

Regolazione del potere calorifico del gas naturale

Documento per la consultazione

8 giugno 2005

Premessa

Il presente documento per la consultazione formula proposte per la regolazione di aspetti generali relativi al potere calorifico del gas naturale fornito ai clienti finali.

Le proposte contenute nel presente documento tengono conto di quanto disposto in tema di potere calorifico del gas naturale in precedenti provvedimenti dell'Autorità.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte alternative prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro l'8 luglio 2005.

L'Autorità si riserva di tenere audizioni dei soggetti interessati.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

**Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione consumatori e qualità del servizio
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02-65565.313/263 (Segreteria Direzione consumatori e qualità del servizio)
fax: 02-65565.230
e-mail: consumatori@autorita.energia.it
<http://www.autorita.energia.it>**

INDICE

1. Introduzione_____	3
2. Gli obiettivi delle proposte in tema di potere calorifico superiore del gas _____	4
3. Sintesi delle proposte in tema di potere calorifico superiore del gas _____	4
4. La struttura del documento di consultazione_____	6
Parte I: Regolazione e normazione in tema di potere calorifico superiore del gas _____	7
5. La regolazione relativa al potere calorifico superiore del gas _____	7
6. Norme relative al potere calorifico superiore del gas _____	10
Parte II: Trasporto nazionale di gas e potere calorifico superiore del gas __	12
7. Prassi di Snam Rete gas in tema di potere calorifico superiore del gas _____	12
8. Prassi di Società Gasdotti Italia in tema di potere calorifico superiore del gas _____	17
9. Sviluppi attesi nel settore del gas naturale _____	20
Parte III: Proposte in tema di regolazione del potere calorifico superiore del gas _____	21
10. Adeguatezza della regolazione in tema di potere calorifico superiore del gas _____	21
11. La metodologia di misurazione e controllo del potere calorifico superiore _____	22
12. Casi di disfunzioni del sistema di misura del potere calorifico superiore _____	25
13. Il rafforzamento degli attuali obblighi di informazione _____	27
14. Eventuale soggetto terzo arbitro sulle misure del potere calorifico superiore _____	27
15. I tempi di attuazione _____	28
Appendice - Versione preliminare del provvedimento _____	29

1. Introduzione

1.1 L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ha regolato aspetti relativi al potere calorifico superiore (di seguito: PCS) del gas naturale nei seguenti provvedimenti:

a) in tema di tariffe:

- deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237/00 (di seguito: deliberazione n. 237/00) in tema di criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale;
- deliberazione 19 marzo 2002, n. 43/02 (di seguito: deliberazione n. 43/02) in materia di adeguamento dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi nel settore del gas naturale al PCS effettivo;
- deliberazione 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03) in materia di definizione dei criteri per la determinazione delle condizioni di fornitura di gas naturale ai clienti finali;
- deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04 (di seguito: deliberazione n. 170/04) in materia di revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale;

b) in tema di accesso alle reti di trasporto e di distribuzione:

- deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02) in tema di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete di trasporto;
- deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03 (di seguito: deliberazione n. 75/03) di approvazione del codice di rete predisposto da Snam Rete Gas;
- deliberazione 12 dicembre 2003, n. 144/03 (di seguito: deliberazione n. 144/03) di approvazione del codice di rete predisposto da Edison T&S¹;
- deliberazione 12 dicembre 2003, n. 145/03 (di seguito: deliberazione n. 145/03) in tema di disposizioni urgenti per la gestione dei punti di interconnessione tra le reti di trasporto del gas naturale gestite da Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia;
- deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04 (di seguito: deliberazione n. 138/04) in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete di distribuzione;

c) in tema di controllo della qualità del gas erogato ai clienti finali con la deliberazione 22 luglio 2004, n. 125/04 (di seguito: deliberazione n. 125/04) che ha approvato un piano di controlli dei parametri del gas, tra i quali anche il PCS, per il periodo 1 novembre 2004 – 30 settembre 2005.

¹ A far data dal 31 dicembre 2004 ha avuto efficacia la fusione per incorporazione delle società Edison T&S S.p.A. e Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. in Lauro Tre S.p.A., con contestuale cambio della denominazione in Società Gasdotti Italia S.p.A.; pertanto di seguito si farà riferimento solo a Società Gasdotti Italia anziché ad Edison T&S.

- 1.2 Come indicato nei considerata della deliberazione 17 febbraio 2005, n. 24/05 (di seguito: deliberazione n. 24/05) di avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di PCS del gas naturale:
- il PCS del gas naturale costituisce un parametro comune a tutti i servizi del sistema del gas naturale e fondamentale per la correttezza dei corrispettivi e degli importi addebitati rispettivamente ai soggetti operanti nel settore del gas naturale ed ai clienti finali;
 - nei codici di trasporto di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia, approvati con le deliberazioni dell’Autorità n. 75/03 e n. 144/03, vengono regolati aspetti peculiari di ciascuno dei due soggetti;
 - rimangono alcuni aspetti rilevanti relativi al PCS, indipendenti dal soggetto che esercita l’attività di trasporto del gas naturale, che richiedono una regolazione di natura generale.
- 1.3 In esito alla presente consultazione l’Autorità intende adottare un provvedimento che definisca disposizioni su aspetti generali di regolazione del PCS del gas naturale in attuazione sia dell’articolo 22, comma 22.1, della deliberazione n. 138/04 sia della deliberazione n. 24/05.

2. Gli obiettivi delle proposte in tema di potere calorifico superiore del gas

- 2.1 Con le proposte contenute nel presente documento per la consultazione l’Autorità si pone come principale obiettivo quello di individuare in un unico provvedimento la regolazione degli aspetti generali del PCS del gas naturale a cui devono attenersi tutti i soggetti interessati dalla determinazione di tale parametro.
- 2.2 Le proposte contenute nel presente documento per la consultazione si pongono anche l’obiettivo di contrastare il rischio di peggioramento delle modalità di determinazione e controllo del PCS del gas a seguito da una parte dall’assenza di una regolazione puntuale degli aspetti rilevanti connessi con tale attività e, dall’altra, dalla sempre maggiore attenzione alla riduzione dei costi operativi da parte dei soggetti che gestiscono le attività di trasporto, tenuto conto anche del fatto che il previsto avvio di nuovi terminali Gnl (gas naturale liquefatto) nonché la realizzazione di nuove linee dirette di importazione potranno provocare nel medio periodo un aumento delle zone con elevata variabilità del PCS del gas naturale.
- 2.3 Più in generale, con le presenti proposte l’Autorità si prefigge l’obiettivo dell’omogeneizzazione delle modalità di determinazione del PCS del gas naturale e del suo successivo utilizzo tra i vari operatori ed il rafforzamento della tutela degli utenti di tutta la filiera del gas anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni.

3. Sintesi delle proposte in tema di potere calorifico superiore del gas

- 3.1 Il presente documento per la consultazione prevede un’integrazione alla regolazione vigente in tema di PCS del gas naturale sui seguenti aspetti generali:
- la metodologia di misurazione e controllo del PCS del gas naturale;

- i casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS e di mancanza di valori della misura del PCS;
 - il rafforzamento degli attuali obblighi di informazione a carico delle aziende di trasporto.
- 3.2 Per quanto riguarda la metodologia di misurazione e controllo del PCS del gas naturale si propone che:
- la misura del PCS del gas naturale debba avvenire in continuo esclusivamente mediante gascromatografo con installazione fissa, prevedendo un gascromatografo per ognuna delle Aree Omogenee di Prelievo, sulla base della norma ISO 6976 o equivalente;
 - la misura del PCS debba avvenire in corrispondenza di ogni punto di ingresso della rete di trasporto;
 - l'installazione e la verifica degli apparati di misura del PCS del gas naturale e dei volumi di gas ad esso associati debbano essere conformi alla legislazione e alle norme tecniche vigenti in materia;
 - tutte le aziende di trasporto adottino una metodologia di individuazione delle Aree Omogenee di Prelievo analoga a quella adottata da Snam Rete Gas, allegando al proprio codice di rete di trasporto la procedura per l'individuazione, a cadenza mensile, delle Aree Omogenee di Prelievo, per la loro conferma o modifica, per la loro creazione o eliminazione.
- 3.3 Per i casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS del gas naturale che provochino la mancanza di valori della misura del PCS, ad esempio a seguito di interruzioni dell'energia elettrica o di guasti del gascromatografo, l'Autorità propone:
- la definizione di standard generali pari al 95-98% di disponibilità delle misure orarie per ogni mese e per ogni punto di misura dei valori del PCS del gas naturale, limitatamente ai casi di responsabilità dell'impresa di trasporto;
 - obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità relativi al numero dei giorni nei quali sono disponibili i valori del PCS del gas naturale per ogni punto di misura;
 - criteri da adottare per la stima della misura nel caso di indisponibilità, a seconda che sia possibile o meno individuare un'Area Omogenea di Prelievo alternativa.
- 3.4 Il documento per la consultazione prevede inoltre il rafforzamento degli obblighi di informazione nei confronti degli utenti del trasporto ed in particolare che l'azienda di trasporto pubblici nel proprio sito internet:
- i valori degli ultimi dodici mesi del valore medio mensile del PCS del gas naturale per ogni punto di ingresso della rete di trasporto;
 - per l'ultimo mese, l'elenco delle cabine Remi, con l'Area Omogenea di Prelievo di appartenenza e il PCS medio del gas naturale per ogni Area Omogenea di Prelievo.
- 3.5 Per quanto riguarda l'eventuale individuazione di un soggetto con ruolo di arbitro nelle eventuali dispute tra aziende di trasporto ed utenti del sistema di trasporto in relazione alla correttezza delle misure del PCS, l'Autorità ritiene opportuno che,

almeno nella fase attuale, le parti in causa definiscano autonomamente nei contratti tra esse stipulati forme di arbitrato per la risoluzione delle controversie.

4. La struttura del documento di consultazione

4.1 Per facilitare la comprensione delle proposte, il documento per la consultazione ha la seguente articolazione:

- Parte I: regolazione e normazione del PCS del gas naturale;
- Parte II: trasporto nazionale di gas e PCS del gas naturale;
- Parte III: proposte in tema di regolazione del PCS del gas naturale;
- Appendice: versione preliminare del provvedimento per la regolazione in tema di PCS del gas naturale.

Parte I: Regolazione e normazione in tema di potere calorifico superiore del gas

5. La regolazione relativa al potere calorifico superiore del gas

5.1 Vengono di seguito richiamate in modo sintetico le disposizioni relative al PCS contenute nei provvedimenti emanati dall’Autorità ed elencati al precedente punto 1.1.

Le tariffe di distribuzione

5.2 All’interno della nuova metodologia per la determinazione delle tariffe di distribuzione e fornitura del gas, la deliberazione n. 237/00 ha tenuto conto del PCS negli articoli 4, comma 4.2, 16 e 17, comma 17.1.

5.3 L’articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 237/00 stabilisce che per i distributori di gas naturale il vincolo dei costi di gestione riconosciuti comprende una componente proporzionale all’energia immessa in rete nell’anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espressa in MJ. Tale componente è legata al costo della materia prima, e permette ai distributori di tenere conto delle perdite di distribuzione e dei consumi interni di distribuzione (per il preriscaldamento del gas nei punti di consegna del gas), stimate complessivamente nel 7 per mille dell’energia immessa: in ogni ambito tariffario detta componente vale mediamente circa l’1% del vincolo complessivo dei ricavi VRD, costituito sia dai costi di gestione sia da quelli di capitale di distribuzione riconosciuti a tariffa.

5.4 L’articolo 16 della deliberazione n. 237/00 introduce per il gas naturale le seguenti disposizioni:

- il PCS effettivo del gas distribuito nell’impianto di distribuzione viene calcolato dal distributore come media ponderata sui volumi per ogni punto di alimentazione della rete di distribuzione sulla base dei verbali di misura mensili redatti per ogni punto di consegna del gas dall’impresa di trasporto; tali valori sono comunicati dal distributore all’Autorità in occasione della presentazione annuale delle proposte tariffarie;
- il PCS convenzionale di ciascuna località² da utilizzarsi per la fatturazione ai clienti (finali e non) nell’anno termico t è il PCS effettivo del gas distribuito nel precedente anno termico $t-1$ nell’impianto di distribuzione che alimenta la località;
- qualora al termine dell’anno termico t (nel quale viene fatturato il gas ai clienti), si registrino scostamenti maggiori del 5% tra il PCS effettivo del gas distribuito calcolato per l’anno termico appena terminato e il PCS convenzionale utilizzato nella fatturazione dell’anno termico t , il distributore

² Per “località” ai sensi della deliberazione n. 237/00 si intende “il comune o la parte di esso, servito da un unico esercente mediante lo stesso tipo di gas”.

provvede all'emissione di fattura di conguaglio ai propri clienti, entro il 31 dicembre successivo all'anno termico t .

- 5.5 L'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione n. 237/00 stabilisce che le tariffe T_v applicate al volume del gas misurato presso i punti di riconsegna si ottengono moltiplicando le tariffe T_e applicate all'energia fornita per il PCS convenzionale della località (calcolato in base all'articolo 16 della medesima deliberazione), e per il coefficiente di adeguamento climatico-altimetrico M . La formula è la seguente:

$$T_v = T_e \cdot P \cdot M$$

dove:

- T_v è la quota tariffaria per unità di volume, espressa in centesimi di euro per m^3 ;
 - T_e è la quota tariffaria per unità di energia, espressa in centesimi di euro per MJ;
 - P è il PCS convenzionale della località;
 - M è il coefficiente di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica per i clienti del mercato vincolato dotati di gruppi di misura volumetrici con misura del gas in bassa pressione e non provvisti di correttori.
- 5.6 Da quanto sopra richiamato risulta allora evidente come il PCS giochi un ruolo fondamentale nella fatturazione ai clienti e come pertanto la misura del PCS effettuata dall'azienda di trasporto si ripercuota direttamente sui clienti finali anche se con un ritardo di un anno.
- 5.7 La deliberazione n. 170/04 stabilisce che l'impresa di distribuzione applica le quote variabili delle tariffe di distribuzione rapportate all'energia consumata, espressa in GJ, e trasformate in euro per metro cubo ai sensi degli articoli 16 e 17 della deliberazione n. 237/00, che rimangono in vigore fino all'adozione del codice di rete tipo per la distribuzione di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione n. 138/04.

I corrispettivi per servizi forniti da soggetti della filiera del gas

- 5.8 La deliberazione n. 43/02 stabilisce che per tutti i servizi del mercato del gas naturale, compresa la vendita ai clienti idonei, l'esercente adegua la determinazione del corrispettivo per il servizio erogato al PCS effettivo.
- 5.9 Nella relazione tecnica di accompagnamento a tale deliberazione si precisa poi che i distributori già applicano nella determinazione delle tariffe di distribuzione il PCS effettivo, anche se riferito all'anno termico precedente a quello in cui avviene la fatturazione (con chiaro riferimento alla deliberazione n. 237/00).
- 5.10 Pertanto per tutti i soggetti che operano nella filiera del gas le fatturazioni devono avvenire in base al PCS effettivo dell'anno termico in cui avviene la fatturazione (per i soli distributori del PCS dell'anno termico precedente), e quindi sulla base dei valori del PCS misurati dall'azienda di trasporto e riportati nei verbali di misura del gas consegnato nei punti di alimentazione delle reti di distribuzione.
- 5.11 Le disposizioni della deliberazione n. 43/02, dunque, creano un'equità di trattamento di tutti i soggetti operanti nella filiera del gas ed impattano anche sui

clienti finali forniti di gas non da reti di distribuzione ma direttamente da gasdotti di trasporto.

Le condizioni di fornitura del gas ai clienti finali da parte dei venditori

- 5.12 La deliberazione n. 138/03 ha definito che, limitatamente alle categorie di clienti alle quali si applica il provvedimento, le componenti variabili delle condizioni economiche di fornitura sono rapportate all'energia consumata, espressa in GJ, e trasformate in euro per metro cubo secondo i criteri degli articoli 16 e 17 della deliberazione n. 237/00 secondo quanto indicato al precedente punto 5.4.
- 5.13 Le categorie di clienti alle quali si applica la deliberazione n. 138/03 sono quelle definite dalla deliberazione 12 dicembre 2002, n. 207/02, ovvero:
- clienti finali, che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, ai sensi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
 - clienti finali che, trovandosi nella condizione di cliente idoneo ai sensi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, alla data del 31 dicembre 2002 non hanno esercitato la capacità di stipulare nuovi contratti connessa a tale condizione;
 - clienti finali allacciati dopo il 31 dicembre 2002 la cui categoria di utenza non rientra tra le categorie previste dall'articolo 22, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00.
- 5.14 Le condizioni economiche di fornitura di gas naturale stabilite dalla deliberazione n. 138/03 si applicano fino all'accettazione da parte del cliente finale di una nuova offerta contrattuale da parte di un nuovo fornitore di gas.

L'accesso alle reti di trasporto e di distribuzione

- 5.15 L'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 prevede che l'Autorità fissi i "criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità del trasporto e del dispacciamento" e che definisca "gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento"; e che entro tre mesi dal provvedimento con il quale l'Autorità fissa detti criteri, le imprese di trasporto "adottano il proprio codice di rete, che è trasmesso all'Autorità che ne verifica la conformità con i suddetti criteri. Trascorsi tre mesi dalla trasmissione senza comunicazioni da parte dell'Autorità, il codice di rete si intende conforme";
- 5.16 L'Autorità ha definito tali criteri e obblighi con la deliberazione n. 137/02. L'articolo 19, comma 19.1, di tale deliberazione stabilisce che l'azienda di trasporto redige il codice di rete, ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, sulla base dello schema di codice di rete allegato al provvedimento che prevede uno specifico capitolo dedicato alla qualità del gas e quindi anche al PCS.
- 5.17 L'Autorità ha poi regolato l'accesso alle reti di distribuzione con la deliberazione n. 138/04 che prevede:
- all'articolo 3, comma 3.1, l'adozione da parte dell'Autorità di un codice tipo di riferimento;

- all'articolo 3, comma 3.2, che l'impresa di distribuzione possa, in alternativa, adottare il codice tipo dell'Autorità o un proprio codice sulla base dello schema di codice allegato alla deliberazione n. 138/04 che prevede uno specifico capitolo dedicato alla qualità del gas e quindi anche al PCS;
- all'articolo 22 che le modalità e le procedure per la determinazione del PCS effettivo sono determinate con successivo provvedimento dell'Autorità; fino all'emanazione di tale provvedimento valgono le disposizioni della deliberazione n. 237/00.

I controlli della qualità del gas fornito ai clienti finali

5.18 Con la deliberazione n. 125/04 l'Autorità ha definito:

- un piano di controlli, da effettuarsi nel periodo 1 novembre 2004 – 30 settembre 2005, presso distributori ed impianti di distribuzione in almeno 50 aree del Paese;
- le modalità di effettuazione dei controlli in campo dei tre parametri rilevanti di qualità del gas (grado di odorizzazione, PCS e pressione del gas).

5.19 Sulla parte di controlli già effettuati non si sono evidenziati casi nei quali il valore del PCS del gas naturale fosse al di fuori della forcella di valori ammessi dai codici di rete di trasporto approvati dall'Autorità.

6. Norme relative al potere calorifico superiore del gas

6.1 La determinazione della quantità di energia fornita con una certa quantità di gas naturale viene effettuata moltiplicando il valore della misura del volume del gas fornito per il valore della misura del PCS attribuito al medesimo volume di gas. Ai fini della determinazione dell'energia fornita sono quindi fondamentali sia la misura dei volumi sia la misura del PCS del gas naturale.

6.2 In Italia, mentre sono già in vigore regolamenti metrologici relativi alla misura dei volumi del gas attraverso strumenti volumetrici, si è in attesa dell'approvazione da parte del Ministero delle attività produttive mediante appositi decreti ministeriali dei regolamenti metrologici sia per la misura dei volumi del gas attraverso strumenti non volumetrici (ad esempio mediante venturimetri o diaframmi) sia della misura del PCS.³ L'attuale legislazione in tema di metrologia legale demanda poi il controllo delle apparecchiature utilizzate per transazioni commerciali agli Uffici delle Camere di Commercio. I proprietari delle apparecchiature di misura devono mettere a disposizione di tali Uffici tutti i servizi ed i dispositivi necessari per poter effettuare eventuali controlli.

6.3 Per il gas naturale esiste poi un'ampia normativa tecnica sia in ambito internazionale sia in ambito europeo, di seguito sinteticamente richiamata, relativa

³ Sono in fase di predisposizione finale due decreti del Ministero delle Attività Produttive dei quali il primo relativo alla regolamentazione dell'installazione e controllo dei gascromatografi e il secondo relativo alla regolamentazione dell'installazione e controllo di strumenti di misura dei volumi di gas non volumetrici.

alle modalità di effettuazione dell'analisi cromatografica del gas e del calcolo del PCS:

- UNI EN 437 (comprensiva dell'aggiornamento A1) intitolata "Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi" che individua tra l'altro la famiglia di appartenenza del gas naturale analizzato;
- ISO 6141 intitolata "Gas analysis-requirements for certificates for calibration gases and gas mixtures" che specifica i requisiti delle miscele di gas utilizzate come gas di taratura;
- ISO 6142 intitolata "Gas analysis-preparation of calibration gas mixtures-Gravimetric method" che definisce un metodo per pesata per la preparazione di miscele di taratura con precisione predefinita;
- ISO 6143 intitolata "Gas analysis-comparison methods for determining and checking the composition of calibration gas mixtures" che illustra un metodo per determinare la composizione di un gas di taratura per confronto con una appropriata miscela standard di taratura;
- ISO 6974 intitolata "Natural gas- Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography" che definisce le linee guida per l'analisi dei gas naturali ed indica diversi metodi cromatografici in funzione delle concentrazioni dei componenti del gas (la norma è composta da diverse parti, alcune delle quali recepite nell'ordinamento normativo europeo e nazionale);
- ISO 6975 intitolata "Natural gas-extended analysis- gas-chromatographic method" che descrive un metodo cromatografico per una analisi spinta del gas naturale che, oltre a tutti i componenti presenti, determina anche individualmente e separatamente gli idrocarburi superiori agli esani;
- ISO 6976 intitolata "Natural gas-calculation of calorific value, density, relative density and Wobbe index from composition" che descrive la metodologia di calcolo dei suddetti parametri sulla base di una composizione nota, espressa in percentuale molare, dei gas naturali;
- ISO 10723 intitolata "Natural gas- performances evaluation for on-line analytical system" che specifica i requisiti analitici, la procedura analitica, la scelta della tipologia di apparecchiatura, la scelta del gas di taratura e la procedura di calcolo cui riferirsi quando si voglia analizzare un gas naturale con una apparecchiatura da processo (la norma è stata recepita nell'ordinamento normativo europeo e nazionale);
- ISO 13443 intitolata "Natural gas- Standard reference conditions" che definisce le varie condizioni di riferimento dell'unità di volume.

6.4 Il PCS del gas naturale è calcolato secondo la norma ISO 6976, a partire dai valori di concentrazione dei suoi componenti (metano, etano, propano, iso e normal butano, iso e normal pentano, esano, idrocarburi superiori, anidride carbonica, azoto ed elio). Per determinare la concentrazione dei suddetti componenti si effettua un'analisi utilizzando come strumento di analisi il gascromatografo.

6.5 L'Autorità ritiene fondamentale che il soggetto che determina l'energia fornita (ad oggi le aziende di trasporto) debba assicurare il rispetto sia della legislazione metrologica legale sia delle norme tecniche vigenti in tema di PCS.

Parte II: Trasporto nazionale di gas e potere calorifico superiore del gas

7. Prassi di Snam Rete gas in tema di potere calorifico superiore del gas

- 7.1 Snam Rete Gas effettua la determinazione del PCS del gas naturale nei punti di entrata nella propria rete di trasporto (punti di immissione dalle frontiere nazionali, dai giacimenti nazionali e dagli stoccaggi) e in porzioni della rete di trasporto a ciascuna delle quali sono abbinati i punti di riconsegna del gas. In corrispondenza di tali porzioni, definite come Aree Omogenee di Prelievo (di seguito: AOP), Snam Rete Gas assume che il valore di PCS del gas naturale riconsegnato⁴ sia uguale. Le AOP vengono controllate con frequenza mensile.
- 7.2 Il PCS, unitamente ad altri parametri chimico/fisici, è calcolato in conformità alla norma ISO 6976 sulla base della composizione molare del gas determinata per via gascromatografica.

Qualità del gas trasportato

- 7.3 Sulla propria rete di gasdotti Snam Rete Gas trasporta attualmente le seguenti tipologie di gas naturale:
- importati da:
 - Nord Europa (in prevalenza da Olanda e Norvegia);
 - Russia;
 - Algeria;
 - Libia;
 - come Gnl mediante navi metaniere con immissione nella rete di trasporto nel terminale di Panigaglia;
 - di produzione nazionale.

La composizione chimica dei gas immessi in rete è diversa e presenta delle variazioni in termini sia di concentrazione dei componenti principali, sia di PCS. La specifica di accettabilità viene rispettata, come indicato nel codice di rete di trasporto, in quanto i gas risultano intercambiabili avendo un valore di Indice di Wobbe⁵ compreso all'interno di un prefissato campo di variabilità. Ad esempio, la percentuale di metano oscilla da un valore minimo, intorno all'83% (per il gas

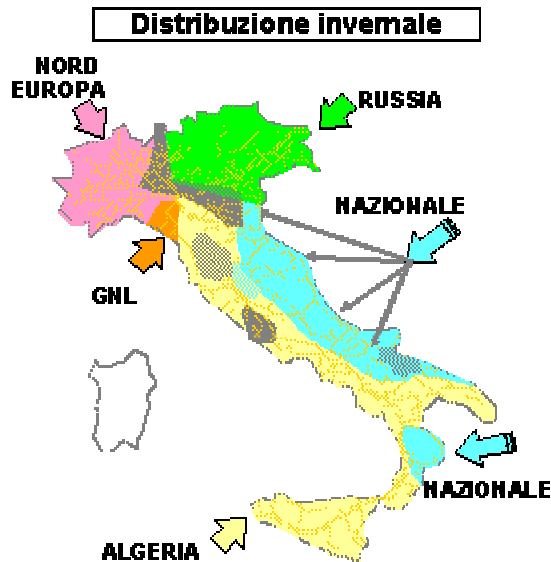
⁴ A meno della tolleranza indicata al successivo punto 7.18.

⁵ L'indice di Wobbe è dato dalla formula: $W = \frac{\sqrt{PCS}}{d}$, dove d è la densità relativa del gas rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard. La norma UNI EN 437 individua in base ai valori dell'indice di Wobbe tre famiglie di gas e per ciascuna di esse le pressioni di utilizzo del gas in condizioni di sicurezza.

naturale proveniente dall'Algeria), ad un valore massimo dell'ordine del 99,5% (per il gas di produzione nazionale). Con esclusione di casi particolari, il PCS può presentare una escursione dell'ordine dell'8 % che va da circa 37,5 MJ/m³ a circa 41 MJ/m³ alle condizioni standard⁶.

- 7.4 Sebbene ognuna delle tipologie di gas trasportati abbia di norma una definita area di influenza (il gas dal nord Europa è distribuito principalmente nell'Italia nord/occidentale, quello dalla Russia nell'Italia nord/orientale, quello di rigassificazione in Liguria e parte del Piemonte e Lombardia, quello dall'Algeria in Italia meridionale e nel tratto appenninico, mentre quello nazionale interessa soprattutto la costa adriatica), esistono zone di sovrapposizione in cui possono essere distribuiti alternativamente i gas confinanti e zone in cui, a seguito di diversi assetti di rete (quali quelli derivanti dall'esercizio degli stoccaggi in iniezione o produzione), può essere distribuito in qualsiasi momento uno qualunque dei suddetti gas o una miscela di questi. Attualmente le zone che presentano le maggiori escursioni dal punto di vista della variabilità del PCS del gas riconsegnato, sono alcune parti della Lombardia e dell'Emilia Romagna e la zona di confine tra Liguria e Toscana. Inoltre la particolare situazione dell'Italia peninsulare (con il versante tirrenico e il Salento cui viene fornito gas algerino e con il versante adriatico cui arriva gas nazionale) potrebbe comportare sensibili variazioni del PCS nelle zone di confine tra le due aree a seguito di variazione dell'assetto di rete (vedi in figura 1).

Figura 1 – Zone con differenti valori del PCS sulla rete di trasporto di Snam Rete Gas 2003- 2004



Gestione dei cromatografi e accettazione della composizione

- 7.5 Con alcune eccezioni, i cromatografi installati nei punti di importazione e nelle AOP sono gestiti da Snam Rete Gas; in particolare seguendo i criteri indicati nell'allegato 11/B del codice di rete di trasporto viene effettuata:

⁶ Condizioni standard: temperatura di 15° C e pressione assoluta di 1,01325 bar.

- la taratura automatica settimanale degli strumenti con un gas di composizione nota e certificata, al fine di accertare ed eventualmente ripristinare i parametri operativi dell'analisi gascromatografica;
- la verifica biennale degli strumenti con un gas diverso da quello di taratura, ma anch'esso con composizione nota e PCS compreso tra 37,3 e 40,2 MJ/Sm³, al fine di verificare l'accuratezza del gascromatografo.

7.6 Tutte le composizioni sono sottoposte ad un processo di validazione automatica e in caso positivo sono utilizzate per le medie orarie e giornaliere. Su tali composizioni medie è effettuato il calcolo del PCS.

7.7 In caso di disfunzione del gascromatografo o di invalidità dell'analisi media oraria per un determinato periodo, si utilizza l'ultima composizione media oraria valida per il giorno in considerazione, se esistente, o il valore determinato in una AOP alternativa in cui si ritiene sia transitato lo stesso tipo di gas. Diversamente si utilizzano i valori medi mensili del mese precedente.

Misura del PCS nei punti di entrata della rete di trasporto

7.8 La misura del PCS del gas immesso nella rete viene effettuata per ognuno dei punti di entrata oggi costituiti da:

- n. 5 punti di importazione;
- n. 44 punti di produzione nazionale;
- n. 9 stoccaggi.

7.9 Come previsto dal codice di rete di trasporto, per le importazioni la misura del PCS viene effettuata con una coppia di gascromatografi; in particolare, l'operatore che effettua la misura è:

- Snam Rete Gas per le importazioni dall'Algeria e dal Nord Europa;
- TAG/OMV per l'importazione dalla Russia;
- Greenstream per l'importazione dalla Libia;
- Gnl Italia per il Gnl di Panigaglia.

7.10 Per quanto riguarda gli stoccaggi, gli impianti gestiti da Stogit sono stati tutti recentemente dotati di gascromatografo, mentre l'impianto di stoccaggio di Edison, di piccole dimensioni, utilizza la misura di un campione spot mensile.

7.11 Per i campi di produzione nazionali, si ha oggi un monitoraggio del PCS del gas effettuato in modo discontinuo dal produttore mediante prelievo spot mensile e successiva analisi di laboratorio. In particolare per i campi con produzione superiore a 100.000 standard metri cubi al giorno, l'introduzione della misura automatizzata comporterà la rilevazione dei parametri di qualità del gas in continuo ed il conseguente impiego di gascromatografi.

7.12 E' possibile individuare una serie di fattori che determinano la variabilità del PCS del gas consegnato al cliente finale. Questi sono costituiti da:

- variabilità del gas agli Entry-Point;
- modalità di nomina⁷ agli Entry/Exit-Point;

⁷ I volumi immessi da parte dei singoli *shipper* variano nei punti di ingresso della rete di trasporto provocando quindi una variazione degli assetti della stessa.

- modalità di utilizzo degli stoccaggi in fase di erogazione/iniezione;
- andamento delle nomine e dei prelievi effettivi;
- attività sulla rete di trasporto (manutenzioni impianti, lavori, ispezioni);
- emergenze.

Misura del PCS ai punti di riconsegna e determinazione AOP

- 7.13 Le AOP vengono individuate da Snam Rete Gas in base sia alla struttura del sistema di trasporto sia alla gestione dello stesso. Questa operazione viene effettuata dal Dispacciamento di Snam Rete Gas, con l'ausilio di idonei supporti informatici.
- 7.14 Attualmente, su un totale di 136 AOP, 123 AOP dispongono di gascromatografi di proprietà di Snam Rete Gas, 6 AOP dispongono di gascromatografi di proprietà dei clienti finali, in accordo a quanto disposto dal codice di rete di trasporto, mentre le restanti 7 vengono monitorate con campionamento. Per queste 7 AOP, prive di gascromatografo, la composizione è determinata in laboratori accreditati su campioni di gas prelevati con frequenza mensile. I gascromatografi sono collegati telematicamente alla sede di Snam Rete Gas.
- 7.15 L'abbinamento tra l'AOP e la tratta di metanodotto e quindi l'impianto di riconsegna del gas ai punti di alimentazione delle reti di distribuzione (di seguito: Remi) è riportato in un elenco di tutte le tratte della rete di trasporto, raggruppate in base al corrispondente codice numerico dell'AOP con l'ubicazione del Punto di Prelievo.

Controllo delle AOP

- 7.16 Per garantire la validità delle AOP, all'interno del Dispacciamento di Snam Rete Gas è stato creato un "Osservatorio permanente" che provvede a verificare il corretto abbinamento Remi/AOP e a valutare la necessità di ridefinire i confini delle AOP o di crearne di nuove.
- 7.17 Le variabili, individuate da Snam Rete Gas che possono determinare variazioni delle AOP sono rappresentate da:
- modifiche della rete o nuove realizzazioni;
 - variazione degli assetti di rete;
 - variazione della qualità del gas nei punti di alimentazione;
 - evidenze particolari sui singoli Remi.
- 7.18 La validazione dei confini delle AOP viene effettuata con frequenza mensile attraverso un processo denominato "controllo delle adiacenze". Viene dapprima effettuato un confronto tra i valori medi mensili di PCS relativi a tutte le AOP adiacenti, evidenziando i casi in cui vi siano variazioni del PCS medio mensile superiori al +/- 2%; le AOP, per le quali dal confronto risulta una differenza dei valori di PCS superiore al +/-2%, vengono sottoposte ad un'analisi di dettaglio.
- 7.19 Nel caso di AOP adiacenti separate da particolari assetti impiantistici (rating di pressione differenti, unidirezionalità del flusso, valvole chiuse, assetti particolari ai nodi) tali da non permettere il travaso del gas da una AOP all'altra, si ritiene la differenza registrata "giustificabile". Se invece si registra una differenza superiore al +/-2% tra aree adiacenti ove non sussiste tale condizione di "separazione" si

ritiene tale superamento “non giustificabile” e pertanto si procede a ridefinire i confini delle AOP. Come conseguenza di questo processo di controllo delle adiacenze avviene l’operazione di riabbinamento dei clienti con altre AOP.

- 7.20 Va osservato che il superamento della soglia del 2% tra i valori di PCS di AOP adiacenti non si può considerare un’anomalia o un evento che si verifica raramente. Secondo i dati forniti da Snam Rete Gas, il superamento della soglia a seguito dell’analisi delle adiacenze si verifica tipicamente per un 50% delle adiacenze esaminate che, applicando la metodologia indicata nel precedente punto, si riduce al 10% ritenuto “non giustificabile” richiedendo una riattribuzione dei clienti o una separazione delle AOP.
- 7.21 Nel caso fossero verificate situazioni tali da richiedere una variazione nel numero delle AOP, l’“Osservatorio permanente” mette in atto la creazione di nuove AOP. I tempi tecnici di creazione di una nuova AOP possono andare da un minimo di quattro mesi a circa un anno. In alternativa, in qualche caso, si può procedere modificando gli assetti di rete.
- 7.22 Snam Rete Gas ha definito la metodologia per il controllo delle AOP, previsto al punto 4.1 del codice di rete di trasporto, attraverso un processo che rientra nell’ambito della certificazione ISO 9001 del Dispacciamento. Questo processo definisce i criteri di individuazione e di controllo delle AOP, la responsabilità del monitoraggio e dell’aggiornamento della procedura. L’incarico della definizione delle AOP (individuazione con limiti di confine) ed, il controllo periodico della validità delle AOP è effettuato dall’“Osservatorio permanente” che effettua periodicamente, ed almeno una volta all’anno, anche l’esame della documentazione necessaria a valutare i provvedimenti adottati e programmare le attività future.

Riferibilità metrologica della misura del PCS e accreditamento del laboratorio di Snam Rete gas

- 7.23 La riferibilità a campioni primari costituisce l’indispensabile base metrologica per ottenere misure accurate ed affidabili. La riferibilità è la proprietà del risultato di una misurazione, consistente nel poterla riferire a campioni appropriati, attraverso una catena ininterrotta di confronti, tutti con incertezza nota e dichiarata.
- 7.24 La taratura di miscele di gas naturale è indispensabile per il controllo della qualità del gas naturale e per la determinazione dell’energia utilizzata nelle transazioni commerciali del gas naturale.
- 7.25 Dalla fine del 2002 il laboratorio di Snam Rete Gas opera come Centro SIT (Servizio Italiano di Taratura) per la taratura di miscele di gas naturale. L’accreditamento SIT consente di produrre campioni tarati con i quali è possibile proseguire la catena di riferibilità a differenza dell’accreditamento SINAL (Sistema Nazionale Accreditamento di Laboratori) che produce rapporti di prova riferibili con i quali non è possibile proseguire la catena di riferibilità. Attualmente il laboratorio di Snam Rete Gas risulta essere l’unico in Italia accreditato SIT per la taratura di miscele di gas naturale.

Procedura per la richiesta di verifiche sul PCS

- 7.26 Il codice di rete di Snam Rete Gas, anche in relazione alla qualità, prevede che in caso di contestazione della misura del PCS siano effettuati controlli secondo il principio del contraddittorio (capitolo 11, punto 7); le modalità di risoluzione

delle controversie sono parimenti indicate nel capitolo 19, paragrafo 5 dello stesso documento.

8. Prassi di Società Gasdotti Italia in tema di potere calorifico superiore del gas

Qualità del gas trasportato

- 8.1 Le reti di trasporto di Società Gasdotti Italia hanno caratteristiche, dimensioni, capacità di trasporto e variabilità della qualità del gas trasportato più contenute rispetto a quelle della rete Snam Rete Gas e le procedure di misura e verifica del PCS adottate da Società Gasdotti Italia risultano semplificate.
- 8.2 Oltre alla rete di Cellino ed a quattro diversi tratti di metanodotto (Collalto, Comiso, Cirò e Garaguso), Società Gasdotti Italia è proprietaria anche della rete gestita a suo tempo da Società Gasdotti del Mezzogiorno che è interconnessa alla rete di Cellino: la lunghezza totale dei metanodotti di trasporto è pari a circa 1.300 km.
- 8.3 Dei quattro tratti di metanodotto Collalto, Comiso, Cirò e Garaguso:
- quello di Collalto, lungo circa 50 km, è collegato ad un campo di stoccaggio (all'interno della cui concessione esiste un giacimento di produzione di gas naturale) ed è interconnesso con la rete di trasporto Snam Rete Gas;
 - gli altri tre sono collegati, ciascuno, a campi di produzione, alcuni dei quali in estinzione, con qualità del gas costante.
- 8.4 La rete di Cellino trasporta circa 1 miliardo di standard metri cubi all'anno la cui provenienza è per il 58% da campi di produzione operati in parte da Edison ed in parte da Eni, per il 7% dal campo di stoccaggio Edison e per il rimanente 35% dalle due interconnessioni con la rete di Snam Rete Gas. Il gas in transito su questa rete è quasi sempre esclusivamente di produzione nazionale con qualità abbastanza costante e PCS intorno a 37,9 MJ/Sm³. Il gas trasportato viene, in parte, riconsegnato agli utenti collegati alla stessa rete e, in parte, travasato sulla rete ex Società Gasdotti del Mezzogiorno (di seguito: SGM).
- 8.5 La rete ex SGM trasporta intorno a 1,1 miliardi di standard metri cubi all'anno provenienti per il 45% dalla rete di Cellino, la cui interconnessione è situata in una posizione baricentrica della rete ex SGM, e dalle produzioni Edison, SPI e Gas della Concordia e, per il restante, dalle due interconnessioni con la rete di Snam Rete Gas, realizzate circa ai due punti estremi della rete ex SGM. Una delle due interconnessioni immette normalmente il gas proveniente dal nord Africa (algerino) mentre l'altra del gas di produzione nazionale. Questa rete risulta quindi, dal punto di vista della determinazione del PCS, più articolata e complessa rispetto alla rete di Cellino in quanto è interessata, sostanzialmente, da due diversi tipi di gas, nazionale ed algerino con una differenza del PCS di oltre il 5%, che possono sovrapporsi e/o miscelarsi in tratti diversi della rete in funzione dell'assetto dei prelievi.
- 8.6 Le reti di Cellino ed ex SGM sono fisicamente collocate nel Centro/Sud Italia ed interessano le regioni Marche, Lazio, Campania, Abruzzo, Molise e Puglia. Le reti minori di Cirò, Comiso e Garaguso sono ubicate rispettivamente in Calabria, in Sicilia ed in Basilicata. La rete di Collalto è invece in Veneto.

Determinazione del PCS ai Punti di Consegna al Trasportatore e di Riconsegna e determinazione delle AOP

- 8.7 La determinazione dei parametri energetici è condotta da Società Gasdotti Italia in tutti i punti di consegna al trasportatore (campi di stoccaggio, produzioni nazionali, immissioni dalle reti di Snam Rete Gas) e di riconsegna del gas. Per quanto riguarda le interconnessioni con le reti di Snam Rete Gas, quest'ultima fornisce a Società Gasdotti Italia mensilmente la composizione media mensile del gas consegnato ed il relativo PCS per ogni suo punto di interconnessione. La qualità del gas immesso dalle produzioni e dagli stoccaggi viene fornita rispettivamente dall'operatore del campo di produzione (o, in casi di accordo in tal senso, dal trasportatore) e dall'impresa di stoccaggio. Periodicamente Società Gasdotti Italia effettua dei campionamenti di verifica sui punti di consegna al fine di confrontarli con quanto comunicato dagli operatori. Ai fini della determinazione del PCS ai clienti degli *shipper*, Società Gasdotti Italia ha individuato sulle proprie reti, analogamente a quanto fatto da Snam Rete Gas, delle AOP alle quali ha abbinato i vari punti di riconsegna del gas.
- 8.8 Gasdotti Italia ha suddiviso l'intera rete di Cellino in 6 AOP e quella ex SGM in 8 AOP. Ognuno degli altri 4 tratti di metanodotto ha una AOP dedicata.
- 8.9 Il PCS è calcolato per ognuna delle AOP unitamente ad altri parametri chimico fisici sulla base della composizione molare del gas determinata per via gascromatografica. La composizione del gas viene determinata o in continuo, per mezzo di un gascromatografo da processo a funzionamento automatico, o su campioni di gas prelevati istantaneamente (un solo prelievo di gas di breve durata) o in continuo (mediante l'utilizzo di un campionatore automatico) sull'arco di un mese. Il gascromatografo da processo provvede anche al calcolo del PCS, in conformità alla norma ISO 6976. La composizione del gas dei campioni istantanei e mensili viene analizzata dalla Stazione Sperimentale per i Combustibili che effettua anche il calcolo del PCS.
- 8.10 In considerazione della struttura delle reti e della qualità del gas trasportato, Società Gasdotti Italia attualmente determina il PCS su campioni istantanei di gas per tutte le AOP della rete Cellino e per le 4 AOP dei quattro tratti di metanodotto. Per le 8 AOP della rete ex SGM ha predisposto invece 4 campionatori automatici di tipo continuo e 4 gascromatografi da processo. Questi ultimi sono installati in quelle AOP che maggiormente sono influenzate dalla variabilità della qualità del gas. Unitamente ai gascromatografi, in queste 4 AOP sono anche stati installati dei campionatori automatici di tipo continuo il cui scopo principale è quello di assicurare comunque la determinazione del PCS nel caso in cui l'analisi gascromatografica non sia disponibile o non risulti attendibile.

Gestione degli strumenti di misura del PCS e accettazione della composizione

- 8.11 I gascromatografi non sono collegati a sistemi di teletrasmissione e pertanto i dati relativi alla composizione media giornaliera e media mensile sono disponibili solo in loco su apposito modulo stampato. Questi dati vengono acquisiti e validati periodicamente dai tecnici dell'Ufficio Misure di Società Gasdotti Italia.
- 8.12 I prelievi istantanei vengono effettuati nei primi giorni di ogni mese mentre i campionatori in continuo prelevano per un periodo che va di norma dal 20 di ogni mese al 20 del mese successivo; ciò affinché la Stazione Sperimentale per i

Combustibili possa effettuare l'analisi e rilasciare il certificato entro la fine del mese.

- 8.13 I dati ufficiali di PCS applicati mensilmente sono quelli determinati su base mensile (nel caso dei gascromatografi e dei campionatori continui), e quelli istantanei (nei caso dei campionatori di tipo istantaneo). Questi valori vengono utilizzati per la determinazione del contenuto energetico giornaliero sulla base dei volumi giornalieri effettivamente misurati o ricavati da profilatura secondo le procedure stabilite nel codice di rete di Società Gasdotti Italia.
- 8.14 In caso di disfunzione dei gascromatografi si applica il PCS determinato sui campioni mensili prelevati nelle stesse AOP che quindi vengono comunque sempre analizzati. In caso di disfunzione dei campionatori automatici, dove non sono presenti i gascromatografi (o di dati rilevati non attendibili), o di problemi verificatisi con il campionamento istantaneo (bombola vuota), si applica invece il PCS determinato nel mese precedente.

Controllo della qualità del Gas

- 8.15 La determinazione dei parametri di controllo della qualità è effettuata sia ai punti di immissione della rete di Società Gasdotti Italia, in modo continuo o discontinuo, che ai punti di prelievo.
- 8.16 In particolare, nel caso dei punti di prelievo:
- per i parametri solfuro di idrogeno, zolfo da mercaptani e zolfo totale, l'analisi è condotta esclusivamente mediante campionamento (di tipo continuo per le AOP presenti su rete ex SGM, istantaneo in tutti gli altri casi);
 - ai fini della misura dei punti di rugiada dell'acqua e degli idrocarburi, viene condotta un'analisi *ad hoc* sul posto mediante opportuna strumentazione elettronica di rilevamento;
 - per quanto riguarda PCS, anidride carbonica, ossigeno e densità relativa, l'analisi viene condotta mediante l'impiego, a seconda dei casi, di gascromatografi o campionatori;
 - per la misura dell'indice di Wobbe si utilizza un gascromatografo; nei casi in cui tale strumentazione non sia installata, si ricava tale indice a partire dalla misura del PCS e della densità relativa ottenuti tramite campionatura.

Definizione e Controllo AOP

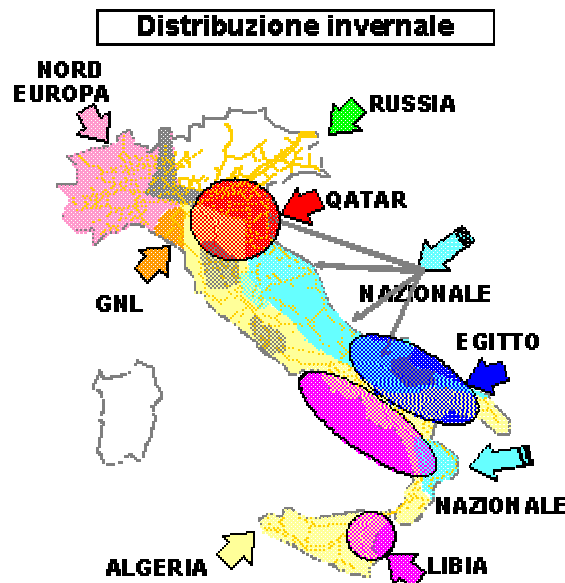
- 8.17 L'individuazione delle AOP operata da Società Gasdotti Italia viene effettuata considerando le caratteristiche strutturali della rete (la localizzazione dei punti di immissione e dei Punti di Riconsegna, lo schema dei flussi della rete), onde definire i confini entro cui viene distribuito gas della stessa qualità.
- 8.18 La verifica di validità nel tempo dei confini delle AOP viene effettuata mediante l'analisi delle aree per le quali si verificano differenze significative tra i valori medi mensili di PCS. Per le motivazioni esposte ai punti precedenti, tale attività riveste importanza soprattutto per la rete ex SGM ed in particolare per l'area di sovrapposizione del gas algerino. La metodologia adottata è quella di individuare, mediante la determinazione del PCS su campioni istantanei prelevati in più punti del tratto di metanodotto interessato, il confine dell'influenza del gas algerino. Sulla base di questi risultati si ridefinisce la AOP, individuando una nuova area

geografica, con un agglomerato di utenti che, si presume, ricevano lo stesso tipo di gas. Prima di modificare la localizzazione delle AOP esistenti è però necessario assicurarsi che i dati ottenuti dall'analisi siano rappresentativi di una situazione dei flussi stabile, sia in termini di entità che in termini di qualità del gas. Alla data attuale non sono ancora state effettuate variazioni significative alla iniziale aggregazione delle AOP definita da Società Gasdotti Italia.

9. Sviluppi attesi nel settore del gas naturale

- 9.1 In Italia, e più in generale nell'Unione europea, si prevede che nei prossimi anni vi sia un ulteriore aumento dei consumi di gas naturale.
- 9.2 Anche in relazione a questi incrementi nei consumi di gas naturale, sono stati da tempo avviati progetti di realizzazione di nuovi terminali Gnl; attualmente è prevedibile l'entrata in funzione nel 2007-2008:
- del terminale di Rovigo, con gas inizialmente di provenienza dal Qatar;
 - del terminale di Brindisi, con gas inizialmente di provenienza egiziana.
- 9.3 L'avvio di tali terminali e di altri, per i quali sono già stati presentati i progetti per le autorizzazioni di legge, nonché l'aumento delle importazioni tramite il potenziamento dei gasdotti esistenti o la realizzazione di nuovi gasdotti di importazione potrebbe provocare nel medio periodo un aumento delle zone con elevata variabilità del PCS del gas naturale (vedi figura 2 con riferimento ai due progetti citati al punto 9.2).

Figura 2 – Zone ad elevata variabilità del PCS successivamente al 2008



- 9.4 L'Autorità ritiene che in tale scenario sia indispensabile una regolazione più puntuale della misura e del controllo del PCS del gas naturale fornito ai clienti finali ad integrazione e completamento dei provvedimenti già emanati in materia.

Parte III: Proposte in tema di regolazione del potere calorifico superiore del gas

10. Adeguatezza della regolazione in tema di potere calorifico superiore del gas

- 10.1 La ricognizione delle norme esistenti e delle prassi adottate dalle aziende di trasporto nazionali in tema di PCS del gas naturale, esposta sinteticamente nella Parte II del presente documento per la consultazione, evidenzia che il sistema di misurazione, controllo e gestione del PCS del gas naturale adottato da Snam Rete Gas, pur essendo sostanzialmente idoneo allo scopo, tuttavia non è scevro da criticità, per le quali è ipotizzabile un inasprimento a seguito del futuro aumento della complessità del sistema di offerta di gas naturale del Paese.
- 10.2 Per quanto riguarda il sistema utilizzato da Società Gasdotti Italia, si ritiene che esso presenti ampi margini di miglioramento per un suo riallineamento rispetto al sistema adottato dal trasportatore principale.
- 10.3 Alla luce di quanto sopra esposto si ritiene opportuno porre in consultazione una ipotesi di provvedimento generale che regoli in modo puntuale almeno i seguenti temi:
- la metodologia di misurazione e controllo del PCS, basata sul concetto di AOP, intesa come area territoriale caratterizzata dall'omogeneità delle caratteristiche di qualità transitante in un determinato arco di tempo (un mese) nell'area stessa;
 - i casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS e di mancanza di valori della misura del PCS, valutando altresì l'opportunità di definire uno standard generale relativo al numero massimo consentito di giorni di assenza di misurazione del PCS in un mese;
 - il rafforzamento degli attuali obblighi di informazione a carico delle aziende di trasporto nei confronti in particolare degli utenti del servizio di trasporto;
 - l'eventuale individuazione di un soggetto con ruolo di arbitro nelle eventuali dispute tra aziende di trasporto ed utenti del sistema di trasporto in relazione alla correttezza delle misure del PCS.
- 10.4 Per una migliore regolazione del tema del PCS del gas naturale, l'Autorità richiede comunque a tutti i soggetti interessati una verifica dell'esistenza o meno di altri aspetti rilevanti in tema di PCS del gas naturale che sia opportuno regolare nel provvedimento che l'Autorità intende emanare al termine della presente consultazione.

Spunto di consultazione Q.1: Altri aspetti rilevanti in tema di PCS del gas naturale

Ritenete che vi siano altri aspetti rilevanti in tema di PCS del gas naturale, oltre a quelli esaminati, che sia opportuno regolare nel provvedimento che l'Autorità intende emanare? Se sì, quali?

11. La metodologia di misurazione e controllo del potere calorifico superiore

Gli strumenti di misura del PCS del gas naturale

- 11.1 La tecnologia della gascromatografia da processo è la più accurata ed affidabile disponibile oggi sul mercato ed è largamente impiegata in ambito internazionale per lo stesso scopo. