari al 98%).

Figura 10 – Matrice dei rischi con aumento della capacità di erogazione da stoccaggio e massimizzazione imposta delle importazioni

PROBABILITÀ	Molto alta (5)	1 volta ogni (1) anno	P38				
	Alta (4)	1 volta ogni 3 anni	E54	P47			
	Media (3)	1 volta ogni 10 anni	P44				
	Bassa (2)	1 volta ogni 20 anni	T1 T2 T3 T4 T5 T6 T7 T8 T9 T10 T11 T12 T13 T19 T20 T21 T24 T25 T26 T27 T28 T29 T30 T31 T32 T33 P53 P39 N61 N62 N63 N64 N65 N66 N68 N69 N70 N71 N72 N73 N74 N75	P42 SC1			
	Molto bassa (1)	1 volta ogni 50 anni	T14 T15 T16 T17 T18 T22 T23 P40 P41 P48 P49 P50 P51 P52 E55 E56 E57 E58 N76 SC2	P45 P46 E59 SC3			
			Trascurabile (1)	Significativo (2)	Severo (3)	Rilevante (4)	Catastrofico (5)
IMPATTO							

Fonte: Snam Rete Gas

Si nota immediatamente come l'analisi di sensitività porta allo spostamento di tutti i rischi identificati e degli scenari di crisi ipotizzati ad un livello di impatto Trascurabile e Significativo (livello 1 e 2), dunque con una offerta di gas che si mantiene ben al di sopra della domanda, con un ragionevole margine di sicurezza.

Con l'attivazione delle misure di incremento delle importazioni e massimizzazione della punta di erogazione degli stoccaggi nessun rischio né scenario di crisi ha un impatto sulla domanda di gas del segmento termoelettrico (livello 4 – Rilevante), escludendo dunque qualsiasi effetto a spirale sul sistema elettrico (es. potenziali *blackout* con conseguenti effetti sul sistema gas).

Tale analisi dimostra ancora una volta la robustezza e la resilienza del sistema gas italiano nel fronteggiare sia i rischi identificati sia gli scenari di crisi ricadenti nell'area di attenzione individuata.

È utile notare, infine, da un punto di vista metodologico e dei risultati, che qualsiasi incremento della capacità di stoccaggio rispetto ai livelli contrattuali utilizzati nel calcolo va valutato caso per caso con dettaglio del periodo, delle condizioni, ecc.

5. Norme d'infrastruttura

5.1. Indicatore N-1 a livello nazionale

L'art. 6 del Regolamento SOS prevede che, entro il 3 dicembre 2014, nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti, determinata secondo la formula N-1, sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni.

L'Allegato A1 del Regolamento fornisce l'esatta articolazione per il calcolo della formula N-1 che, in caso di disponibilità di misure di contenimento della domanda, è espressa come segue:

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

Ai fini della verifica, per il sistema gas italiano sono stati considerati i seguenti parametri:

EP _m	Capacità di import disponibili nell'arco temporale considerato. Sono incluse le capacità di trasporto su base interrompibile, in quanto offerte sulla base di disponibilità tecniche valutate in coerenza con condizioni di mercato rappresentative della D _{max} . È inoltre inclusa la capacità di import presso il Punto di Entrata di Gorizia.
P _m	Capacità tecnica massima di produzione. Si intende la somma delle capacità tecniche massime di produzione giornaliera di tutti gli impianti di produzione del gas ai punti di entrata della rete nazionale. È stata valutata considerando le previsioni annue di produzione e dividendo per 355 giorni (si considerano 355 e non 365 giorni, secondo un approccio standard dell'industria).
S _m	Erogabilità massima tecnica di stoccaggio, definita come la somma della capacità massima tecnica di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di ingresso della rete nazionale, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche. La capacità massima utilizzata nel calcolo è la media mensile di gennaio, nell'ipotesi che non vi siano indisponibilità e che l'erogazione nei mesi precedenti avvenga in linea con gli impegni contrattuali.
LNG _m	Capacità tecnica massima dagli impianti GNL, ovvero il massimo valore di <i>send-out</i> degli impianti, tenuto conto di elementi critici come lo scarico, i servizi ausiliari, lo stoccaggio temporaneo e la capacità di rigassificazione di GNL.
I _m	Capacità massima del singolo Punto di Entrata della Rete Nazionale, corrispondente al punto di ingresso di Tarvisio.
D _{max}	La domanda giornaliera dell'intero mercato del gas italiano, determinata considerando le previsioni di consumo dei mercati non climatici e quelle dei mercati climatici nella condizioni di eccezionalità climatica valutata con probabilità di accadimento del 5% (1 volta ogni 20 anni, come descritto nell'Allegato 0/Allegato 1:).
D _{eff}	La quota parte della domanda che, in caso di interruzione della fornitura, può essere adeguatamente e tempestivamente coperta mediante le misure di mercato a livello di domanda. È posta uguale a 0 in quanto le aste per l'assegnazione di domanda interrompibile su base volontaria sono sostituite da altre misure (es. <i>peak shaving</i>).

La formula è valutata con i valori previsti per gli anni termici 2015/16 e 2018/19. È stato ritenuto opportuno valutare la formula anche nel 2018/19 per avere un quadro prospettico che includa le seguenti variazioni rispetto ai valori attuali:

- incremento previsto della D_{max};
- incremento previsto della produzione nazionale;
- incremento dell'erogabilità massima tecnica di stoccaggio, a seguito del raggiungimento della piena operatività di Bordolano.

L'introduzione della capacità bidirezionale non modifica i risultati del calcolo della formula N-1 in quanto, in base al Regolamento SOS, va considerata solamente la massima capacità tecnica di import, anche presso i punti in cui è stata realizzata capacità bidirezionale. La capacità di export non riduce il contributo della capacità di import ai fini del calcolo della formula N-1.

I valori utilizzati per il calcolo e i risultati sono riportati in Tabella 3.

La formula assume nel 2015/2016 un valore pari a 105,5%, che indica un sufficiente livello di margine del sistema gas italiano. Nel 2018/19 il valore aumenta a 107,5% grazie all'incremento della capacità di stoccaggio e della produzione nazionale, che più che compensano l'incremento della domanda giornaliera.

Tabella 3 – Indicatore N-1

Valutazione 2015		
[MSm³/g]	2015-2016	2018-2019
D_{max}	446,3	455,1
D _{eff}	-	-
EP_m	326,2	326,2
<i>Mazara del Vallo</i>	105,2	105,2
<i>Gela</i>	37,8	37,8
<i>Passo Gries</i>	64,4	64,4
Tarvisio	114,0	114,0
<i>Gorizia</i>	4,8	4,8
P_m	20,0	28,2
S_m	186,0	196,0
<i>Stogit</i>	180,0	190,0
<i>Edison Stoccaggio</i>	6,0	6,0
LNG	52,8	52,8
<i>Panigaglia</i>	11,4	11,4
<i>Livorno</i>	15,0	15,0
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4
I_m	114,0	114,0
N-1 [%]	105,5%	107,5%

Fonte: Snam

5.1.1. Valutazione delle congestioni nel caso di interruzione del flusso a Tarvisio o a Mazara del Vallo

Il calcolo dell'indicatore N-1, come descritto nelle pagine precedenti, fornisce risultati che indicano, per il requisito associato a tale indicatore, un sufficiente margine di sicurezza del sistema italiano nei confronti del soddisfacimento della domanda gas.

Ad integrazione dell'analisi circa la capacità del sistema di far fronte a una domanda in condizioni climatiche eccezionali senza il flusso di importazione da Tarvisio, sono state condotte alcune simulazioni per valutare se si possano determinare in particolari situazioni eventuali congestioni interne al sistema.

Utilizzando il proprio modello di simulazione del funzionamento della rete, Snam Rete Gas ha verificato che, in corrispondenza della domanda in condizioni climatiche eccezionali e con l'azzeramento della capacità o presso Tarvisio o presso Mazara, quali maggiori punti di immissione, il sistema è in grado di fornire il gas al mercato nel rispetto dei vincoli di pressione e di capacità massima degli impianti di rete.

Gli input imposti sono i seguenti:

- capacità di importazione a Gorizia pari a zero;
- domanda del mercato pari alla massima verificatasi durante l'anno 2014/15, in linea con la domanda massima assunta nel calcolo della formula N-1;
- capacità presso gli altri punti di import mediante gasdotti pari alla massima continua;
- in via conservativa, capacità presso il punto di Gela pari alla metà di quella disponibile per tenere conto di eventuali riduzioni come quelle verificatesi durante l'inizio della stagione invernale 2015/16;
- in via conservativa, capacità presso i terminali di Panigaglia e di Livorno pari a zero.

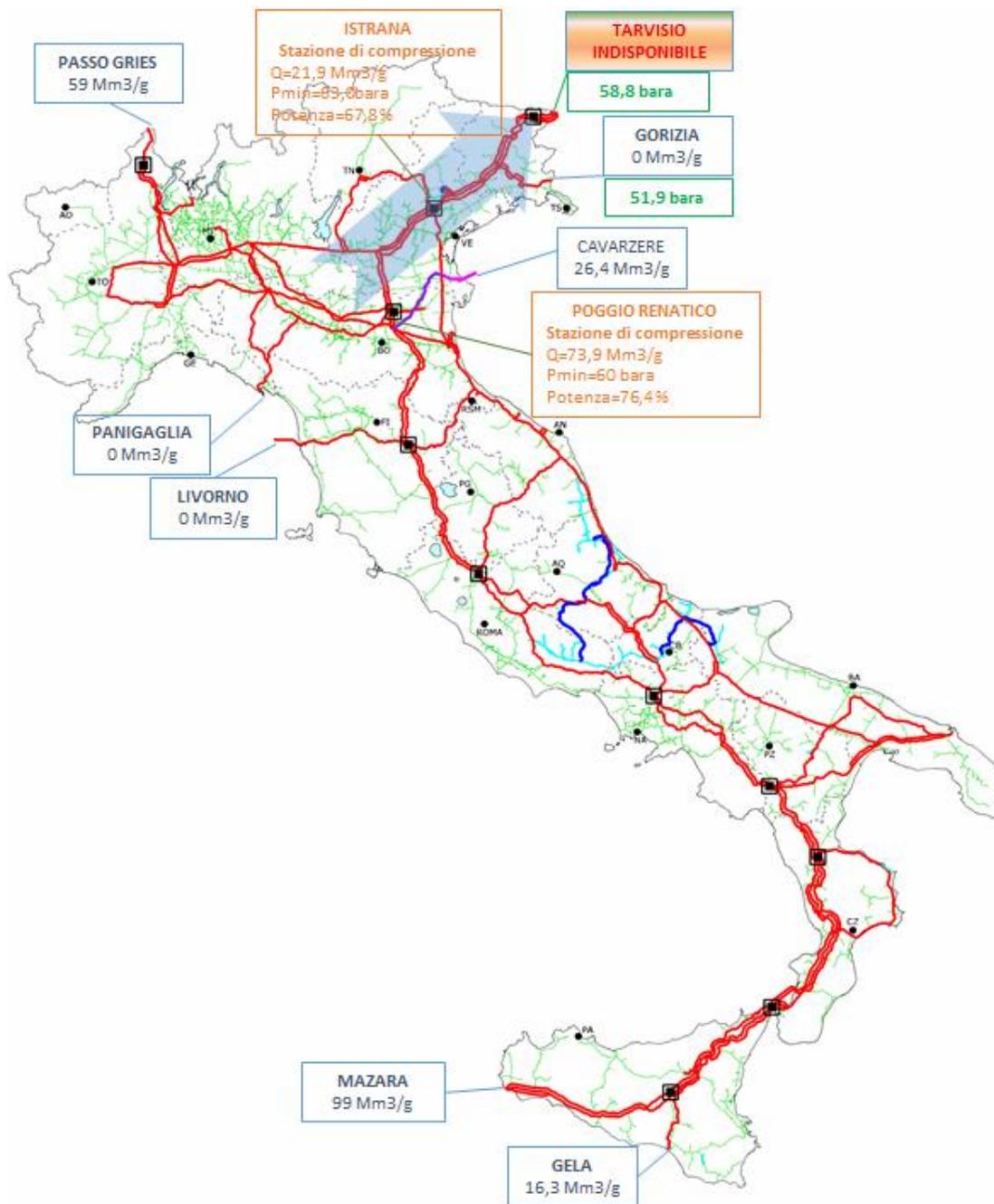
In caso di interruzione del flusso a Tarvisio si è verificato che non si determinano congestioni. La pressione minima di 50 bar è garantita su tutta la rete, la stazione di compressione di Poggio Renatico spinge il gas verso nord, con un grado di utilizzo della potenza pari al 53% e con rispetto dei vincoli di pressione a monte e a valle. La stazione di compressione di Istrana spinge il gas verso est, con un grado di utilizzo della potenza pari al 60% e con rispetto dei vincoli di pressione a monte e a valle.

Anche nel caso dell'interruzione presso il punto di entrata di Mazara del Vallo i risultati della simulazione confermano la capacità del sistema di far fronte alla domanda. Gli input di calcolo sono analoghi, la capacità presso il punto di Mazara del Vallo è posta a zero mentre quelle presso Tarvisio e Gorizia sono poste pari alla capacità massima continua. In questo caso la pressione minima di 50 bar è garantita su tutta la rete, la stazione di compressione di Poggio Renatico e Terranuova Bracciolini spingono il gas verso sud, con un grado di utilizzo della potenza rispettivamente pari al 61% e al 68%, vengono rispettati i vincoli di pressione a monte e a valle. In questa simulazione, il gas da nord arriva fino al mercato della Calabria.

La Figura 11 e Figura 12 riportano una rappresentazione schematica delle assunzioni e dei risultati del calcolo delle congestioni.

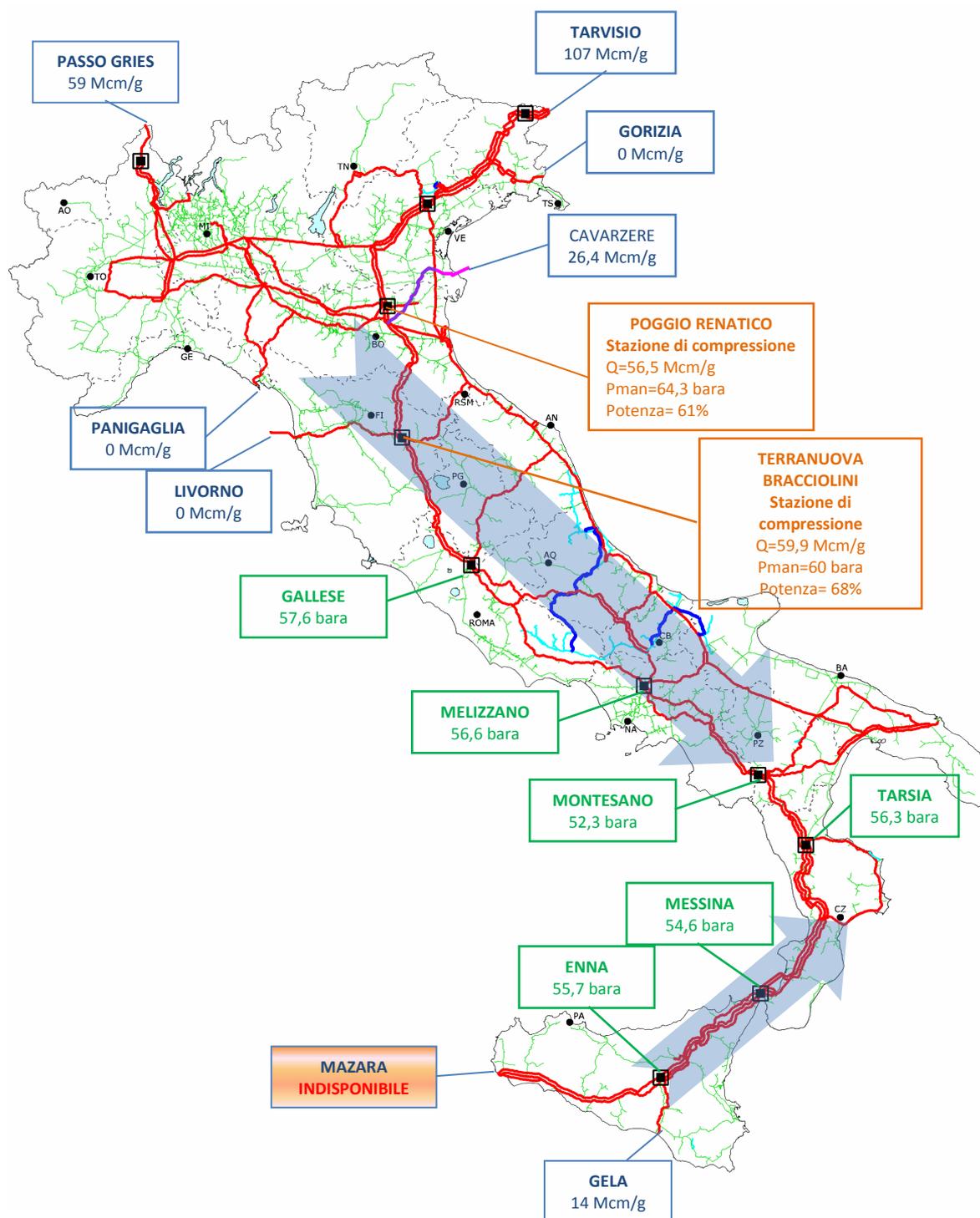
Il modello di simulazione utilizzato da Snam Rete Gas è stato validato dal Politecnico di Milano. Il modello è usato anche nel processo di definizione della capacità di trasporto, certificato secondo la norma UNI EN ISO 9001:2008 da DNV.

Figura 11 – Risultati delle analisi delle congestioni con interruzione a Tarvisio



Fonte: Snam Rete Gas, risultati delle analisi delle congestioni con interruzione a Tarvisio

Figura 12 – Risultati delle analisi delle congestioni con interruzione a Mazara del Vallo



Fonte: Snam Rete Gas, risultati delle analisi delle congestioni con interruzione a Mazara del Vallo

5.1.2. Analisi della capacità bidirezionale

L'art. 6, paragrafo 5, del Regolamento prevede che entro il 3 dicembre 2013 i gestori dei sistemi di trasporto realizzino una capacità bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati Membri. In particolare, secondo il comma 6 del medesimo articolo, qualora una capacità bidirezionale esista già

o sia in costruzione per una specifica interconnessione transfrontaliera, l'obbligo di cui al paragrafo 5 si considera rispettato.

Il Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93, include inoltre l'interconnessione con la Svizzera quale punto presso cui sviluppare capacità bidirezionale.

Ad oggi sono disponibili capacità fisiche in contro flusso presso i seguenti punti:

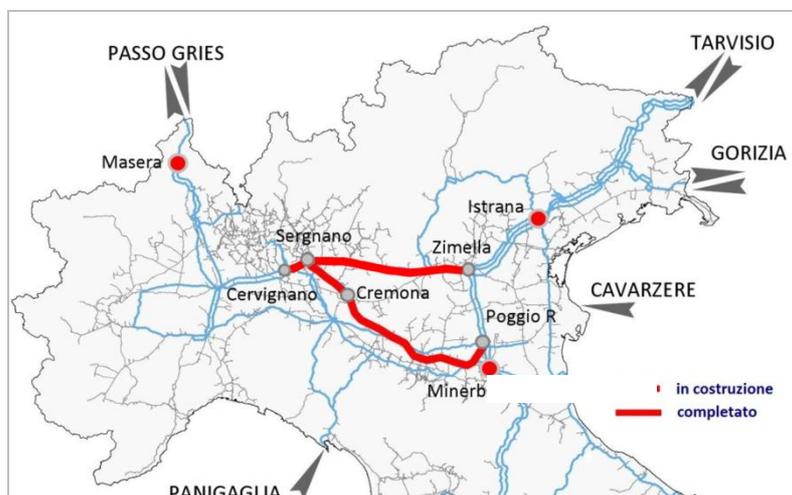
- punto di uscita di Tarvisio, con una capacità pari a 18 MSm³/g fisici dall'Italia verso l'Austria;
- punto di uscita di Passo Gries, con una capacità pari a 5 MSm³/g dall'Italia verso la Svizzera. Da ottobre 2015 tale capacità, fino ad allora resa disponibile come capacità "virtuale", è divenuta fisica a seguito dell'ultimazione della prima fase delle opere di potenziamento finalizzate a incrementare la flessibilità e la sicurezza di alimentazione del mercato dell'area Nord Occidentale del Paese;
- punto di uscita di Gorizia, con una capacità pari a 4,4 MSm³/g dall'Italia verso la Slovenia, stato membro UE.

Il flusso di 18 MSm³/g in uscita a Tarvisio è una capacità interrompibile subordinata alla presenza di un flusso fisico in ingresso o nullo a Passo Gries.

Il principale progetto di sviluppo incluso nel Piano Decennale 2015-2024 di Snam Rete Gas riguarda il "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" ed è finalizzato principalmente ad incrementare la flessibilità e la sicurezza di alimentazione del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese. Il progetto è inoltre rivolto al potenziamento della capacità in uscita presso il punto di interconnessione di Passo Gries.

Il progetto permetterà infatti un'ulteriore evoluzione della capacità in esportazione fino a 40 MSm³/g per il punto di Passo Gries. Per il punto di Tarvisio sarà disponibile un flusso fisico pari a 18 MSm³/g. Il massimo flusso fisico contemporaneo consentito in uscita da entrambi i punti sarà al massimo pari a 40 MSm³/g.

Figura 13 – Potenziamenti finalizzati al supporto del mercato Nord-Ovest

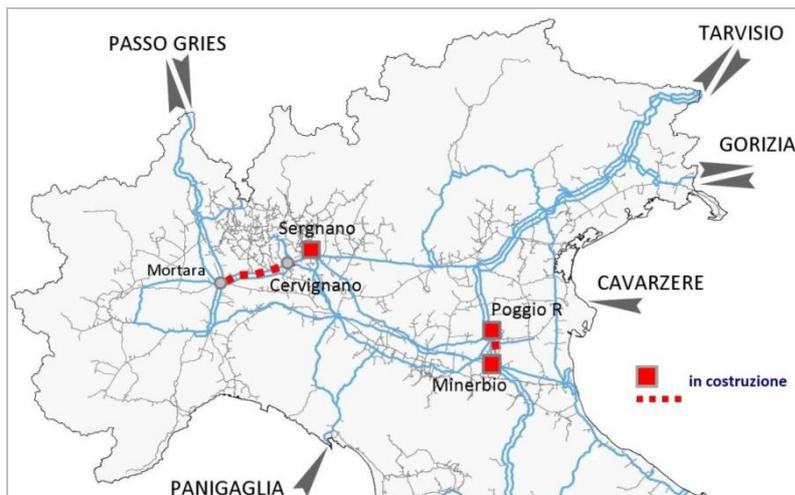


Fonte: Snam Rete Gas

Nella seconda fase del progetto verranno realizzati i seguenti interventi:

- realizzazione dei metanodotti Cervignano – Mortara (62 chilometri) e Minerbio – Poggio Renatico (19 chilometri);
- realizzazione dei nuovi impianti di compressione di Minerbio (24 MW) e di Sergnano (45 MW);
- potenziamento dell'impianto di compressione esistente di Poggio Renatico (+25 MW).

Figura 14 – Potenziamenti finalizzati al supporto del mercato Nord-Ovest e ai flussi bidirezionali transfrontalieri



Fonte: Snam Rete Gas

La rete di Snam Rete Gas S.p.A. prevede anche di poter garantire la bidirezionalità lungo la dorsale del Transmed, importante direttrice di flussi gas dal Nord Africa.

E' presente anche una capacità in sola esportazione verso la Svizzera, presso il punto di uscita di Bizzarone.

5.1.3. Indicatori di resilienza del sistema

In aggiunta a quanto espressamente richiesto dal Regolamento SOS, il sistema italiano del gas è stato valutato sotto il profilo di altri indicatori di resilienza, definiti da ENTSOG. Si tratta degli indici di:

- dipendenza dalle importazioni (*Import Dependence Index o IDI*);
- diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index o IRDI*);
- flessibilità residua (*Remaining Flexibility Index o RFI*).

L'indicatore di dipendenza dalle importazioni misura il grado di copertura della domanda giornaliera a carico degli stoccaggi e della produzione nazionale, ed è indice della sicurezza degli approvvigionamenti di un mercato gas. L'indicatore assume valori tra 0% e 100%, in quest'ultimo caso indicando una dipendenza totale del sistema dalle importazioni.

L'indicatore di diversificazione delle fonti di approvvigionamento è costruito sulla logica dell'indice di *Herfindahl – Hirschman*, e misura il grado di concentrazione delle fonti e delle capacità di import. L'indicatore può assumere valori compresi tra 0 e 10.000, in questo ultimo caso indicando una grado di concentrazione massimo. Secondo ENTSOG non esistono soglie definite, anche se valori compresi nel primo terzo dell'intervallo (0 – 3.300) sono sicuramente indicativi di una buona diversificazione. L'indicatore fornisce informazioni sia in merito alla sicurezza degli approvvigionamenti sia al grado di competitività di un mercato gas.

L'indicatore di flessibilità residua valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda. Maggiore è la capacità residua, maggiore è anche la flessibilità a favore degli utenti della rete che possono modificare i programmi dei flussi di gas. L'indicatore assume valori tra 0% e 100%, nel primo caso indicando mancanza di flessibilità, e fornisce una valutazione principalmente in merito alla integrazione dei mercati ma anche alla sicurezza degli approvvigionamenti. ENTSOG considera valori sotto al 5% come indicativi di situazioni critiche. L'indicatore utilizzato in questa sede considera tutti i flussi in ingresso, e tutta la capacità di

approvvigionamento, mentre l'indicatore definito da ENTSOG considera i soli flussi in ingresso attraverso i gasdotti e le relative capacità presso ogni punto di interconnessione.

La tabella sotto riporta il valore degli indicatori assunto negli anni 2015/16 e 2018/19.

Tabella 4 – Indicatori di resilienza del sistema

	IDI	IRDI	RFI
Valore 2015/16	68%	2.181	11%
Valore 2018/19	67%	2.181	13%

Fonte: Elaborazioni su dati Snam

L'indice di dipendenza dalle importazioni mostra valori elevati, come è da attendersi per il sistema italiano in cui la produzione nazionale copre solamente una limitata percentuale della domanda. Il valore migliora leggermente in ragione dell'incremento congiunto della capacità di stoccaggio e della produzione nazionale.

Particolarmente interessante è il risultato dell'indice di diversificazione delle fonti. Il valore di 2.181 è basso e indica una buona diversificazione del sistema italiano. Il valore rimane invariato nel 2018/2019.

L'indice di flessibilità residua, infine, consente agli utenti del sistema di trasporto buoni margini di flessibilità. Anche in questo caso, il valore migliora nel 2018/2019 grazie all'incremento della capacità di stoccaggio e della produzione nazionale, che più che compensano l'incremento di domanda di punta.

6. Conformità alla norma di fornitura

6.1. Definizione di “clienti protetti” e relativa domanda

I clienti “protetti”, cioè i clienti per i quali vige una tutela dell'approvvigionamento di gas naturale anche in situazioni di emergenza del sistema, sono stati definiti dall'art. 7 del D.Lgs 93/11, come “i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza nonché i clienti civili e non civili, con consumo non superiore a 50.000 Sm³ annui”.

La dicitura sopra riportata trae origine dalla definizione di clienti protetti prevista del Regolamento SOS, secondo la quale tale categoria è rappresentata da “*tutti gli utenti domestici collegati ad una rete di distribuzione del gas che possono comprendere, qualora lo Stato Membro interessato lo decida, anche:*

- *le piccole medie imprese, a condizione che siano collegate ad una rete di distribuzione del gas, e i soggetti che erogano servizi sociali essenziali, a condizione che siano connessi ad una rete di distribuzione o di trasporto del gas, sempre che tale clientela aggiuntiva non rappresenti più del 20% dell'utenza finale; e/o*
- *gli impianti di teleriscaldamento che servono sia gli utenti domestici sia gli utenti di cui al bullet precedente, a condizione che gli impianti non siano convertibili ad altri combustibili e che siano collegati con una rete di distribuzione o di trasporto del gas”.*

Durante il processo di consultazione per la revisione del Regolamento SOS, alcuni soggetti hanno rilevato l'opportunità di formulare una definizione unica a livello europeo, che garantisca parità di trattamento dei clienti protetti in tutti gli Stati Membri, in caso di emergenza gestita in ambito regionale.

In attesa della conclusione del processo e dell'approvazione del progetto di nuovo regolamento pubblicato il 16 Febbraio 2016, si mantiene la conformità con la definizione nazionale contenuta nell' art. 7 del D.Lgs 93/11.

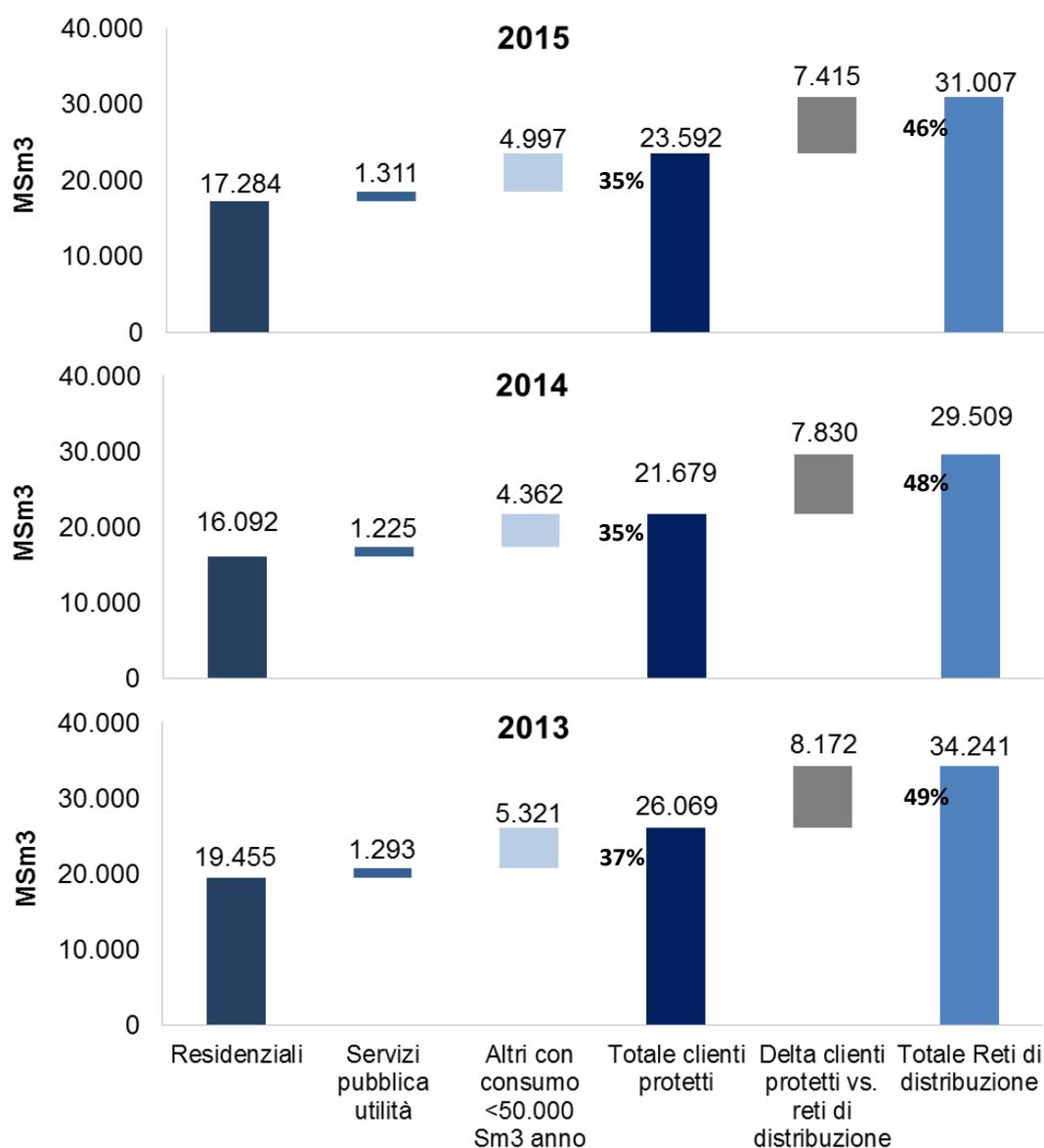
Ai fini della valutazione dei rischi del presente Documento, la domanda dei clienti "protetti" è considerata pari a quella del mercato interconnesso alla rete di trasporto mediante i punti di riconsegna alle reti di distribuzione cittadina, calcolata da Snam, ridotta del consumo dei clienti non domestici e non riconducibili ad attività di pubblica utilità con domanda annua superiore a 50.000 Sm³.

La differenza tra la domanda dei consumatori collegati alle reti di distribuzione e la domanda dei clienti protetti calcolata su dati AEEGSI (Relazione annuale) è pari a circa 8 GSm³ annui nel triennio 2013-2015 (si veda Figura 15). Tale differenza rappresenta una quota non trascurabile della domanda complessiva da reti di distribuzione e pertanto si ritiene necessario escluderla dal calcolo ai sensi dell'art. 8 per non incorrere in un'eccessiva sovrastima della domanda dei clienti protetti.

In particolare, per il calcolo della domanda dei clienti protetti, è stata utilizzata la seguente metodologia:

- calcolo della domanda totale da clienti protetti come somma del consumo totale delle voci "Domestico", "Condominio uso domestico", "Attività di servizio pubblico" e della quota di consumi relativi ai clienti non domestici con consumo non superiore a 50.000 Sm³ annui (Commercio e servizi, Industria, Generazione elettrica);
- calcolo della quota di domanda totale da reti di distribuzione eccedente la domanda totale da clienti protetti calcolata al punto precedente. Tale valore è stato quantificato come la media degli tre ultimi anni (2013, 2014, 2015), nei quali ha assunto un peso sostanzialmente costante (rispettivamente 23,9%, 26,5% e 23,9%). Tale eccedenza è stata ripartita su base giornaliera (considerando 365 giorni/anno) e applicata agli scenari di domanda rilevanti ai fini del calcolo descritto nell'art. 8. Si è assunto pertanto che il profilo giornaliero di tale quota sia uniforme e quindi non riconducibile a consumi termici.
- scorporo della quota eccedente calcolata al punto precedente dalla domanda giornaliera da reti di distribuzione fornita da Snam.

Figura 15 – Consumi dei clienti protetti e delle reti di distribuzione (MSm3)



La % rappresenta la quota della domanda totale coperta, rispettivamente, dai "clienti protetti" e dalle reti di distribuzione

Fonte: Elaborazioni su dati Relazioni annuali 2014, 2015, 2016 AEEGSI

6.2. Garanzia dell'approvvigionamento ai clienti protetti

Secondo l'art. 8 del Regolamento SOS, ai clienti protetti deve essere garantito l'approvvigionamento di gas nei seguenti casi:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette (7) giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni (art. 8.1 a);
- qualsiasi periodo di almeno trenta (30) giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni (art. 8.1 b);
- un periodo di almeno trenta (30) giorni in caso di guasto della principale infrastruttura del gas, ovvero in caso di interruzione della capacità presso Tarvisio, in condizioni invernali medie (art. 8.1 c).

Il primo e il secondo caso fanno riferimento, rispettivamente, al periodo di freddo intenso per sette e trenta giorni consecutivi, mentre l'ultimo caso fa riferimento a qualsiasi periodo di trenta giorni in condizioni invernali medie.

La domanda per il periodo di sette giorni di freddo intenso e per i periodi di trenta giorni di freddo intenso e di freddo medio è stata calcolata con un'analisi delle serie storiche sul periodo 1962 - 2013.

Le assunzioni alla base del calcolo sono le seguenti:

- il calcolo è svolto, sia per quanto riguarda la domanda dei sette giorni sia per quella dei trenta giorni, assumendo le condizioni di fornitura del mese di gennaio, di febbraio e di marzo;
- il calcolo è svolto nell'ipotesi di riempimento completo degli stoccaggi (con 12,2 GSm³ di *working gas*¹⁰);
- il calcolo è inoltre svolto assumendo un tasso di utilizzo dei gasdotti¹¹ pari al valore massimo che si è verificato negli anni termici dal 2012/2013 al 2014/2015 della media dei valori massimi verificatisi nei periodi di 7 e 30 giorni;
- per i tassi di utilizzo dei terminali di GNL è stato utilizzato il medesimo approccio descritto per i gasdotti. L'arco temporale considerato (dal 2012/2013 al 2014/2015) consente di includere nella stima gli anni termici in cui si è verificato un basso utilizzo dei terminali di Panigaglia e di Livorno, che, in base alle previsioni, dovrebbe rimanere tale nei prossimi anni.

