

**Convenzione di Ricerca
Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas**

***Determinazione del gas non
contabilizzato nelle reti di trasporto:
studi, analisi e verifiche inerenti
gli impianti di misura.***

**Rapporto Tecnico
Fase III - Analisi del gas non
contabilizzato**



Università degli Studi di Cassino

DiMSAT

Dipartimento di Meccanica, Strutture, Ambiente e Territorio



Convenzione di Ricerca

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas

Rapporto Tecnico di Ricerca Fase III

**Determinazione del gas non contabilizzato nelle
reti di trasporto: studi, analisi e verifiche
inerenti gli impianti di misura**

Analisi del gas non contabilizzato

Cassino, 21/06/2010

Il Responsabile della Convenzione

Prof. Marco Dell'Isola

Gli Autori

Prof. Paolo Vigo

Ing. Fausto Arpino

Ing. Giorgio Ficco



*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

Indice

1. SCOPO	4
2. BILANCIO DELLE RETI DI TRASPORTO ED ANALISI DEL GAS NON CONTABILIZZATO	4
2.1 Stima delle quantità immesse, stoccate e prelevate	7
2.2 Stima delle quantità autoconsumate	16
2.3 Stima delle quantità perse	17
2.4 Stima delle quantità accumulate	20
3. GNC SU ALTRE RETI DI TRASPORTO	22
4. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DEL GNC CON L'INCERTEZZA DI MISURA ASSOCIATA	24
4.1 Analisi dell'andamento del GNC mensile e correlazione con alcune cause di incertezza	24
4.2. Propagazione delle incertezze sul GNC	26
5. AZIONI DI MIGLIORAMENTO	33
6. BIBLIOGRAFIA	37

1. Scopo

L'obiettivo del presente studio è l'analisi delle cause che determinano l'entità del GNC (Gas Non Contabilizzato) sulla rete di trasporto e la valutazione delle proposte di adeguamento di SRG (Snam Rete Gas) per la riduzione del GNC. A tale scopo è stata effettuata:

- un'indagine sul GNC delle reti di trasporto;
- un'analisi delle cause che determinano il GNC con particolare riferimento all'influenza delle incertezze dei sistemi di misura installati nella rete di trasporto;
- un'analisi critica dei diversi approcci al bilancio di una rete di gas applicata al breve (mese) e lungo (anno) periodo;
- un'analisi statistica del comportamento tendenziale del GNC annuale e mensile.

Particolare attenzione è stata posta all'influenza dell'incertezza di misura nella contabilizzazione delle quantità di gas naturale in ingresso ed in uscita dalla rete. Misure poco accurate possono, infatti, comportare elevate quantità di gas non contabilizzato e, conseguentemente, potenziali perdite economiche, che vanno a discapito di tutti gli attori del sistema.

2. Bilancio delle reti di trasporto ed analisi del gas non contabilizzato

Il bilancio di una rete di trasporto è uno strumento fondamentale sia dal punto di vista economico per allocare correttamente i costi tra gli utenti del servizio, sia dal punto di vista gestionale per mantenere continuità del servizio bilanciando opportunamente la rete, sia infine dal punto di vista ambientale per garantire la sicurezza e contenere le emissioni [1]-[2]. In altre parole, per assicurare un esercizio sicuro ed efficiente, è necessario garantire la qualità e l'affidabilità delle misure della portata e dei parametri chimico-fisici ad essa associati quali la pressione, la temperatura, la massa volumica ed il potere calorifico [3]-[5]

A causa degli inevitabili errori nella misura e nella stima statistica delle diverse aliquote di bilancio, la chiusura esatta dello stesso è di fatto sempre puramente teorica. Ciò nonostante risulta assolutamente indispensabile comprendere se gli errori sul bilancio (che in gergo vengono denominati GNC ovvero Gas Non Contabilizzato) sono per così dire "fisiologici", oppure determinati da anomali ineluttabili deterioramenti nell'uso di componenti e sistemi. A tale scopo è necessario valutare le diverse cause che influiscono sul GNC, prima tra tutte la capacità prestazionale dei sistemi di misura (in termini di incertezze) in modo da poter discriminare le situazioni di funzionamento "non conforme" da quelle compatibili con le prestazioni dei sistemi stessi. In altre parole è opportuno comprendere se gli errori di misura risultano statisticamente accettabili rispetto alle incertezze di misura delle aliquote di bilancio.

Il bilancio del gas può riguardare qualunque fase del sistema di gestione del gas, ma ha particolare rilevanza sulla rete di trasporto a causa dell'elevato numero di utenti (e quindi di misuratori) e della estensione geografica della rete stessa.

Teoricamente, il bilancio dovrebbe essere effettuato direttamente sulle quantità in massa o in energia che transitano sulla rete in determinati intervalli temporali (generalmente il mese o l'anno) coerentemente con le misurazioni. Generalmente però, a causa della difficoltà tecnologiche di misura le quantità in ingressi ed in uscita vengono misurate in volume e riferite ad una assegnata condizione termodinamica (generalmente fissata ad una pressione di 101325 Pa ed una temperatura

del gas di 15 °C). In figura 1 vengono schematicamente riportati i termini di bilancio su di una rete di trasporto del gas naturale. Da essa emerge che il bilancio fisico analizza la movimentazione del gas sull'intera rete dai punti d'immissione ai punti di prelievo. A tal fine è necessario valutare le quantità di gas (in massa o in energia):

- immesse nella rete (derivanti da importazioni, produzioni locali e rigassificazione GNL), Q_i ;
- stoccate (derivanti da stoccaggi in ingresso ed in uscita), Q_s ;
- prelevate dalla rete, Q_u ;
- consumate dal trasportatore (destinate ad usi interni particolari quali centrali di compressione, prelievi da campionamenti e analisi, preriscaldamento gas, ...), Q_c ;
- perse sulla rete (dovuti a trafiletti dalla rete e dalle apparecchiature/valvole, manutenzioni, rotture, ventato), Q_p ;
- accumulate nella rete (derivanti da svaso/invaso della rete anche denominato tecnicamente *line-pack* ΔLP)
- non contabilizzate (dovute ad inevitabili errori di misura e stima), GNC.

Pertanto l'equazione di bilancio può scriversi:

$$\sum_i Q_i + \sum_i Q_s = \sum_u Q_u + \sum_c Q_c + \sum_p Q_p + \Delta LP + GNC \quad (1)$$

Dalla relazione (1) ne deriva che il termine, "gas non contabilizzato" non indica una perdita del gas dalla rete di trasporto, ma la differenza tra tutti i termini in ingresso e uscita (incluso il termine di accumulo di svaso/invaso). Le perdite di gas pertanto contribuiscono al gas non contabilizzato nella misura in cui non vengono esattamente stimate. Esistono numerose cause che possono contribuire ad incrementare il gas non contabilizzato. Ogni rete è diversamente influenzata da queste, ma certamente le principali cause sono riconducibili a:

- l'incertezza di contabilizzazione delle portate di gas in ingresso ed uscita;
- l'incertezza sulla stima delle perdite sulla rete e degli autoconsumi;
- l'incertezza sulla stima del line-pack.

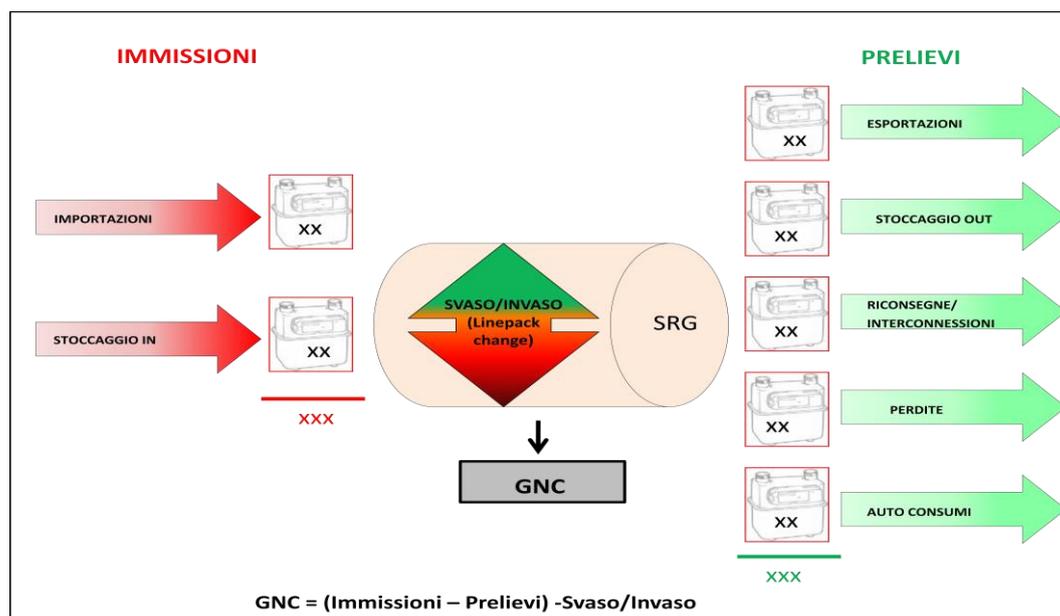


Fig.1 – Bilancio sulla rete di trasporto del gas naturale

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

Sebbene in una rete di trasporto del gas sia fondamentale conoscere le quantità movimentate in termini di massa o di energia, le tecnologie di misura attualmente disponibili consentono di effettuare correttamente soltanto un bilancio in volume. Pertanto, sia in ambito nazionale che internazionale, si è soliti riferirsi ai volumi di gas ricondotti alle condizioni di riferimento di 15 °C e di 101325 Pa (denominate anche standard o base) e calcolati mediante l'uso di dispositivi ausiliari quali i convertitori di volumi e gascromatografi.

Le quantità in volume devono poi essere ricondotte a quantità in massa o in energia per poter successivamente effettuare un bilancio corretto sulla rete. Inoltre, per stimare le quantità perse, consumate e accumulate è necessario ricorrere a metodi di misura indiretti che inevitabilmente presentano incertezze di misura più elevate. D'altra parte queste ultime quantità risultano generalmente poco rilevanti in quanto di gran lunga inferiori rispetto alle quantità contabilizzate in ingresso e uscita.

Nel seguito vengono riportate le modalità di stima e misura delle diverse quantità di gas che riguardano i differenti termini del bilancio nella rete di trasporto italiana.

Ad oggi, la rete di trasporto del gas in Italia, diffusa su quasi tutto il territorio nazionale, si sviluppa per circa 33.500 km, di cui circa 24.500 km di rete regionale di trasporto (gestita dalle società Snam Rete Gas S.p.A., Società Gasdotti Italia S.p.A., Metanalpi Energia S.r.l., Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Gas Plus Trasporto S.r.l., Italcogim trasporto S.r.l., Metanodotto Alpino S.r.l., Netenergy Service S.r.l., Retragas S.r.l.) e circa 9.000 km di rete di trasporto (gestita dalle imprese di trasporto Snam Rete Gas S.p.A., Società Gasdotti Italia S.p.A. e Edison Stoccaggio S.p.A.). Il gas immesso nella rete di trasporto¹ viene misurato in 7 impianti (32 linee) per le importazioni di gas (Mazara del Vallo, Gela, Tarvisio-Arnoldstein, Passo Gries-Masera, Panigaglia, Gorizia, Cavarzere) e in 48 impianti (79 linee) per l'immissione di gas di produzione nazionale.

Come riferimento, si riportano i valori annuali delle grandezze consuntivate nell'equazione di bilanciamento commerciale, come definita dal codice di rete (capitolo 9) di Snam Rete Gas² (bilancio SRG).

In tabella I sono riportate le quantità totali dei bilanci commerciali degli ultimi cinque anni (2004-2008), espresse in energia (GJ) ed in volumi standard (Sm³) riferite al potere calorifico medio sulla rete (pari a 38,1 MJ/Sm³). Per maggiore chiarezza sono inoltre riportate in tabella II le quantità percentuali sul gas immesso.

Tab.I – Valori annuali delle grandezze consuntivate nei bilanci SRG (anno 2004-2008)

ANNO	IMMESSO [I] GJ (Sm ³)	STOCCAGGIO [S] GJ (Sm ³)	PRELEVATO [P] GJ (Sm ³)	AUTOCONSUMI [C] GJ (Sm ³)	PERDITE [PE] GJ (Sm ³)	LINEPACK [DLP] GJ (Sm ³)	GAS NON CON- TABILIZZATO [GNC] GJ (Sm ³)
2004	3.073.043.130 (80.657.299.990)	850.056 (22.311.181)	3.052.797.283 (80.125.912.950)	9.541.312 (250.428.139)	2.593.192 (68.062.785)	376.898 (9.892.344)	8.584.500 (225.314.953)
2005	3.247.482.203 (85.235.753.349)	32.969.480 (865.340.680)	3.250.594.672 (85.317.445.462)	12.242.809 (321.333.559)	2.276.192 (59.742.559)	110.681 (2.905.005)	15.227.330 (399.667.444)
2006	3.352.341.641 (87.987.969.567)	- 140.195.899 (- 3.679.682.396)	3.178.261.441 (83.418.935.451)	14.182.362 (372.240.470)	2.571.629 (67.496.835)	478.772 (12.566.189)	16.651.537 (437.048.226)
2007	3.173.228.380 (83.286.834.110)	47.541.439 (1.247.806.785)	3.191.992.817 (83.779.339.039)	12.245.720 (321.409.961)	2.643.550 (69.384.501)	161.347 (4.234.832)	13.726.385 (360.272.562)
2008	3.263.138.523 (85.646.680.394)	- 42.766.373 (- 1.122.476.984)	3.198.318.616 (83.945.370.509)	13.517.682 (354.794.790)	2.611.968 (68.555.604)	- 165.275 (-4.337.934)	6.089.159 (159.820.441)

¹ Fonte: dichiarazioni delle imprese di trasporto acquisite nell'ambito dell'Istruttoria

² Tale equazione tiene in considerazione gli ingressi e le uscite della rete di trasporto, comprensiva della rete nazionale di trasporto e della rete regionale di Snam Rete Gas S.p.A.

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

Tab.II – Quantità percentuali rispetto al gas immesso (bilanci SRG anno 2004-2008)

ANNO	CI %	PE/I %	DLP/I %	GNC/I %
2004	0,31%	0,084%	0,012%	0,28%
2005	0,38%	0,070%	0,003%	0,47%
2006	0,42%	0,077%	0,014%	0,50%
2007	0,39%	0,083%	0,005%	0,43%
2008	0,41%	0,080%	-0,005%	0,19%

In fig. 2 vengono riportate le quantità di gas immesse in Italia sulla rete di trasporto. Da essa è possibile osservare le notevoli variazioni percentuali stagionali e le condizioni di massimo e minimo prelievo.

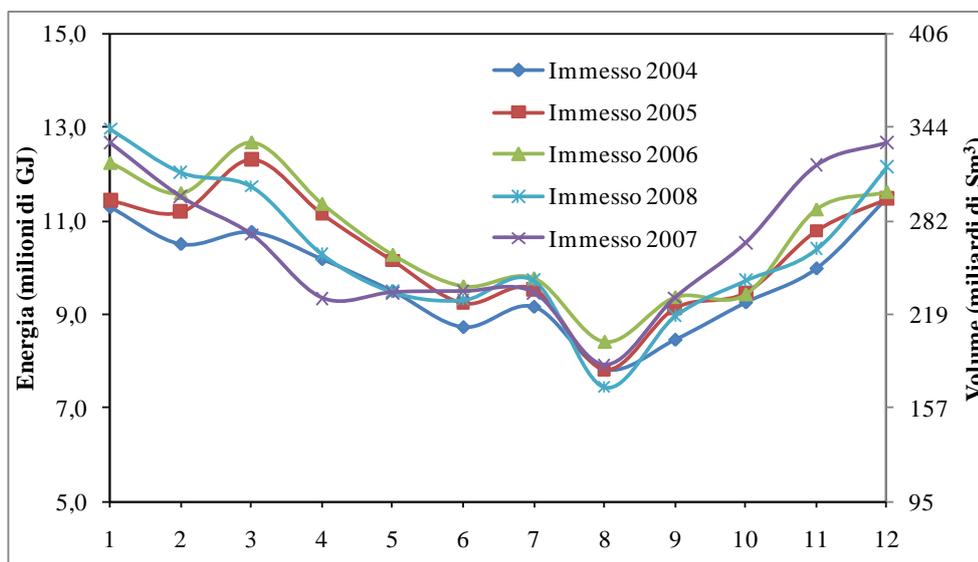


Fig. 2 – Andamento mensile delle quantità immesse sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) energia (milioni di GJ); b) volumi standard (miliardi di Sm³)

2.1 Stima delle quantità immesse, stoccate e prelevate

I termini quantitativamente più rilevanti ai fini di un corretto bilancio della rete sono, come detto, quelli di immissione, stoccaggio e prelievo. Sulla rete di trasporto, oltre agli impianti di immissione sopra descritti, gli impianti di misura del gas nei punti di riconsegna risultano essere³ 8.596 (corrispondenti a 8.781 linee e 12685 elementi primari di misura) di cui circa la metà destinati alla riconsegna nei punti di interconnessione con reti distribuzione e l'altra metà destinati alla riconsegna ai cosiddetti clienti finali diretti (industrie, termoelettrici, ecc...), mentre gli impianti di misura di stoccaggio sono 18 (corrispondenti a 81 linee).

In ciascuna linea di misura è presente almeno un elemento primario il cui principio di misura della portata è stato analizzato nel "Rapporto di Fase I" [8]. In tabella III sono riportate nel dettaglio le consistenze numeriche e volumetriche di ciascun metodo di misura.

3 Fonte: dichiarazioni delle imprese di trasporto acquisite nell'ambito dell'Istruttoria

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

Tabella III - Elementi primari presenti sulla rete di trasporto del gas naturale.

	Numero	N/Ntot (%)		Volume (miliardi di m ³)	V/Vtot (%)	
Pareti deformabili (DE)	721	5,68%		0,01	0,01%	
Pistoni rotanti (PR)	2245	17,70%		2,17	1,21%	
Turbine radiali (TR)	4	0,03%		0,00	0,00%	
Turbine assiali (TU)	8081	63,71%		64,90	36,31%	
Ultrasuoni (US)	59	0,47%	87,58%	0,01	0,00%	37,52%
Pressione differenziale (OF)	570	4,49%		86,77	48,54%	
Pressione differenziale (CM)	1005	7,92%	12,42%	23,53	13,16%	61,70%
TOTALE	12685	100,00%	100,00%	177,40	99,22%	99,22%
Linee con misura in aggregato	332	-		0,92	0,51%	
Linee con carenza di dati	1375	-		0,48	0,27%	

Le metodologie di misura con contatore volumetrico ed a turbina (definiti "volumetrici") sono senz'altro le più diffuse nelle stazioni operanti con portate di gas medio-piccole, mentre la misura venturimetrica con misuratore a pressione differenziale viene utilizzata sulle portate medio-grandi. La grande diffusione di detta tecnica venturimetrica è dovuta alla circostanza di essere stata, sino agli anni novanta, l'unica metodologia standardizzata e a basso costo disponibile per la misura di grandi quantitativi di gas. Per questa ragione per la maggior parte dei quantitativi transitati ancora oggi vengono utilizzati sistemi di misura venturimetrici.

Tuttavia, come già esplicitato in precedenza, sia i misuratori impropriamente definiti "volumetrici" che quelli venturimetrici non consentono di misurare direttamente né le quantità in massa, né le quantità in energia. Pertanto, per potere ricondurre la misura di volume del gas naturale alla misura in energia, è necessario sia determinare lo stato termodinamico del gas (ovvero la sua massa volumica) ed il suo potere calorifico (ovvero la sua composizione chimica).

Inoltre, presso gli impianti di proprietà del trasportatore, vengono talvolta utilizzati ulteriori misuratori di portata con funzione esclusivamente di riserva e, conseguentemente, essi non hanno normalmente rilevanza ai fini del bilancio fisico della rete.

Per poter comprendere i numerosi fattori che influiscono sul GNC occorre analizzare le cause di errore dei sistemi di misura adoperati per la contabilizzazione dell'energia nei bilanci di rete, con particolare attenzione ai possibili errori sistematici. Generalmente questi errori sono particolarmente rilevanti nelle stazioni di riconsegna che a causa dei vincoli economici presentano semplificazioni della catena di misura, che comportano inevitabili amplificazioni degli errori stessi.

In particolare nei rapporti di fase I e II [8][9] sono stati dettagliatamente analizzati e discussi le seguenti criticità:

A. Errori imputabili al misuratore di volume:

- errore di accuratezza e deriva del misuratore (*generalmente accidentale* dovuto alla mancata taratura dell'elemento primario);
- errore di accuratezza del misuratore per difetto di rangeability (*generalmente sistematico* dovuto soprattutto alla misura effettuata al di fuori delle specifiche del contatore es. portate molto elevate o molto basse);
- effetti di installazione (*generalmente accidentale* dovuto ai tratti rettilinei inadeguati ed a pulsazioni delle portate);
- altre cause (*generalmente accidentale* dovuto agli errori di lettura/trasmissione, ai fuori servizio, ..).

- B. Errori imputabili al dispositivo di correzione ed ai dispositivi associati:
- errore sulla correzione della temperatura (*generalmente sistematico* dovuto soprattutto alla lunghezza di immersione ed alla temperatura media radiante in condotta);
 - errore sulla correzione della pressione (*generalmente sistematico* dovuto soprattutto all'errore sulla stima dell'altezza sul livello del mare e della temperatura media nonché alle variazioni della pressione barometrica);
 - errore sulla misura della pressione differenziale (*generalmente accidentale* dovuto alla accuratezza del trasmettitore e del dispositivo di conversione analogico/digitale);
 - errore sul calcolo (*generalmente sistematico* dovuto alla precisione del dispositivo di correzione);
 - errore dovuto all'aggiornamento delle impostazioni dei parametri di qualità del gas naturale *nei sistemi di correzione* dei volumi (*generalmente accidentale* dovuto alle variabilità temporale della composizione nell'AOP rispetto alla frequenza di aggiornamento *nel dispositivo di correzione*);
- C. Errori imputabili alla misura della composizione chimica e dei parametri di qualità del gas:
- variabilità della composizione chimica del gas sulla rete (*generalmente accidentale* dovuto alla disuniformità ed alla stabilità della composizione nell'Area Omogenea di Prelievo⁴, di seguito indicata come AOP);
 - errore del modello per la stima dei fattori di compressibilità Z e Zs; (*generalmente accidentale* dovuto all'accuratezza del modello di gas reale utilizzato);
 - errore sulla stima di ρ_s nei misuratori venturimetrici (*generalmente accidentale* dovuto all'accuratezza del densimetro o alla propagazione dell'errore della misura della composizione del gas).
 - errore sulla misura della composizione e del potere calorifico H_s (*generalmente accidentale* dovuto alla tecnica di misura utilizzata ed alla frequenza di taratura ed alla scelta della miscela di autotaratura dei GC);
- D. Altri errori e problematiche di misura
- manomissioni e furti (*sistematici*, dovuti alla manomissione/incuria dell'utente finale);
 - sincronismo degli intervalli di misura.

In tabella IV sono dettagliatamente discusse le singole criticità sopra riportate, facendo soprattutto riferimento agli effetti che esse producono sul GNC [10].

⁴ Per maggiori dettagli sulla metodologia delle AOP, vedi deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05.

Tabella IV - Cause di errore sulla misura delle quantità di gas in ingresso/uscita

	Errore di accuratezza e deriva (nelle condizioni di normale funzionamento)	<p>Certamente una delle cause che più incide sul gas non contabilizzato è l'accuratezza dei misuratori. Sebbene gli errori sulla caratteristica siano generalmente inferiori al $\pm 1\%$, essi dipendono fortemente dall'età del misuratore e dalla frequenza di taratura del misuratore stesso. Questo effetto potrebbe essere rilevante sul GNC, specie se le derivate dei contatori installati sulla rete fossero strettamente correlate tra loro. Tale condizione si verifica solo per alcune tipologie di contatori (e.g. contatori volumetrici).</p> <p><i>In Italia i contatori cosiddetti volumetrici non vengono periodicamente tarati nella quasi totalità dei casi. L'incertezza aggiuntiva che ne deriva può essere anche superiore all'1%. Con riferimento ai misuratori venturimetrici, ulteriori errori potrebbero derivare dal mancato aggiornamento del calcolo del coefficiente di efflusso in conformità all'attuale normativa.</i></p>
Misura dei volumi di gas nelle condizioni di esercizio	Inaccuratezza per misura al di fuori delle specifiche del contatore (portate molto elevate o molto basse)	<p>L'accuratezza dello strumento di misura dichiarata dal costruttore è ovviamente riferita al solo campo di misura dello stesso. A causa dell'elevata variabilità stagionale della portata, della variazione della pressione e del diffuso sovradimensionamento dei misuratori, spesso il misuratore si trova a funzionare al di fuori del suo campo di misura.</p> <p>La maggiore criticità è ovviamente quella dei misuratori che hanno una ridotta <i>rangeability</i> (e.g. misuratori a pressione differenziale) nei quali può anche verificarsi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - una contabilizzazione diversa da zero anche in assenza di prelievi (in tal caso è generalmente possibile attivare un Cut-Off); - un eventuale sconfinamento del prelievo sopra il campo valido di misura; in tal caso cautelativamente il codice di Snam Rete Gas prevede di moltiplicare la portata di fondo scala per un fattore maggiorativo pari a 1,3 per l'intera durata dell'evento⁵. <p>Dalla fig.3 emerge inoltre che l'errore di misura è generalmente negativo per valori della portata inferiori alla portata minima. Ne consegue che nel caso di sovradimensionamenti strutturali o decrementi dei consumi stagionali l'effetto sul GNC diventa strettamente sistematico.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> </div> <p>Fig. 3- Errore tipico sulla curva caratteristica: a) volumetrica; b) venturimetrica</p> <p><i>Sul territorio nazionale sono stati registrati nel 2008 circa il 16% sia dei misuratori a turbina che dei misuratori a pistoni rotanti che lavora con una portata di picco inferiore alla portata di transizione del misuratore. Esistono, inoltre, ancora un certo numero di misuratori venturimetrici con singolo DP che come noto presentano una rangeability estremamente ridotta (tipicamente di 4:1). Questa condizione operativa può rappresentare una forte criticità per il GNC soprattutto nelle condizioni di (contemporaneità) degli effetti sistematici.</i></p>

⁵ Per maggiori informazioni vedi paragrafo 3 del capitolo 10 (Procedura misura gas) del codice di Snam Rete Gas.

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

Effetti di installazione sui misuratori di portata		<p>Gli effetti di installazione determinati da un numero insufficiente di tratti rettilinei a monte e a valle del misuratore o dalle pulsazioni della portata prodotte da sistemi di compressione possono incidere in modo significativo sull'incertezza della misura dei volumi contabilizzati da una singola stazione ma non sui bilanci complessivi di gas trasportato e quindi sul GNC. Per quanto concerne gli errori correlati alle pulsazioni di flusso si possono distinguere: gli errori dovuti all'elemento primario, che includono l'errore sulla media della radice quadrata (SRE); gli errori inerziali e lo shift della caratteristica (e.g orifice coefficient); gli errori dovuti all'elemento secondario, cioè shift della caratteristica degli elementi secondari (GLE).</p> <p><i>Sulla rete di trasporto è opportuno distinguere le installazioni realizzate nell'ultimo decennio, da quelle più datate dove, soprattutto per le linee venturimetriche, non sempre il numero di diametri a monte ed a valle risulta conforme alle prescrizioni normative attuali. Più limitata è la presenza di portate pulsanti.</i></p>
Misuratore fuori servizio		<p>Qualora si verificano guasti di strumenti che compongono la catena di misura, la stima delle quantità di gas può essere effettuata mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> - dati primari forniti dalle apparecchiature di riserva e controllo quando presenti; - dati storici tipici dell'utenza e rappresentativi dell'andamento dei prelievi (cautelativamente aumentati); - dati di produzione univocamente relazionabili al gas transitato. <p>Sebbene questi eventi siano alquanto rari, l'incertezza associata alla stima delle quantità transitate in queste condizioni operative è estremamente elevata.</p> <p><i>Sulla rete di trasporto sono registrati sistematicamente tutti gli eventi di questo tipo. Detta condizione operativa risulta comunque molto rara ed è generalmente coperta dai misuratori di riserva. Il numero di questi eventi, rilevato dall'indagine a campione effettuata, può ritenersi fisiologico ed in ogni caso marginale in relazione all'effetto sul GNC.</i></p>
Errore di lettura/trasmisione dato		<p>Nelle reti di trasporto la gran parte dei misuratori è teleletta o letta con cadenza mensile. In questo caso l'errore di lettura può ritenersi praticamente nullo.</p> <p><i>In Italia circa il 75% delle linee di misura è teleletta e i volumi contabilizzati mediante telelettura rappresentano il 90% circa del totale. Per questo motivo l'influenza degli errori di lettura o di trasmissione del dato sul GNC può ritenersi praticamente nullo.</i></p>

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

	Errore sulla correzione della temperatura	<p>Nella rete nazionale di trasporto generalmente il dispositivo di misura presenta un sistema di correzione della temperatura. In tal caso l'errore che ne deriva è sostanzialmente funzione della sola incertezza di misura della temperatura. Mentre l'accuratezza del termoelemento è tipicamente dell'ordine del decimo di grado (quindi sostanzialmente trascurabile), gli errori sistematici connessi agli effetti di installazione (ed in particolare la lunghezza di immersione e la temperatura media radiante del condotto) possono causare nella stagione invernale (estiva) errori per eccesso (difetto) anche dell'ordine di 0,5°C soprattutto negli impianti di misura con tubazioni non coibentate (generalmente collocate all'esterno).</p> <p><i>In Italia la temperatura del gas trasportato, pur avendo un valore medio di circa 10-15°C, varia in funzione della località geografica e delle oscillazioni climatiche giornaliere e stagionali. Non sempre questi errori si compensano tra loro dal momento che i maggiori consumi di gas naturale sono ovviamente concentrati durante la stagione invernale e nelle località con climi più rigidi. Ne consegue una elevata criticità sull'errore del GNC rispetto a tale fattore.</i></p> <p><i>Fig. 4- Influenza dell'errore in temperatura sul GNC e andamento mensile delle temperature di esercizio(°C) in alcuni impianti di riconsegna verificati sul campo</i></p>
Misura del fattore di correzione	Errore sulla correzione della pressione e della pressione barometrica	<p>La pressione della rete di trasporto nazionale (che generalmente raggiunge valori dell'ordine delle decine di bar) influisce in modo ancor più rilevante, rispetto alla temperatura, sulla variazione della massa volumica del gas. Il sistema di misura nelle reti di trasporto presenta sia per i punti di immissione e stoccaggio, che per i punti di riconsegna (clienti industriali, termoelettrici e civili) sistemi di misura e correzione della pressione.</p> <p>La misura della pressione di rete può essere effettuata sia mediante un misuratore di pressione assoluta (in questo caso l'errore di misura è solo riconducibile all'errore strumentale), sia, e più diffusamente, mediante un misuratore di pressione relativa con conseguente stima della pressione barometrica. In questo ultimo caso detta pressione viene usualmente determinata stimando l'altezza sul livello del mare e la temperatura media (posta normalmente pari a quella di riferimento, 15°C), il che introduce un ulteriore errore nella misura. Ad esempio ad un errore di 100 m sulla stima dell'altezza corrisponde un errore sulla pressione barometrica di circa 10 mbar. Inoltre, anche fluttuazioni della temperatura e del clima possono comportare variazioni significative (20-25 mbar). Pertanto un errore sistematico sulla stima della pressione barometrica può influenzare in modo significativo sia la misura del volume in condizioni standard che il bilancio se questi effetti risultano analoghi in tutte le stazioni.</p> <p><i>Sulla rete di trasporto questi effetti possono essere realmente determinanti solo nelle stazioni di misura con pressione inferiore a 5 bar). Ciò nonostante occorrerebbe evitare elevate approssimazioni nella stima dell'altitudine.</i></p>

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

	Errore sul misuratore di pressione differenziale (solo per le catene di misura venturimetriche)	Come noto i misuratori venturimetrici presentano un elemento secondario per la misura della pressione differenziale. Gli strumenti di misura in commercio garantiscono precisioni e derive nel tempo estremamente ridotte specie se tarati alla pressione di esercizio. E' infatti noto che la curva di taratura dello strumento può essere sensibilmente influenzata dalla pressione di linea. Un ulteriore aspetto determinante è la rangeability del manometro dal momento che essa viene ridotta dalla dipendenza quadratica nella relazione di misura venturimetrica.
	Errore di calcolo del fattore di compressibilità e delle impostazioni del dispositivo	L'errore di calcolo del dispositivo di correzione dipende principalmente dal numero di cifre del sistema di acquisizione dati (ovvero dal convertitore analogico/digitale) e dalla frequenza di aggiornamento delle impostazioni dei parametri di qualità del gas naturale. <i>L'accuratezza dei flow computer installati sulla rete di trasporto è generalmente di ottimo livello con risoluzione minima dei convertitori di 16 bit.</i>
Misura della composizione chimica e dei parametri di qualità del gas	Variazione della composizione (uniformità)	La qualità del gas presente sulla rete di trasporto varia in funzione delle quantità e qualità dei singoli gas immessi da importazioni, stoccaggi, produzioni locali e rigassificazione. In una rete di trasporto complessa tale variabilità risulta dipendente sia dalla localizzazione della stazione di prelievo (uniformità) che dal periodo di fornitura (stabilità). <i>E' questo il caso della situazione italiana in cui vengono immessi numerosi tipi di gas naturale di differente composizione (Algerino, Libico, Russo, Olandese, Norvegese, Nazionale, ..) e GNL (Algeria, Nigeria, Qatar, ...). Per poter quindi associare a ciascun punto di prelievo un gas effluente sono definite idonee AOP. In dette aree si accetta una disuniformità del 2% sul potere calorifico Hs.</i>
	Variazione della composizione (stabilità)	L'errore sulla stabilità della composizione del gas nel tempo si esplica nella misura in cui il dato della qualità del gas non viene continuamente misurato ed aggiornato nel settaggio dei sistemi di correzione dei volumi. <i>Sulla rete di trasporto questo generalmente accade sulla maggioranza delle stazioni di riconsegna. Infatti, salvo espliciti accordi tra le parti, l'aggiornamento della qualità del gas viene effettuato:</i> <ul style="list-style-type: none"> - <i>in continuo per le stazioni di importazione ed esportazione, fornite dai gascromatografi (di seguito: GC) da campo;</i> - <i>mensilmente per tutte le stazioni venturimetriche e quelle "volumetriche" in alta pressione (p>5 bar);</i> <i>annualmente (sulla base dei dati medi di qualità dell'anno precedente per tutti i sistemi non automatizzati in bassa pressione).</i>
	Errore del modello per la stima del fattore di compressibilità (Z e Zs)	Un fattore spesso trascurato nella stima delle incertezze è l'errore di calcolo connesso al modello utilizzato nella stima del fattore di compressibilità z nelle condizioni di esercizio Z e standard Zs. I modelli di gas reale implementati nei flow computer per la stima di Z facevano generalmente riferimento al modello AGA NX 19. Modello quest'ultimo che garantiva incertezze tipiche di 0.25-0.50% salvo applicazioni su gas ad elevata densità e/o contenuto di CO ₂ in cui l'incertezza nel calcolo può essere addirittura superiore. Il modello ISO 12213-2 (anche denominato AGA8-92DC) o il modello ISO 12213-3 (anche denominato SGERG 88) attualmente implementati nei flow computer presentano per contro incertezze sensibilmente inferiori (pari a circa lo 0.1%). Anche per quanto concerne il modello di calcolo del fattore di compressibilità nelle condizioni standard il metodo ISO 6976 garantisce un'incertezza inferiore allo 0.1%. <ul style="list-style-type: none"> - <i>Sulla rete di trasporto nazionale trasporto ancora esistono numerosi punti di prelievo e produzioni nazionali in cui risulta implementato il modello AGA NX19 con inevitabili incertezze aggiuntive. L'impatto dell'errore sul GNC può ritenersi di fatto limitato.</i>

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

	Errore sulla stima/ misura della densità ρ_s	<p>La stima della densità ρ_s può essere effettuata sia indirettamente mediante modello ISO 6976 che direttamente, mediante densimetro (di norma presenti solo nelle linee venturimetriche).</p> <p>Il modello ISO 6976 presenta un errore ridotto nella stima della densità relativa (tipicamente 0.01%); ovviamente l'errore complessivo sulla densità nelle condizioni standard dipende più che dal modello di calcolo, dall'incertezza sulla misura delle frazioni molari degli idrocarburi principali nel caso di misura indiretta con GC.</p>
	Errore sulla misura del potere calorifico H_s	<p>Mentre l'influenza degli errori sulla composizione del gas nella correzione dei volumi standard è sempre contenuta dal loro limitato peso sul fattore di compressibilità, ciò non accade nella misura del potere calorifico.</p> <p><i>Questo problema determina, soprattutto sulle riconsegne della rete di trasporto (generalmente prive di sistemi di misura della qualità in linea), un'incertezza complessiva sul bilancio in energia superiore all'incertezza sul bilancio in massa. I principali fattori di incertezza sul potere calorifico dipendono infatti più che dalle incertezze strumentali nella misura della composizione del gas da: i) la disomogeneità della composizione nelle AOP; ii) lo sfasamento temporale delle impostazioni della composizione (tipicamente mensili o annuali).</i></p>
Altre problematiche di misura	Manomissioni, furti ed errori involontari	<p>L'analisi delle quantità derivanti da furti, manomissioni o altro è senz'altro complessa e generalmente trascurata dagli operatori.</p> <p><i>In Italia l'elevato livello di affidabilità dei controlli legali, unita alla pericolosità nel maneggiare gas in pressione, rendono poco probabili furti di gas. Malgrado ciò, non è improbabile ipotizzare che il responsabile dell'installazione e manutenzione dell'impianto di misura non abbia alcun interesse nel modificare eventuali impostazioni o configurazioni che lo avvantaggino, lasciandoli inalterati fino a quando essi non diventino del tutto manifesti.</i></p>
	Sincronismo degli intervalli di misura	<p>Il bilancio commerciale del gas viene effettuato mediante la somma delle quantità misurate in un intervallo temporale prefissato (anno, mese, giorno).</p> <p><i>In Italia l'unità elementare di riferimento per i bilanci sulla rete è il giorno gas, definito come l'intervallo compreso dalle ore 6.00 di due giorni successivi. Gli errori determinati da un eventuale asincronismo delle letture possono essere riconducibili a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>il sincronismo degli orologi interni ai flow computer;</i> - <i>il sincronismo nella definizione del Giorno Gas (diverso per la generalità delle produzioni nazionali⁶);</i> - <i>il sincronismo nelle misure e correzioni della portata, temperatura, pressione, qualità del gas.</i> <p><i>Gli errori determinati da un eventuale asincronismo delle letture possono essere rilevanti sul GNC solo per un intervallo temporale limitato e scompaiono su intervalli mensili o annuali, questi però possono mascherare alcune anomalie e pertanto dovrebbero essere assolutamente evitati.</i></p>

Nelle figure 5 e 6 vengono riportati gli schemi funzionali e le relative elaborazioni utilizzate nella misura venturimetrica e "volumetrica". Questi schemi sono ovviamente del tutto esemplificativi dal momento che, a seconda della tipologia dell'impianto di misura, il layout dell'impianto stesso può significativamente cambiare.

⁶ Va ricordato che il recente decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 26 aprile 2010 ha disposto all'articolo 38, comma 6 che "la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi liquidi e gassosi prodotti è riferita ad un periodo di 24 ore che va dalle ore 6,00 alle ore 6.00 del giorno successivo in ora solare. Per il computo della produzione giornaliera di idrocarburi, su richiesta del concessionario, la Direzione U.N.M.I.G. può autorizzare un diverso arco temporale sempre di 24 ore".

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

$$E = H_s \cdot V_s = H_s \cdot \left(\sqrt{\frac{P}{P_s} \cdot \frac{T_s}{T} \cdot \frac{z_s}{z}} \right) \left(\frac{\pi d^2}{4} C \varepsilon \sqrt{\frac{2 \Delta P}{\rho_s}} \right)$$

$$\frac{\delta E}{E} = \left[\left(\frac{\delta C}{C} \right)^2 + \left(\frac{\delta \varepsilon}{\varepsilon} \right)^2 + \left(\frac{2 \beta^4}{1 - \beta^4} \right)^2 \left(\frac{\delta D}{D} \right)^2 + \left(\frac{2}{1 - \beta^4} \right)^2 \left(\frac{\delta d}{d} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta \Delta P}{\Delta P} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta P}{P} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta T}{T} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta Z}{Z} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta Z_s}{Z_s} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{\delta \rho_s}{\rho_s} \right)^2 + \left(\frac{\delta H_s}{H_s} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

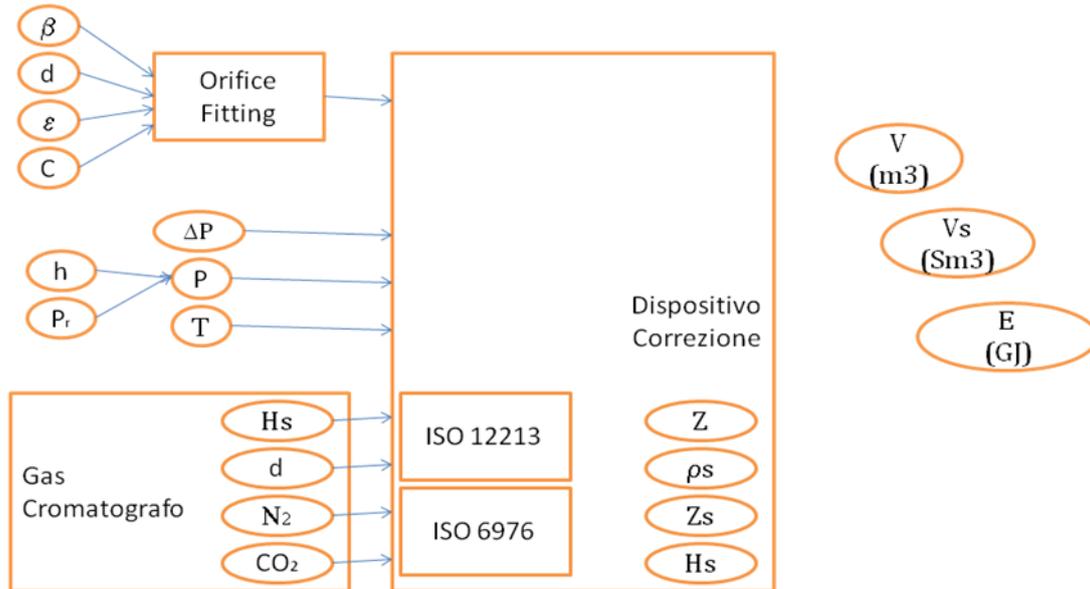


Fig. 5 – Schema catena di misura venturimetrica

$$E = V_s \cdot H_s = V \cdot \left(\frac{P T_s z_s}{P_s T z} \right) \cdot H_s$$

$$\frac{\delta E}{E} = \left[\left(\frac{\delta V_s}{V_s} \right)^2 + \left(\frac{\delta H_s}{H_s} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\left(\frac{\delta V}{V} \right)^2 + \left(\frac{\delta P}{P} \right)^2 + \left(\frac{\delta T}{T} \right)^2 + \left(\frac{\delta Z}{Z} \right)^2 + \left(\frac{\delta Z_s}{Z_s} \right)^2 + \left(\frac{\delta H_s}{H_s} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

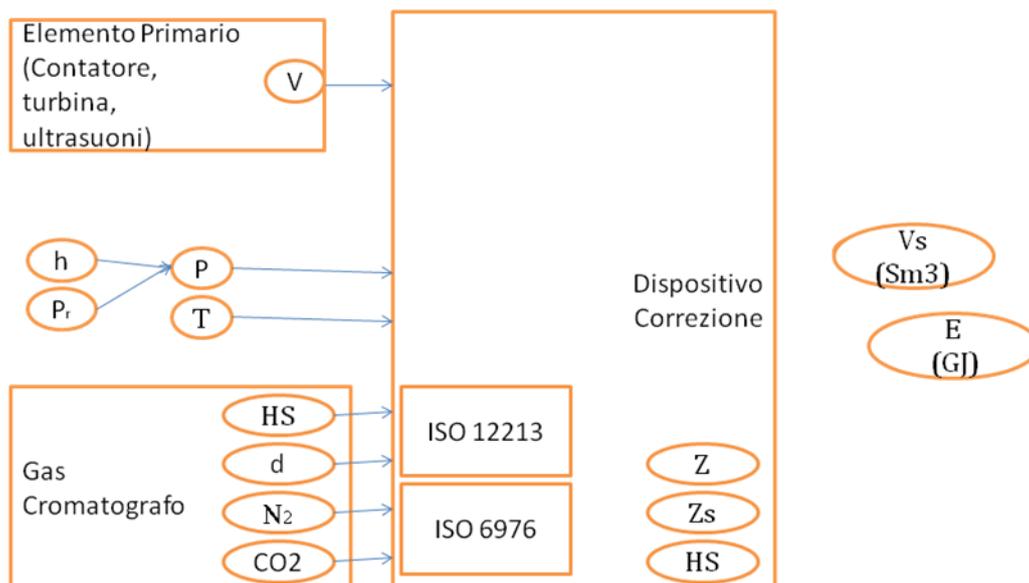


Fig. 6 – Schema catena di misura volumetrica

2.2 Stima delle quantità autoconsumate

In ogni rete di trasporto una certa quantità di gas viene sempre prelevata e consumata per il cosiddetto autoconsumo. Generalmente l'autoconsumo di massa/energia viene di norma misurato direttamente, e in misura residuale stimato con metodi indiretti.

In particolare è possibile distinguere:

- *la quantità di gas consumata nelle centrali di compressione*: rappresenta la quantità di gas utilizzata per la movimentazione del gas sulla rete. Essa viene misurata tramite contatori volumetrici o tronchi venturimetrici;
- *la quantità di gas consumata per il preriscaldamento (in corrispondenza di organi di riduzione)*: rappresenta la quantità di gas utilizzata negli impianti di preriscaldamento in prossimità delle cabine di decompressione (viene stimata statisticamente);
- *la quantità di gas utilizzata per consumi interni*: rappresenta la quantità di gas naturale utilizzata nel riscaldamento dei locali di gestione della rete e nel riscaldamento di acqua ad uso sanitario (viene di norma misurata);
- *la quantità di gas utilizzata per il campionamento e l'analisi*: rappresenta la quantità utilizzata per l'analisi ed il campionamento successivamente rilasciata in atmosfera (viene stimata statisticamente ed è generalmente del tutto trascurabile);
- *la quantità di gas rilasciata nei test*: rappresenta la quantità di gas rilasciata dai contatori sottoposti a test di misura (viene misurata direttamente ed è generalmente del tutto trascurabile).

In fig.7 vengono riportati gli andamenti medi mensili dei consumi stimati da Snam Rete Gas sulla rete di trasporto negli ultimi 5 anni (che includono anche il gas incombusti⁷). Da questa analisi emerge chiaramente che i consumi risultano strettamente dipendenti dalle stagionalità con un picco negativo nel mese di agosto ed un massimo nei mesi invernali. Questa dipendenza pressoché lineare emerge altresì dall'analisi dei consumi percentuali (rispetto al gas immesso) con valori che si attestano nell'intervallo compreso tra 0,38% e 0,42% a partire dal 2005.

Per quanto concerne l'influenza dell'incertezza sulla stima delle quantità di gas è opportuno evidenziare che:

- l'incertezza sulle quantità stimate statisticamente è alquanto elevata, ma la sua influenza risulta limitata ai fini della stima del GNC in quanto le quantità consumate statisticamente sono ridotte sia rispetto alle quantità complessivamente consumate che rispetto al GNC stesso;
- l'incertezza sulle quantità misurate è paragonabile a quella delle quantità prelevate, in quanto gli impianti di misura sono analoghi sia per tipologia che per modalità di gestione.

⁷ I consumi per l'esercizio della rete e che costituiscono il termine C dell'equazione di bilancio della rete contenuta nel codice di rete di Snam Rete Gas si suddividono in:

- consumi di centrale (CC) a loro volta suddivisi in:
 - o gas bruciato nelle centrali per il funzionamento delle unità di compressione (misurato);
 - o gas incombusto relativo agli avviamenti delle turbine (stimato);
 - o gas di preriscaldamento della centrale di compressione (misurato);
 - o consumi interni (misurati);
- consumi relativi al preriscaldamento (CP) degli impianti di riduzione/regolazione della pressione presenti sulla rete di trasporto (stimati sulla base del diagramma entalpia-pressione).

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

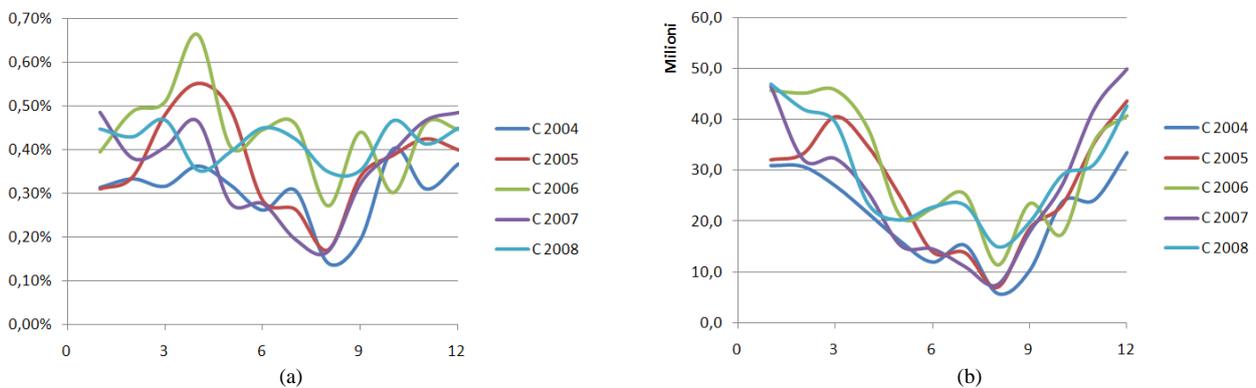


Fig. 7 – Andamento mensile delle quantità autoconsumate sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm³)

2.3 Stima delle quantità perse

Per quantità persa si intende il quantitativo di gas che, volontariamente o involontariamente, viene emesso direttamente in atmosfera. Le emissioni di tipo involontario sono dovute a trafiletti nei punti di discontinuità della rete di trasporto dove, ad esempio, sono presenti giunzioni o valvole, mentre le emissioni volontarie sono dovute ad operazioni straordinarie di manutenzione o ad azionamenti di dispositivi pneumatici, situazioni queste che comportano un “volontario” scarico di gas naturale in atmosfera (attualmente alquanto limitate per ovvi motivi ambientali).

In letteratura le fonti di emissione di una rete di trasporto del gas naturale sono classificabili nelle seguenti quattro principali tipologie:

- *fughe di gas* da componenti quali flange, valvole, compressori ed *open-ended lines* (tratti terminali di condotti dove è presente una valvola che scarica direttamente in atmosfera);
- *scarichi* in atmosfera per manutenzione o dovuti al normale funzionamento (*ventato*) di componenti o di condotte;
- *trafiletti* da componenti pneumatici (i.e. valvole pneumatiche);
- *incombusti* nelle stazioni di compressione (questa aliquota, sebbene trascurabile dato l’elevato rendimento delle turbine di compressione, viene talvolta inclusa negli autoconsumi, come avviene nel bilancio commerciale di Snam Rete Gas⁸).

La maggior parte del gas perso deriva da emissioni involontarie. In letteratura [13] vengono riportate diverse metodologie per misurare, calcolare o estrapolare le perdite per emissioni. Nella stima delle fughe di gas è possibile ricavare la quantità di gas perso isolando il tratto di rete in questione e misurando la quantità di gas necessaria a mantenerne invariata la pressione oppure, in alternativa, utilizzando una sostanza tracciante, immessa con flusso noto e costante, della quale si ricava la variazione di concentrazione tra monte e valle della fonte di emissione.

D’altra parte in alcuni casi è molto semplice calcolare le quantità perse conoscendo i dati tecnici dei componenti della rete. Ad esempio, nello svuotamento di un tratto di condotta per manutenzione, le emissioni possono essere facilmente calcolate conoscendo la temperatura e la pressione del gas, il volume del tratto di tubazione e la frequenza dell’evento.

⁸ Le perdite di rete, che costituiscono il termine *PE* dell’equazione di bilancio della rete contenuta nel Codice di Rete di Snam Rete Gas, sono suddivise in:

- perdite di rete per lavori di manutenzione (stimate in funzione di ciascuno scarico o svaso della rete di trasporto);
- perdite di rete dovute al trafiletto delle valvole (stimate in funzione della consistenza impiantistica di Snam Rete Gas e di soggetti terzi).

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

Nella maggior parte dei casi, però, non è possibile né calcolare né controllare i flussi emessi. Quindi, vengono generalmente utilizzate metodologie statistiche di stima basate sull'individuazione di opportuni coefficienti, quali l'*emission factor* e l'*activity factor*. Il primo rappresenta, per una data tipologia di fonte di emissione, la quantità media annuale di gas naturale perso, mentre il secondo ne rappresenta la popolazione, cioè il numero totale di fonti di emissione della data tipologia. Moltiplicando l'*emission factor* (fattore di emissione) per l'*activity factor* (fattore di attività) è possibile stimare statisticamente la quantità di massa/energia persa annualmente per ogni tipologia di fonte di emissione.

Sulla rete di trasporto i dati delle emissioni di gas naturale (riportate in tabella V) vengono calcolate utilizzando la metodologia elaborata dal Gas Research Institute (GRI) in collaborazione con US-EPA (Environmental Protection Agency, adattata ed applicata da Snam Rete Gas alla realtà impiantistica nazionale.

In particolare, i trafiletti sono stati stimati statisticamente valutando i “fattori di emissione” (valore medio delle emissioni di gas espresso in m³/anno) attribuibile ad ogni singola classe di apparecchiature o parti di impianto presente sulla rete di trasporto e moltiplicandoli per i corrispondenti “fattori di attività” (ottenuti censendo tutte le apparecchiature ed impianti identificati quali fonti di emissione).

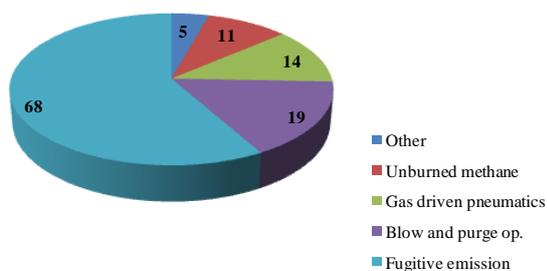
Per quanto concerne le perdite di gas in occasione di lavori di manutenzione sulla rete, esse sono calcolate attraverso la misura della pressione cui è avvenuto lo svaso e la misura del volume geometrico fisico del tratto di tubo interessato. Per valutare poi tali quantità in termini di unità di energia viene associato il valore del PCS corrispondente all'AOP di riferimento del tratto di rete considerato.

Tabella V – Descrizione dettagliata delle emissioni di gas naturale per SNAM Rete Gas [6]

Dispositivo	Tipologia di emissione	(%) sul totale delle emissioni
Condotte	Fughe	0.26
	Ventato	22.4
	Trafiletti	1
Stazioni di compressione	Fughe	15.9
	Trafiletti	9.5
	Incombusti	0.36
Stazioni di regolazione e misura	Fughe	11.2
	Trafiletti	21.5
Stazione di compressione, regolazione e misura	Ventato	11.9
Impianti di liquefazione (GNL)	Fughe	1.2
	Ventato	4.7
Totale		100

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

Estimated U.S. annual (1992) methane emissions (BCF) from the natural transmission and storage system



Stima delle emissioni di gas naturale sulla rete di trasporto italiana (2008)

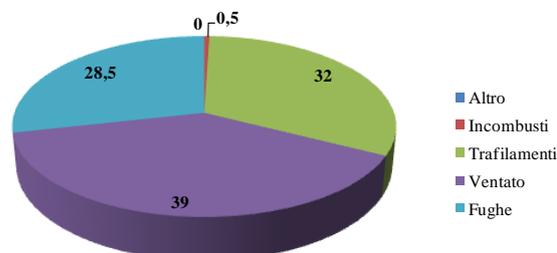


Fig. 8 – Stima emissioni di gas naturale sulle reti di trasporto: a) USA; b) italiana

In fig.8 vengono riportate le diverse percentuali di emissioni in termini di fughe, scarichi, trafiletti ed incombusti sulle reti di trasporto nazionali statunitense ed italiana. Da essa si evince quanto queste percentuali possono variare in funzione delle diverse caratteristiche tecnologiche e di gestione della rete.

D'altro canto l'entità non trascurabile delle perdite sulla rete di trasporto (circa pari allo 0.08%/anno del volume immesso), rende necessario un approfondimento sulla necessità di aggiornamento dell'applicazione della metodologia EPA e sull'incertezza conseguibile.

La migliore incertezza conseguibile attraverso il metodo statistico viene stimata pari allo 0.5%. A parere degli autori questo valore è ottimistico, infatti, è possibile prevedere che l'incertezza sulla stima delle perdite sia verosimilmente più elevata sia a causa del degrado della componentistica installata, sia per la variabilità delle emissioni di ciascun componente in funzione dei materiali, delle tecnologie costruttive e delle modalità di messa in opera, sia, infine, per la variabilità delle emissioni in funzione della pressione di esercizio. A titolo di esempio nella stima del fattore di emissione per le tubazioni in polietilene è facile riscontare differenze dell'ordine del 100% in funzione delle diverse condizioni di utilizzo [14]-[17].

Pertanto, per ottenere risultati più affidabili le emissioni dovrebbero essere periodicamente validate mediante verifiche sperimentali effettuate su ciascuna tipologia di rete di trasporto. In Italia Snam Rete Gas ha effettuato una specifica campagna di taratura nel 1995 stimando tali perdite in circa 47 milioni di m^3 con un'incertezza del 18% [18].

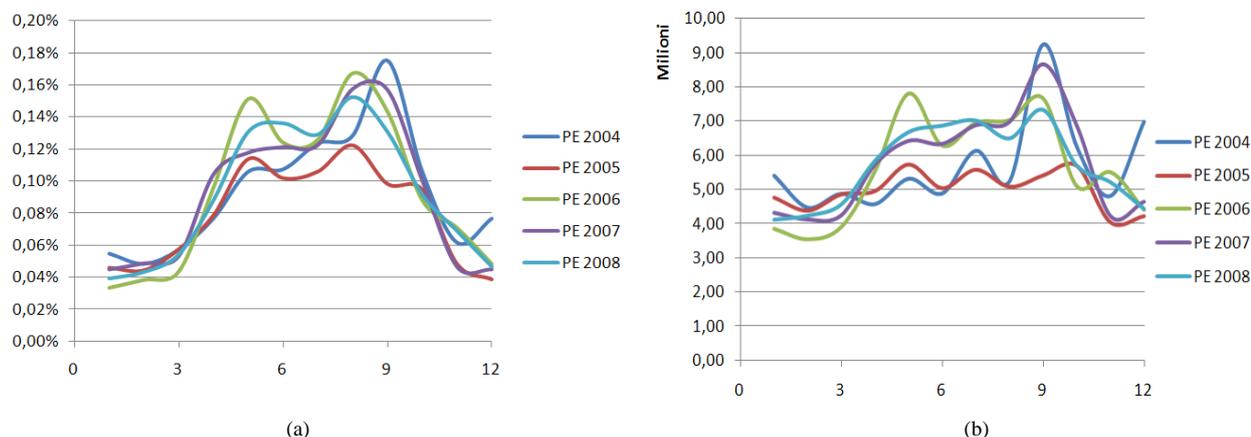


Fig. 9 – Andamento mensile delle perdite sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm^3)

2.4 Stima delle quantità accumulate

La quantità gas accumulato, anche indicata in gergo con il termine “svaso/invaso” o “line pack”, è costituita dalla variazione di massa/energia presente nella linea di trasporto in un prefissato intervallo di tempo.

Sulla rete di trasporto, questa quantità viene valutata suddividendo la rete in un numero discreto di tratti, e misurando il volume geometrico V_i e la variazione della pressione media ΔP_i , relativa a ciascun tratto di rete in un assegnato intervallo di tempo (ad esempio ora, giorno-gas). Per semplicità le condizioni termodinamiche del gas (temperatura media T_m e fattore di compressibilità medio z_m) vengono generalmente considerate costanti, sia lungo il tratto in esame, sia durante l'intervallo temporale di riferimento.

Il calcolo della massa di svaso/invaso può essere pertanto effettuato mediante la relazione:

$$\Delta LP = \sum \frac{\Delta P_i \cdot V_i}{z_{m,i} \cdot R \cdot T_{m,i}} \cong \frac{\sum \Delta P_i \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2 \cdot L_i}{Z_m \cdot R \cdot T_m} \quad (3)$$

Ai fini del bilanciamento commerciale della rete la metodologia di valutazione adottata da Snam Rete Gas prevede le seguenti semplificazioni:

- volumi elementari i-esimi costituiti da tratti di rete di circa 10 km, nodi e cabine, relativi alla rete telecontrollata;
- misura della pressione e temperatura media unica per ciascun volume elementare;
- intervallo di campionamento orario;
- fattore di compressibilità Z assunto costante (pari a 0.9).

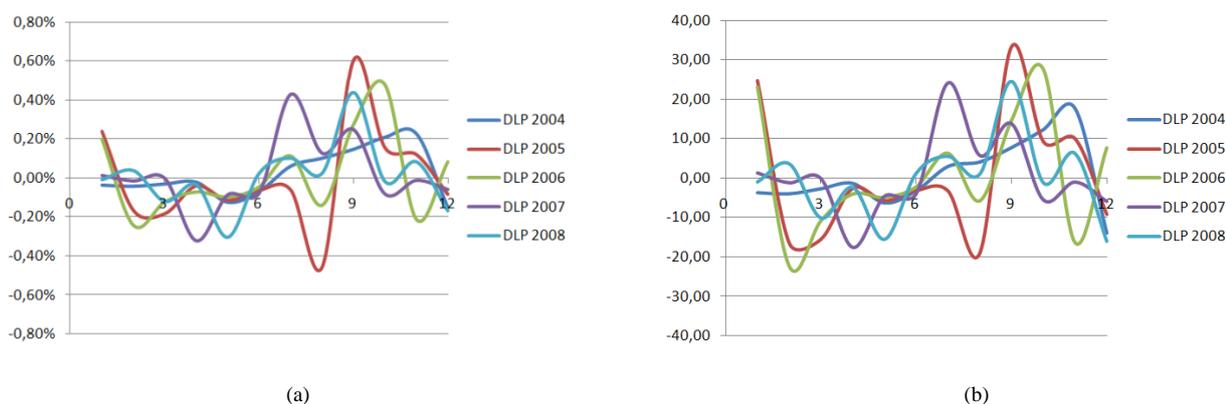


Fig. 10 – Andamento mensile del line-pack sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm^3)

La rete di trasporto presenta complessivamente un volume di circa 8 milioni di metri cubi. Data l'elevata pressione della rete, il volume di gas complessivamente contenuto nelle condizioni di riferimento risulta dell'ordine delle centinaia di milioni di standard metri cubi. La rete presenta variazioni giornaliere del line pack dell'ordine del +/- 2-3% con picchi fino al +/-6% del gas

immesso. Variazioni queste che risultano naturalmente molto più contenute nei mesi (dell'ordine del +/- 0.2-0.3% con picchi fino al +/-0.6%) e sono praticamente nulle negli anni (si noti comunque che negli ultimi anni c'è stato un lieve accumulo positivo di circa +0.01%/anno sulla rete dovuto probabilmente ad un lieve aumento della pressione media sulla rete di trasporto).

Per tali motivi se la metodologia (ovvero l'incertezza) di stima del DLP influisce sensibilmente sulla stima del GNC giornaliero, nei bilanci mensili questa voce influisce molto meno, diventando praticamente ininfluenza nei bilanci annuali.

L'incertezza sulla stima del line-pack è stata valutata applicando la propagazione delle incertezze alla relazione (3) ed utilizzando le incertezze relative riportate nella tabella VI. Si è così ottenuta la seguente relazione:

$$\left[\frac{U_{DLP}}{DLP} \right]^2 = \left[\frac{2 \cdot V_{rete}}{DLP} \right]^2 \cdot \left[\left(\frac{U_P}{P} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{U_D}{D} \right)^2 + \left(\frac{U_L}{L} \right)^2 + \left(\frac{U_{T_m}}{T_m} \right)^2 + \left(\frac{U_{Z_m}}{Z_m} \right)^2 \right] \quad (4)$$

Tabella VI – Valori di incertezza sul termine svaso-invaso

Misura	Simbolo	Unità di misura	Incertezza relativa [%]
Pressione media rete	P	[bar]	5.0
Diametro condotta	D	[m]	1.0
Lunghezza condotta	L	[m]	1.0
Temperatura media	T _m	[K]	3.0
Fattore di compressibilità medio	Z _m		2.0

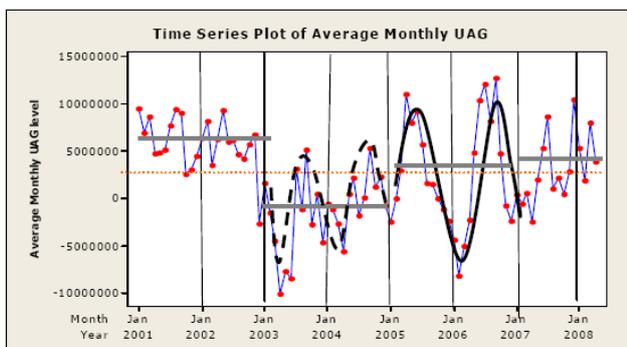
3. GNC su altre reti di trasporto

Per poter meglio comprendere ed analizzare le problematiche connesse alla stima del GNC ed agli andamenti e consistenze tipiche è stata effettuata un'analisi in letteratura di altre reti di trasporto del gas naturale [19]-[24].

Relativamente alle reti di trasporto, particolarmente significativa è l'indagine del National Grid [19] relativa alla rete di trasporto del Regno Unito (effettuata su determinata dall'autorità di regolazione anglosassone OFGEM) in cui vengono analizzati gli andamenti tipici del GNC sulla rete di trasporto inglese e le diverse cause che danno origine al GNC. In fig. 11 e tabella VII viene riportata rispettivamente la serie storica media mensile e giornaliera degli ultimi otto anni delle quantità non contabilizzate espresse in kWh su un totale immesso di circa 300-400 TWh /anno.

Da detta analisi emerge chiaramente che esistono oscillazioni periodiche del GNC mensile con picchi negativi invernali (generalmente collocati nel mese di febbraio) e positivi estivi (generalmente collocate nel mese di luglio) con una tendenza positiva (picchi dell'ordine dello +0,6% e media di circa +0,26%).

Nonostante le oscillazioni stagionali la situazione del GNC nel Regno Unito è senz'altro meno impattante del GNC registrato sulla rete nazionale italiana probabilmente a causa di una compensazione maggiore degli effetti stagionali rispetto a quella italiana. Questa situazione è evidente sia dal confronto dei picchi negativi e positivi stagionali del GNC medio mensile (praticamente dello stesso ordine di grandezza), sia dall'alternanza di anni in cui il valore medio annuale del GNC risulta negativo (e.g. 2003 e 2004) e di anni in cui esso risulta positivo.



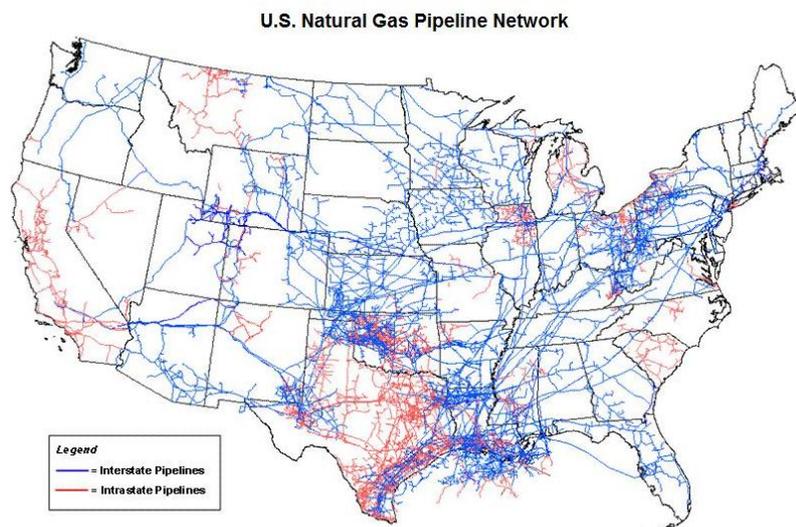
Biennio	UAG medio giornaliero (kWh)	UAG/Imnesso %
2001-2002	5.812.330	0,58%
2003-2004	-1.328.883	-0,13%
2005-2006	2.661.209	0,27%
2007-2008	3.140.713	0,31%
medio	2.571.342	0,26%

Fig. 11 Andamento del GNC medio mensile sulla rete NG-UK

L'analisi del GNC sulla rete di trasporto USA (fig 12, tab. VIII) mostra, invece, valori sempre positivi nell'ultimo decennio. Sebbene il valore medio del GNC sia pari a +0,61, il trend di riduzione del GNC è stato sicuramente significativo. In ogni caso, le specificità dimensionali ed economiche della rete di trasporto USA non ne fanno un benchmark significativo rispetto alla rete nazionale italiana, anche per il ridotto valore economico ed ambientale attribuito al bene energia dagli USA nello scorso decennio.

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

Ulteriori interessanti studi sono stati effettuati sulle reti statunitensi, canadesi [20], neozelandesi [21], californiane [22] ed australiane da cui emergono tendenze e valori simili a quelli sopra riportati [23][24].



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

Tabella VIII-
Andamento del GNC negli USA

Year	Linee di trasporto		
	Consumi [Bcf]	GNC [Bcf]	GNC %
1992	19,7163	143	0.73
1993			
1994			
1995			
1996			
1997	20,004	115	0.57
1998	19,470	106	0.54
1999	19,895	63.8	0.32
2000	20,772	87.7	0.42
Media			0.61

Fig. 12 – Rete di trasporto del gas naturale in USA

In merito alle cause del GNC, risulta condiviso dalle compagnie di trasporto il rilevante contributo dell'incertezza di misura del gas inteso come l'insieme degli errori dovuti all'intera catena di misura e da molti considerato dell'ordine del 70-80%.

Un discorso a parte merita l'influenza delle perdite, talvolta addirittura accorpate in un'unica voce con il GNC, il cui contributo generalmente risulta dell'ordine del 10-15% nelle reti di trasporto. Infine per ciò che concerne il line-pack esso può ritenersi praticamente nullo su di un intervallo temporale di lungo periodo e quindi trascurabile ai fini dell'incertezza del GNC annuale.

4. Analisi della compatibilità del GNC con l'incertezza di misura associata

4.1 Analisi dell'andamento del GNC mensile e correlazione con alcune cause di incertezza

L'analisi dei dati sul GNC mensile della rete di trasporto italiana (fig. 13) mostra le medesime ciclicità stagionali riportate dallo studio del National Grid, con variazioni positive estive più marcate probabilmente attribuibili al clima più caldo insistente sul nostro territorio nazionale ed oscillazioni multimodali generalmente a tre picchi nella stagione estiva.

Esiste quindi una marcata ed evidente correlazione del GNC con le condizioni climatiche esterne, il che conferma l'influenza dell'errore di misura determinato dagli effetti di installazione dei trasmettitori di temperatura (effetto conduttivo e radiativo). Tale contributo può diventare determinante soprattutto nelle riconsegne (raramente coibentate e protette dalla radiazione solare), nelle quali il diametro ridotto delle condotte e la minore velocità di efflusso (tipicamente in estate) possono esaltare questo effetto (fig. 14). Ciò nonostante gli errori negativi invernali sul GNC mensile non compensano quelli positivi estivi che sembrano marcatamente più significativi. Questa circostanza potrebbe essere attribuita sia agli effetti termici stagionali su descritti, sia alla sistematicità dell'errore di "accuracy" dei misuratori volumetrici ed a turbina (che generalmente sottostimano i volumi effluiti a basse portate). Dalle fig. 15 e 16 emerge inoltre chiaramente la correlazione tra volumi movimentati ed entità del GNC che in parte potrebbe quindi essere attribuita proprio al parziale sovradimensionamento del parco contatori (come illustrato nel §2.1 in fig.3), in parte alla stessa correlazione tra la quantità di volumi erogati e clima, in parte infine alla minor incidenza percentuale del GNC quando rapportate a maggiori quantità totali immesse

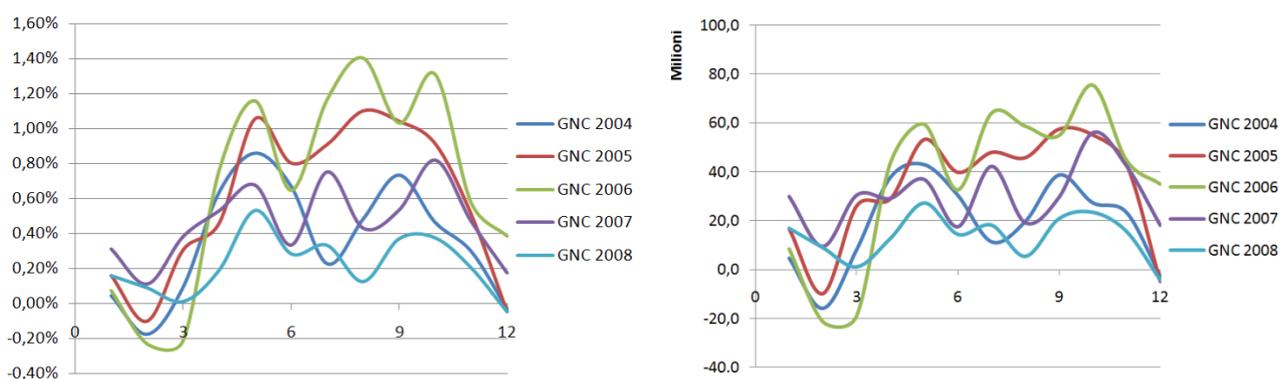


Fig. 13 – Andamento mensile del GNC sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008):
a) percentuale; b) assoluto in milioni di volumi standard (Sm³)

*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

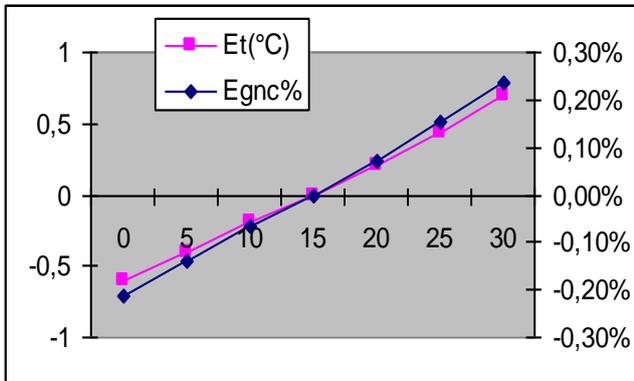


Fig. 14 - Correlazione tra l'errore sul GNC e l'errore sulla temperatura sulle riconsegne al variare della temperatura esterna

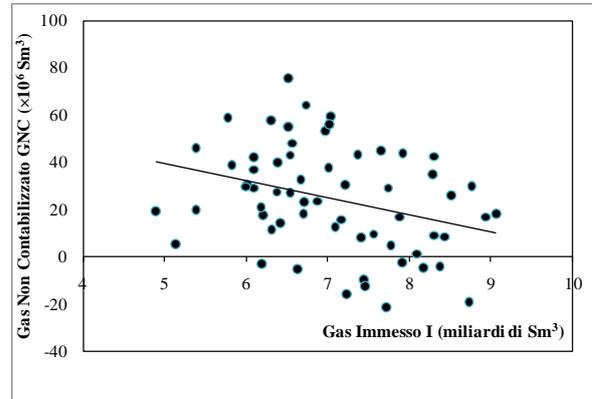
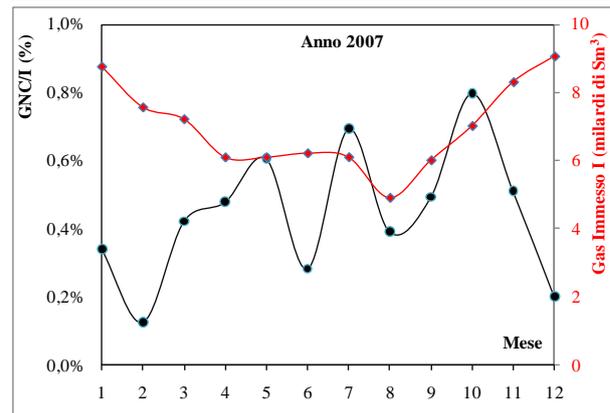
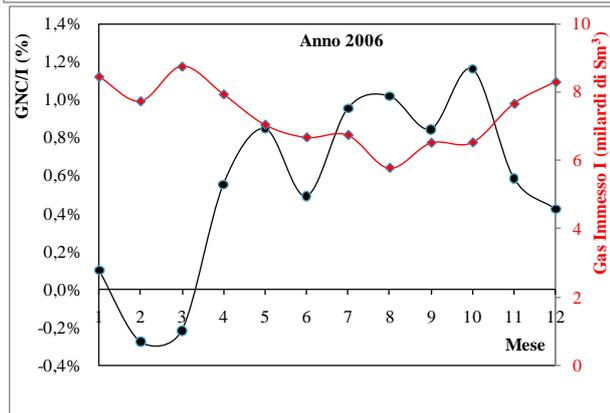
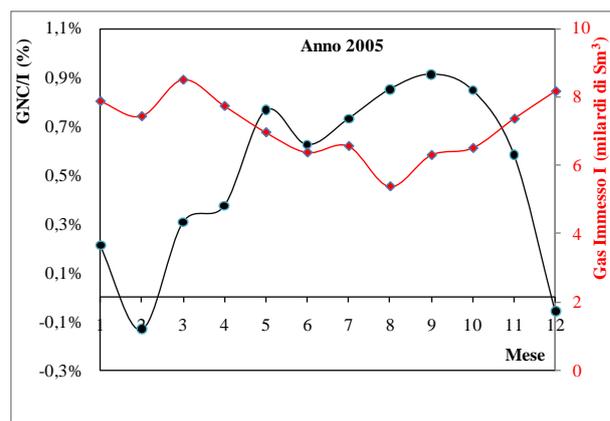
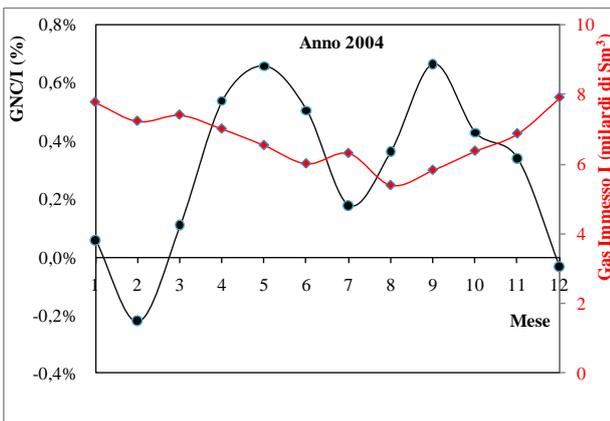


Fig. 15 - Correlazione tra il GNC e la quantità di gas immesso



Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

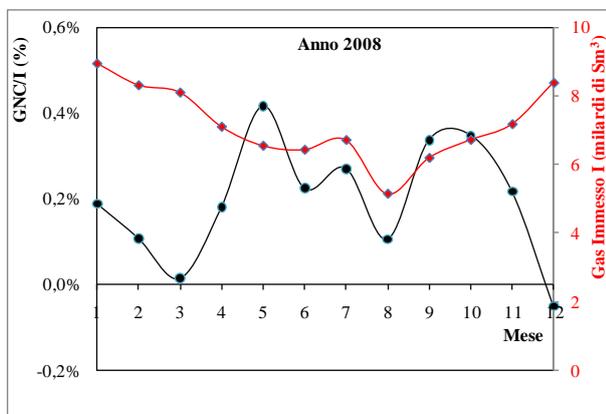


Fig.16 - Correlazione tra il GNC e la quantità di gas immesso

4.2. Propagazione delle incertezze sul GNC

Per il principio di conservazione della massa la differenza tra i termini del bilancio (ovvero il GNC) riportata nell'eq.1 dovrebbe essere teoricamente nulla. Principio che ovviamente resta valido anche se il bilancio viene effettuato in termini energetici oppure, ancora, se le singole quantità del bilancio in energia vengono riferite al medesimo potere calorifico medio (e.g. sulla rete di trasporto 38.1 MJ/Sm³) esprimendo così il bilancio in modo convenzionale in volumi standard.

Di fatto però la stima del GNC, a causa dell'inevitabile presenza degli errori di misura, è sistematicamente diversa da zero. Questa differenza può essere interpretata come la somma algebrica degli errori compiuti nelle singole misurazioni e stime di cui il bilancio è costituito. Al fine di poter valutare eventuali anomalie nella gestione della rete è possibile confrontare l'errore effettivamente commesso con quello atteso ovvero con l'incertezza della misura U_{GNC} , che nell'ipotesi di misure non correlate tra loro può essere valutata con la relazione⁹:

$$U_{GNC} = \sqrt{\sum_i U_{Qi}^2 + \sum_i U_{Qs}^2 + \sum_u U_{Qu}^2 + \sum_c U_{Qc}^2 + \sum_p U_{Qp}^2 + \sum_p U_{ALP}^2} \quad (5)$$

dove U_{Qi} , U_{Qs} , U_{Qu} , U_{Qc} , U_{Qp} e U_{ALP} rappresentano, rispettivamente l'incertezza assoluta delle quantità in ingresso, stoccate, in uscita, consumate, perse e relative allo svaso-invaso. La stima dell'incertezza sul GNC si ottiene quantificando le incertezze di tutti i termini relativi all'equazione di bilancio (1-2) sinteticamente riportati nella relazione (5), componendo poi in modo opportuno dette incertezze. Per questo scopo è necessario conoscere le caratteristiche metrologiche e le condizioni di misura di ciascuna catena di misura installata.

E' interessante notare che nel caso della misura delle quantità prelevate Q_u l'elevato numero di utenti (circa 10.000) determina generalmente una sostanziale diminuzione dell'incertezza complessiva espressa in termini percentuali. Infatti (nell'ipotesi ragionevole di: modesta

⁹Ricordando che per le note leggi della propagazione delle incertezze si ha[30]:

$$U^2(Y) = \left(\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial X_i} \right) U(X_i) \right)^2 = \sum_{i=1}^n c_i^2 \cdot U^2(X_i) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n c_i \cdot c_j \cdot U(X_i, X_j) =$$

$$= \sum_{i=1}^n c_i^2 \cdot U^2(X_i) + 2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n c_i \cdot c_j \cdot r_{i,j} \cdot U(X_i) \cdot U(X_j)$$

correlazione tra le diverse misure; incertezza relativa indipendente dalle quantità prelevate; quantità prelevate pressoché uguali e costanti) è possibile calcolare l'incertezza relativa complessiva u_{Q_u} delle quantità in uscita Q_u sulla base della relazione:

$$\dot{u}_{Q_u} = \left(\frac{1}{Q_u^2} \sum_{i=1}^{N_u} Q_{u,i}^2 \cdot \dot{u}_{Q_{u,i}}^2 \right)^{\frac{1}{2}} \approx \frac{\dot{u}_{Q_{u,i}}}{\sqrt{N_u}} \quad (6)$$

avendo indicato con N_u il numero utile di misuratori in uscita.

In questa condizione l'incertezza sulle quantità in uscita dipenderebbe solo dall'incertezza relativa di ciascun sistema di misura (così ipotizzati tutti uguali) e dal numero di impianti. Nel caso di circa 10.000 sistemi di misura installati in rete l'incertezza relativa sulle quantità complessive in uscita sarebbe quindi ridotta ad 1/100 dell'incertezza di misura di ogni singolo impianto. Ovviamente l'ipotesi di riduzione in ragione quadratica risulta a rigore valida solo se le stazioni di misura erogano la medesima quantità con la stessa incertezza, pertanto per una più rigorosa e veritiera analisi sarebbe necessario stimare le incertezze tipiche delle diverse tipologie di stazione di misura e conseguentemente comporle.

Questo aspetto comporta comunque un vantaggio nella stima complessiva delle quantità in uscita visto l'enorme numero di prelievi, di contro, ciò non accade per le quantità in ingresso Q_i , in quanto il numero di stazioni di ingresso risulta almeno di due ordini di grandezza inferiore.

Per una più attenta analisi occorre rilevare che l'ipotesi di completa non correlazione tra tutte le misure effettuate è sicuramente ottimistica dal momento che esistono alcuni contributi sistematici sulla misura delle quantità in uscita (già evidenziati nel capitolo 2) quali ad esempio le condizioni climatiche esterne (temperatura e pressione barometrica) e l'errore per difetto che generalmente si manifesta per ridotte portate movimentate in impianti con rangeability del misuratore di portata non adeguata alle condizioni di esercizio. In talune condizioni climatiche o operative, questi errori sistematici possono assumere lo stesso segno e conseguentemente produrre sul bilancio e sul GNC un errore sistematico in eccesso o in difetto.

Un modello di stima dell'incertezza più verosimile deve pertanto tenere in conto di detti effetti sistematici introducendo un opportuno coefficiente di correlazione $r_{i,j}$ dando luogo (nell'ulteriore ipotesi di r costante):

$$\dot{u}_{Q_u} = \left[\frac{1}{N_u Q_u^2} \left(\sum_{i=1}^{N_u} Q_{u,i}^2 \cdot \dot{u}_{Q_{u,i}}^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{N_u-1} \sum_{j=i+1}^{N_u} r_{i,j} \cdot Q_{u,i} \cdot \dot{u}_{Q_{u,i}} \cdot Q_{u,j} \cdot \dot{u}_{Q_{u,j}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \approx \dot{u}_{Q_{u,i}} \sqrt{\frac{1}{N_u} + r \cdot \frac{(N_u - 1)}{N_u}} \quad (7)$$

Dalla relazione (7) è immediato dedurre che, essendo r compreso tra 0 ed 1, nel caso di $r=0$ la (7) si riduce alla relazione (6), mentre all'aumentare di r l'incertezza relativa sul GNC cresce fino a diventare uguale all'incertezza dei misuratori per $r=1$.

Nelle normali condizioni di misura, data la variabilità dei principi fisici dei misuratori installati, dei costruttori degli strumenti installati, degli anni di installazione, delle condizioni climatiche tipiche di misura, delle condizioni di installazione, della qualità del gas distribuito, dei campioni utilizzati per le tarature, si può supporre che sulle riconsegne dalla rete di trasporto la correlazione tra gli errori di misura sia alquanto ridotta e riconducibile principalmente ai due effetti su considerati (errore di installazione sulla temperatura, legato ad effetti stagionali; errore sulla caratteristica del misuratore di portata, legato a sovradimensionamento del misuratore). Possiamo quindi ragionevolmente ipotizzare che nelle sole riconsegne il coefficiente di correlazione medio r sia circa pari a 0,1.

Nel contempo, data la trascurabilità degli effetti di correlazione nelle immissioni e negli stoccaggi (dove le condotte sono generalmente coibentate e la presenza di più linee di misura consente di evitare il funzionamento del misuratore al di fuori del campo di misura), possiamo supporre un coefficiente di correlazione prossimo a zero.

In tabella VIII è stata riportata la stima dei diversi contributi di incertezza sulle singole quantità di bilancio sulla rete di trasporto per gli ultimi 5 anni (2004-2008) utilizzando il modello di stima delle incertezze su riportato, con un livello di confidenza del 95%.

Per una maggiore affidabilità della stima sono state utilizzate le effettive prestazioni metrologiche delle catene di misura impiegate sulla rete di trasporto valutate sulla base dell'analisi in campo e documentale condotta nel 2009 illustrata nel Rapporto di fase I e II [8], [9]. Dall'analisi della tabella IX e della fig.17 è possibile evincere che:

- complessivamente le stazioni di immissione e produzione presentano un'incertezza relativa di circa 0,25%; in particolare:
 - a. le poco numerose stazioni di importazione, malgrado abbiano le migliori prestazioni metrologiche, forniscono un contributo estremamente significativo all'incertezza di misura del GNC pari a circa 0,26% (ciò è facilmente comprensibile ricordando le relazioni (6) e (7) in cui emerge chiaramente come la ridotta numerosità delle stazioni di misura in ingresso non consenta una rilevante compensazione degli errori);
 - b. un discorso a parte meritano gli impianti di misura delle produzioni nazionali che, misurando quantità di gas nettamente inferiori rispetto alle importazioni, non sempre presentano le medesime qualità metrologiche degli impianti di importazione; chiaramente l'impatto sul GNC delle incertezze di misura attribuibili agli impianti di produzione risulta comunque inferiore rispetto a quello degli impianti di importazione per le minori quantità di gas transitate (pari a circa 0,74%);
- l'incertezza relativa sulle quantità stoccate è mediamente pari a circa 0,8%¹⁰ (circa 0,87% per le quantità in stoccaggio e 0,72% per le quantità da stoccaggio¹¹); bisogna comunque considerare che, essendo le quantità stoccate inferiori a quelle immesse e prelevate, l'impatto sul GNC risulta limitato a causa delle ridotte quantità di gas transitato;
- se le incertezze dei misuratori delle quantità in uscita non fossero per nulla correlate tra loro, l'influenza di questi contributi sarebbe estremamente ridotta; è evidente però che non è possibile ritenere tali incertezze del tutto non correlate e, pertanto, per poter limitare l'amplificazione dovuta alle correlazioni occorre ridurre le cosiddette cause di errore sistematico (comuni ai misuratori in uscita);
- il contributo delle perdite sebbene può diventare significativo quando l'incertezza della loro stima risulta rilevante; questa situazione dipende soprattutto dalla stima dei fattori di emissione;
- l'incertezza sul line-pack infine è quasi sempre trascurabile nel caso di bilanci annuali.

¹⁰ detto valore di incertezza è attribuibile alla criticità delle condizioni di funzionamento degli impianti di stoccaggio rispetto alla rangeability dei misuratori; criticità che comporta spesso una portata media inferiore alla portata di transizione del misuratore.

¹¹ la differenza tra l'incertezza sulle quantità in stoccaggio e da stoccaggio è sostanzialmente legata alla consistenza numerica delle linee di misura (17 linee di misura complessive per gli impianti in stoccaggio e 64 linee di misura complessive per gli impianti da stoccaggio); questa situazione esalta o riduce la criticità dovuta alla rangeability del singolo misuratore.

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

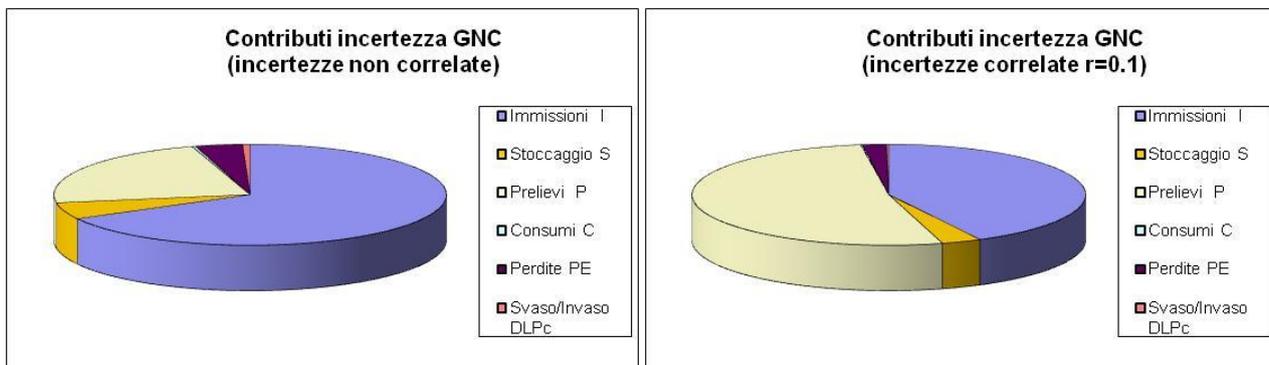


Fig. 17- Contributi Incertezza sul GNC

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

Tabella IX– Analisi delle incertezze (livello di confidenza 95%) sui bilanci annuali 2004-2008 con correlazioni positive sui prelievi ($r=0.05; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4$)

ANNO 2004													
Energia (milioni di GJ)	Grandezze non correlate		$r_{SI}=0.05$		$r_{SI}=0.1$		$r_{SI}=0.2$		$r_{SI}=0.3$		$r_{SI}=0.4$		
	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	
Immissioni in rete I	3073,04	0,25	7,71	0,25	7,71	0,25	7,71	0,25	7,71	0,25	7,71	0,25	7,71
In stoccaggio	294,56	0,87	2,55	0,87	2,55	0,87	2,55	0,87	2,55	0,87	2,55	0,87	2,55
Da stoccaggio	295,41	0,72	2,13	0,72	2,13	0,72	2,13	0,72	2,13	0,72	2,13	0,72	2,13
Prelievi dalla rete P	3052,80	0,12	3,79	0,35	10,75	0,48	14,75	0,67	20,48	0,82	24,94	0,94	28,73
Consumi C	9,54	0,31	0,03	0,31	0,03	0,31	0,03	0,31	0,03	0,31	0,03	0,31	0,03
Perdite PE	2,59	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60
Svaso/Invaso DLPC	0,38	38,18	0,14	38,18	0,14	38,18	0,14	38,18	0,14	38,18	0,14	38,18	0,14
Gas non contabilizzato GNC	8,58	107,55	9,23	159,04	13,65	197,80	16,98	258,00	22,15	306,65	26,32	348,72	29,94
GNC/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I	
0,28%		0,30%		0,44%		0,55%		0,72%		0,86%		0,97%	

ANNO 2005													
Energia (milioni di GJ)	Grandezze non correlate		$r_{SI}=0.05$		$r_{SI}=0.1$		$r_{SI}=0.2$		$r_{SI}=0.3$		$r_{SI}=0.4$		
	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	
Immissioni in rete I	3247,48	0,25	8,15	0,25	8,15	0,25	8,15	0,25	8,15	0,25	8,15	0,25	8,15
In stoccaggio	352,88	0,87	3,06	0,87	3,06	0,87	3,06	0,87	3,06	0,87	3,06	0,87	3,06
Da stoccaggio	385,85	0,72	2,78	0,72	2,78	0,72	2,78	0,72	2,78	0,72	2,78	0,72	2,78
Prelievi dalla rete P	3250,59	0,12	4,03	0,35	11,44	0,48	15,70	0,67	21,81	0,82	26,56	0,94	30,59
Consumi C	12,24	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04
Perdite PE	2,28	23,08	0,53	23,08	0,53	23,08	0,53	23,08	0,53	23,08	0,53	23,08	0,53
Svaso/Invaso DLPC	0,11	38,18	0,04	38,18	0,04	38,18	0,04	38,18	0,04	38,18	0,04	38,18	0,04
Gas non contabilizzato GNC	15,23	65,69	10,00	96,23	14,65	119,35	18,17	155,34	23,65	184,48	28,09	209,68	31,93
GNC/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I	
0,47%		0,31%		0,45%		0,56%		0,73%		0,87%		0,98%	

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

ANNO 2006													
Energia (milioni di GJ)	Grandezze non correlate		r _{SI} =0.05		r _{SI} =0.1		r _{SI} =0.2		r _{SI} =0.3		r _{SI} =0.4		
	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u (%)	U (GJ/10 ⁶)	
Immissioni in rete I	3352,34	0,25	8,41	0,25	8,41	0,25	8,41	0,25	8,41	0,25	8,41	0,25	8,41
In stoccaggio	404,16	0,87	3,50	0,87	3,50	0,87	3,50	0,87	3,50	0,87	3,50	0,87	3,50
Da stoccaggio	263,97	0,72	1,90	0,72	1,90	0,72	1,90	0,72	1,90	0,72	1,90	0,72	1,90
Prelievi dalla rete P	3178,26	0,12	3,94	0,35	11,19	0,48	15,35	0,67	21,33	0,82	25,97	0,94	29,91
Consumi C	14,18	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04
Perdite PE	2,57	23,08	0,59	23,08	0,59	23,08	0,59	23,08	0,59	23,08	0,59	23,08	0,59
Svaso/Invaso DLPC	0,48	38,18	0,18	38,18	0,18	38,18	0,18	38,18	0,18	38,18	0,18	38,18	0,18
Gas non contabilizzato GNC	16,65	60,83	10,13	87,49	14,57	107,88	17,96	139,80	23,28	165,70	27,59	188,15	31,33
GNC/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I	
0,50%		0,30%		0,43%		0,54%		0,69%		0,82%		0,93%	

ANNO 2007													
Energia (milioni di GJ)	Grandezze non correlate		r _{SI} =0.05		r _{SI} =0.1		r _{SI} =0.2		r _{SI} =0.3		r _{SI} =0.4		
	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u(%)	U (GJ/10 ⁶)	u (%)	U (GJ/10 ⁶)	
Immissioni in rete I	3173,23	0,25	7,96	0,25	7,96	0,25	7,96	0,25	7,96	0,25	7,96	0,25	7,96
In stoccaggio	168,30	0,87	1,46	0,87	1,46	0,87	1,46	0,87	1,46	0,87	1,46	0,87	1,46
Da stoccaggio	215,84	0,72	1,56	0,72	1,56	0,72	1,56	0,72	1,56	0,72	1,56	0,72	1,56
Prelievi dalla rete P	3191,99	0,12	3,96	0,35	11,24	0,48	15,42	0,67	21,42	0,82	26,08	0,94	30,04
Consumi C	12,25	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04
Perdite PE	2,64	23,08	0,61	23,08	0,61	23,08	0,61	23,08	0,61	23,08	0,61	23,08	0,61
Svaso/Invaso DLPC	0,16	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06
Gas non contabilizzato GNC	13,73	66,78	9,17	101,63	13,95	127,45	17,49	167,26	22,96	199,31	27,36	226,96	31,15
GNC/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I	
0,43%		0,29%		0,44%		0,55%		0,72%		0,86%		0,98%	



Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

ANNO 2008													
Energia (milioni di GJ)	Grandezze non correlate		r _{SI} =0.05		r _{SI} =0.1		r _{SI} =0.2		r _{SI} =0.3		r _{SI} =0.4		
	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	u(%)	U(GJ/10 ⁶)	
Immissioni in rete I	3263,14	0,25	8,19	0,25	8,19	0,25	8,19	0,25	8,19	0,25	8,19	0,25	8,19
In stoccaggio	286,85	0,87	2,48	0,87	2,48	0,87	2,48	0,87	2,48	0,87	2,48	0,87	2,48
Da stoccaggio	244,09	0,72	1,76	0,72	1,76	0,72	1,76	0,72	1,76	0,72	1,76	0,72	1,76
Prelievi dalla rete P	3198,32	0,12	3,97	0,35	11,26	0,48	15,45	0,67	21,46	0,82	26,13	0,94	30,10
Consumi C	13,52	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04	0,31	0,04
Perdite PE	2,61	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60	23,08	0,60
Svaso/Invaso DLPC	-0,17	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06	38,18	0,06
Gas non contabilizzato GNC	6,09	157,91	9,62	234,26	14,26	291,64	17,76	380,67	23,18	452,60	27,56	514,77	31,34
	GNC/I	U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I		U(GNC)/I	
	0,19%	0,29%		0,44%		0,54%		0,71%		0,84%		0,96%	

5. Azioni di miglioramento

Dalle considerazioni su esposte emerge che per intervenire in modo efficace sull'entità del gas non contabilizzato GNC occorrerebbe intervenire a livello sistematico sia sui sistemi di misura attualmente installati mediante un idoneo piano di adeguamento, sia sulle modalità di gestione della strumentazione attraverso un efficace piano di tarature e verifiche periodiche in conformità alla recente bozza del decreto Misure [36].

In particolare si ritiene utile intervenire su (evidenziando in rosso gli interventi che si ritengono prioritari):

A. le linee di misura

- **inserendo "un tratto idoneo"** (anche per le tipologie "10" e "20" della UNI 9167) per "consentire l'applicazione temporanea di un misuratore con funzione di controllo" ai sensi dell'articolo 2, comma 3 e 6, del DM 18 giugno 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico (a rigore obbligatorio solo per punti di immissione/esportazione, interconnessioni con reti di distribuzione e gli stoccaggi);
- **adeguando tutte le linee venturimetriche** con specifico portadiaframma per consentire la verifica periodica del diaframma stesso;
- **coibentando/schermando le tubazioni** specie in impianti da elevate portate e climi severi (rigidi in inverno o caldi in estate);
- adeguando i tratti rettilinei a monte e a valle dello strumento secondo la UNI 9167:2009;
- prevedendo un sistema di attenuazione delle pulsazioni della portata laddove necessario (ad esempio a valle di sistemi di compressione, ...).

B. il misuratore di portata

- **sostituendo sia i misuratori volumetrici più vetusti, che quelli fuori scala** o fuori dal campo di misura ottimale (Q_{media} nelle condizioni di effettivo funzionamento inferiore alla portata di transizione o maggiore del 90% del fondo scala);
- **adeguando le linee venturimetriche** a singolo ΔP di norma fuori scala con linee a doppio ΔP o a più diaframmi (Q_{media} nelle condizioni di effettivo funzionamento inferiore alla Q_{min} o maggiore del 90% del F.S);
- **inserendo più contatori** quando la variabilità della portata di esercizio è superiore alla rangeability del misuratore installato;
- **tarando i misuratori "volumetrici"** con più di 10 anni di esercizio ed effettuando una "conferma metrologica" in campo dei contatori "volumetrici" ogni 3 anni;
- differenziando i **tre livelli di errore massimo ammissibile** nell'omologazione metrico legale previsti dall'OIML R137-1 in funzione del tipo di misuratore:
 - i) classe 0.5 per i misuratori in importazione, produzione, esportazione, stoccaggio ed interconnessione, nonché per i misuratori ad elevata portata ($Q_{ero} > 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$)
 - ii) classe 1.0 per i misuratori con portata erogata ($4000 < Q_{ero} < 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$)
 - iii) classe 1.5 per i misuratori con portata erogata ($Q_{ero} < 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$)
- limitando l'utilizzo delle linee venturimetriche a linee con $DN > 100 \text{ mm}$.

C. *il dispositivo di correzione*

- sostituendo i dispositivi di correzione ed i trasmettitori più vetusti o inadeguati alla contabilizzazione su base oraria con dispositivi adeguati per le funzioni di misura su base oraria;
- riducendo l'errore sulla pressione assoluta, intervenendo sull'errore ammesso sull'altitudine indicato nel codice di rete; sostituendo i trasmettitori di pressione relativa con trasmettitori di pressione assoluta per impianti funzionanti al di sotto dei 5 bar;
- allineando le formule di calcolo di Z e p_s (ISO 12213, ISO 6976).

D. *la misura della qualità del gas*

- introducendo l'obbligatorietà di un gascromatografo su tutte le linee volumetriche con $Q_{\text{ero}} > 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$;
- introducendo l'obbligatorietà di un gascromatografo o un densimetro su tutte le linee venturimetriche (UNI 9167);
- riducendo il valore limite della differenza del valore di PCS tra due AOP adiacenti ad un valore del 1.5% (attualmente è 2%).

E. *il sistema di trasmissione e registrazione dei dati di misura (telelettura)*

- adeguando tutti i sistemi di misura e trasmissione per le funzioni su base oraria con protocollo condiviso con l'impresa maggiore di trasporto (articolo 6, comma 1 DM Misura di cui all'art.7 legge n. 166/2009);
- evitando sfasamenti temporali delle quantità contabilizzate rispetto al Giorno Gas (e.g. caso delle produzioni nazionali ENI sottoposte a controllo UNMIG); non esistono infatti motivazioni tecniche a giustificare lo sfasamento temporale e pertanto, anche alla luce del decreto 26 aprile 2010, si ritiene necessario un allineamento al Giorno Gas di tutti i sistemi di misura della rete di trasporto.

F. *realizzazione di un sistema nazionale di misura armonizzato (articolo 6, comma 1 DM Misura di cui all'art.7 legge n. 166/2009)*

- prevedendo delle procedure e controlli più rigorosi di aggiornamento dei dati di qualità del gas per la misura del volume e privilegiando l'aggiornamento continuo da gascromatografo;
- prevedendo procedure e controlli più rigorosi nel cambio stagionale del misuratore (cambio linea/diaframma) in funzione delle portate erogate e privilegiando l'utilizzo di sistemi automatici;
- prevedendo procedure e controlli più rigorosi di taratura, verifica e conferma metrologica dei dispositivi di misura e soprattutto favorendo la creazione di un sistema nazionale di riferibilità sulle portate di gas (campioni nazionali, centri SIT, ecc.);
- assumendo, in conformità all'OIML, che l'errore massimo in campo possa essere al più pari al doppio di quello in verifica prima;
- aggiornando e validando continuamente il sistema informativo delle linee di misura (SIME) e prevedendo, oltre all'archiviazione delle informazioni storiche, prestazionali e gestionali, l'obbligatorietà del calcolo dell'incertezza composta associata a ciascuna linea di misura;

Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.

- evitando misure aggregate nelle reti di trasporto regionali;
- completando il quadro degli adempimenti specifici per la “*governance*” della rete finalizzato alla gestione unitaria del sistema di misura in tutti i punti di entrata e uscita della rete di trasporto¹²;
- aggiornando continuamente la **normativa nazionale** a quelle europea ed internazionale (eg. linee venturimetriche, ...).

In figura 18 viene riportato l’andamento del GNC annuale relativo all’ultimo decennio. Viene inoltre riportata l’incertezza sul GNC con indice di correlazione $r=0,1$ e stimata mediante il modello messo a punto nell’ambito del presente studio (ampiamente descritto nel rapporto di Fase II) ed i cui risultati sono riportati nel precedente paragrafo. Dalla figura si evince che i valori del GNC, sebbene siano sempre compatibili con la relativa incertezza stimata, risultano sempre positivi a causa di evidenti asimmetrie sulla probabilità di accadimento degli errori (spesso correlati tra loro in maniera da determinare errori positivi sul GNC). E’ inoltre evidente che la media dei valori del GNC su base quinquennale presenta un’attenuazione risultante dalle note leggi statistiche¹³. Sempre in figura 18 sono, inoltre, riportate le simulazioni effettuate ipotizzando l’attuazione degli interventi di adeguamento prioritari precedentemente descritti.

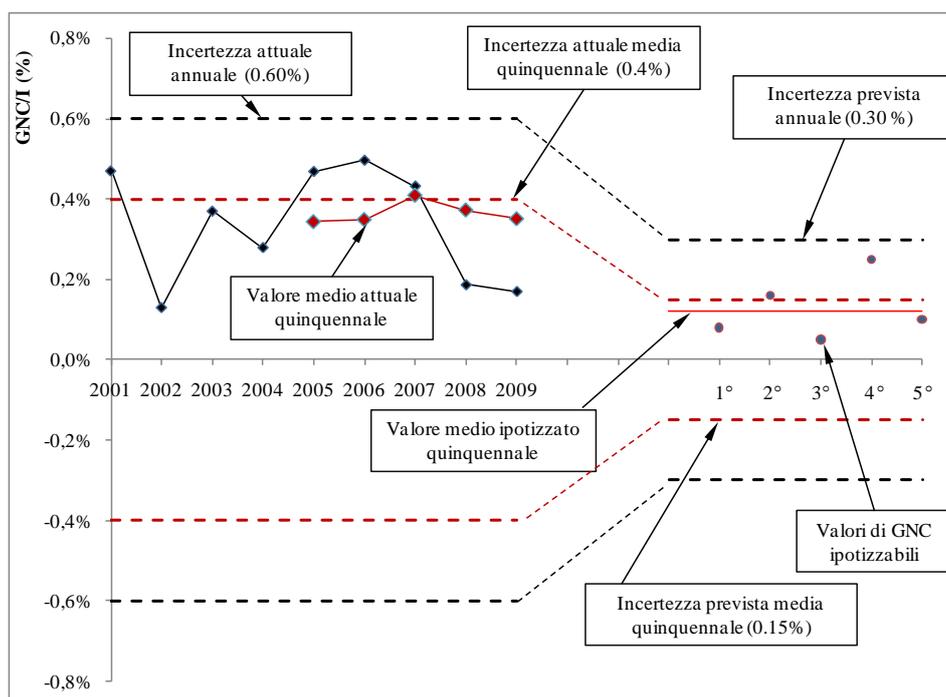


Fig.18 – Andamento dell’incertezza a seguito del piano di adeguamento ipotizzato

¹² Si tratta degli adempimenti specifici volti ad assicurare l’effettiva attuazione del quadro di responsabilità definito dalla RMTG (Allegato B alla deliberazione ARG/gas 184/09) e dai decreti ministeriali di cui alla Legge n. 166/09 fra i quali in particolare: definizione del piano di adeguamento e manutenzione finalizzato alla creazione di un sistema armonizzato di misura della rete di trasporto, protocollo per la regolazione dei flussi informativi con i soggetti responsabili che consenta, tra l’altro, l’effettiva vigilanza e coordinamento dei soggetti responsabili del *metering* da parte di Snam Rete Gas, procedure per l’accesso agli impianti da parte dei soggetti coinvolti, adeguamento della disciplina contenuta nei diversi codici, della normativa tecnica, ecc...

¹³ Anche in questo caso è lecito attendersi una riduzione funzione quadratica del numero di anni se i valori annuali del GNC non sono correlati tra loro, mentre la riduzione sarà meno consistente qualora questi valori siano ancora correlati tra loro.



*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura
Rapporto Tecnico Fase III: Analisi del gas non contabilizzato.*

In conclusione, adottando le suddette azioni strategiche, è ragionevole ipotizzare che nel breve periodo il valore tipico del GNC possa diminuire sensibilmente, come dimostrano le simulazioni effettuate applicando il modello di stima dell'incertezza messo a punto dagli autori.

Da questa analisi è presumibile ipotizzare, infatti, che sia l'incertezza sul GNC annuale che la sua media su base quinquennale possano essere significativamente ridotti. Infatti dai valori attuali dell'incertezza (stimata pari rispettivamente a $\pm 0.6\%$ e $\pm 0.4\%$ con un livello di confidenza del 95%) è lecito attendersi una riduzione fino a valori prossimi a $\pm 0.3\%$ e $\pm 0.15\%$, rispettivamente. Pertanto, potranno essere assunti come limiti di tolleranza tendenziali i medesimi valori stimati dell'incertezza.

Ulteriori e significativi miglioramenti potrebbero essere introdotti da un aggiornamento dello studio per la conferma dei fattori di emissione connessi alle perdite in rete (risalente al 1995).

6. Bibliografia

- [1] Snam Rete Gas – “Codice di rete - CAPITOLO H - BILANCIAMENTO”, 2008.
- [2] M. Dell’Isola, “Rapporto Analisi del gas non contabilizzato sulla rete nazionale”, Rapporto SNAM Rete Gas, Cassino 2002.
- [3] F. Arpino, A. Carotenuto, P. Cremonesi, G. Giovinco, "Prestazioni metrologiche dei gascromatografi da processo per le misure industriali del gas naturale", CH4 Energia Gas, vol 1, pp. 36-48, 2005.
- [4] G. Buonanno, A. Carotenuto, M. Dell'Isola, "The influence of reference condition correction on natural gas flow measurement", Measurement, vol 23, pp. 77-91, 1998.
- [5] M. Cannizzo, M. Dell'Isola, M. Diritti, "Measurement of high pressure natural gas flow using ultrasonic flowmeters", Measurement, vol. 20; pp. 75-89, 1997.
- [6] H.F. Filho, “*Natural Gas System – Flow Measuring and Volumetric Balance*”, Congresso Flomeko, 2000.
- [7] Rick Feldmann – Arthur Andersen, “Controlling Lost and Unaccounted For Gas In Distribution Systems”, Pipeline & Gas Journal, July 2000
- [8] AEEG – Università di Cassino -- Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura: Rapporto fase I, 2009
- [9] AEEG – Università di Cassino -- Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura: Rapporto fase II, 2010
- [10] Rick Bell, “*Causes and Solutions to Your Lost and Unaccounted For Gas*”, Daniel Industries, Alberta Canada
- [11] Nilsson, “A new method for finding inaccurate gas flow meters using billing data: Finding faulty meters using billing data”, ELSEVIER, 26 July 1998
- [12] E. L. Upp, “F
- [13] Radian Corporation Austin – Snam S.p.A., “Snam transmission system methane emission inventory”, Italy, July 1995
- [14] Grupo Gas Natural Environmental Procedure, “Methane emission control in the distribution network”, 2006
- [15] Eurogas – Marcogaz joint group environmental health and safety, “Methodology for estimation of methane emissions in the gas industry”, working group on methane emissions 14/04/2005
- [16] J. M. Solis et.al., “Valutazione delle emissioni di metano dal sistema di distribuzione del gas spagnolo”, ENERGIA GAS 2008
- [17] Kirchgessner – Lott - Cowgill et.al., “*Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry*”, Elsevier Science Ltd, 5 May 1997
- [18] SNAM Rete Gas – “*Consumi ed Emissioni di Gas Naturale Raccolti Calcolati Per Rapporto Salute Sicurezza Ambiente*” Proc. Amb 07/03, 2002
- [19] National Grid, “*Unaccounted For Gas – NG NTS Response to OFGEM data request*”, U.K., January 2009
- [20] Alberta Utilities Commission, “Alta Gas Utilities Inc. Unaccounted - for Gas - Rate Rider E”, October 6 2009
- [21] G.Wabnitz, G.Hughson, “*Allocation of Unaccounted For Gas*”, Maunsell Limited, New Zealand, June 2007
- [22] S.Menshkati, J.Groot, “*A study of the 1991 unaccounted-for gas volume at the southern California gas company*”, GRI Report, 1993

- [23] Marcogaz - Technical Association of the European Natural Gas Industry, “*Linee guida per le installazioni industriali del gas*”, CIG Comitato Italiano Gas, Gennaio 2010
- [24] L.Grady, “*Determination of leakage and unaccounted for gas – transmission*”, San Antonio, TX, USA
- [25] ISO/IEC Guide 98-1:2009 Uncertainty of measurement -- Part 1: Introduction to the expression of uncertainty in measurement, Geneve
- [26] ISO/IEC Guide 98-3:2008 Uncertainty of measurement -- Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)
- [27] Legge 20 novembre 2009 n.166 (di conversione del D.L. 25 settembre 2009 n. 135);
- [28] DM 26 aprile 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico “*Approvazione disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale*”;
- [29] Deliberazione dell’Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03 di approvazione del codice di rete predisposto dalla società Snam Rete Gas S.p.A. e relativi allegati;
- [30] Deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 e in particolare l’Allegato B, relativo alla Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG)
- [31] DM 18 giugno 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico recante disposizioni per i sistemi di misura installati nell’ambito delle reti nazionali e regionali di trasporto del gas e per eliminare ostacoli all’uso ed al commercio degli stessi, anche in relazione alla procedura di infrazione n. 2007/491 (ex art. 7 comma 1 Legge 166/09).

Indice delle Tabelle

Tabella I	<i>Valori annuali delle grandezze consuntivate nei bilanci SRG (anno 2004-2008)</i>
Tabella II	<i>Quantità percentuali rispetto al gas immesso (bilanci SRG anno 2004-2008)</i>
Tabella III	<i>Elementi primari presenti sulla rete di trasporto del gas naturale.</i>
Tabella IV	<i>Cause di errore sulla misura delle quantità di gas in ingresso/uscita</i>
Tabella V	<i>Descrizione dettagliata delle emissioni di gas naturale per SNAM Rete Gas [6]</i>
Tabella VI	<i>Valori di incertezza sul termine svaso-invaso</i>
Tabella VII	<i>GNC medio mensile sulla rete NG-UK</i>
Tabella VIII	<i>Andamento del GNC negli USA</i>
Tabella IX	<i>Analisi delle incertezze (livello di confidenza 95%) sui bilanci annuali 2004-2008 con correlazioni positive sui prelievi ($r=0.05; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4$)</i>

Indice delle Figure

Figura 1	<i>Bilancio sulla rete di trasporto del gas naturale</i>
Figura 2	<i>Andamento mensile delle quantità immesse sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) energia (milioni di GJ); b) volumi standard (miliardi di Sm^3)</i>
Figura 3	<i>Errore tipico sulla curva caratteristica: a) volumetrica; b) venturimetrica</i>
Figura 4	<i>Influenza dell'errore in temperatura sul GNC e andamento mensile delle temperature di esercizio ($^{\circ}C$) in alcuni impianti di riconsegna verificati sul campo</i>
Figura 5	<i>Schema catena di misura venturimetrica</i>
Figura 6	<i>Schema catena di misura volumetrica</i>
Figura 7	<i>Andamento mensile delle quantità autoconsumate sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm^3)</i>
Figura 8	<i>Stima emissioni di gas naturale sulle reti di trasporto: a) USA; b) italiana</i>
Figura 9	<i>Andamento mensile delle perdite sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm^3)</i>
Figura 10	<i>Andamento mensile del line-pack sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuali; b) assolute in volumi standard (milioni di Sm^3)</i>
Figura 11	<i>Andamento del GNC medio mensile sulla rete NG-UK</i>
Figura 12	<i>Rete di trasporto del gas naturale in USA</i>
Figura 13	<i>Andamento mensile del GNC sulla rete di trasporto (bilanci SRG anno 2004-2008): a) percentuale; b) assoluto in milioni di volumi standard (Sm^3)</i>
Figura 14	<i>Correlazione tra l'errore sul GNC e l'errore sulla temperatura sulle riconsegne al variare della temperatura esterna</i>
Figura 15	<i>Correlazione tra il GNC e la quantità di gas immesso</i>
Figura 16	<i>Correlazione tra il GNC e la quantità di gas immesso</i>
Figura 17	<i>Contributi Incertezza sul GNC</i>
Figura 18	<i>Andamento dell'incertezza a seguito del piano di adeguamento ipotizzato</i>