



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle
comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE
Divisione Economia energetica

20 agosto 2014

Approvvigionamento di gas naturale in Svizzera: valutazione del rischio

Rapporto sulla base del regolamento (UE) n. 994/2010



Compendio

Il gas rimarrà anche in futuro un importante vettore energetico che praticamente viene importato per intero dall'estero. Mentre la domanda da parte delle economie domestiche e dell'industria dovrebbe diminuire nel lungo periodo a causa del minor fabbisogno di calore e della maggiore efficienza, la domanda complessiva potrebbe aumentare in seguito al probabile incremento della produzione di energia elettrica a partire da vettori fossili. Considerando questa situazione assumono grande rilevanza la prevenzione delle crisi del gas e il coordinamento con i Paesi confinanti.

In seguito alla crisi del gas russo-ucraina del 2009 l'UE ha potenziato la gestione del gas in caso di crisi e ha creato un «gruppo di coordinamento del gas». Il regolamento (UE) n. 994/2010 impone agli Stati membri di effettuare una valutazione del rischio in merito al proprio approvvigionamento di gas e redigere piani di prevenzione e piani di emergenza. La Svizzera punta a una partecipazione permanente al gruppo di coordinamento ed elabora le relative basi in conformità al regolamento UE.

Dalla valutazione del rischio emergono le seguenti conclusioni principali:

- la Svizzera soddisfa gli standard previsti dal regolamento n. 994/2010. Sia nel caso di guasto della principale infrastruttura per l'approvvigionamento (standard infrastrutturale) sia di condizioni meteorologiche o di consumo straordinarie (standard di approvvigionamento) ai clienti svizzeri viene garantito l'approvvigionamento di gas naturale.
- Per soddisfare gli standard previsti dal regolamento n. 994/2010 sono determinanti innanzitutto le capacità di importazione delle reti del gas naturale, poiché la Svizzera non dispone di grandi impianti di stoccaggio o di produzione del gas né di impianti GNL propri. Parallelamente in Svizzera continua a svolgere un ruolo centrale per la sicurezza dell'approvvigionamento l'elevata quota di richiesta generata dai clienti gas naturale interrompibili con impianti a doppio combustibile, per i quali le possibili riduzioni dei consumi dipendono dalla temperatura e da altri fattori.
- In futuro la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in Svizzera migliorerà ulteriormente se verrà consentito il flusso fisico invertito sul gasdotto di transito e sui sistemi italiani a monte.
- Gli scenari di guasto indagati si orientano a eventi realmente accaduti negli ultimi anni che hanno provocato situazioni critiche nell'approvvigionamento di gas. Anche in queste situazioni è sempre stato possibile garantire l'approvvigionamento dei clienti svizzeri.



Indice

Compendio	2
1 Introduzione.....	4
1.1 Situazione iniziale e motivazione	4
1.2 Procedura.....	5
2 Panoramica sull'approvvigionamento di gas e sulla relativa infrastruttura in Svizzera	6
2.1 Il ruolo attuale del gas naturale nell'approvvigionamento energetico svizzero.....	6
2.2 Prospettive della futura domanda di gas.....	7
2.3 Offerta di gas e importazioni	9
2.4 L'infrastruttura del gas in Svizzera	12
2.4.1 Rete di trasporto svizzera e collegamento alla rete europea di trasporto a lunga distanza.....	12
2.4.2 Gasdotto di transito.....	15
2.4.3 Impianti di stoccaggio	17
2.4.4 Impianti a due combustibili	17
3 Valutazione dello standard infrastrutturale.....	18
3.1 Definizione della formula N-1	18
3.2 Basi di dati utilizzate.....	19
3.3 Determinazione dei parametri della formula N-1.....	19
3.3.1 Lato della domanda	19
3.3.2 Lato dell'offerta	23
3.4 Calcolo della formula N-1 per la Svizzera e conclusioni sullo standard infrastrutturale	24
4 Valutazione dello standard di approvvigionamento	25
4.1 Definizione di standard di approvvigionamento e clienti protetti.....	25
4.2 Temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni consecutivi.....	25
4.3 Domanda di gas eccezionalmente elevata per almeno 30 giorni	26
4.4 Guasto della principale infrastruttura unica del gas per un periodo di almeno 30 giorni in condizioni invernali medie.....	26
4.5 Conclusioni sullo standard di approvvigionamento	27
5 Scenari di guasto e loro valutazione in riferimento alla sicurezza dell'approvvigionamento	28
5.1 Interruzione di Wallbach.....	28
5.2 Interruzione di un produttore	28
5.3 Interruzione del gasdotto di transito presso Guttannen	29
5.4 Crisi del gas russo-ucraina del 2009.....	29
6 Consultazione dei Paesi confinanti e di altri attori	30
7 Conclusioni sulla valutazione del rischio.....	31



1 Introduzione

1.1 Situazione iniziale e motivazione

Nel rapporto in adempimento del postulato 08.3522 «Sicurezza energetica»¹ e nel rapporto dell'UFE relativo alla Strategia energetica 2050 sul tema «Sicurezza dell'approvvigionamento energetico»² si rileva che in Svizzera la sicurezza dell'approvvigionamento nel breve e medio periodo è da considerarsi garantita, pur essendo caratterizzata da un'elevata dipendenza dall'estero per quanto concerne i vettori energetici fossili. Nella sua ultima analisi approfondita³ l'AIE attesta che la Svizzera dispone di una solida politica in materia energetica. Il gas naturale viene acquistato da diversi Paesi e attraverso diversi percorsi. L'approvvigionamento di gas naturale continua a essere garantito. A differenza dei Paesi confinanti, la Svizzera non dispone di grandi impianti di stoccaggio di gas. In questo contesto svolgono un importante ruolo i clienti che possono passare dal gas a un altro combustibile (clienti a doppio combustibile). Questi clienti ottengono prezzi più convenienti, ma solitamente in caso di basse temperature devono optare per il combustibile alternativo. In Svizzera questo sistema riguarda attualmente circa il 30% delle vendite di gas naturale. Il settore del gas si è cautelato anche mediante contratti di acquisto a lungo termine comprendenti clausole sull'approvvigionamento continuo in caso di crisi. Inoltre l'azienda del gas romanda si è assicurata contrattualmente delle capacità nel deposito di Etrez presso Lione (F) di cui è cofinanziatrice. Oltre alla gestione dei rischi delle imprese di approvvigionamento del gas, anche il settore Gas naturale dell'Approvvigionamento economico del Paese prende provvedimenti per la prevenzione delle crisi e redige in particolare analisi dei rischi e concetti di gestione nell'eventualità di una situazione di penuria.

Va inoltre osservato lo sviluppo in ambito europeo: in seguito alla crisi del gas naturale russo-ucraina del 2009 l'UE ha ottimizzato il proprio sistema di gestione del gas in caso di crisi e ha creato il cosiddetto «gruppo di coordinamento del gas». Inoltre alla fine del 2011 è entrato in vigore un nuovo regolamento sull'approvvigionamento di gas⁴ – ovvero il regolamento n. 994/2010. Tale regolamento sancisce che la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale deve essere garantita dal settore del gas, dagli Stati membri – in particolare dalle relative autorità competenti da nominare – e dalla Commissione UE. Il regolamento n. 994/2010 stabilisce che per il regolare funzionamento del mercato interno del gas è necessario che le misure adottate per salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento del gas non provochino indebite distorsioni della concorrenza o compromettano il funzionamento efficace del mercato interno del gas. Il regolamento assegna inoltre nuovi compiti vincolanti agli Stati membri e alla Commissione UE. Secondo il regolamento n. 994/2010 l'autorità competente di ogni Stato membro UE è tenuta a svolgere i seguenti compiti:

¹ Sicurezza energetica, rapporto del Consiglio federale in adempimento del postulato 08.3522 del gruppo liberale-radical del 24 settembre 2008:

http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?start=0&lang=it&marker_suche=1&ps_text=energiesicherheit

² Grundlagen Energieversorgungssicherheit – Bericht zur Energiestrategie 2050 (Basi della sicurezza dell'approvvigionamento energetico - Rapporto relativo alla strategia energetica 2050, disponibile solo in tedesco), http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_293228136.pdf

³ Comunicato stampa sull'analisi approfondita della politica energetica elvetica svolta dall'AIE nel 2012:

<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=it&msg-id=45260>

⁴ Regolamento (UE) n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga la direttiva 2004/67/CE del Consiglio:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32010R0994:IT:NOT>



1. effettuare una valutazione del rischio conformemente all'articolo 9 del regolamento n. 994/2010
2. redigere un piano di prevenzione al fine di eliminare o limitare i rischi rilevati
3. redigere un piano di emergenza al fine di eliminare o limitare le conseguenze di un'interruzione dell'approvvigionamento di gas.

Al «gruppo di coordinamento del gas», che ha il compito di coordinare a livello di UE le misure concernenti la sicurezza dell'approvvigionamento, aderiscono gli Stati membri, in particolare le rispettive autorità competenti, l'ENTSO-G (Rete europea degli operatori dei sistemi di trasporto del gas), l'ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) nonché i gruppi di interessi del settore del gas e le organizzazioni dei consumatori coinvolte. La Commissione UE può altresì dichiarare un'emergenza a livello regionale o di Unione, assumendo una funzione di coordinamento con facoltà decisionali limitate. Inoltre la Commissione UE ha il compito di sorvegliare le misure nazionali ed ev. regionali volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, nonché redigere rapporti in merito.

Considerando il fatto che nei prossimi anni, nel quadro della Strategia energetica 2050, il vettore gas continuerà a svolgere un ruolo essenziale per il Paese, la Svizzera ambisce a partecipare in modo permanente al «gruppo di coordinamento del gas» dell'UE con l'obiettivo di accrescere ulteriormente la sicurezza dell'approvvigionamento nazionale. Una collaborazione in questo ambito potrebbe essere vantaggiosa per entrambe le parti. Nel maggio 2013 per la prima volta un rappresentante svizzero è stato invitato a una riunione del gruppo di coordinamento del gas. Nel corso della riunione del dicembre 2013, la Svizzera ha presentato i principali dati emersi dalla propria valutazione del rischio. Tuttavia, lo status futuro della Confederazione all'interno del gruppo non è ancora ben chiaro.

La collaborazione con il gruppo di coordinamento del gas e i Paesi confinanti presuppone la redazione anche da parte elvetica delle basi relative alla prevenzione in caso di crisi del gas secondo il regolamento n. 994/2010 (valutazione del rischio, piano di prevenzione e piano di emergenza). In una prima fase è stata elaborata la presente valutazione del rischio per la Svizzera; l'attuazione è seguita in modo pragmatico in un quadro adattato alle peculiarità del Paese. Il rapporto deve tuttavia soddisfare in modo equivalente i requisiti posti dal regolamento UE. Sono stati altresì utilizzati i lavori già esistenti (ad esempio la documentazione del settore del gas per l'approvvigionamento economico del Paese).

1.2 Procedura

Il rapporto concernente la valutazione del rischio nell'ambito dell'approvvigionamento di gas naturale in Svizzera è stato redatto da un gruppo di lavoro (GL Valutazione del rischio gas), formato da rappresentanti di Swissgas, dell'Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG, dell'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese UFAE, della Segreteria di Stato dell'economia SECO e dell'Ufficio federale dell'energia UFE. Questa composizione del gruppo di lavoro ha garantito l'accesso a tutte le informazioni e ai dati rilevanti. I dati necessari per i conteggi nell'ambito del rapporto sono stati forniti dal settore del gas. L'UFE, che ha coordinato i lavori, si assume la responsabilità per il rapporto conclusivo che rispecchia la posizione comune di tutti i partecipanti.



2 Panoramica sull'approvvigionamento di gas e sulla relativa infrastruttura in Svizzera

2.1 Il ruolo attuale del gas naturale nell'approvvigionamento energetico svizzero

Nel 2013 il gas naturale responsabile copriva il 14% del fabbisogno di energia finale in Svizzera, contro l'8% del 1990. In cifre assolute il consumo finale di gas naturale in Svizzera negli ultimi due decenni è quasi raddoppiato e nel 2013 ammontava a circa 34 miliardi di kWh (o 3,3 miliardi di Nm³)⁵. Negli anni Novanta la crescita annua del consumo di gas naturale è stata mediamente del 5%, soprattutto a discapito dell'olio combustibile, mentre dal 2000 è rallentata, attestandosi sul 2% medio annuo, il che è da ricondurre in parte al crescente utilizzo delle pompe di calore (cfr. Figura 1) come pure al miglioramento dell'isolamento termico degli edifici e alla trasformazione strutturale nell'industria.

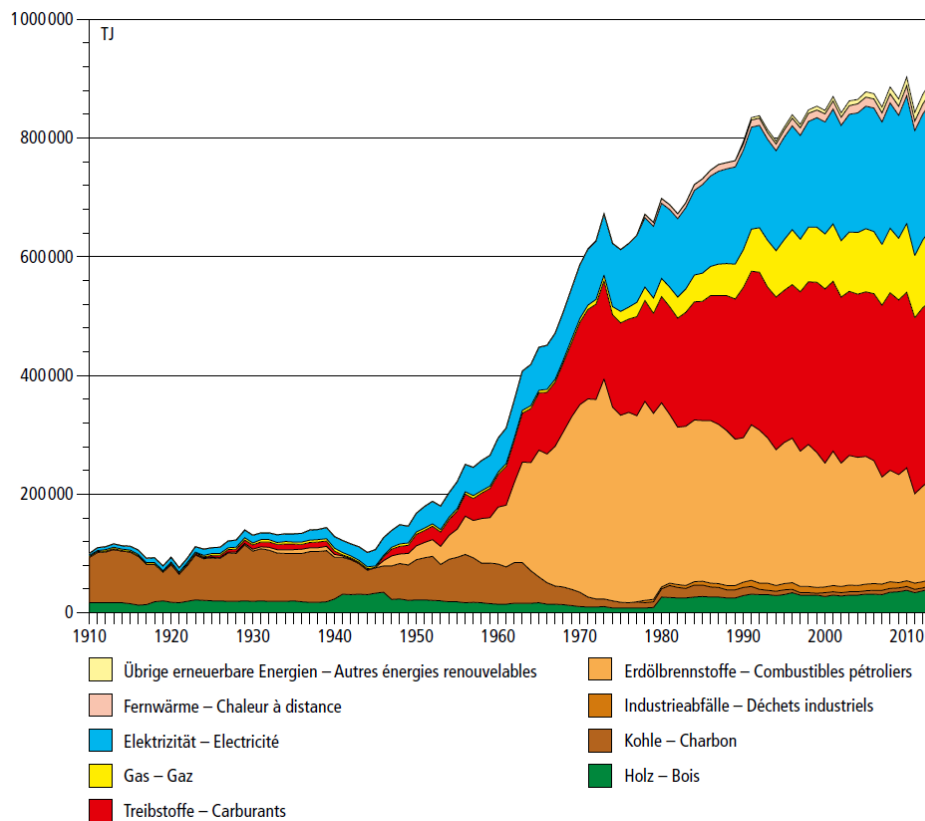


Figura 1: consumo di energia finale in Svizzera, in TJ (1 TJ = 0,2778 milioni di kWh). Fonte: Statistica globale dell'energia 2013, UFE.

⁵ Secondo la Statistica globale dell'energia dell'UFE in questo caso si utilizza il potere calorifico inferiore (36,3 MJ/Nm³ = 10,1 kWh/Nm³), mentre nell'industria del gas si utilizza come unità di conto il potere calorifico superiore (40,3 MJ/Nm³ = 11,2 kWh/Nm³). Conversione: potere calorifico inferiore = 0.9 * potere calorifico superiore. Nm³: metro cubo normale; indica la quantità di gas contenuta in un metro cubo alla temperatura di 0°C e con una pressione di 1013 mbar.



Il gas naturale viene utilizzato principalmente per la produzione di calore nelle economie domestiche (riscaldamento dei locali, produzione di acqua calda e cucina) e nell'industria (calore di processo). Il principale gruppo di consumatori è costituito dalle economie domestiche, responsabile del 40% del consumo finale svizzero di gas, seguito dall'industria con un terzo del consumo finale. Inoltre il gas viene utilizzato nel settore dei servizi e in misura limitata nel settore della mobilità.

Oltre al consumo finale diretto di gas, nel 2012 in Svizzera sono stati consumati circa 2 miliardi di kWh (pari a 220 milioni di Nm³) di gas nelle centrali termiche e termoelettriche convenzionali per la produzione di energia elettrica e teleriscaldamento (consumo da trasformazione). A differenza di altri Paesi europei, attualmente in Svizzera il gas svolge un ruolo marginale nella produzione di energia elettrica e di teleriscaldamento.

2.2 Prospettive della futura domanda di gas

L'attuazione della Strategia energetica svizzera 2050⁶, per la quale nell'autunno 2013 è stato presentato un progetto di legge al Consiglio federale e al Parlamento, influenzerà anche il consumo di gas nel Paese. Tali effetti vengono analizzati e quantificati nelle Prospettive energetiche 2050⁷ sulla base di tre diversi scenari.

Lo scenario «Status quo» presuppone la continuazione della precedente politica energetica svizzera (fino al 2010). Lo scenario «Misure politiche» è uno scenario strumentale che evidenzia gli effetti sulla domanda di energia e sull'offerta di elettricità delle misure del primo pacchetto per l'attuazione della Strategia energetica 2050. Negli scenari viene prestata particolare attenzione al futuro approvvigionamento di elettricità, nel contesto del graduale abbandono dell'energia nucleare, deciso in linea di principio dal Consiglio federale e dal Parlamento. Lo scenario «Nuova politica energetica» illustra i requisiti necessari per raggiungere l'obiettivo di ridurre di 1–1,5 t pro capite all'anno, entro il 2050, le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico. Questo scenario presuppone una politica di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di CO₂ armonizzata a livello internazionale nonché una maggiore collaborazione internazionale nel settore della ricerca e dello sviluppo.

Con la Strategia energetica 2050, il Consiglio federale mira a raggiungere, a medio termine, l'evoluzione prefigurata nello scenario «Misure politiche» e, a lungo termine, quella delineata nello scenario «Nuova politica energetica», con una produzione di energia elettrica basata soprattutto sulle energie rinnovabili, integrate da impianti di cogenerazione forza-calore a vettori fossili e da centrali a gas a ciclo combinato (variante C&E, vedi più avanti). A seconda dell'evoluzione dell'offerta di energia elettrica sul mercato europeo, in particolare per quanto riguarda le energie rinnovabili, rimane aperta, a titolo integrativo, l'opzione dell'importazione di energia elettrica.

Analizzando la futura domanda di gas bisogna distinguere tra consumo finale diretto, che serve in primo luogo per la produzione di calore nelle economie domestiche e nell'industria, e consumo da trasformazione per la produzione di energia elettrica.

Il presente rapporto si basa sui bilanci dettagliati del consumo di gas delle Prospettive energetiche 2050. I bilanci corrispondono alle delimitazioni della statistica complessiva dell'energia. Oltre al consumo finale delle economie domestiche, dell'industria, dei servizi e dei trasporti e al consumo di gas per la produzione di energia, sono stati considerati anche la differenza statistica, inclusa l'agricoltura e il consumo di gas per la produzione di calore a distanza. A questo riguardo occorre anche tenere

⁶ Cfr.: www.strategiaenergetica2050.ch

⁷ Prognos AG, 2012, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=05673



conto dei “crediti di calore”⁸ per mettere in bilancio il consumo degli impianti di cogenerazione. Di conseguenza, i dati pubblicati nel presente rapporto possono divergere da quelli del messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050, che si basano sui consumi finali delle economie domestiche, dell’industria, dei servizi e dei trasporti, nonché sull’impiego di vettori energetici per la produzione di energia elettrica.

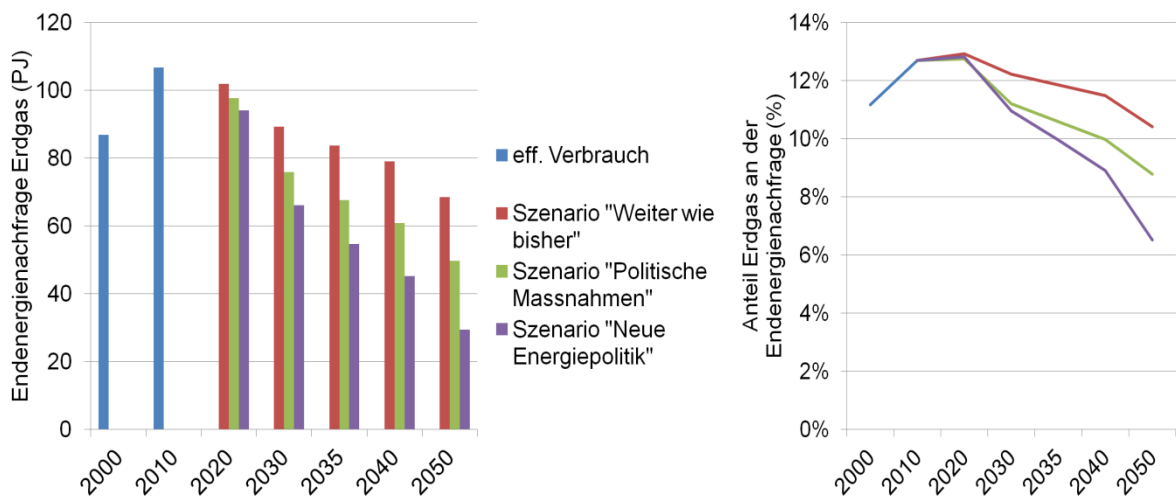


Figura 2: confronto tra scenari nella domanda di energia finale di gas naturale (esclusa la produzione di energia elettrica da fonti fossili) in PJ (1 PJ = 0,2778 miliardi di kWh) e sviluppo della quota di gas nella domanda di energia finale negli scenari (variante C&E). Fonte: Prospettive energetiche 2050, Prognos, 2012.

In tutti e tre gli scenari il consumo di vettori energetici fossili nel lungo periodo diminuirà in cifre assolute: il gas naturale, dal punto di vista relativo, è un vettore sostitutivo vincente rispetto agli oli combustibili. Nonostante la domanda di gas nello scenario «Status quo», entro il 2050, diminuisca del 36% rispetto al 2010, soprattutto grazie alla maggiore efficienza nel riscaldamento degli edifici, la quota nel mix energetico diminuisce solo leggermente attestandosi al 10% circa. La diminuzione assoluta nel consumo finale è più marcata rispetto al consumo del 2010 nello scenario «Misure politiche» (-53%) e in particolare nello scenario «Nuova politica energetica» (-73%) (cfr. Figura 2).

Tra le economie domestiche il consumo finale di gas aumenta leggermente nel breve e medio periodo in tutti gli scenari fino al 2020 e successivamente subisce un netto calo. Nello scenario «Status quo» il consumo delle economie domestiche diminuisce entro il 2050 del 25% rispetto al 2010. Questo calo è da ricondurre principalmente alla diminuzione del fabbisogno termico specifico.

La quota di elettricità nel mix energetico aumenta in tutti e tre gli scenari. In valori assoluti la domanda di elettricità aumenta entro il 2050 del 17% nello scenario «Status quo», mentre nello scenario «Nuova politica energetica» (-73%) (cfr. Figura 2).

⁸ Se per la produzione di energia elettrica vengono utilizzati impianti di cogenerazione, il calore può essere prelevato e utilizzato. Nelle prospettive energetiche, tale calore viene preso in considerazione attraverso cosiddetti “crediti di calore” (Wärmegutschriften). Il calore proveniente da impianti di cogenerazione sostituisce calore proveniente da impianti di riscaldamento e industriali convenzionali, il quale, da un punto di vista di modellizzazione tecnica, conformemente alla struttura dinamica del sistema di produzione e riscaldamento, costituisce una modalità di consumo finale. I crediti di calore devono perciò essere detratti dal consumo finale.



va politica energetica» diminuisce del 10%. Lo scenario «Misure politiche» si colloca tra i due con un leggero aumento del 4%. A seguito di questo sviluppo e del graduale abbandono dell'energia nucleare in tutti gli scenari, nel medio e lungo termine risulta un fabbisogno di nuove capacità di produzione di energia elettrica. A seconda della quantità di gas naturale che verrà utilizzata in futuro per la produzione di energia elettrica, il consumo globale di gas naturale in Svizzera dovrebbe aumentare ulteriormente in seguito al consumo da trasformazione per la produzione di energia elettrica, aggiuntivo al consumo finale.

Nel caso in cui la produzione di energia elettrica sia potenziata soprattutto con centrali a gas a ciclo combinato centralizzate (variante relativa all'offerta C), la domanda globale di gas dovrebbe aumentare sensibilmente in determinati scenari. Nello scenario «Status quo» (variante C) il consumo complessivo di gas naturale fino al 2050 dovrebbe più che raddoppiare rispetto al 2010 (crescita del 107% circa), mentre nello scenario «Misure politiche» (variante C) aumenta del 54% e nello scenario «Nuova politica energetica» (variante C) diminuisce di circa il 6%. Anche considerando il forte sviluppo delle centrali a gas ipotizzato in questi scenari, le emissioni totali di CO₂ dovute al consumo energetico diminuiscono entro il 2050 rispetto al valore del 2010.

Ipotizzando un ambizioso percorso di potenziamento delle energie rinnovabili e la copertura del fabbisogno restante con centrali a gas a ciclo combinato (variante relativa all'offerta C&E), l'aumento del consumo globale di gas naturale rallenta ulteriormente, risultando del 32% nello scenario «Status quo» (variante C&E). Nello scenario «Misure politiche» (variante C&E) il consumo complessivo diminuisce del 4% e nello scenario «Nuova politica energetica» (variante C&E) addirittura del 47%. In questa variante relativa all'offerta le emissioni totali di CO₂ dovute al consumo energetico diminuiscono in modo più marcato.

Riassumendo, in futuro è ipotizzabile in Svizzera un calo della domanda di energia finale per quanto riguarda il gas naturale a causa della diminuzione del fabbisogno di calore dovuta a maggiore efficienza. A seconda della futura evoluzione della domanda di elettricità e della quota di produzione di energia elettrica da vettori fossili, la domanda complessiva di gas della Svizzera potrebbe però anche aumentare sensibilmente.

2.3 Offerta di gas e importazioni

Finora in Svizzera sono stati scoperti solo piccoli giacimenti di gas naturale che tuttavia non vale la pena sfruttare. Fa eccezione il giacimento di Finsterwald nel Cantone di Lucerna, dove tra il 1985 e il 1994 sono stati estratti e immessi in rete complessivamente 73 milioni di Nm³ di gas naturale, pari a circa il 2,5% del consumo annuo elvetico. In Svizzera si ipotizza l'esistenza di altri giacimenti di petrolio e gas, poiché le strutture geologiche nelle diverse regioni sono simili ad altre regioni nel mondo dove è stato trovato petrolio o gas naturale. Inoltre, nei Paesi confinanti, non lontano dalle frontiere svizzere, è stato estratto del gas naturale. Attualmente in Svizzera sono in corso diversi progetti di prospezione del gas naturale (regione del lago di Ginevra, Cantone di Neuchâtel, Svizzera centrale ecc.). A Noville (Lago di Ginevra) è stato scoperto del gas naturale. Tuttavia la fattibilità tecnica ed economica di uno sfruttamento deve ancora essere esaminata. Nella regione tedesca del Lago di Costanza è stato scoperto anche del gas da argille. Verso lo sfruttamento di questi giacimenti di gas naturale non convenzionali mediante il «fracking» esistono tuttavia notevoli resistenze politiche e sociali dovute alla possibilità di inquinamento idrico e di attività sismica indotta.

Una piccola quota dell'offerta svizzera di gas è costituita da gas biogeno (biogas, gas di depurazione, gas di legna), ossia da gas prodotto da fonti rinnovabili (biomassa). Attualmente in Svizzera esistono 80 impianti a biogas agricolo che perlopiù trasformano direttamente il biogas in energia elettrica e



quasi 30 impianti a biogas industriale, alcuni dei quali producono biogas con la qualità del gas naturale e lo immettono in rete. Sono inoltre operativi 300 impianti a gas di depurazione che per la maggior parte trasformano direttamente il gas in energia elettrica. Alcuni grandi impianti tuttavia dispongono di sistemi di trattamento e di immissione nella rete del gas naturale. Complessivamente nel 2011 in Svizzera sono stati prodotti quasi 90 milioni di Nm³ di biogas (inclusi gli impianti a gas di depurazione che utilizzano il gas solamente per scopi termici). Di questi sono stati immessi nella rete del gas naturale 8 milioni di Nm³, dei quali circa il 9% proveniente da fonte agricola e la quota restante per circa metà da impianti a biogas industriale e per l'altra metà da impianti a gas di depurazione. Nel 2012 l'immissione di biogas nella rete del gas naturale è aumentata di 9 milioni di Nm³ provenienti da 15 impianti, pari allo 0,3% del consumo svizzero di gas.

In questa situazione l'attuale domanda svizzera di gas è soddisfatta praticamente per intero mediante le importazioni di gas naturale dai Paesi circostanti⁹. Il portafoglio delle importazioni del settore svizzero del gas è raffigurato nella Figura 3. Circa due terzi del fabbisogno elvetico di gas naturale vengono soddisfatti da produttori e fornitori nell'Europa occidentale (da quattro Paesi UE: Paesi Bassi, Germania, Francia e Italia, nonché dalla Norvegia). Germania, Francia e Italia a loro volta acquistano il gas prevalentemente da Russia, Norvegia, Algeria e, sotto forma di GNL (Francia e Italia), da altre fonti di gas naturale più distanti, mentre i Paesi Bassi dispongono di grandi giacimenti propri. Swissgas inoltre, insieme a partner tedeschi e austriaci, è attiva direttamente nel giacimento di gas naturale norvegese. Un quarto del gas naturale importato in Svizzera proviene da regioni estrattive russe e giunge in Svizzera attraverso i Paesi circostanti, anche se non esistono rapporti contrattuali diretti con fornitori russi. Poiché il settore svizzero del gas si procura il gas naturale da diversi grandi fornitori e produttori nei Paesi circostanti, dal punto di vista geografico il portafoglio delle importazioni è ampio e diversificato. A livello internazionale la Svizzera è un acquirente di piccole dimensioni: il suo fabbisogno ammonta a meno dell'1% del fabbisogno dell'UE.

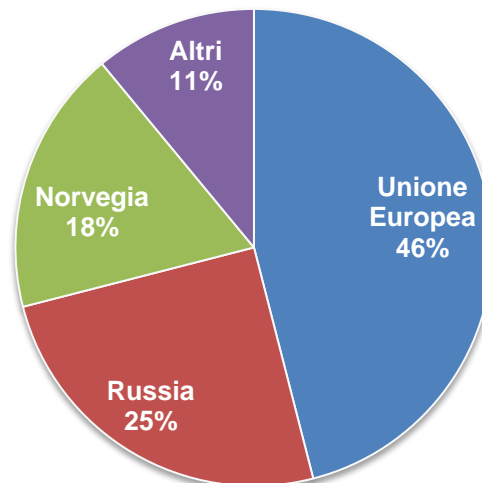


Figura 3: portafoglio delle importazioni del settore svizzero del gas naturale 2013. Importazioni suddivise in base agli impegni contrattuali dei produttori e fornitori esteri verso il settore svizzero del gas naturale. Fonte: ASIG.

⁹ Vi sono anche casi di installazioni isolate (impianti industriali, stazioni di rifornimento) che necessitano di GNL. Il GNL viene importato in Svizzera dall'Europa con autocisterne. A seconda dell'evoluzione del prezzo del GNL, il numero di questi impianti potrebbe aumentare in futuro. Poiché l'utilizzo di GNL, rispetto al consumo complessivo di gas, è ancora molto basso, nel presente rapporto non viene considerato.



Circa tre quarti del fabbisogno svizzero di gas naturale vengono procurati da Swissgas¹⁰ su mandato delle quattro società regionali di distribuzione del gas: Gasverbund Mittelland¹¹, Erdgas Ostschweiz¹², Gaznat¹³ ed Erdgas Svizzera centrale¹⁴. Queste società regionali di distribuzione soddisfano il fabbisogno di gas naturale delle 100 imprese locali svizzere di approvvigionamento. Oltre a Swissgas anche le società regionali stesse importano una parte del gas naturale di cui hanno bisogno. In Ticino l'azienda locale AIL¹⁵ si procura il gas naturale in Italia; nella Valle del Reno grigionese se ne occupa l'EBRAG che importa gas naturale via Lindau, sulla frontiera austro-tedesca, attraverso il Vorarlberg e il Liechtenstein.

Swissgas copre la maggior parte del fabbisogno svizzero mediante contratti d'acquisto a lungo termine con diversi grandi fornitori dei Paesi UE. Concretamente sarebbe possibile soddisfare quasi due terzi del fabbisogno svizzero di gas naturale mediante i contratti a lungo termine. Attualmente, a causa della situazione di mercato, si ricorre in modo limitato a questi contratti, coprendo così la metà del fabbisogno. I contratti a lungo termine di Swissgas scadranno nei prossimi anni e verranno progressivamente sostituiti. L'acquisto del gas naturale verrà quindi adeguato alle nuove condizioni di mercato e avrà basi più ampie e flessibili, al fine di ridurre i rischi legati all'acquisto e creare un più ampio margine di manovra per affrontare i cambiamenti del mercato. L'industria svizzera del gas punta quindi a contratti di più breve durata e a una ripartizione delle quantità d'acquisto su un numero maggiore di singoli fornitori e contratti, e partecipa direttamente a progetti per l'estrazione di gas naturale nel Mare del Nord.

I contratti d'acquisto a lungo termine sono impegni a livello di economia privata che potrebbero essere limitati da norme statali o disposizioni superiori (ad es. piani di emergenza, misure di gestione). Tuttavia una conseguente possibile limitazione della sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera va relativizzata in quanto una limitazione sostanziale delle importazioni verso la Svizzera potrebbe anche provocare limitazioni nell'approvvigionamento in altri Paesi confinanti.

Anche gli acquisti a breve termine stanno assumendo sempre maggiore importanza. Attualmente una crescente quota del gas naturale importato viene acquistata mediante operazioni spot per poter approfittare degli sviluppi di mercato a breve termine sui mercati all'ingrosso, caratterizzati da una crescente liquidità. Parallelamente tuttavia rimane centrale il ruolo dei contratti d'acquisto a lungo termine, in particolare per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento.

¹⁰ Swissgas AG: www.swissgas.ch

¹¹ Gasverbund Mittelland AG (GVM): www.gvm-ag.ch

¹² Erdgas Ostschweiz AG (EGO): www.ego-ag.ch

¹³ Gaznat SA: www.gaznat.ch

¹⁴ Erdgas Zentralschweiz AG (EGZ): www.egz.ch

¹⁵ Aziende Industriali di Lugano SA (AIL): www.ail.ch



2.4 L'infrastruttura del gas in Svizzera

2.4.1 Rete di trasporto svizzera e collegamento alla rete europea di trasporto a lunga distanza

La rete europea di trasporto del gas naturale, lunga circa 190 000 km, si estende dal Mare del Nord e dal Mar Baltico fino al Mediterraneo, e dall'Atlantico fino all'Europa orientale e alla Siberia (cfr. Figura 4). Fin dall'inizio degli anni Settanta la Svizzera è collegata alla rete internazionale di trasporto del gas naturale e attualmente conta 16 punti di attraversamento della frontiera elencati qui di seguito (fra parentesi è indicato il Paese confinante; DE: Germania, FR: Francia, IT: Italia, AT: Austria e FL: Principato del Liechtenstein):

- Wallbach (DE)
- Kreuzlingen (DE)
- Fallentor (DE)
- Basilea/Riehen (DE)
- Rodersdorf/Oltingue (FR)
- La Cure (FR)
- Schönenbuch (FR)
- Bardonnex (FR)
- La Louvière (FR)
- Ferney (FR)
- Les Verrières (FR)
- Les Brenets (FR)
- Griespass (IT)
- Genestrerio (IT)
- Höchst (AT)
- Trübbach/Sargans (FL)

La maggior parte dei punti di attraversamento della frontiera è costituita da semplici punti di immissione, mentre i restanti fungono in parte o talora totalmente da punti di prelievo. Nel 1974 è entrato in funzione il gasdotto internazionale di transito dai Paesi Bassi verso l'Italia (cfr. anche capitolo 2.4.2) che sul territorio svizzero si snoda da Wallbach (AG) fino al passo del Gries (Alto Vallese) ed è di proprietà della ditta Transitgas¹⁶. Nel periodo dal 1998 al 2003 il sistema di transito del gas è stato fortemente potenziato in seguito alla crescente domanda di gas in Italia e collegato alla rete di trasporto francese a sud-ovest di Basilea (Rodersdorf, ovvero Oltingue in Francia) attraverso una nuova condotta di collegamento. In questo modo la Svizzera è diventata un importante corridoio di transito nel cuore del mercato interno europeo del gas, il che ha sensibilmente migliorato la sua posizione e la sicurezza dell'approvvigionamento.

¹⁶ Transitgas AG: www.transitgas.ch

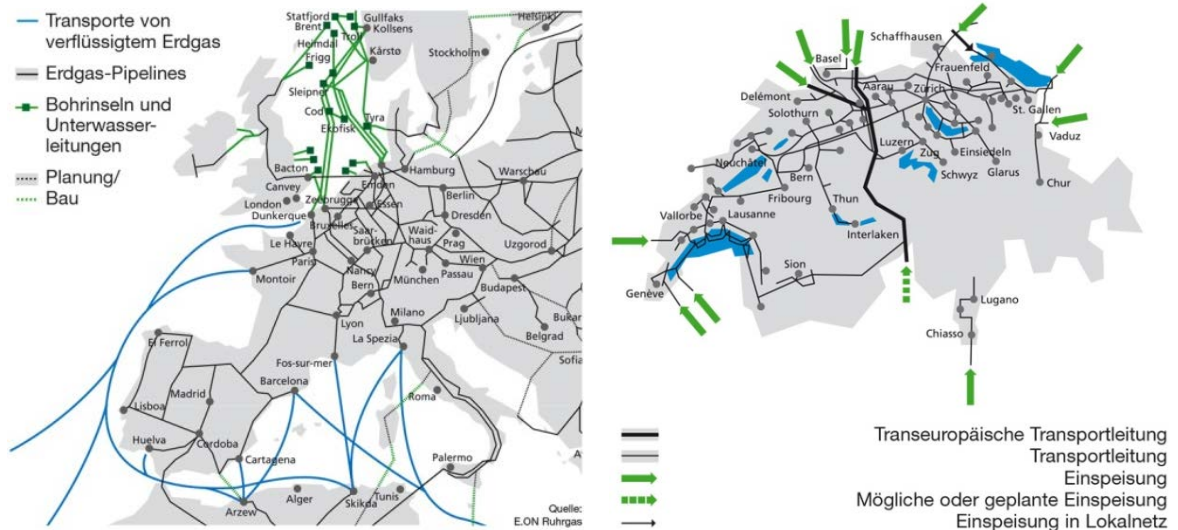


Figura 4: rete di trasporto europea e svizzera (raffigurazione schematica). Fonte: ASIG.

Le capacità di immissione nei punti di attraversamento della frontiera sono destinate interamente all'approvvigionamento della Svizzera, fatta eccezione per Wallbach e Rodersdorf (Oltingue). La capacità di immissione al passo del Gries è destinata interamente alla Svizzera (a questo riguardo, non si tiene ancora conto del previsto progetto reverse-flow, cfr. capitolo 2.4.2). In passato una parte delle capacità previste per la Svizzera era stata nuovamente messa a disposizione per i transiti.

Il gasdotto di transito è la principale via di importazione per la Svizzera. Attraverso questa condotta vengono importati circa tre quarti del consumo nazionale. Attraverso sei stazioni di consegna e di misurazione alla frontiera lungo il gasdotto di transito (Zeiningen (AG), Zuzgen (AG), Däniken (SO), Staffelbach (AG), Ruswil (LU) e Obergesteln (VS)) il gas naturale per il consumo svizzero viene condotto nelle reti di trasporto ad alta pressione delle società regionali e di Swissgas attraverso le quali vengono rifornite le regioni. Le restanti importazioni confluiscono direttamente nelle reti di trasporto e di distribuzione attraverso punti di immissione aggiuntivi. Questi punti di immissione sono collocati lungo la frontiera con la Germania (Fallentor e Kleinhünigen/Basilea), la Francia (Schönenbuch, La Cure, La Louvière e Bardonnex) e l'Austria (Höchst). L'immissione presso Genestrerio (vicino a Chiasso) al confine italiano rifornisce la rete autonoma del Ticino, non collegata alla rete svizzera di trasporto ad alta pressione. La regione della Valle del Reno grigionese viene rifornita praticamente solo attraverso il punto di immissione di Trübbach. Il collegamento della Valle del Reno grigionese al restante sistema svizzero di condotte è marginale. Per le altre analisi della rete elvetica del gas – in particolare nella valutazione dello standard infrastrutturale (capitolo 3) – si utilizzano le capacità di immissione escludendo Trübbach e Genestrerio.

Il punto di attraversamento della frontiera con la maggiore capacità di immissione è il punto di immissione della condotta di transito a Wallbach, al confine con la Germania. Dispone di una capacità di immissione di 570,9 milioni di kWh/giorno, ovvero **51,0 milioni di Nm³/giorno**. L'intera capacità di immissione nella rete svizzera del gas ai punti di attraversamento della frontiera (esclusi Trübbach (valle del Reno grigionese) e Genestrerio (Ticino)) ammonta a 961,7 milioni di kWh/giorno, ovvero **85,9 milioni di Nm³/giorno**. Questi dati sono stati messi a disposizione da Swissgas¹⁷.

¹⁷ Le conversioni si basano sul potere calorifico (11,2 kWh/Nm³).



Il principale punto di prelievo nella rete svizzera del gas è il punto di attraversamento della frontiera meridionale del gasdotto di transito sul passo del Gries. Attraverso i punti di prelievo Ferney, Les Verrières e Les Brenets la Svizzera rifornisce di gas alcune regioni francesi.

Secondo la statistica annuale dell'ASIG, nel 2012 l'intera rete svizzera di trasporto e di distribuzione si estendeva lungo circa 19 103 km, di cui 2279 km di rete di trasporto ad alta pressione¹⁸. Le condotte della rete di trasporto hanno una pressione di oltre 5 bar. La rete svizzera dei gasdotti ad alta pressione riuscirà a coprire il fabbisogno ancora per molto tempo; al momento non si prevedono potenziamenti significativi della rete, fatta eccezione per una condotta di collegamento della lunghezza di 24 km a nord del lago Lemano (Trélex-Colovrex), inaugurata nel maggio 2014. Se tuttavia, nel quadro della Strategia energetica 2050 (cfr. anche capitolo 2.2) dovessero essere realizzate centrali a gas a ciclo combinato o impianti di cogenerazione alimentati a gas naturale con una potenza complessiva significativa, sarà necessario adeguare l'infrastruttura per l'approvvigionamento del gas. Per la produzione di energia elettrica attraverso il gas naturale sul gasdotto di transito (cfr. capitolo 2.4.2) già oggi sono disponibili capacità nell'ordine di grandezza del consumo di 2–3 centrali a gas a ciclo combinato (ossia da 1 a 1,5 GW)¹⁹. La Figura 5 presenta una cartina della rete svizzera di trasporto del gas naturale.

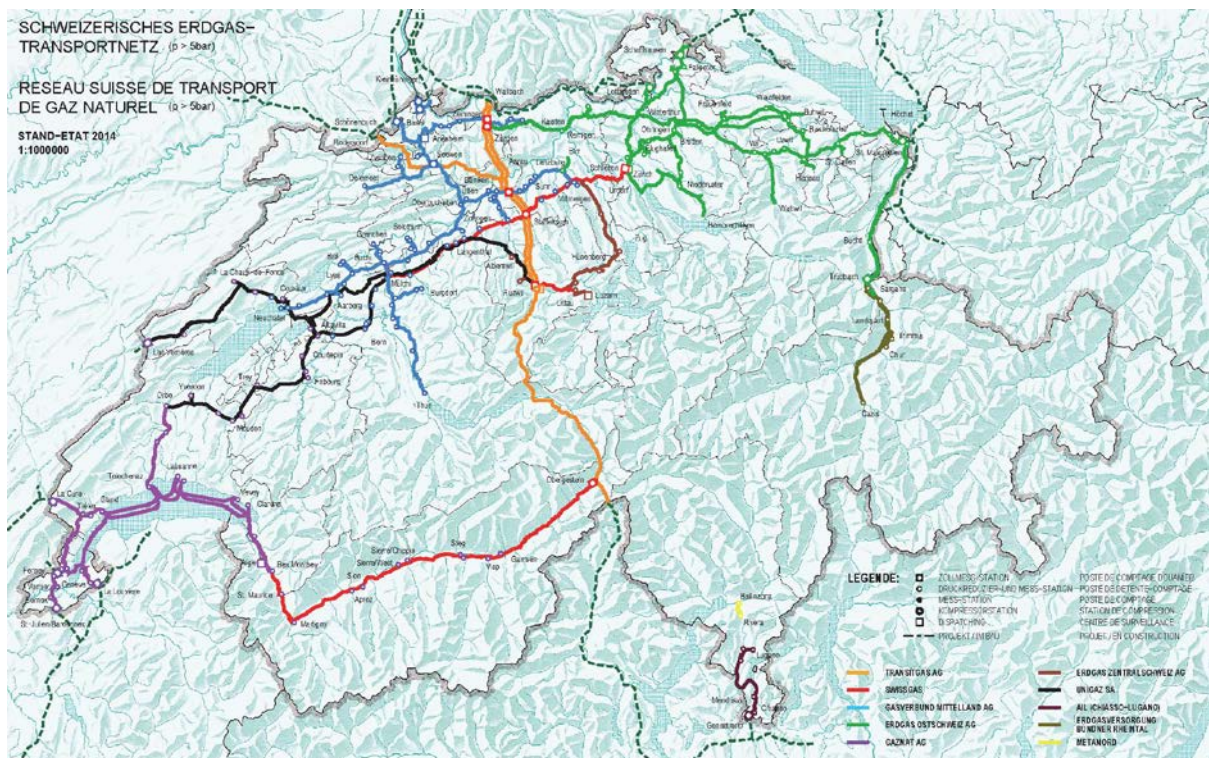


Figura 5: rete svizzera ad alta pressione di trasporto del gas naturale. Fonte: Swissgas.

¹⁸ Statistica annuale ASIG, 2013,

http://www.erdgas.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Broschueren/Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik_2013.pdf

¹⁹ Cfr. «Szenario für eine künftige Stromproduktion mit Erdgas», comunicato stampa dell'ASIG del 19 maggio 2011, <http://www.erdgas.ch/mediensstelle/mediennmitteilungen/2011/19052011/>



2.4.2 Gasdotto di transito

Il gasdotto di transito realizzato nel 1974 attraversa la Svizzera per 165 km dal confine settentrionale (Wallbach AG) fino a quello meridionale (passo del Gries VS). I due principali punti di immissione della Svizzera alimentano il sistema di transito del gas a Wallbach alla frontiera tedesca e a Rodersdorf a quella francese. Da Wallbach partono due condotte parallele del gasdotto di transito che arrivano fino a Ruswil (presso Lucerna). Da Ruswil fino al confine con l'Italia il trasporto avviene mediante una condotta di grande diametro. Da Rodersdorf una derivazione del sistema di transito del gas presso Lostorf conduce alle due condotte parallele. La derivazione Rodersdorf–Lostorf garantisce un collegamento di grande diametro con la Francia e quindi l'accesso alle importazioni del gas naturale norvegese (via Dunkerque e il Belgio), olandese (via Belgio) e dei porti dotati di impianti GNL di Montoir de Bretagne e in futuro anche di Dunkerque. Il sistema di trasporto comprende inoltre una stazione di compressione a Ruswil (LU), diverse valvole di sezionamento e una stazione di misurazione a Wallbach (AG). Dal 1994 in poi il sistema di transito del gas è stato potenziato con l'obiettivo di accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine e soddisfare la crescente domanda di gas naturale in Italia. Di conseguenza tra il 1998 e il 2003 la quantità trasportata dal gasdotto di transito è raddoppiata passando da 9 a 18 miliardi di Nm³ all'anno. Di questi circa 2,5 miliardi di Nm³ all'anno confluiscono nel mercato svizzero. La lunghezza complessiva della rete di transito del gas è di 293 chilometri (cfr. Figura 6).

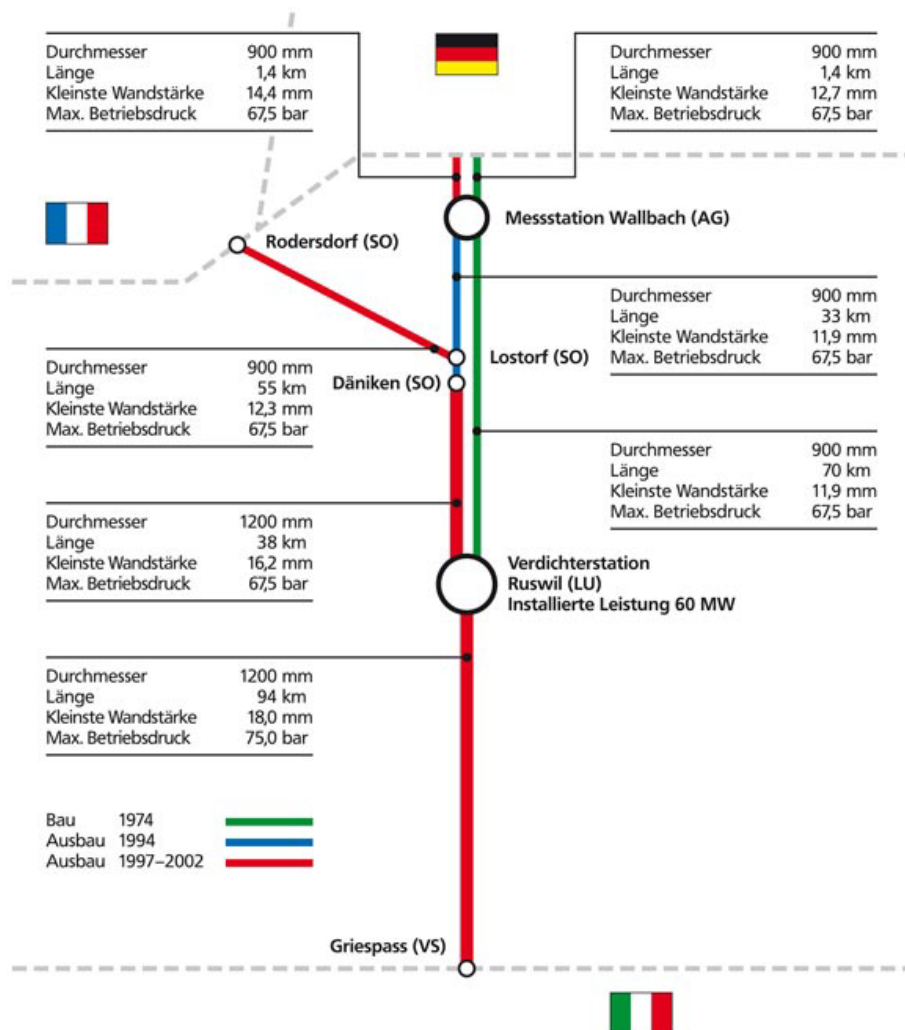


Figura 6: fasi di ampliamento del sistema di transito del gas. Fonte: ASIG.

Il sistema di transito del gas collega i tre principali mercati del gas naturale dell'Europa continentale (Germania, Francia e Italia) che dispongono anche dei più grandi impianti di stoccaggio del gas naturale in Europa. Al momento i gestori del gasdotto di transito stanno pianificando una sua ristrutturazione (inclusi i sistemi a monte all'estero) al fine di consentire l'inversione della direzione del flusso, ossia dall'Italia verso la Svizzera e poi verso la Germania e la Francia («reverse-flow»). Il 21 maggio 2013 l'UFE ha rilasciato l'approvazione dei piani per i necessari interventi di modifica della stazione di misurazione di Wallbach (AG), del punto di snodo di Lostorf (SO) e della stazione di compressione di Ruswil (LU). Il flusso invertito verrà realizzato in diverse fasi tra il 2014 e il 2018. Si prevede che dal 2017 nel gasdotto di transito potrebbero essere disponibili capacità reverse-flow. Per l'attuazione del reverse-flow transfrontaliero dovranno tuttavia ancora essere chiarite alcune condizioni quadro. Questo consentirebbe di migliorare la sicurezza di approvvigionamento non solo in Svizzera, ma in tutta l'Europa, in quanto verrebbe a crearsi un significativo potenziale d'importazione supplementare. Il flusso invertito potrebbe risultare interessante anche in considerazione delle notevoli capacità di stoccaggio esistenti in Italia.



2.4.3 Impianti di stoccaggio

Finora per motivi di ordine tecnico e geologico non è stato possibile realizzare in Svizzera grandi impianti di stoccaggio del gas (ad es. in caverne). Per questa ragione nel nostro Paese esistono solamente serbatoi cilindrici interrati e serbatoi sferici per compensare le punte giornaliere. I più grandi serbatoi cilindrici d'Europa si trovano a Volketswil e Urdorf (ZH). Hanno una capacità di 700 000 Nm³ a una pressione di 70 bar (Volketswil) e 100 bar (Urdorf). Complessivamente la rete svizzera ha una capacità di stoccaggio giornaliero di circa 4 milioni di Nm³. Inoltre nella rete svizzera del gas, alle attuali condizioni di utilizzo, esiste un considerevole volume tampone in condotta (2,4 milioni di Nm³) che può essere utilizzato per compensare le oscillazioni nei vari orari della giornata.

Tuttavia, per compensare le oscillazioni di carattere stagionale e tutelarsi da possibili guasti nell'approvvigionamento nella rete internazionale di trasporto o significative riduzioni nelle forniture, è necessaria una maggiore flessibilità. Da un lato questa maggiore flessibilità può essere offerta direttamente dagli impianti di stoccaggio. La società regionale della Svizzera occidentale Gaznat SA utilizza capacità di stoccaggio stabilite mediante contratto (corrispondenti a quasi il 5% del consumo annuo svizzero) dell'impianto di Etrez presso Lione (Francia), di cui è cofinanziatrice, che è collegato ad altri impianti di stoccaggio francesi. Svizzera e Francia hanno regolamentato mediante un accordo la parità di trattamento dei clienti svizzeri nell'utilizzo degli impianti di stoccaggio in caso di crisi²⁰. Dall'altro lato anche il gas naturale può essere acquistato da produzioni flessibili oppure indirettamente da fornitori con un corrispondente portafoglio. I fornitori delle imprese svizzere di approvvigionamento del gas ubicati nei Paesi circostanti dispongono di grandi impianti di stoccaggio del gas. Attualmente il settore del gas sta nuovamente esaminando la possibilità di creare in Svizzera impianti di stoccaggio del gas più grandi.

2.4.4 Impianti a due combustibili

Attualmente al massimo il 30% del consumo annuo di gas in Svizzera può essere sostituito a breve termine con l'olio combustibile grazie agli impianti a due combustibili, prevalentemente nel settore industriale. Questo potenziale dei clienti commutabili nel consumo globale è costante al 30% con temperature superiori a -1 e -2°C. Diminuendo le temperature diminuisce anche il potenziale e con -18°C tale potenziale scompare, ossia tutti i corrispondenti clienti sono commutati. La diminuzione dipende tuttavia dalla possibilità o meno di acquistare il gas sul mercato spot (nei Paesi circostanti). Questo è ciò che è avvenuto negli scorsi anni: grazie agli acquisti sostitutivi è stato possibile evitare parzialmente o totalmente le commutazioni.

La quota attuale di sostituibilità del gas in impianti a due combustibili è molto elevata nel confronto internazionale, ma negli ultimi anni è diminuita, poiché tra le altre cose sono state chiuse grandi aziende industriali con impianti a doppio combustibile. In futuro la diminuzione della quota di domanda rappresentata dagli impianti a doppio combustibile dovrebbe tendenzialmente proseguire. In caso di un guasto delle reti di gas naturale la domanda di energia industriale potrebbe essere soddisfatta in parte con l'olio combustibile grazie agli impianti a doppio combustibile esistenti, al fine di garantire l'approvvigionamento di gas dei settori più vulnerabili (come le economie private). Al fine di garantire l'approvvigionamento dei consumatori con impianti a doppio combustibile, in cui il gas naturale può essere sostituito dall'olio combustibile, in Svizzera vengono tenute riserve obbligatorie di olio combustibile pari a un consumo di 4,5 mesi per affrontare eventuali situazioni di grave penuria.

²⁰ Cfr. «Scambio di lettere del 27 gennaio/26 febbraio 2009 tra il Consiglio federale svizzero e il Governo della Repubblica francese sulla garanzia reciproca in materia di approvvigionamento di gas naturale» (RS 0.733.134.9, http://www.admin.ch/ch/i/sr/c0_733_134_9.html)



3 Valutazione dello standard infrastrutturale

Sulla base dello standard infrastrutturale si valuta se il sistema svizzero di approvvigionamento del gas è in grado di coprire l'intera domanda nazionale anche in caso di interruzione del principale punto d'importazione (valutazione N-1). In proposito bisogna sottolineare che l'analisi descritta nel regolamento n. 994/2010 parte dal presupposto che un'interruzione a livello locale dell'approvvigionamento può essere interamente compensata mediante immissioni nei restanti punti di immissione del Paese ed eventualmente riduzioni di mercato della domanda e prelievi da impianti di stoccaggio. Questa analisi aggregata per l'intero Paese non considera se l'immissione regionale mancante – a causa delle capacità e della struttura della rete nazionale – possa essere compensata mediante corrispondenti immissioni in altri punti della rete. Inoltre nella valutazione dello standard infrastrutturale vengono conteggiate solamente le capacità di importazione tecniche, senza considerare quale sia il Paese di destinazione per i trasporti di gas effettivamente svolti. Tuttavia in Svizzera gran parte dei trasporti di gas effettuati sul gasdotto di transito non è destinata al mercato nazionale e talvolta anche su altre condotte di trasporto viene deviato il gas destinato all'esportazione.

3.1 Definizione della formula N-1

Lo **standard infrastrutturale** è descritto nel dettaglio nel regolamento n. 994/2010 (art. 6 e allegato 1).

La formula N-1 descrive la capacità tecnica dell'infrastruttura del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata nell'eventualità di un guasto della principale infrastruttura del gas relativa a una giornata con una domanda di gas eccezionalmente elevata osservata statisticamente una volta ogni vent'anni.

L'infrastruttura del gas comprende la rete di trasporto del gas naturale inclusi gli interconnettori come pure gli impianti di produzione, di GNL e di stoccaggio connessi all'area calcolata.

L'«area calcolata» è l'area geografica per la quale si calcola la formula N-1, in questo caso la Svizzera, esclusi il Ticino e la Valle del Reno grigionese, in quanto queste regioni non sono collegate (o lo sono in modo solo marginale) alla restante rete svizzera del gas naturale (cfr. capitolo 2.4.1).

Il **criterio N-1** è soddisfatto se il risultato del seguente calcolo è pari almeno al 100%:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100; \quad N - 1 \geq 100\%$$

I **parametri della formula N-1** sono definiti come segue:

Definizione a livello della domanda

D_{max} – Domanda totale giornaliera di gas in Svizzera [in milioni di Nm³/giorno] osservata statisticamente una volta ogni vent'anni.

D_{MN} – Quota [milioni di Nm³/giorno] della domanda totale che, in caso di interruzione della fornitura, può essere coperta mediante le misure di mercato a livello di domanda.

Senza misure a livello di domanda, $D_{MN} = 0$. In caso vi siano misure a livello di domanda, è possibile come variante calcolare la formula N-1 tenendo conto dell'effetto delle misure a livello di domanda.



Definizione a livello dell'offerta

EP_{max} – Capacità tecnica dei punti di immissione [in milioni di m³/giorno] nell'area calcolata, diversa dalle strutture di produzione, impianti GNL e di stoccaggio, ossia la somma delle capacità tecniche di tutti i punti di immissione alla frontiera.

P_{max} – Capacità tecnica massima di produzione [milioni di Nm³/giorno]

S_{max} – Erogabilità massima tecnica di stoccaggio [milioni di Nm³/giorno]

LNG_{max} – Capacità tecnica massima degli impianti GNL [milioni di Nm³/giorno]

I_{max} – Capacità tecnica della principale infrastruttura unica del gas considerata come infrastruttura unica [milioni di Nm³/giorno].

3.2 Basi di dati utilizzate

Per la valutazione dello standard di approvvigionamento si è ricorso a diverse basi di dati esistenti:

- per determinare la domanda di gas sono stati utilizzati dati relativi al fabbisogno di potenza dei clienti gas a dipendenza della temperatura. Questi dati sono stati rilevati dalle società regionali delle quattro grandi regioni d'approvvigionamento in Svizzera e messi a disposizione per questa indagine da Swissgas. I dati disponibili erano relativi alle regioni Altopiano (Gasverbund Mittelland AG, GVM), Svizzera orientale (Erdgas Ostschweiz AG, EGO), Svizzera occidentale (Gaznat SA) e Svizzera centrale (Erdgas Svizzera centrale AG, EGZ).
- Inoltre sono stati utilizzati dati relativi alle temperature medie diurne del servizio meteorologico nazionale MeteoSvizzera²¹. L'UFE disponeva dei dati quotidiani di misurazione della temperatura dell'aria degli ultimi 28 anni (1984–2012). Come previsto dal regolamento n. 994/2010, per la valutazione dello standard di approvvigionamento sono stati utilizzati i valori estremi degli ultimi 20 anni. Talvolta, ai fini di un confronto, vengono utilizzati anche i valori estremi dell'intera base dati oltre i 28 anni che comprende ulteriori inverni con temperature ancora più basse. Per ognuna delle quattro regioni di approvvigionamento del gas i dati delle stazioni di misurazione rappresentative, ponderati in base al consumo dei clienti gas locali, sono stati accorpati in un andamento medio delle temperature.
- Le necessarie informazioni relative alle capacità a livello di offerta sono riportate nel capitolo 2; di particolare rilevanza sono le capacità dei punti di attraversamento della frontiera della rete svizzera del gas (cfr. capitolo 2.4.1).

3.3 Determinazione dei parametri della formula N-1

In questo capitolo vengono ricavati i corrispondenti valori per la Svizzera per i parametri della formula N-1.

3.3.1 Lato della domanda

Domanda totale D_{max} – Questo parametro è fortemente dipendente dalle condizioni meteorologiche e in particolare dalla temperatura dell'aria. Secondo il regolamento n. 994/2010 va determinato il valo-

²¹ MeteoSvizzera: <http://www.meteosvizzera.admin.ch/web/it.html>



re N-1 per la domanda massima in un giornata, osservata una volta in 20 anni. Per determinare questo parametro sono stati utilizzati i dati delle società regionali relativi al fabbisogno di potenza dei clienti gas. Partendo da questi dati è stato ricavato il fabbisogno massimo di potenza per la giornata con la temperatura media diurna più bassa degli ultimi 20 anni.

Il fabbisogno di potenza dei clienti gas naturale svizzeri a seconda della temperatura media diurna è raffigurato nella Figura 7 per le quattro grandi regioni d'approvvigionamento svizzere (società regionali). È stato valutato sia il fabbisogno di potenza senza disattivazioni, sia quello dei clienti non interrompibili (cioè senza i clienti a due combustibili potenzialmente commutabili). Come già citato nel capitolo 2.4.1, le regioni d'approvvigionamento della Valle del Reno grigionese e del Ticino non sono comprese in questa analisi, in quanto non collegate o collegate in modo marginale alla restante rete svizzera ad alta pressione. La base di questa raffigurazione del fabbisogno di potenza è data dai valori giornalieri di consumo rilevati dalle società regionali per i due ultimi inverni 2011/12 e 2012/13. Sono stati considerati solo i giorni con una temperatura media inferiore a 10 °C (periodo di riscaldamento), escludendo i fine settimana, le giornate festive e di ponte nonché i giorni con disconnessione di clienti. Le società regionali hanno preso in considerazione anche il fabbisogno di potenza dei clienti riforniti da terzi, laddove i dati erano disponibili. Sulla base di questi dati di consumo, le società regionali hanno determinato, per ogni regione di approvvigionamento, una regressione lineare del fabbisogno di potenza in funzione della temperatura giornaliera media (Figura 7), che ha evidenziato una buona correlazione (coefficiente di correlazione ≥ 0.9). Secondo le affermazioni del settore del gas, fino a -18 °C esiste, in base all'esperienza, una dipendenza lineare tra il fabbisogno di potenza e la temperatura. Con temperature inferiori il fabbisogno di potenza dovrebbe registrare un aumento minore, poiché sono stati raggiunti i limiti di potenza degli impianti a gas (ad es. gli impianti di riscaldamento). Tuttavia, al di sopra dei 10 °C, ad una temperatura diversa per ciascuna regione, viene raggiunto un determinato fabbisogno di base e il fabbisogno di potenza non diminuisce più. Tale fabbisogno di base corrisponde in larga misura al fabbisogno degli impianti industriali. Di seguito viene considerato unicamente l'ambito lineare del fabbisogno di potenza fra 10 °C e -18 °C; negli ultimi 28 anni nelle quattro regioni di approvvigionamento del gas non sono state osservate temperature medie diurne inferiori. Il fabbisogno totale di potenza della Svizzera risulta dalla somma dei valori regionali (cfr. Figura 8).

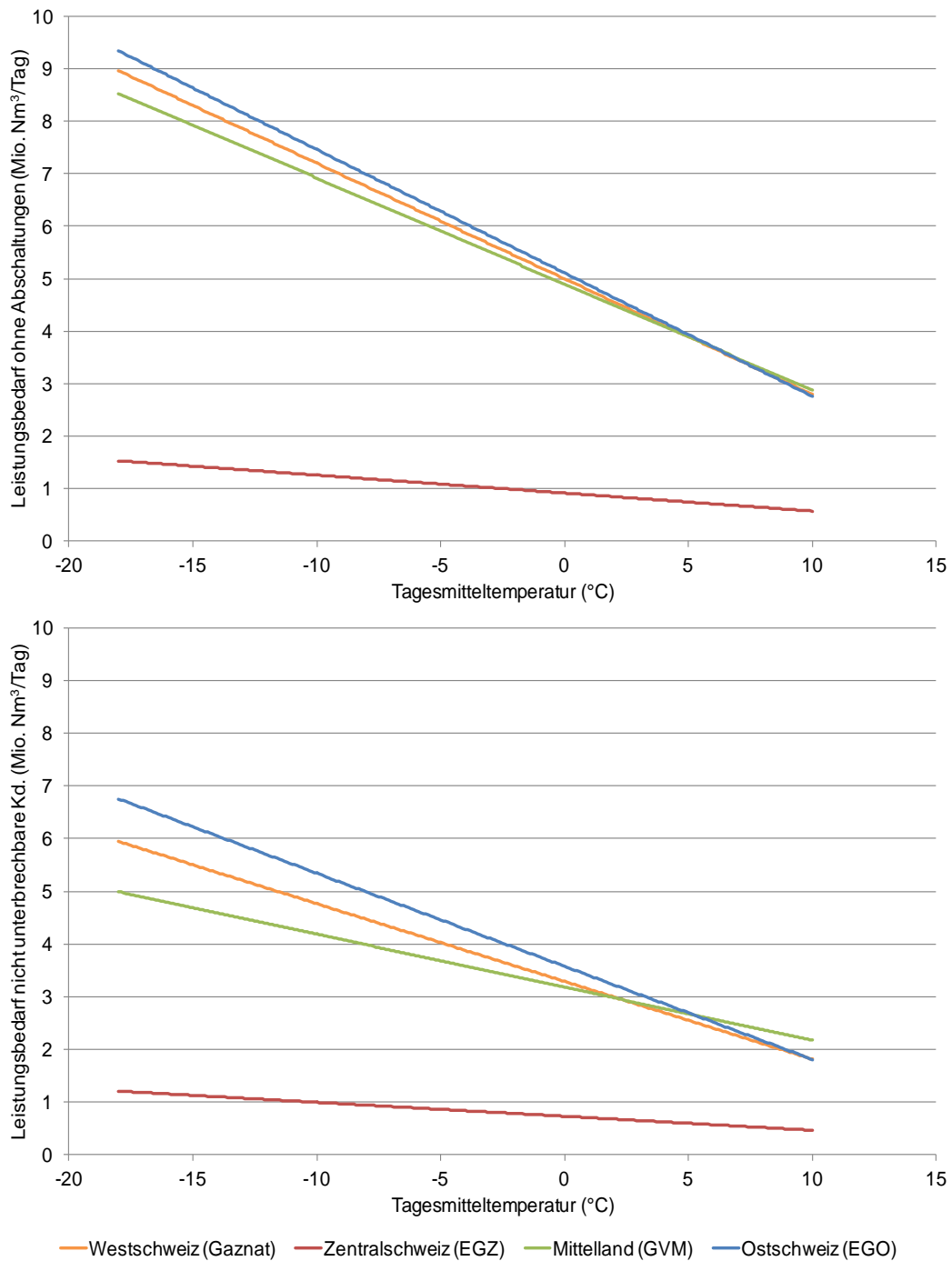


Figura 7: fabbisogno di potenza dei clienti gas naturale svizzeri a seconda della temperatura media diurna per le quattro grandi regioni d'approvvigionamento (dati delle misurazioni degli inverni 2011/12 e 2012/13). Il primo diagramma mostra il fabbisogno totale di tutti i clienti, ossia disattivazioni escluse. Il secondo diagramma mostra il fabbisogno dei clienti non interrompibili, ossia tenendo conto delle commutazioni degli impianti a doppio combustibile. Fonte dati: Swissgas, propria rappresentazione.

La



Figura 7 evidenzia come il fabbisogno di potenza dipenda dalla temperatura in misura diversa in ognuna delle regioni. Il fabbisogno della Svizzera centrale è molto meno sensibile alle variazioni di temperatura rispetto alle altre regioni. Ciò dipende dal fatto che in ogni regione predominano gruppi di consumatori diversi e diversi tipi di utilizzo del gas (economia domestica con cucina/riscaldamento vs. industria con calore di processo) che sono influenzati in misura diversa dalle temperature.

Inoltre la sensibilità alle temperature è diversa nel fabbisogno di potenza totale senza disattivazioni e nel fabbisogno di potenza dei clienti non interrompibili. Ciò emerge in particolare nella Figura 8 per la Svizzera nel suo complesso. Di conseguenza il fabbisogno di potenza degli impianti a doppio combustibile (principalmente nell'industria) dipende anche dalla temperatura, ma in misura minore rispetto ai clienti non interrompibili. In proposito va inoltre osservato che il fabbisogno di potenza dei clienti a due combustibili indicato corrisponde a un potenziale massimo di limitazioni di consumo in seguito a commutazioni che concretamente può essere sfruttato solo in parte a causa delle limitazioni contrattuali e di altro genere (cfr. capitolo 2.4.4).

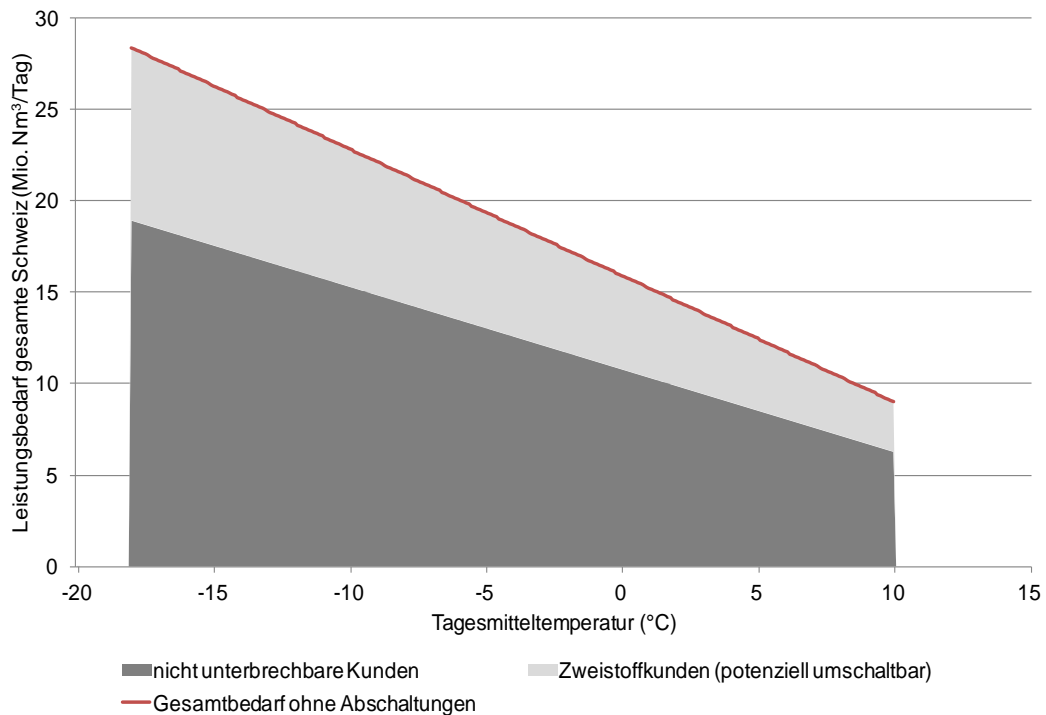


Figura 8: fabbisogno di potenza dei clienti gas naturale dell'intera Svizzera, suddivisi in clienti non interrompibili e clienti a due combustibili (potenzialmente commutabili). Questo fabbisogno totale si ricava dalla somma dei valori regionali (cfr. Figura 7). Fonte dati: Swissgas, propria rappresentazione.

Il fabbisogno di potenza indicato nella Figura 8 ha solamente lo scopo di illustrare i dati disponibili e non è stato utilizzato per ulteriori calcoli.

Per determinare la domanda totale massima D_{max} sono state utilizzate le già citate temperature minime nelle regioni negli ultimi 20 anni secondo le statistiche di MeteoSvizzera. Mediante queste temperature e in base alle rette di regressione nella Figura 7 è stato determinato il fabbisogno di potenza massimo di ogni regione e infine è stata effettuata la somma per l'intera Svizzera. Per un confronto è stata ripetuta la stessa valutazione per il set di dati totale relativo alle temperature degli ultimi 28 anni (risultati tra parentesi).



Le temperature più basse degli ultimi 20 anni oscillano a seconda della regione tra $-10,0\text{ °C}$ e $-13,0\text{ °C}$: questi valori minimi sono stati raggiunti nell'inverno 2011/12. Utilizzando invece il set di dati totale relativo alle temperature (28 anni), i valori regionali sono in parte sensibilmente inferiori e si collocano tra $-13,9\text{ °C}$ e $-19,3\text{ °C}$, registrati nell'inverno 1986/87.

Per il fabbisogno di potenza cumulato di tutti i clienti gas naturale svizzeri (disattivazioni escluse) risulta un valore $D_{max} = 24,1$ milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ per le temperature minime in 20 anni (o 27,6 milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ per le temperature minime in 28 anni).

Per un confronto: il consumo effettivo nelle quattro regioni Altopiano (GVM), Svizzera orientale (EGO), Svizzera occidentale (Gaznat) e Svizzera centrale (EGZ) nella giornata più fredda dell'inverno 2011/12 (5 febbraio 2012) è stato complessivamente di 19,2 milioni di Nm^3 .

Riduzione mediante misure a livello di domanda D_{MN} – Come già citato nel capitolo 2.4.4, in Svizzera una quota elevata della domanda è determinata da impianti a doppio combustibile. I clienti gas commutabili con impianti a doppio combustibile possono passare in breve tempo al combustibile sostitutivo (olio combustibile): in tal modo la domanda di gas può diminuire. I clienti disattivabili in base al mercato stipulano con i fornitori di gas contratti che possono avere condizioni molto diverse (ad es. disattivazione a partire da una determinata temperatura, su richiesta del fornitore, limitazione della durata massima di una disattivazione). Per una parte dei clienti svizzeri a due combustibili sono state disposte eventuali misure di emergenza (non di mercato) per la commutazione. Non è possibile stimare in generale la quota di clienti a due combustibili per i quali si applica questa limitazione. Ciò dipende tra le altre cose dalle eventuali disattivazioni precedenti e dalla possibilità di una disattivazione con temperature prevalenti prevista dalle rispettive condizioni contrattuali.

Per il fabbisogno di potenza dei clienti non commutabili (cfr. sopra), ossia la differenza tra domanda totale e domanda commutabile massima, risulta $D_{max} - D_{MN} = 16,1$ milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ (18,4 milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$). Questo fabbisogno di potenza è valido a condizione che tutti gli impianti a doppio combustibile abbiano effettuato la commutazione. Il fabbisogno effettivo di potenza dovrebbe essere superiore in quanto le commutazioni sono soggette alle limitazioni menzionate nel paragrafo precedente.

3.3.2 Lato dell'offerta

Punti di immissione EP_{max} – Le capacità tecniche dei punti di immissione della rete svizzera del gas indicati nel capitolo 2.4.1. Le capacità dei punti d'importazione di Genestrerio e Trübbach non vengono prese in considerazione, dato che le reti del Ticino e della Valle del Reno grigionese non sono collegate o lo sono in modo molto marginale alla rete svizzera ad alta pressione. Di conseguenza risulta una capacità di immissione massima di $EP_{max} = 85,9$ milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$.

Impianti di stoccaggio S_{max} – La Svizzera non dispone di grandi impianti propri di stoccaggio del gas naturale. Gli impianti locali hanno un volume complessivo di 4 milioni di Nm^3 . Ai fini del calcolo si ipotizza che gli impianti di stoccaggio locali siano riempiti per metà. Le capacità di prelievo degli impianti di stoccaggio locali permettono il ritiro di questo volume in giornata. Per la valutazione dello standard infrastrutturale non si tiene conto della capacità di stoccaggio utilizzabile dall'azienda svizzera Gaznat SA a Etrez (Francia). Tuttavia la relativa capacità massima di immissione dall'impianto di stoccaggio di Etrez fino alla frontiera svizzera è compresa nell'indicazione relativa al punto di immissione La Cure. Per la capacità massima di prelievo degli impianti di stoccaggio vale quindi $S_{max} = 2,0$ milioni di $\text{Nm}^3/\text{giorno}$.



Produzione e importazioni GNL P_{max} , GNL_{max} – La Svizzera non può contare né sull'estrazione di gas a livello nazionale né sulle importazioni di GNL, di conseguenza $P_{max} = 0$ e $LNG_{max} = 0$.

Principale infrastruttura unica del gas I_{max} – Wallbach è il più grande punto di immissione in Svizzera (cfr. capitolo 2.4.1). I due punti di immissione settentrionali del sistema di transito del gas, Wallbach e Rodersdorf, non sono compresi in quanto si tratta di due punti di attraversamento della frontiera diversi dal punto di vista geografico e che vengono anche gestiti in modo separato. Come previsto nel regolamento n. 994/2010, non vengono prese in considerazione le capacità dei punti di prelievo dalla Svizzera (cfr. anche osservazioni all'inizio del capitolo 3). Diversamente il punto di prelievo del passo del Gries andrebbe considerato come principale infrastruttura unica. Quindi $I_{max} = 51,0$ milioni di $Nm^3/giorno$.

3.4 Calcolo della formula N-1 per la Svizzera e conclusioni sullo standard infrastrutturale

I conteggi relativi alla situazione N-1 vengono effettuati per la Svizzera secondo le basi sopra descritte per la giornata più fredda degli ultimi 20 anni. I risultati tra parentesi si riferiscono alla giornata più fredda degli ultimi 28 anni.

Come previsto nell'allegato 1 del regolamento n. 994/2010, il calcolo della formula N-1 viene effettuato da un lato per la domanda totale massima (ossia escluse le disattivazioni) e dall'altro per la domanda massima dei clienti non interrompibili (ossia considerando misure a livello di domanda quali le commutazioni dei clienti a due combustibili).

Domanda totale svizzera

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{24.1 (27.6)} \times 100 = \mathbf{153\% (134\%)} \end{aligned}$$

Domanda dei clienti non interrompibili

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{16.1 (18.4)} \times 100 = \mathbf{229\% (201\%)} \end{aligned}$$

Di conseguenza lo standard infrastrutturale ($N - 1 \geq 100\%$) viene soddisfatto in entrambe le varianti di calcolo. Poiché, come già citato, si presuppone che nel caso concreto di un evento i clienti interrompibili non possano essere totalmente commutati, il valore effettivo N-1 dovrebbe collocarsi tra le due grandezze indicate. Lo standard infrastrutturale viene soddisfatto anche nel caso di una domanda elevata, come emerge nell'analisi delle sequenze di dati più lunghe relative alle temperature in 28 anni. In caso di interruzione della principale infrastruttura nei restanti punti di immissione in Svizzera vi sono pertanto sufficienti capacità per soddisfare una domanda eccezionalmente elevata.

La valutazione della situazione N-1 della Svizzera migliorerà ulteriormente nel momento in cui sarà possibile il flusso fisico invertito (sud-nord) nel gasdotto di transito e nei sistemi italiani a monte (cfr.



capitolo 2.4.2). Anche la creazione di grandi impianti di stoccaggio del gas in Svizzera avrebbe un effetto positivo.

4 Valutazione dello standard di approvvigionamento

Secondo lo standard di approvvigionamento, deve essere garantito l'approvvigionamento dei cosiddetti «clienti protetti» nel caso di scenari di consumo straordinari (cfr. definizioni nel capitolo 4.1).

4.1 Definizione di standard di approvvigionamento e clienti protetti

Secondo lo **standard di approvvigionamento** definito dal regolamento n. 994/2010 (art. 8) l'approvvigionamento dei clienti protetti deve essere garantito nei seguenti casi:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni consecutivi (che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni)
- domanda di gas eccezionalmente elevata per almeno 30 giorni (che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni)
- guasto della principale infrastruttura per almeno 30 giorni in condizioni invernali medie.

Va ricordato che secondo il regolamento n. 994/2010 questi tre casi vengono analizzati come eventi indipendenti, ossia che non si verificano in concomitanza.

Secondo il regolamento n. 994/2010 (art. 2, par. 1) i **clienti protetti** sono tutti gli utenti domestici collegati a una rete di distribuzione del gas. Gli Stati membri UE hanno inoltre la facoltà di includere in tale categoria anche altri gruppi di clienti, in particolare le piccole e medie imprese, i soggetti che erogano servizi sociali essenziali e gli impianti di teleriscaldamento, sempre che questi gruppi soddisfino determinati criteri aggiuntivi. Attualmente per la Svizzera non esiste una definizione corrispondente per «clienti protetti», mentre esiste una chiara delimitazione dei clienti finali non interrompibili (ossia i clienti a un combustibile). Questo gruppo di clienti è costituito per buona parte dalle economie domestiche (secondo le stime il 50–80%). Poiché in Svizzera sarebbe difficile nell'attuazione delle misure di emergenza privilegiare le economie domestiche rispetto agli altri clienti a un combustibile, ai fini della presente analisi i clienti protetti vengono definiti come i clienti finali non interrompibili (ossia clienti a un combustibile) e pertanto corrispondono alla domanda totale di gas dedotto il consumo dei clienti a due combustibili. In tal modo si ipotizza una delimitazione maggiormente conservativa dei clienti protetti rispetto a quanto previsto dal regolamento n. 994/2010.

La valutazione dello standard di approvvigionamento consiste nel determinare il fabbisogno dei clienti protetti da garantire per ognuno dei tre casi indicati e nel confrontare l'offerta di gas disponibile in Svizzera in quel momento. Poiché in passato la domanda di gas in Svizzera ha registrato un forte aumento, i dati sul consumo effettivo rilevati negli anni scorsi non sono adatti per questa valutazione. Pertanto per il calcolo della domanda di gas vengono utilizzate le temperature minime storiche riportate nel precedente capitolo e le rette di regressione dell'industria del gas per il fabbisogno di potenza in relazione alla temperatura (riferite al consumo effettivo degli inverni 2011/12 e 2012/13, cfr. Figura 7).

4.2 Temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni consecutivi

Secondo l'articolo 8 paragrafo 1 lettera a) del regolamento n. 994/2010, il settore del gas deve garantire l'approvvigionamento ai clienti protetti in caso di temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta di ogni 20 anni.



Dalla valutazione dei dati relativi alle temperature (cfr. capitolo 3.2) è emerso che i sette giorni consecutivi più freddi degli ultimi 20 anni (1993–2012) sono stati registrati nel febbraio 2012. In quel periodo la temperatura media diurna per sette giorni oscillava, a seconda della regione tra $-8,7\text{ °C}$ e $-11,4\text{ °C}$.

Sulla base di queste temperature e delle rette di regressione delle regioni risulta per tutti i clienti finali un fabbisogno di 162 milioni di Nm^3 per sette giorni, di cui **108 milioni di Nm^3** relativi ai clienti finali non interrompibili (o clienti protetti).

Per un confronto: il consumo effettivo nelle quattro regioni Altopiano (GVM), Svizzera orientale (EGO), Svizzera occidentale (Gaznat) e Svizzera centrale (EGZ) durante i sette giorni consecutivi più freddi dell'inverno 2011/12 (3–9 febbraio 2012) è stato complessivamente di 136,0 milioni di Nm^3 .

Il fabbisogno dei clienti protetti da garantire va contrapposto alla quantità di gas che nello stesso periodo può essere messa a disposizione nella rete svizzera del gas. Secondo il capitolo 2.4.1, tutti i punti di immissione in Svizzera (esclusi Trübbach e Genestrerio) dispongono di una capacità tecnica complessiva di 85,9 milioni di Nm^3/d . Di conseguenza in sette giorni possono essere importati al massimo 600 milioni di Nm^3 di gas naturale e per coprire il fabbisogno dei clienti protetti sarebbe necessario il 18% della capacità disponibile.

4.3 Domanda di gas eccezionalmente elevata per almeno 30 giorni

Secondo l'articolo 8 paragrafo 1 lettera b) del regolamento n. 994/2010 il settore del gas deve garantire l'approvvigionamento ai clienti protetti in caso di temperature estreme per un periodo di picco di almeno 30 giorni, che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni.

Dalla valutazione dei dati relativi alle temperature (cfr. capitolo 3.2) è emerso che i 30 giorni consecutivi più freddi degli ultimi 20 anni (1993–2012) in tre delle regioni prese in esame sono stati registrati a gennaio/febbraio 2012. Nella Svizzera orientale è stato registrato un periodo ancora più freddo a dicembre 1996/gennaio 1997. In quel periodo la temperatura media diurna per 30 giorni oscillava, a seconda della regione tra $2,2\text{ °C}$ e $-4,6\text{ °C}$.

Ne risulta un fabbisogno per tutti i clienti finali di 550 milioni di Nm^3 per i 30 giorni, di cui **371 milioni di Nm^3** relativi ai clienti finali non interrompibili (o clienti protetti).

Per un confronto: il consumo effettivo nelle quattro regioni Altopiano (GVM), Svizzera orientale (EGO), Svizzera occidentale (Gaznat) e Svizzera centrale (EGZ) durante i 30 giorni consecutivi più freddi dell'inverno 2011/12 (25 gennaio–23 febbraio 2012) è stato complessivamente di 490,1 milioni di Nm^3 .

In questo periodo di 30 giorni potrebbero venire importati al massimo 2580 milioni di Nm^3 di gas naturale attraverso tutti i punti di immissione della Svizzera (esclusi Trübbach e Genestrerio). Di conseguenza in questo caso per l'approvvigionamento dei clienti protetti sarebbe necessario il 14% della capacità di immissione totale.

4.4 Guasto della principale infrastruttura unica del gas per un periodo di almeno 30 giorni in condizioni invernali medie

Secondo l'articolo 8 paragrafo 1 lettera c) del regolamento n. 994/2010 il settore del gas deve garantire l'approvvigionamento dei clienti protetti in caso di guasto della principale infrastruttura unica per un periodo di almeno 30 giorni in condizioni invernali medie.



Come base per le condizioni invernali medie nelle regioni svizzere rifornite di gas prese in considerazione sono stati utilizzati da MeteoSvizzera²² i normali valori di temperatura del mese di gennaio per il periodo 1981–2010. Da ciò si ricavano, a seconda della regione, temperature tra 1,4 °C e 0,2 °C.

Partendo da queste temperature e dalle rette di regressione delle regioni si ricava per tutti i clienti finali un fabbisogno totale di 462 milioni di Nm³ per i 30 giorni invernali. Il fabbisogno dei clienti finali non interrompibili (o clienti protetti) è pari a **313 milioni di Nm³**.

La principale infrastruttura unica è la stazione di attraversamento della frontiera di Wallbach. Attraverso questo punto di immissione in un periodo di 30 giorni, con sfruttamento massimo, potrebbe venire importata una quantità di gas pari a 1530 milioni di Nm³. Nello stesso periodo, attraverso gli altri punti di immissione, potrebbe venire importata una quantità di gas pari a 1050 Mio Nm³. Di conseguenza al fine di garantire l'approvvigionamento dei clienti protetti le restanti capacità di immissione dovrebbero essere sfruttate al 30%.

4.5 Conclusioni sullo standard di approvvigionamento

Dagli scenari definiti nell'articolo 8 del regolamento n. 994/2010 risultano le quantità sopra indicate necessarie per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento dei clienti protetti. Secondo i precedenti calcoli la quantità massima di gas da garantire è pari a 371 milioni di Nm³ che bisognerebbe rendere disponibile nel caso di un periodo di freddo estremo di 30 giorni con conseguente consumo di gas eccezionalmente elevato. A ciò si contrappongono le quantità che possono essere importate attraverso i punti di attraversamento della frontiera svizzera in 30 giorni, pari a 2580 milioni di Nm³ (o 1050 milioni di Nm³ escludendo il principale punto di immissione di Wallbach).

In tal modo in tutti e tre gli scenari è possibile garantire secondo lo standard di approvvigionamento il fabbisogno dei clienti protetti. Inoltre anche le capacità di importazione disponibili sarebbero sufficienti in tutti e tre i casi per coprire il fabbisogno totale di tutti i clienti finali svizzeri, garantendo così nel complesso l'approvvigionamento di gas naturale del Paese.

Come indicato all'inizio del capitolo 3, le valutazioni effettuate in base al regolamento n. 994/2010 devono essere tuttavia relativizzate, in quanto eventuali carenze nella rete all'interno di un Paese o limitazioni delle capacità a causa di transiti di gas non confluiscono nell'analisi.

²² Cfr. http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/de/klima/klima_schweiz/tabellen.html



5 Scenari di guasto e loro valutazione in riferimento alla sicurezza dell'approvvigionamento

Secondo il regolamento n. 994/2010 articolo 9 paragrafo 1 lettera c), devono essere analizzati diversi scenari a cui viene associata una determinata compromissione dell'infrastruttura del gas naturale. In merito all'approvvigionamento svizzero prevalgono due scenari:

- interruzione di Wallbach
- interruzione di un produttore (ad es. Russia con complessivamente il 25% dell'approvvigionamento svizzero)

Inoltre negli ultimi anni in Svizzera e in Europa si sono verificati i seguenti eventi che hanno provocato sensibili cambiamenti dei flussi di gas rilevanti per la Svizzera:

- interruzione del gasdotto di transito presso Guttannen nel 2010
- crisi del gas russo-ucraina del 2009

Di seguito vengono presentate le conseguenze per l'approvvigionamento svizzero.

5.1 Interruzione di Wallbach

Un'interruzione del punto di immissione di Wallbach può essere provocata da un evento naturale, un guasto tecnico o da eventi esterni (ad es. terremoto, attacco terroristico). Ciò provocherebbe una riduzione della capacità di immissione in Svizzera di 51 milioni di Nm³/giorno pari a quasi il 60%. In sette giorni in Svizzera sarebbero disponibili solamente 240 milioni di Nm³ di gas naturale e in 30 giorni 1050 Nm³.

In caso di interruzione di Wallbach si cercherebbe di rimettere in funzione al più presto la stazione. Ripristinare la condotta richiede circa sette giorni: questo breve lasso di tempo è possibile poiché Transitgas e altri gestori della rete svizzera ad alta pressione dispongono di un deposito di materiale con parti di impianto e tubazioni già verificate.

Transitgas, Swissgas e le società regionali del gas dispongono di un servizio di dispatching attivo 24 ore su 24. In caso di evento il rispettivo dispatching attiva il corrispondente servizio di picchetto del gestore di rete. Inoltre viene immediatamente contattato anche il dispatching dei Paesi confinanti al fine di discutere misure quali trasferimenti dei flussi di gas. Vengono altresì informati i settori acquisti di Swissgas e delle società regionali (anche questo è possibile 24 ore su 24) in modo che possano organizzare i necessari provvedimenti insieme ai fornitori al fine di trasferire le forniture di gas naturale o eventualmente reperire gas naturale aggiuntivo attraverso altri punti di immissione. A differenza dell'energia elettrica, in caso di interruzioni dell'approvvigionamento di gas naturale il tempo di reazione è più lungo a causa del trasporto fisico e delle capacità tampone in condotta.

5.2 Interruzione di un produttore

L'interruzione di un produttore porta a una riduzione percentuale delle importazioni rispetto al portafoglio complessivo delle importazioni. Gli impianti di stoccaggio nei Paesi circostanti mitigherebbero sensibilmente queste interruzioni, come si è verificato ad esempio nell'inverno 2009 durante la crisi del gas russo-ucraina. Secondo le statistiche annuali pubblicate dall'ASIG la quota massima di un Paese produttore rispetto alla disponibilità svizzera di gas è pari al 25%. Qualora in caso di interruzione di un produttore anche le importazioni svizzere si riducessero del 25%, in sette giorni potrebbero



essere introdotti ancora 450 milioni di Nm³ di gas naturale e in 30 giorni circa 1930 milioni di Nm³. Queste limitazioni sono quindi inferiori rispetto al caso sopra descritto di interruzione del principale punto di immissione.

Dato che non si tratta di un problema tecnico nel sistema svizzero, in questo caso le attività principali riguardano i settori acquisti dei fornitori che, se necessario e in base alle possibilità, acquisterebbero quantità aggiuntive di gas naturale attraverso la propria rete.

5.3 Interruzione del gasdotto di transito presso Guttannen

Nel luglio 2010 si è verificata una colata detritica in zona Spreitlauri nel territorio del Comune di Guttannen (Cantone di Berna) che ha provocato danni alla strada cantonale e al tracciato del gasdotto di transito. Per motivi di sicurezza questo tratto del gasdotto di transito è stato posto fuori servizio: in tal modo non era più possibile trasportare gas naturale a sud di Ruswil verso l'Italia. Le conseguenze sull'approvvigionamento in Svizzera sono state relativamente modeste, poiché a sud di Ruswil esiste solamente un prelievo per l'approvvigionamento regionale in Svizzera. Attraverso tale prelievo viene rifornito il Vallese (con attualmente 0,6 milioni di Nm³/giorno e una capacità tecnica massima di 1,9 milioni di Nm³/giorno). Durante l'interruzione del gasdotto di transito il Vallese è stato rifornito da La Cure e Ruswil tramite la rete regionale.

Data l'importanza strategica della condotta anche per l'Italia, le autorità svizzere e il settore svizzero del gas si sono impegnati per un suo rapido ripristino. Dopo aver adottato diverse misure di protezione la condotta è stata rimessa in funzione già il 23 dicembre 2010.

5.4 Crisi del gas russo-ucraina del 2009

Durante la crisi tra Ucraina e Russia verificatasi dal 7 al 20 gennaio 2009 sono state interrotte le forniture di gas naturale russo attraverso l'Ucraina verso l'Europa. Di conseguenza sono stati potenziati i trasporti attraverso la Bielorussia e la Polonia, consentendo in tal modo una parziale compensazione delle quantità mancanti. Complessivamente in questo periodo le forniture russe verso l'Europa hanno registrato un calo del 60%.

Queste minori forniture sono state compensate con forniture supplementari dalla Norvegia e dai Paesi Bassi, importazioni di GNL, nonché prelievi dai grandi impianti di stoccaggio dei singoli Paesi. Paesi quali la Bulgaria e la Romania, che contavano esclusivamente sulle forniture di gas naturale russo attraverso l'Ucraina, hanno avuto problemi di approvvigionamento e hanno dovuto adottare misure quali limitazioni nelle forniture.

L'approvvigionamento svizzero è stato mantenuto senza problemi e senza alcuna compromissione. La Svizzera ha potuto contare sul buon collegamento alla rete europea del gas naturale e sulla diversificazione dei propri acquisti e degli acquisti dei propri fornitori (produttori, percorsi di trasporto e grandi impianti di stoccaggio).



6 Consultazione dei Paesi confinanti e di altri attori

Germania e Francia hanno fornito all'UFE i rapporti sulla valutazione del rischio nonché i piani di prevenzione e di emergenza. L'Italia ha messo a disposizione i piani di prevenzione e di emergenza. I Paesi confinanti con la Svizzera sono stati invitati a commentare la presente valutazione del rischio.

Il Ministero federale tedesco dell'economia e dell'energia non rileva alcuna contraddizione con il sistema di approvvigionamento di gas tedesco. Accoglie inoltre favorevolmente il fatto che il settore del gas svizzero stia valutando l'ipotesi di realizzare impianti di stoccaggio più capienti.

Per dare ampio sostegno al contenuto del rapporto e per migliorare l'informazione dei gruppi d'interesse su questo tema, nel febbraio 2014 il rapporto è stato inviato per una presa di posizione a circa 20 organizzazioni. Un parere è stato presentato dalle seguenti organizzazioni: Unione delle città svizzere, economiesuisse, Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (EnDK); la Comunità di'interessi dei consumatori di gas naturale (IGE), Società Svizzera dell'Industria del Gas e delle Acque SVGW/SSIGA; il Gruppo dei grandi clienti di energia (GGS), Gruppo d'interesse delle industrie ad alta intensità energetica (IGEB), scienceindustries (associazione delle industrie chimiche, farmaceutiche, biotecnologiche), Associazione svizzera di teleriscaldamento (VFS).

Considerazioni generali

L'*elaborazione del rapporto* non è stata messa in discussione da nessuno; molte delle organizzazioni che hanno risposto l'hanno espressamente accolto con favore (EnDK, Unione delle città svizzere, IGEB, economiesuisse e SVGW/SSIGA). La *metodologia* utilizzata, orientata a quella del regolamento (UE) n. 994/2010, è stata ritenuta adeguata e pragmatica (Unione delle città svizzere, IGEB e scienceindustries). Anche le principali *conclusioni* del rapporto non sono state criticate da nessuno: sono state condivise espressamente (scienceindustries) oppure si è affermato che non vi sono ragioni per metterle in dubbio (IGEB). economiesuisse condivide le linee fondamentali del rapporto e l'Associazione svizzera di teleriscaldamento ritiene corretta la valutazione del rischio.

Proposte di modifiche o di integrazioni del rapporto

economiesuisse invita a inserire un capitolo supplementare sull'attuale crisi in Ucraina in cui esaminare anche il rapporto Svizzera-UE in relazione al Trattato di Lisbona, e rileva che dovrebbe venire indicato un orizzonte temporale per l'attivazione del flusso invertito sul gasdotto di transito e che dovrebbero essere considerate anche le relative infrastrutture in Italia. La SVGW/SSIGA ha presentato alcune proposte minori di modifica del testo, chiedendo che fossero esaminate e per quanto possibile riprese. La IGE si chiede in che misura il quadro delineato sia condizionato dal gasdotto di transito.

Le proposte di correzione di portata minore sono state prese in considerazione; il rapporto include anche un orizzonte temporale per il flusso invertito. L'attuale situazione in Ucraina non è tuttavia stata presa in esame perché va oltre il quadro di riferimento del rapporto, costituito essenzialmente dal regolamento UE.



Altri commenti

Gli altri commenti si riferiscono ad aspetti che dovrebbero essere tenuti sotto osservazione, o a suggerimenti in vista di un'eventuale rielaborazione futura del rapporto.

Nella consultazione si è richiamata l'attenzione sul fatto che il rapporto è soprattutto un rapporto tecnico (IGEB), e che diversi temi cui si fa cenno dovrebbero essere tenuti sotto osservazione ed eventualmente analizzati in modo più approfondito in una nuova edizione:

- Poiché è possibile importare solamente quello che il vicino esporta, una *situazione di penuria nei Paesi vicini* si ripercuoterebbe immediatamente sulla Svizzera (GGS).
- In caso di cambiamento della situazione politica potrebbero verificarsi già a medio termine dei problemi di approvvigionamento causati da *interazioni a livello internazionale* (scienceindustries).
- La possibile costruzione di nuove *centrali a gas a ciclo combinato* aumenterebbe il fabbisogno di gas della Svizzera e quindi anche le esigenze a livello infrastrutturale. Devono essere illustrati gli effetti di un'evoluzione di questo genere e deve essere avviata una discussione in merito (GGS, scienceindustries, economiesuisse).
- L'opzione della creazione di *impianti di stoccaggio del gas naturale* nazionali deve essere analizzata in modo approfondito (scienceindustries).
- Sono richieste spiegazioni in merito ai principali *progetti di potenziamento delle infrastrutture*, ai relativi costi, ai tempi previsti per la pianificazione e agli attori coinvolti (IGEB, scienceindustries, economisuisse). In particolare viene menzionato a questo riguardo il *flusso fisico invertito* sul gasdotto di transito (scienceindustries, VFS).
- *Aspetti economici della sicurezza di approvvigionamento*, per esempio, in che misura la Svizzera e le aziende di approvvigionamento di gas naturale devono essere chiamate a partecipare finanziariamente a progetti internazionali (IGEB), oppure anche quanta sicurezza di approvvigionamento vogliamo permetterci (IGE).
- Se possibile, dovrebbero essere presi in considerazione anche il Ticino e la valle del Reno grigionese, finora non contemplati dal rapporto (Unione delle città svizzere).

7 Conclusioni sulla valutazione del rischio

Dalla valutazione del rischio risultano le seguenti conclusioni sull'approvvigionamento svizzero di gas naturale:

- la Svizzera soddisfa gli standard previsti dal regolamento n. 994/2010. Sia nel caso di guasto della principale infrastruttura per l'approvvigionamento (standard infrastrutturale) sia di condizioni meteorologiche o di consumo straordinarie (standard di approvvigionamento) ai clienti svizzeri viene garantito l'approvvigionamento di gas naturale.



- Per soddisfare gli standard del regolamento n. 994/2010 sono determinanti innanzitutto le capacità di importazione delle reti del gas naturale, dato che la Svizzera non dispone di grandi impianti di stoccaggio o di produzione del gas né di impianti GNL propri.
- Parallelamente, in Svizzera continua a svolgere un ruolo centrale per la sicurezza dell'approvvigionamento l'elevata quota di domanda generata dai clienti di gas naturale interrompibili con impianti a doppio combustibile. Tuttavia il potenziale dei clienti commutabili diminuisce con l'abbassarsi delle temperature. Negli anni scorsi la disattivazione dei clienti è stata in parte o del tutto evitata grazie ad acquisti aggiuntivi di gas naturale sul mercato.
- In futuro la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in Svizzera migliorerà ulteriormente se verrà consentito il flusso fisico invertito sul gasdotto di transito e sui sistemi italiani a monte.
- Gli scenari di guasto esaminati si orientano a eventi realmente accaduti negli ultimi anni che hanno provocato situazioni critiche nell'approvvigionamento di gas. Anche in queste situazioni è sempre stato possibile garantire l'approvvigionamento dei clienti svizzeri.

Il presente rapporto concernente la valutazione del rischio nell'ambito dell'approvvigionamento di gas naturale in Svizzera si orienta ai metodi e alle formule previsti dal regolamento n. 994/2010, al fine di creare una base comparabile per la partecipazione permanente della Svizzera al «gruppo di coordinamento del gas» dell'UE. Tuttavia le analisi e i calcoli dei relativi valori non consentono di raffigurare tutti i possibili rischi. Pertanto nell'interpretazione dei risultati bisogna tener conto in particolare dei seguenti punti:

- le disposizioni relative alla valutazione del rischio si concentrano su un'analisi globale sommaria della situazione dell'approvvigionamento del gas di un Paese. Vengono esclusi eventuali problemi regionali quali possibili carenze nel trasporto di gas e nella distribuzione in Svizzera. Inoltre nella presente valutazione del rischio non vengono considerate determinate regioni (Ticino e Valle del Reno grigionese) non collegate o collegate in modo estremamente marginale alla rete svizzera del gas naturale.
- Comportamenti contrari alle regole degli attori di mercato o guasti dovuti a eventi imprevedibili (ad es. rischi naturali o incidenti) a livello locale non possono quindi essere raffigurati.
- Non è stata presa in esame la possibilità di eventi in concomitanza (scenari di guasto).
- Le disposizioni relative alla valutazione del rischio prevedono un'analisi isolata dello standard di approvvigionamento in riferimento al rispettivo Paese. Tuttavia la Svizzera, come molti Paesi europei, per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas dipende fortemente dalla situazione dell'approvvigionamento dei Paesi confinanti. Inoltre non si tiene conto dell'effettivo Paese di destinazione dei trasporti transfrontalieri di gas.

La Svizzera è ben collegata alla rete europea del gas naturale. Con la valutazione del rischio è stata creata una base per il coordinamento con l'UE nell'ambito della prevenzione delle crisi del gas che in futuro verrà ampliata attraverso i piani di prevenzione e di emergenza sulla base del regolamento n. 994/2010. Questi lavori rappresentano un'integrazione e non una sostituzione delle misure attualmente predisposte sia dal settore del gas sia, nel quadro dell'Approvvigionamento economico del Paese, dall'economia e dalla Confederazione, nonché di ulteriori analisi condotte dai servizi federali al fine di garantire l'approvvigionamento di gas – in particolare a livello regionale.