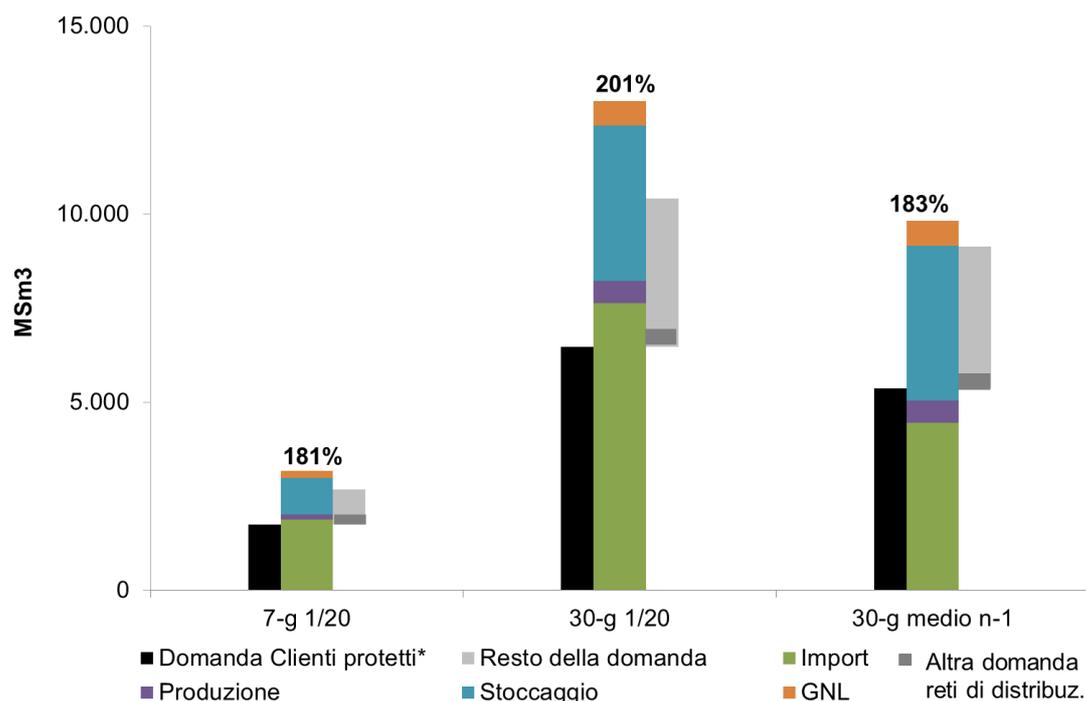
È stato ritenuto opportuno calcolare tali tassi di utilizzo su un orizzonte temporale molto recente per tenere in debito conto le condizioni di mercato esistenti.

Nel diagramma di Figura 16 sono rappresentate la domanda (in nero quella dei clienti protetti e in grigio il resto della domanda) e le fonti di approvvigionamento per il mese di gennaio. L'offerta è sempre ben al di sopra della domanda dei clienti protetti, con percentuali che vanno da 181% nel caso dei sette giorni, a 201% e 183% nel caso dei trenta giorni, in condizioni climatiche estreme e in condizioni climatiche normali senza disponibilità di import da Tarvisio, rispettivamente.

¹⁰ Stogit: 11,5 GSm³; Edison: 743 MSm³.

¹¹ Volume di gas di fornitura effettivamente trasportato in rapporto alla capacità massima dei gasdotti.

Figura 16 – Copertura della domanda dei clienti protetti a gennaio



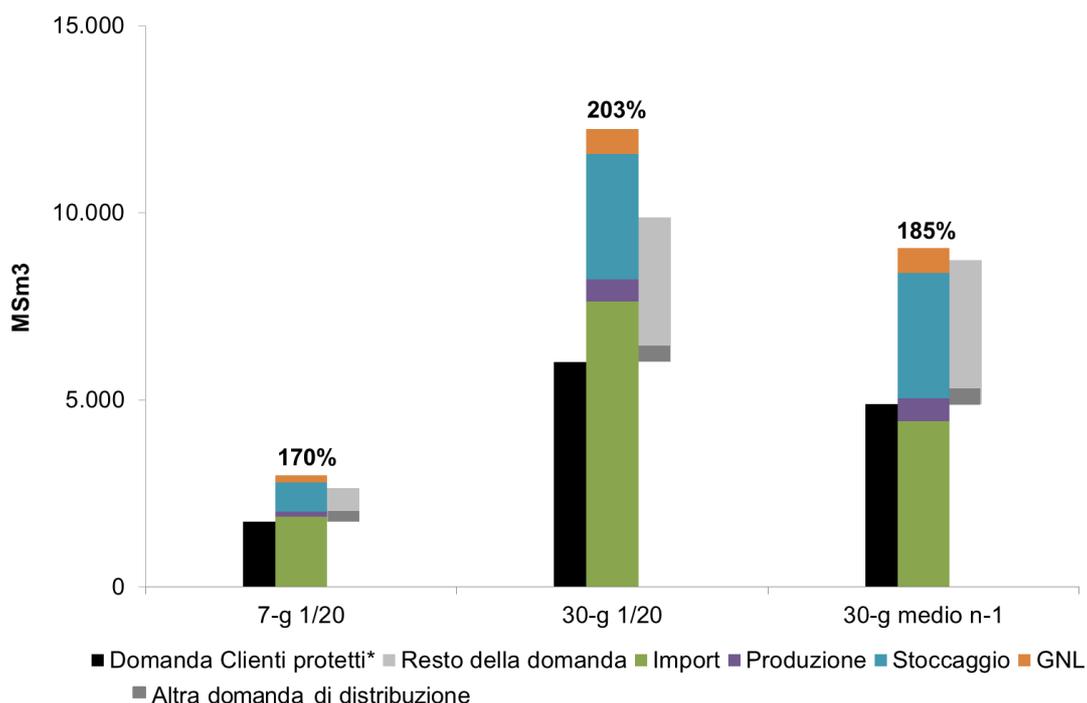
Fonte: Elaborazioni su dati Snam; * Domanda reti di distribuzione ridotta del consumo dei clienti non domestici e non riconducibili ad attività di pubblica utilità con domanda annua superiore a 50.000 Sm³

Anche le simulazioni di febbraio e marzo danno risultati molto positivi relativamente alla copertura della domanda dei clienti protetti. Confrontando i casi di gennaio e di febbraio nel caso dei sette giorni si osserva che febbraio presenta una minor capacità di erogazione degli stoccaggi e una domanda dei clienti protetti sostanzialmente comparabile. Nonostante ciò, il dato relativo a febbraio risulta comunque ampiamente positivo (170%). Nel caso dei trenta giorni la diminuzione della capacità di erogazione è compensata in febbraio da una domanda minore dei clienti protetti (soprattutto nel caso di condizioni climatiche estreme), e pertanto i risultati sono altrettanto positivi rispetto a quelli registrati per il mese di gennaio.

I risultati sono analoghi se si confrontano i mesi di febbraio e di marzo (Figure sotto riportate). In questo caso, in ciascuno scenario la differenza tra le domande dei clienti protetti è ancora maggiore della differenza tra le capacità di erogazione. I risultati del mese di marzo sono migliori di quelli di febbraio e quindi migliori di quelli di gennaio.

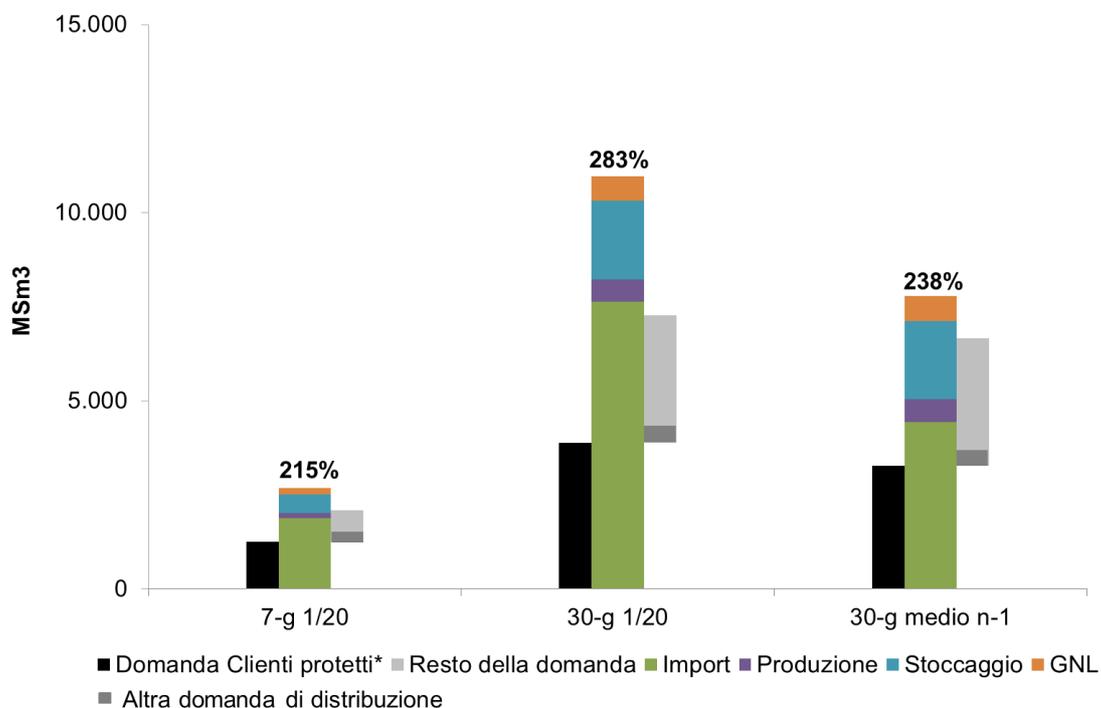
Le analisi sopra riportate sono state svolte in accordo alla definizione corretta di clienti protetti. Tali analisi danno esiti ampiamente positivi. I tassi di copertura sono stati inoltre calcolati considerando la domanda delle reti di distribuzione nella sua interezza, senza scorporare il consumo dei clienti non domestici e non riconducibili ad attività di pubblica utilità con domanda annua superiore a 50.000 Sm³. Anche in questo caso, l'offerta è sempre ben al di sopra della domanda. A titolo esemplificativo, per il mese di gennaio le percentuali di copertura vanno da 166% nel caso dei sette giorni, a 183% e 164% nel caso dei trenta giorni, in condizioni climatiche estreme e in condizioni climatiche normali senza disponibilità di import da Tarvisio, rispettivamente.

Figura 17 – Copertura della domanda dei clienti protetti a febbraio



Fonte: Elaborazioni su dati Snam; * Domanda reti di distribuzione ridotta del consumo dei clienti non domestici e non riconducibili ad attività di pubblica utilità con domanda annua superiore a 50.000 Sm³

Figura 18 – Copertura della domanda dei clienti protetti a marzo



Fonte: Elaborazioni su dati Snam; * Domanda reti di distribuzione ridotta del consumo dei clienti non domestici e non riconducibili ad attività di pubblica utilità con domanda annua superiore a 50.000 Sm³

Sono state infine svolte analisi di sensitività per determinare il tasso di utilizzo dei gasdotti necessario a soddisfare la domanda totale. I risultati sono riportati in Tabella 5 per il mese di gennaio. Nel caso a 7 giorni il tasso minimo di utilizzo dei gasdotti necessario a garantire la copertura della domanda totale è 61%. Il tasso è in linea con quello medio di utilizzo dei gasdotti nel periodo da ottobre a marzo, pari a circa il 65%. Si noti che quest'ultimo tasso è quello riportato nel DM 6 febbraio 2015, sulle misure in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas naturale nell'ambito dello stoccaggio, all'art. 2, comma 2. Il tasso minimo di utilizzo dei gasdotti negli altri due casi è inferiore essendo la domanda su 30 giorni, specialmente quella in condizioni normali, meno che proporzionale al numero di giorni se confrontata con quella su 7 giorni in condizioni climatiche eccezionali.

Tabella 5 – Sensitività sul tasso di utilizzo dei gasdotti e sulla copertura della domanda dei Clienti protetti

%	Gennaio		
	7-g 1/20	30-g 1/20	30-g n-1
Utilizzo minimo gasdotti per copertura Domanda totale	61%	51%	59%

Fonte: Elaborazioni su dati Snam

6.3. Misure legislative di tutela dei clienti protetti

L'esito positivo del calcolo ai sensi dell'art. 8, di cui al precedente Paragrafo 3, basato su un confronto tra volumi di domanda e di offerta, non garantisce di per sé la fornitura ai clienti protetti se non in aggiunta a misure di effettivo controllo e tutela dei flussi verso tali clienti.

I flussi di gas possono essere controllati in corrispondenza dei punti di riconsegna alle reti di distribuzione e in generale in corrispondenza dei punti di uscita dalla rete regionale di trasporto¹². La possibilità di intervenire sui flussi verso i consumatori connessi direttamente alla rete di trasmissione, quali industriali e termoelettrici, rappresenta una misura di tutela per la domanda delle reti di distribuzione e conseguentemente dei clienti protetti e pertanto la scelta più efficace risulta quella di intervenire sulla rete di trasmissione stessa. Risulterebbe invece particolarmente complesso, tenuto conto anche dell'elevato numero di imprese di distribuzione, controllare i flussi gas sui clienti finali interconnessi direttamente con le reti di distribuzione.

Ci sono altre misure, di carattere normativo, poste a tutela dei clienti protetti. La prima misura è rappresentata da un'adeguata capacità erogativa degli stoccaggi durante il periodo di svasso invernale. Tale capacità è finalizzata a salvaguardare la possibilità da parte del sistema gas di far fronte alla punta di erogazione dovuta al carico termico, tipicamente riconducibile alle esigenze di consumo dei clienti protetti. Il MiSE elabora ogni anno (nel mese di febbraio) una curva di svasso previsionale coerente con le stime di domanda di punta per l'anno termico successivo. Tale curva viene successivamente aggiornata da Stogit all'inizio dell'anno termico (ottobre) sulla base dell'effettiva disponibilità di gas negli stoccaggi.

Ulteriori misure di tutela sono previste nell'ambito del Piano di Emergenza, rivolte tuttavia alla salvaguardia di tutta la domanda gas e non solo di quella dei clienti protetti. L'attivazione delle misure in esso contenute è prevista in situazioni di allerta / emergenza tipicamente riconducibili al rischio di mancata copertura della domanda totale di gas. Tra esse si citano:

¹² I punti di riconsegna relativi alle reti di distribuzione possono peraltro essere riconducibili anche ad altre categorie oltre ai clienti protetti.

- disponibilità di una riserva strategica di gas negli stoccaggi. In caso di bisogno ulteriore di *working gas* a fine stagione (oltre la giacenza commerciale) è previsto che i consumatori siano forniti attingendo al gas di riserva strategica, il cui volume è definito dal MiSE e per l'anno 2015/16 è pari a 4,6 GSm³.
- capacità di sostituzione di quota parte del parco di generazione elettrica alimentato a gas con impianti alimentati da altri combustibili (*dual fuel*);
- utilizzo di stoccaggi di GNL con funzioni di *peak shaving*;
- interrompibilità su base amministrata dei clienti industriali. Tale misura viene abilitata mediante l'indizione di apposite aste per l'assegnazione della domanda interrompibile¹³.

È decaduto il diritto di accesso alla capacità di modulazione da parte degli operatori che svolgono attività di vendita e che servono il mercato civile, obbligati a fornire anche il servizio di modulazione ai loro clienti ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs n.164 del 23 maggio 2000. Al contempo, per le esigenze di tutela dei clienti di cui all'articolo 12, comma 7 del d Lgs 164/00, il legislatore ha ritenuto opportuno destinare la maggior parte della capacità di stoccaggio di modulazione ad un servizio caratterizzato da un profilo di erogazione studiato in funzione delle esigenze dei clienti sopracitati, da assegnare mediante meccanismi di mercato prioritariamente rispetto agli altri servizi, come descritto in precedenza.

7. Misure preventive

Alla luce dei risultati della Valutazione dei Rischi di cui al precedente Paragrafo 1 e del rispetto delle norme in materia di infrastrutture e di approvvigionamento, di cui agli articoli 6 e 8 del Regolamento, il presente Piano individua le possibili azioni di miglioramento della sicurezza complessiva del sistema gas Italiano, sviluppabili nel breve e nel medio periodo e tenuto conto delle misure di contenimento e prevenzione del rischio già in atto e descritte nel Piano di emergenza.

7.1. Rischi identificati e misure preventive di riferimento

La Tabella 6 riporta le macro-categorie di rischi – tecnici (T); politici (P); economici (E); eventi naturali (N) – identificati nel documento di Valutazione dei Rischi e suddivisi in principali categorie di rischi di riferimento. Per ogni categoria sono riportate le misure preventive per la gestione e il contenimento del rischio in essere.

Tabella 6 – Misure preventive

Macro-categoria	Categoria	Misura preventiva
Tecnica (T)	Guasto alle infrastrutture	<p>Monitoraggio in remoto e principio della ridondanza</p> <p>Monitoraggio in remoto del funzionamento degli impianti grazie ad un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) e a una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento.</p> <p>Nella progettazione e nell'esercizio del sistema del gas viene inoltre adottato il principio della ridondanza impiantistica (es. magliatura della rete, unità di scorta nelle centrali di compressione, ecc.).</p>

¹³ Tali aste non sono state indette per l'anno termico 2015/2016.

Macro-categoria	Categoria	Misura preventiva
	Qualità del gas	<p>Sistemi per la misura della qualità del gas</p> <p>Il gas fuori specifica viene intercettato grazie alle dotazioni tecnologiche della rete di trasporto quali sistemi per la misura della qualità del gas, con misura puntuale per ogni immissione, continua (con gascromatografo) e discontinua (con prelievo a campione e analisi di laboratorio) a seconda dei parametri da rilevare e delle capacità del punto di immissione; per le riconsegne, sono effettuate misure di Potere Calorifico Superiore in modalità continua per ogni AOP (Area Omogenea di Prelievo).</p> <p>Tutti i gasdotti esteri interconnessi con i punti di immissione della rete italiana, ad eccezione di Greenstream, metanodotto proveniente dalla Libia, attraversano altri Paesi prima di raggiungere l'Italia. I gestori di rete di tali paesi provvedono a segnalare in anticipo il problema grazie ad opportuni accordi di cooperazione stipulati con Snam Rete Gas. L'<i>entry point</i> di Greenstream, come gli altri punti di importazione, è dotato di specifici strumenti di misura della qualità del gas che in caso di alterazioni rilevanti segnalano immediatamente il problema al centro di dispacciamento e controllo di Snam Rete Gas.</p>
	Collasso infrastrutture comunicazione e controllo ICT	<p>Ridondanza di infrastrutture di comunicazione e controllo ICT</p> <p>Le infrastrutture informatiche a supporto del sistema gas italiano sono periodicamente sottoposte a test finalizzati a verificarne il mantenimento degli standard e garantire la sicurezza dei sistemi e delle informazioni.</p> <p>La sala controllo del Dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.</p> <p>Le procedure presenti in Snam per la continuità operativa attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da compromettere la normale operatività dei processi critici, con l'obiettivo di garantire un livello di servizio minimo.</p>
	Blackout elettrico	<p>Alimentazione a gas delle centrali di compressione dislocate lungo la rete</p> <p>Un eventuale blackout della rete elettrica non avrebbe alcun impatto critico sul sistema in quanto di fatto andrebbe a ridurre la domanda di gas (principalmente del settore industriale che in caso di blackout dovrebbe interrompere la produzione) e incrementerebbe eventualmente l'iniezione in stoccaggio del gas in eccesso (non consumato dall'industria).</p>
Politica (P)	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese fornitore	<p>Stipulazione di accordi intergovernativi</p> <p>Accordi intergovernativi in essere con paesi produttori e paesi di transito finalizzati alla collaborazione nel settore energetico.</p>
	Sciopero	<p><i>Interconnection Point Agreement (IPA)</i>: regole e procedure che devono essere adottate dagli operatori interconnessi per la gestione di tutte le operazioni transfrontaliere. Gli IPA contengono anche una sezione che disciplina le attività nei casi di eventi eccezionali, come le emergenze per mancanza o eccesso di gas, eventi che determinano una maggiore necessità di collaborazione tra i gestori, soprattutto nei casi che potrebbero avere un impatto sulla sicurezza degli approvvigionamenti.</p>
	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese di transito del gas importato	<p>Procedure per la continuità operativa che attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da comprometterne la normale operatività.</p>
	Attacchi mirati	
Economica (E)	Volatilità prezzi del gas	<p>Definizione di specifiche clausole contrattuali con l'obiettivo di prevenire il rischio di mancata fornitura del gas in presenza di variabilità delle condizioni economiche e di mercato.</p>
	Disputa commerciale	

Macro-categoria	Categoria	Misura preventiva
	Instabilità del mercato	
Eventi Naturali (N)	Disastro naturale	Magliatura della rete
	Condizioni meteorologiche eccezionali	La realizzazione di gasdotti e impianti di rete si basa sulla scelta di tracciati tali da minimizzare i rischi di impatti di natura idro-geologica. Gran parte delle linee di importazione è stata duplicata o triplicata nel tempo.
	Pandemia	Ridondanza del personale La sala controllo del Dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.

7.2. Sistema strutturato di misure informative e di coordinamento

Definizione di un sistema strutturato e trasparente di informazioni su possibili situazioni di criticità e possibili soluzioni delle stesse, in particolare:

- informazioni sullo stato del sistema (previsioni della domanda, margine residuo di capacità di stoccaggio conferita, curve di temperatura gradi giorno, sbilanciamento complessivo del sistema storico e previsto, ecc.);
- informazioni aggiuntive durante il giorno gas attraverso la telelettura dei punti di entrata/uscita in tempo reale, sulla base degli sviluppi tecnologici prospettati nel Piano di Adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura predisposto dall'Impresa maggiore di trasporto secondo il disposto della Deliberazione ARG/gas 184/09 dell'Autorità (con il possibile stralcio e anticipo per le utenze termoelettriche);
- pubblicazione di studi previsionali, sul modello dei "winter outlook" e "summer outlook" predisposti da ENTSOG, a cura dell'Impresa maggiore di trasporto, la cui frequenza possa essere incrementata in relazione ai diversi livelli di crisi del sistema;
- esito delle misure di contenimento della domanda su base volontaria e possibile evoluzione della struttura contrattuale;
- sviluppo di un sempre maggiore coordinamento informativo tra gli operatori dei sistemi gas ed elettrico (scambio di dati di programmazione giorno gas – 1 e giorno gas, misure in tempo reale del consumo di gas da parte delle utenze termoelettriche, misure coordinate per la gestione dell'emergenza).
- Informazioni sulla gestione dei rischi di natura informatica (*cyber crime*) cui possono essere soggette le infrastrutture strategiche, tra le quali rientrano anche le infrastrutture del gas in senso ampio (es. gasdotti, centrali di compressione, stoccaggi, terminali GNL).

7.3. Bilanciamento e sicurezza dell'approvvigionamento

Il bilanciamento costituisce il concetto cardine per il funzionamento del sistema gas: le modalità di gestione dello stesso riflettono il reale fabbisogno del sistema tenuto conto delle risorse a disposizione del Responsabile del Bilanciamento e incentivano gli Utenti a bilanciare le proprie quantità immesse e prelevate in modo efficiente.

Gli Utenti hanno la responsabilità di bilanciare le proprie quantità immesse e prelevate dalla rete in modo da minimizzare le azioni di bilanciamento da intraprendere da parte del Responsabile di Bilanciamento contribuendo al miglioramento della sicurezza complessiva del sistema gas Italiano.

È inoltre di prossima adozione il Codice di Bilanciamento europeo, istituito con Regolamento UE n. 312/2014, basato su criteri di mercato. In base al nuovo regime, ogni utente sarà responsabilizzato attraverso meccanismi economici a bilanciare la propria posizione commerciale. Il meccanismo contribuirà a favorirà la liquidità dei mercati e sarà uno degli strumenti per la tutela della sicurezza dell'approvvigionamento stimolando gli utenti della rete a contrattare sufficienti quantità di gas per coprire la domanda. In caso di mancata copertura, anche in presenza di opportuni segnali di prezzo dal mercato del bilanciamento, altri strumenti saranno utilizzati.

L'introduzione di ulteriori elementi di flessibilità, quali appunto la sessione di bilanciamento locational del G-1, si configura come uno strumento in grado di prevenire eventuali criticità del sistema, in caso, per esempio, di picchi di domanda gas di breve termine.

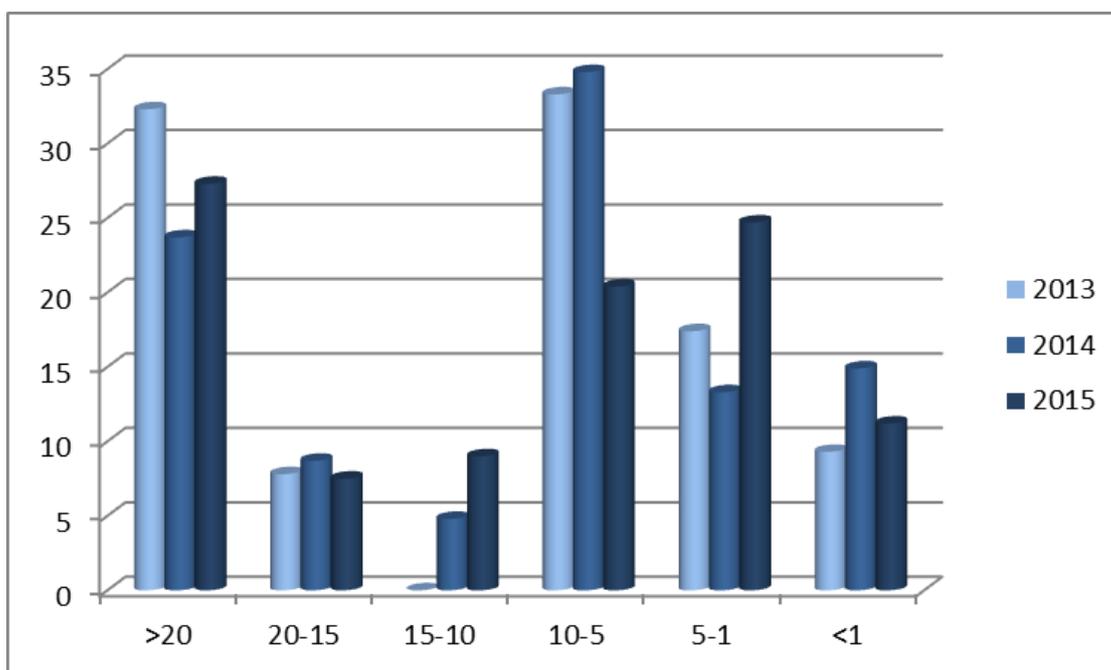
In attesa dell'adozione del nuovo regime, resta in vigore quello introdotto dalla delibera ARG gas 45/11 e successive modifiche e integrazioni, con Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento del sistema. Il TSO si avvale dello stoccaggio, quale principale risorsa per il bilanciamento fisico, e dei meccanismi commerciali, di seguito descritti, per il bilanciamento commerciale.

8. Altri obblighi e misure

8.1. Contratti d'importazione

Nel periodico monitoraggio compiuto dall'Autorità di regolazione, pubblicato nel Rapporto annuale dell'anno 2015, la durata contrattuale residua dei contratti di importazione di gas attivi confrontata con i dati del 2013 e del 2014 è stata riportata come nel grafico sottostante.

Figura 19 – Durata residua (anni) dei contratti di importazione



Fonte: AEEGSI

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2015 si rivelano prevalentemente di lunga durata (dai 5 ai 20 anni), in leggera diminuzione rispetto al dato del 2013. Il 56% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni. Da sottolineare, inoltre, l'incremento nel 2014 e nel 2015 della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra dieci e 15 anni che nel 2013 era pari a zero. Nel 2015 sono inoltre incrementati visibilmente i contratti con durata residua tra i 5 anni e l'anno, a discapito di quelli con durata maggiore. Complessivamente i contratti con durata inferiore ai 5 anni pesano per il 35.9% del totale. In base alle informazioni fornite dall'Autorità, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse in Figura 19 si sono complessivamente ridotte passando dai circa 119 Gm3 pattuiti cinque anni fa, a circa 85 Gm3 di volumi contratti nel 2015.

Negli ultimi anni si è assistito ad un'intensa attività di rinegoziazione dei contratti di lungo termine per la fornitura di gas come conseguenza principale dei cambiamenti strutturali avvenuti nel mercato.

Le recenti modifiche normative hanno guidato molte rinegoziazioni, principalmente con riferimento ai termini contrattuali di definizione del prezzo di lungo termine e della flessibilità dei volumi al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti.

Per quanto riguarda i contratti di lungo termine prossimi alla scadenza, alle attuali condizioni di mercato caratterizzate da variabilità, domanda più bassa e disponibilità di gas ai mercati spot, è improbabile che il rinnovo di tali contratti avvenga per periodi di fornitura di lunga durata e per pari quantità di gas. Il mercato del gas si sta quindi progressivamente allontanando dagli schemi contrattuali di lungo termine che lo hanno caratterizzato e che hanno rafforzato finora la sicurezza degli approvvigionamenti.

Oggi, parte del fabbisogno di gas è coperto mediante acquisti agli hub europei che negli ultimi anni hanno visto un aumento della liquidità. L'incremento delle quantità spot può tuttavia rappresentare un rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento non essendo garantito un flusso minimo di gas come succede invece in base ai contratti di lungo termine che contengono obblighi di ritiro minimo (clausole take or pay).

8.2. Accordi intergovernativi

Gli accordi intergovernativi con Paesi terzi, che possono avere ripercussioni sullo sviluppo delle infrastrutture del gas e sulle forniture di gas, sono i seguenti:

- accordo tra il Governo della Repubblica italiana, il Governo della Repubblica Algerina Democratica e Popolare relativo ad un gasdotto tra Algeria e Italia attraverso la Sardegna (GALSI), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 180 del 23 luglio 2008;
- accordo tra la Repubblica italiana, la Repubblica Greca e la Repubblica di Turchia del 2007 concernente lo sviluppo del corridoio di trasporto ITGI del gas Turchia - Grecia – Italia;
- accordo fra la Repubblica Italiana e la Confederazione Elvetica nel 2012 per la cooperazione nel settore energetico e del gas e in particolare per lo sviluppo di metodi efficienti per l'allocazione della capacità con prodotti giornalieri e anche in reverse-flow nel gasdotto Transigas;
- accordo tra la Repubblica italiana, la Repubblica Greca e la Repubblica di Albania nel 2013 relativo al progetto TAP per l'importazione di gas dall'area del Caspio.

L'accordo con l'Algeria è in vigore in quanto ratificato da entrambe le parti (pubblicato nel Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire n. 14 del 12 marzo 2008), mentre l'accordo Turchia - Grecia - Italia, ratificato da Grecia e Italia, deve essere tuttora ratificato dalla parte turca; l'accordo con la Svizzera non ha bisogno di ratifica e pertanto è in vigore, mentre l'accordo relativo al progetto TAP è stato ratificato dai tre paesi interessati.

Tutti i Progetti di Interesse Comune (PIC) trovano una trattazione nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSOG, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

In tema di sviluppo di futuri accordi intergovernativi, con una pubblicazione del 17 Febbraio 2016, la Commissione Europea si è soffermata sulle necessità di aumentare la trasparenza di tali accordi introducendo

controlli di compatibilità ex-ante con la normativa sulla concorrenza e con la legislazione sul mercato interno dell'energia. Gli Stati membri dovranno tenere pienamente conto dell'opinione della Commissione prima di firmare gli accordi.

8.3. Accordi e iniziative di cooperazione in ambito europeo

Snam Rete Gas ha stipulato molteplici accordi e iniziative con altri operatori in ambito europeo.

In primo luogo, si cita l'accordo, riguardante la dorsale russa di importazione, tra il centro di dispacciamento di Snam Rete Gas e i centri di dispacciamento degli operatori di Ucraina (Ukrtransgas), Slovacchia (Eustream) e Austria (Gas Connect Austria, TAG). Tale accordo ha come obiettivo la cooperazione fra i centri di dispacciamento dei Paesi in cui transita gas proveniente dalla Russia per garantire uno scambio di informazioni continuo ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti. In estrema sintesi, l'accordo impone ai centri di dispacciamento dei 4 paesi obblighi di comunicazione rapidi e tempestivi riguardanti anomalie relative ai flussi di gas attuali e previsti, emergenze ed imprevisti sulla rete di trasporto, lavori e manutenzioni con impatti sulle capacità di transito, specifiche fisiche e di qualità del gas trasportato.

Snam Rete Gas partecipa inoltre all'iniziativa "*Regional Coordination System for Gas (RCSG), EU dispatching service*" istituita in ambito ENTSOg al fine di facilitare le attività di coordinamento nello scambio informativo tra i centri di dispacciamento delle imprese di trasporto, in particolare in situazioni di emergenza e per il supporto informativo ad ENTSOg stessa nella partecipazione al *Gas Coordination Group*.

L'iniziativa si declina in diversi gruppi di lavoro (*Regional Coordination Teams, "RCTs"*), che coinvolgono i referenti dei centri di dispacciamento dei TSO degli Stati Membri interessati dai flussi di gas secondo le principali direttrici di import, con lo scopo di migliorare il livello di sicurezza delle forniture in caso di situazioni di pre-crisi e crisi, aumentando l'interazione in termini di scambi informativi tempestivi tra i TSO europei e fornendo ai TSO coinvolti possibili soluzioni di reazione (cambiamento di direzione dei flussi di gas). Attualmente Snam Rete Gas partecipa al *RCT East* (flussi di gas russo) e al *RCT North-West* (flussi dal Nord Europa).

8.4. Interazioni e accordi in essere con Paesi confinanti

Snam Rete Gas ha stipulato accordi con alcuni trasportatori di Paesi confinanti, i cosiddetti *Interconnection Point Agreement (IPA)*, che hanno l'obiettivo di stabilire un insieme di regole e procedure che devono essere adottate dalle parti per la gestione di tutte le operazioni transfrontaliere, con lo scopo di accrescere l'interoperabilità del sistema interconnesso di gasdotti. Snam Rete Gas ha degli IPA in essere con i seguenti gestori di Stati Membri confinanti:

- il gestore austriaco del Trans Austria Gasleitung GmbH per il punto di interconnessione di Tarvisio;
- i gestori svizzeri del Transitgas, FluxSwiss e Swissgas, per il punto di interconnessione di Passo Gries;
- il gestore sloveno Plinovodi per il punto di interconnessione di Gorizia.

Inoltre, Snam Rete Gas ha un IPA in essere con il gestore del sistema GreenStream per il punto di interconnessione di Gela per il gas proveniente dalla Libia, e con il gestore della rete TMPC, Transmed, TTPC per il gas proveniente dalla Tunisia al punto di interconnessione di Mazara del Vallo.

Tali accordi agevolano la cooperazione commerciale e operativa tra i gestori di sistemi di trasporto adiacenti in corrispondenza dei punti di entrata e di uscita interconnessi con l'estero, includendo procedure concordate e armonizzate per la gestione dei processi di nomina della capacità, allocazione dei quantitativi di gas, gestione della misura dei flussi, controllo della qualità del gas, scambi informativi e coordinamento delle attività di manutenzione. Gli IPA contengono anche una sezione che disciplina le attività nei casi di eventi eccezionali, come le emergenze per mancanza o eccesso di gas. È questa una sezione rilevante degli accordi che evidenzia una collaborazione tra i gestori anche nei casi che potrebbero avere un impatto sulla sicurezza degli

approvvigionamenti. In caso di emergenza per mancanza di gas, i gestori interessati cooperano al fine di minimizzare eventuali vincoli (es. interventi di manutenzione) e di garantire la massima disponibilità del rispettivo sistema.

Nei casi di emergenza per eccesso di gas e di altra emergenza durante il giorno gas, il centro di dispacciamento e controllo dei gestori che rilevano l'emergenza è tenuto ad informare tutti i gestori interessati nell'arco di 30 minuti. I centri di dispacciamento dei gestori coinvolti devono adottare tutte le misure ragionevoli al fine di minimizzare l'impatto dell'emergenza. I gestori interessati sono tenuti ad aggiornare tutte le parti coinvolte sul progresso raggiunto nella gestione dell'emergenza.

Inoltre, per gestire le discrepanze tra le quantità nominate e gli effettivi flussi di gas ("*steering quantities*") presso il punto di ingresso di Tarvisio, e per garantire agli utenti della rete la corrispondenza tra quantità nominate e allocate presso il medesimo punto di ingresso, Snam Rete Gas ha stipulato con il gestore austriaco un *Operational Balancing Agreement* (OBA) e sta attualmente sviluppando accordi analoghi con i gestori delle reti slovena e svizzera.

Al fine invece di offrire prodotti "*bundled*" presso i punti di ingresso tra paesi EU, in accordo con il Codice di Rete CAM di ENTSOG, Snam Rete Gas ha stipulato con il gestore austriaco un Accordo di Cooperazione e intende stipulare accordi della stessa tipologia anche con il gestore sloveno.

9. Progetti di infrastrutture

9.1. Capacità di stoccaggio

Snam prevede di realizzare nuove infrastrutture strategiche, con particolare riferimento a capacità di stoccaggio (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento).

Vi sono quattro nuovi siti di stoccaggio in corso di sviluppo, che comporterebbero un aumento della capacità di stoccaggio pari a 4,1 GSm³:

- Bordolano in Lombardia, sviluppato da Stogit;
- San Potito e Cotignola in Emilia Romagna, sviluppato da Edison Stoccaggio;
- Cornegliano in Lombardia, sviluppato da ItalgasStorage;
- Cugno Le Macine, sviluppato da Geogastock.

Le attività di sviluppo di Stogit includono inoltre i seguenti progetti:

- sviluppo di un nuovo campo di stoccaggio ("*Alfonsine*") in provincia di Ravenna;
- potenziamento dei siti di stoccaggio esistenti di Fiume Treste, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Sergnano e Settala.

Tali progetti risultano attualmente posticipati rispetto alle iniziali previsioni di investimento.

9.2. LNG e Small Scale LNG (SSLNG)

In termini di capacità di rigassificazione, oltre quella dei tre terminali già in esercizio (interconnessi con i punti di entrata di Panigaglia – GNL Italia, di Cavarzere – Terminale Adriatic LNG, e di Livorno – Terminale OLT), si valuta che sia sufficiente un incremento di capacità di rigassificazione di 8 GSm³ al fine di aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, ri-bilanciando così l'eccessiva esposizione dell'Italia alle forniture tramite gasdotto da parte di un numero limitato di fornitori esteri e contribuire all'aumento della

sicurezza del sistema del gas in condizioni di crisi, in particolare in termini di punta di erogazione grazie alla capacità di punta di rigassificazione.

In un'ottica di utilizzo diversificato e maggiormente efficiente dei terminali LNG questi possono essere sfruttati per la fornitura di servizi di tipo "Small Scale LNG". Lo "Small Scale LNG" (o SSLNG) si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito direttamente in forma liquida (rispetto alla rigassificazione operata in terminali dedicati e alla successiva immissione del prodotto gassoso nella rete di trasporto).

Ad oggi, i terminali di rigassificazione presenti in Italia non sono in grado di fornire servizi di SSLNG. Gli operatori stanno tuttavia valutando la fattibilità di modifiche tecniche-operative in modo da offrire tali nuovi servizi in coerenza con l'attività di rigassificazione. L'adattamento dei terminali di rigassificazione comporta modifiche tecniche-impiantistiche, con annessi costi per la realizzazione e gestione degli stessi.

Oltre ai costi tecnici legati alla fornitura del servizio, la progettazione, la realizzazione e l'esercizio dei servizi SSLNG deve essere conforme alla normativa/legislazione di riferimento dei terminali di rigassificazione. Bensì l'iter autorizzativo sia già definito, una semplificazione/riduzione dei tempi soprattutto in un'ottica *time-to-market* può sicuramente beneficiare gli operatori che intendono sviluppare il servizio.

In ambito comunitario nello sviluppo di attività SSLNG, l'Italia è partner leader e coordinatore nel Progetto Costa (CO₂ & other Ship Transport emissions Abatement by LNG), proposto dalla Direzione Generale per il Trasporto Marittimo e per Vie d'Acqua Interne (coordinato tecnicamente dal RINA), presentato nell'ambito del bando delle Reti TEN-T del 2011 e che ha visto il coinvolgimento di Grecia, Portogallo e Spagna.

È inoltre in corso di definizione una strategia nazionale sul GNL.

9.3. Nuove infrastrutture di trasporto del gas

Il sistema italiano del gas è nella posizione ideale per trarre beneficio da nuove rotte di fornitura del gas. L'Italia attualmente importa gas tramite gasdotto dalla Russia, dall'Algeria, dalla Libia, dalla Norvegia e dai Paesi Bassi e importa GNL dal Qatar.

Nei prossimi anni l'Italia potrà beneficiare di forniture di gas dall'Azerbaijan ed eventualmente, dal Turkmenistan. Collegato al gasdotto TANAP (*Trans Anatolian Pipeline* che attraverserà da Est a Ovest la Turchia), il TAP (*Trans-Adriatic Pipeline* che dalla frontiera greco-turca attraverserà Grecia e Albania per approdare in Italia), dovrebbe fornire all'Italia 10 miliardi di mc/anno di gas naturale dal Mar Caspio entro il 2020, potendo inoltre trasportare anche il gas turkmeno. Snam S.p.A. è direttamente coinvolta nella realizzazione del gasdotto TAP avendo perfezionato nel Dicembre del 2015 l'acquisizione della quota del 20% detenuta da Statoil Holding Netherlands B.V.

Tra i PIC si inserisce anche il progetto Poseidon, il gasdotto che collegherà la Grecia all'Italia, parte del corridoio gas tra Turchia, Grecia e Italia (ITGI), permettendo l'importazione in Italia e in Europa di gas naturale proveniente dalle aree del Mar Caspio e del Medio Oriente. Il progetto è complementare alle direttrici già esistenti o in fase di sviluppo, come TAP e Nord Stream 2. Concepito circa 10 anni fa, ITGI ha visto molti momenti di blocco e stallo. Nei primi mesi del 2016 tuttavia, l'infrastruttura ha ottenuto il via libera dall'Unione Europea e l'inizio della costruzione è previsto per metà anno. Il gasdotto porterebbe ogni anno in Italia circa dieci miliardi di metri cubi di gas azero per cinquanta anni.

Tutti i PIC trovano una trattazione nel piano europeo di sviluppo della rete elaborato da ENTSOG, che costituisce un riferimento anche per il piano nazionale.

10. Adozione, durata e aggiornamento del pap

In ottemperanza all'articolo 5, comma 4 del Regolamento, il piano di azione preventivo è aggiornato ogni due anni, a meno che le circostanze giustifichino un aggiornamento più frequente, tenendo conto della valutazione dei rischi aggiornata.

La proposta di nuovo regolamento pubblicata in data 16 Febbraio 2016 dalla Commissione Europea che, laddove approvato, abrogerebbe il regolamento (UE) n. 994/2010 del Consiglio, prevede una tempistica di aggiornamento differente dal Regolamento attualmente vigente. La Commissione ritiene infatti che *“l'obbligo di concordare i piani a livello regionale comporti un maggior dispendio di tempo e l'introduzione di provvedimenti supplementari; in quest'ottica, nonché per limitare gli oneri supplementari, la valutazione regionale dei rischi e i piani regionali potrebbero essere aggiornati ogni quattro anni, anziché ogni due come prescritto dal regolamento vigente”*.

Allegato 1: STRESS TEST REPORT FOR THE ITALIAN GAS SYSTEM

The European Commission has invited all the Member States to elaborate, by the end of August 2014, a specific report, a so called energy security stress test, with reference to the risk assessment of supply disruption in the short term.

Based on this request, the Italian Ministry of Economic Development has prepared, for the Italian gas system, this report to cover the following items:

- thorough risk assessment for the winter 2014-2015 in anticipation of a possible supply disruption due to the suspension of gas transit through Ukraine or of the entire supply of Russian gas to the EU;
- list of the possible measures to be implemented in order to deal with the emergencies during the suspension of supply, based on the results of the scenarios analysis

The report consists of a power point report including all information about the following:

- Summary of the Stress test results
- Overlook of the Italian gas system 2013
- Storage situation for winter 2014-2015
- Stress test Assumptions and Scenarios
- Methodology
- Summer 2014 Injection Scenario
- Winter 2014/2015 Scenario
- Solidarity Measures
- Emergency Management procedures
- Measure of Emergency Plan
- MS Cooperation Report

Some additional comments and consideration are included in the following pages.

The following assumption have been taken into account in the evaluation of the following scenarios analyzed to evaluate the risk and the impacts, as indicated by the European Commission in application to the Italian context:

- CASE A (One month disruption scenario): total interruption of Russian/Ukrainian supplies - through the Tarvisio entry point – has been considered for a period of one month, February 2015, when the storages level is relatively low but cold spells may still occur;
- CASE B (Long disruption scenario): total interruption of Russian/Ukrainian supplies - through the Tarvisio entry point – has been considered starting in summer, when the storages are not necessarily full, for a period of six months, from September 1st, 2014 to February 28th, 2015.

It should be noted that, for the Italian gas system, an interruption of the gas transit along pipelines that cross Ukraine is substantially equivalent to a Russian supply disruption and vice versa and results in a shortfall of gas flows into the Tarvisio/Arnoldstein Entry Point: for this reason, we have developed for each scenarios (Case A and Case B) two different hypotheses: a best case, where it is easier to find additional supplies from other entry

points, and a worst case, where it is very difficult to find other sources of supply, i.e. a scenario equivalent to a full disruption of Russian gas to Europe for all interested pipelines.

Italy is the third largest natural gas market in Europe, with a consumption of 70 bcm in 2013 and it is dependent on gas imports for 90,5%. Natural gas had a share of 37% in the total primary energy supply of Italy in 2013 and represents the primary fuel for power generation in Italy (39% of total electricity generation in 2013).

Consumption of natural gas has decreased in recent years. Reasons for this are the economic crisis in Italy, which led to less demand especially from the industrial sector, the rising share of renewables in energy production (especially in electricity), and the increase of energy efficiency.

Italy imported 90,5% of its natural gas demand in 2013 and its imports are relatively well diversified. The two main import countries are Russia and Algeria, who accounted for 69% of the imports in 2013. Other important producer countries are Libya (9%) and Qatar (9%). There are also significant gas imports from the Netherlands and Norway. 9,5% of natural gas demand is met by domestic production. Domestic production has progressively declined (from 12 bcm in 2005 to 7,7 bcm in 2013).

The vast majority of imports are delivered via four pipelines (Transmed, Greenstream, TAG, Transitgas). The combined technical maximum daily import capacity is 376 mcm/day. Utilisation rates are low, the highest being Tarvisio importing Russian gas, and for this reason this high value of import capacity (about 109 bcm/year, far beyond national consumption) does not mean at all that in case of disruption the Italian gas system can face all the problems that could occur, especially in a winter situation.

This fact highlights one of the shortfalls of the so called N-1 formula to describe the security of a gas system of a Member State, because it takes into account the technical import capacity at the interconnection points between the grids and not the allocated transport capacity at the beginning of each thermal year nor the mean utilisation rate, neither the maximum daily volumes established within the supply contracts that are delivered at the same interconnection points. The outcome is that the N-1 is just a necessary, but not sufficient condition for the evaluation of the security of the gas system of a Member State; some modifications to have this formula perform a better evaluation of the actual security of supply could be introduced within the foreseen update of the 994/2010 Regulation.

Recently, imports from Algeria have decreased while imports from Russia have picked up (amounting to 49% of total gas imports in 2013). The reasons for this are commercial: the imports of Russian gas have proved cheaper. Most of the imports occurs by means of long term Take or Pay contracts whose price formulas are oil linked, thus resulting in very high prices with respect to the spot market. Some recent negotiations of Italian importing undertakings with Gazprom succeeded in having some discount introduced in the prices, while renegotiations of contracts with Sonatrach are very difficult. Some importing undertakings have resorted to arbitration tribunals to solve this problem, while others are still negotiating: the outcome is that import from Algeria declined in the last three years from 27 to 13 bcm replaced by imports from Russia. Sonatrach has no interest in closing such negotiations, because in the meantime is using its production to supply LNG that can be offered at higher prices in the international markets.

This fact introduces a high uncertainty about gas volumes that could be supplied to Italy during next winter from Algeria; preliminary information from the three major Italian importers are that the imports will be further reduced with respect to 2013, and it is not clear if in case of emergency the daily volumes could be increased on demand, even paying gas at the very high oil linked price.

For the same reason it is very difficult to consider that additional volumes from Algeria could be supplied to Europe through the Italian network in case of a disruption of Russian gas, unless a sharp increase of gas prices in the Italian and EU gas market takes place. This information has been shared with neighbouring MSs in the bilateral coordination process in August and during the web conferences organized by the Commission.

The remaining 9,5% of imports are delivered to Italy as LNG cargoes. There are three LNG terminals in operation, but at a very low utilization rate. Two terminals (one has some operational limits for the maximum tonnage of the ships) have no LNG cargoes scheduled to be shipped during next winter.

Nevertheless, it is again very difficult to assess the possible additional LNG supply that could be imported to Italy, and through the Italian network to other Member States, because the only affordable scenario is the utilisation of the flexibility of the existing LNG contracts with Qatar and Nigeria; in the one month scenario it is not prudent to consider additional cargoes to be immediately rerouted to Italy. Only in the 6 months scenario the LNG supply from the international markets could be moved to Europe, using the flexibility in other international contracts, the spot markets, the reduction of LNG demand in other areas, as outlined in the preliminary report that IEA is preparing within the G7 Energy Rome Initiative framework, but only considering the hypothesis of a huge increase of gas prices in EU, at 16-20 \$/MBTU.

Italy has storage capacities of 16.4 bcm (11 storage facilities in depleted fields) of which 4.6 bcm are reserved as strategic storage (gas owned by storage undertakings). Commercial storage has been fully allocated during the injection campaign in 2014, thanks also to the new allocation methodology introduced in Italy that used an auction mechanism based on continuous monthly offers of injection space. The space offered to the market has been already filled for 89%.

If no problems occur, it will be possible to reach the full injection of the commercial storage for 12,2 bcm (at 38,1 MJ/cm). In the 6 months scenario, with a disruption of Russian gas supply through Ukraine starting from September 1st, two cases have been considered: the best case that leads to an injection up to 11,4 bcm and a worst case (that means a full disruption of Russian supply to EU) with a final volume injected of 9,4 bcm.

For the purposes of the simulation process in the two required winter scenarios, 2 cases have been considered, which are distinguished by different levels of the additional inlet flows considered available at the entry points:

- "BEST CASE" – the considered inlet volumes represent reported quantities at the entry points in the recent past and evaluated as repeatable even under analyzed stress conditions;
- "WORST CASE" – the considered inlet volumes represent the reasonably conceivable minimum level in a very severe condition, that can be considered equivalent to a full disruption of Russian gas to EU.

All the considered scenarios are analyzed and presented in terms of total volumes for the period. They do not take into account the effects of the possible non-market measures and are based only on market measures. Thus their results indicate the total amount of additional gas that needs to be found by means of non-market measures or, if they fail, the amount of gas that cannot be supplied to the system and that need measure to curtail the demand.

The possibility to curtail demand for final customers is considered only in case of a long and severe disruption (in the worst case of the 6 months scenario); such measures would not affect protected customers (the reduced amount of gas would be shared by the industrial and power generation users).

The analysis of the scenarios in terms of peak performance of the storage system have been also made, but they have not been included in this report; they are available to the Commission if requested. In the six months scenario large impact on peak performance of the gas system are present, thus indicating the need to prepare short term measure in case a severe winter condition occurs during the disruption.

The Ministry is also adopting a peak shaving mechanism by means of the use of LNG regasification terminals as a LNG storage, launching public procedures for the offer of this service, to be used in case of a peak demand that could not be covered by regular storage for some days.

The simulation results have been obtained starting from actual data and forecasts (till March 31st, 2015) substantially related to 3 items: demand, inlet flows (from domestic production, LNG terminals and imports) and storage level. The total demand has been considered by summing the contributions of power generation, provided by TERNA (the Italian TSO of the national electricity grid) to the demand of the residential and tertiary sector and of the industrial sector, that were estimated on the basis of the data observed in prior periods and assuming a normal climate (average winter). Then, through the application of appropriate coefficients, the daily profile has been determined.

Regarding the inlet flows, for each of the 3 cases (Base, A and B) and for each reporting period (summer and winter) daily average inlet amounts at each entry point into the national network have been assumed.

The daily inlet volumes recorded in recent times at each point have been used as a reference and, with a certain degree of confidence, an increase in the inlet quantities at the entry points different from Tarvisio during its unavailability periods have been foreseen (in some cases).

It should be noted that these increases are compatible with the constraints of technical and booked capacity of the infrastructures and are modeled on volume trends therein transited in previous periods.

It is still to be noted that the above estimated inlet values actually depend largely on commercial decisions of shippers.

The storage level at the end of each period is calculated as the algebraic sum between the amount present at the beginning of period and the difference between the total inlet quantity and the total demand (injected if positive, withdrawn if negative).

The main results of the scenarios are reported below.

To take into account gas prices dynamics in case of emergency, the spike prices registered during the last February gas crisis have been considered , with respect to actual forward prices at TTF and NBP for January 2015 (25,58 and 27,04 Euro/MWh respectively).

Scenario	Best Case	Worst Case
<u>1 month</u>	No impact on Volumes supplied to customers	Small impact on Peak performance of the System that can be tackled by means of measures already foreseen in the Emergency Plan
<u>6 months</u>	Total withdrawal of commercial storage and limited withdrawal of the strategic storage Large impact on Peak performance of the system	Total withdrawal of commercial and strategic storage and system deficit for 2.1 bcm Need to curtail gas demand of industrial and power generation sectors

The market and non-market measures are listed in the report.

The specific Committee established within the Directorate General for Security of Supply and Energy Infrastructures of the Ministry of Economic Development has developed since its establishment good skills and experience in managing gas emergencies, and the procedure for adopting immediately different measures taking into account the situation is proven, with real time connection with the TSOs (including TERNA), the LNG and the storage undertakings operating in Italy. In the report the structure for the management of emergency situation has been described, according to the Emergency Plan adopted and communicated to the Commission.

An evaluation of the additional gas that could be imported to Italy by means of LNG is in progress, including the results of the report that IEA is preparing within the G7 Rome Initiative framework. New non-market measures for LNG are under evaluation, based on the possibility to have a call option for LNG supply in case of emergency.

An updated report will be sent to the Commission by the end of September, considering the effective level of the gas in the storages, assuming that no disruption has occurred.

In the report also some solidarity measures are included, in particular the possibility of virtual and physical reverse flow. In 2016, the Italian network will be able to export from South to North (assuming that enough gas is available from Algeria and Lybia) about 40 Mcm/day as the sum of interconnection points with Switzerland and Austria. During next winter 18 Mcm/day at the interconnection point of TAG, 2 Mcm/day at the Slovenia border and 5 Mcm/day at the Swiss border will be available for reverse flow.

The interim report sent to the Commission has been sent to the competent authorities of Austria, France, Switzerland, Slovenia and Germany. Slovenia and Switzerland sent back their interim reports, and the German Ministry sent a mail with some information; specific solidarity measures with neighbouring Member States will be studied as soon as the Ministry receives their reports.

Allegato 2: Metodo di calcolo per la determinazione dei rischi climatici

Calcolo domanda giorno di freddo eccezionale 1-in-20

L' art. 6 del regolamento SOS "Norme in materia di infrastrutture" prevede che nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni.

Considerata la struttura della domanda gas in Italia, particolarmente influenzata dalla stagionalità degli usi domestici per riscaldamento, si fa coincidere la domanda di gas con quella che si verifica durante un giorno invernale di freddo eccezionale, cioè un giorno invernale feriale caratterizzato da temperatura particolarmente rigida su tutto il territorio nazionale con una probabilità di accadimento una volta ogni 20 anni.

Il metodo utilizzato da Snam sin dagli anni '90, per correlare i consumi di gas alle temperature, è un metodo diretto basato su analisi statistiche applicate ai dati meteo-climatici e di consumo di gas naturale.

Convenzionalmente, il territorio Italiano su cui è distribuita la rete di trasporto gas, è stato suddiviso in 18 zone climatiche, ognuna delle quali riferita ad una stazione meteo-climatica e caratterizzata da un certo grado di omogeneità, sulla base dei seguenti elementi di aggregazione:

- prossimità della quantità di gradi giorno cumulati nell'arco dell'anno;
- appartenenza allo stesso versante geografico (ad esempio, a est o ad ovest degli Appennini);
- simile altitudine sul livello del mare.

La zona climatica costituisce un livello intermedio di aggregazione (più grande della singola rete di distribuzione, più piccola dell'intero territorio Nazionale), nel quale può essere calcolata con un significativo livello di confidenza la correlazione tra i consumi di gas ad uso civile e la temperatura.

Per gli scopi del presente Documento, il metodo utilizzato per isolare la quota di consumo di gas ad uso civile correlabile alla temperatura è stato omesso: di seguito, per brevità, si farà riferimento alla dizione generica "domanda gas".

Per definire un valore univoco di temperatura su tutto il territorio Italiano, si applica il metodo di seguito descritto, basato sulle serie storiche di temperatura e sul consumo di gas, rilevato nell'ultimo anno solare consuntivato¹⁴, di ogni zona climatica.

Tali serie storiche di temperatura, registrate presso le stazioni meteo delle 18 zone climatiche, sono disponibili a partire dall'inverno 1962-63.

¹⁴ Da notare che i pesi considerati (relativi all'anno 2014) risultano in ogni caso rappresentativi di un *trend* ormai consolidato.

La temperatura Italia, in gradi giorno, è ottenuta come combinazione lineare delle temperature in gradi giorno delle 18 zone climatiche, pesate per rapporto tra il gradiente del consumo mensile della rispettiva zona climatica e la somma dei gradienti di consumo di tutte le aree nell'anno solare ultimo considerato:

$$(1) \quad gg^m = \sum_{z=1}^{18} a_z^m \cdot gg_z^m$$

con:

$$z = 1, \dots, 18$$

$$a_z^m = \frac{g_z^{m,y}}{\sum_{z=1}^{18} g_z^{m,y}}$$

dove:

gg^m : grado giorno Italia, relativo ad una giornata del mese invernale m

z: identifica le 18 aree climatiche in cui è suddiviso il territorio italiano

a: peso associato ai gradi giorno relativi ad una giornata del mese invernale m, rilevati nell'osservatorio dell'area climatica z

gm, y: gradiente del consumo mensile riferito all'inverno dell'anno termico y. Il gradiente del consumo è il rapporto tra la somma dei consumi in un dato periodo di tempo e la somma dei gradi giorno nello stesso periodo di tempo. Nel caso in questione il periodo di tempo corrisponde al mese.

La serie storica delle curve di temperature Italia così ottenute avrà la stessa profondità storica delle serie delle temperature delle singole zone climatiche. Si procede quindi con la costruzione della serie delle massime temperature (serie dei massimi) estraendo per ciascun anno del periodo considerato il massimo valore della curva di temperatura Italia (la curva delle massime temperature del periodo, espresse in gradi giorno è rappresentata in Figura 20).

Attraverso l'analisi statistica della serie dei massimi viene identificato il coefficiente di maggiorazione che, applicato alla curva normale Italia, consente di individuare la curva di temperatura giornaliera associata ad un rischio termico con probabilità di accadimento di una volta ogni 20 anni (pari al 5%).

La metodologia statistica utilizzata per l'analisi dei massimi è basata sulla Teoria dei Valori Estremi (TVE) applicata alle serie dei massimi delle temperature Italia (uno per ogni inverno).

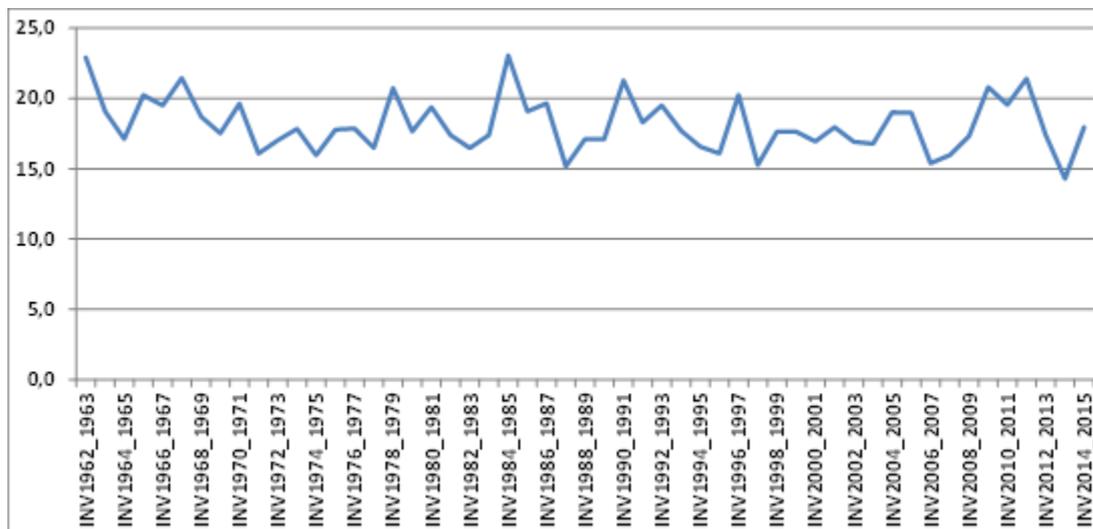
La serie è analizzata utilizzando il metodo della massima probabilità, per stimare i parametri da applicare alla curva di distribuzione TVE e calcolarne il 95° percentile.

Per determinare la curva di temperature eccezionali con probabilità di accadimento di una volta ogni 20 anni, il valore precedentemente calcolato è applicato alla curva delle temperature normali Italia (temperatura Normale Italia), costruita come media delle temperature Italia a partire dal 1962-63.

Infine, tenendo conto del confronto tra la curva della temperatura media Italia calcolata sull'intera serie storica (dal 1962-63) e la curva della temperatura media Italia calcolata sugli ultimi 20 anni, si è operata una correzione alla curva di freddo eccezionale Italia sopra descritta attraverso un coefficiente di riduzione del 4,9%, pari alla media del rapporto tra le due curve sul periodo dicembre – febbraio.

Sulla base di tale metodologia risulta quindi possibile ottenere, ai fini della valutazione della formula N-1, una curva di freddo eccezionale che risulta maggiorata rispetto alla curva normale attraverso un coefficiente di maggiorazione pari al 70%.

Figura 20 – Massimi giornalieri registrati dall'inverno 1962-1963 all'inverno 2014-2015



Fonte: Elaborazioni su dati Snam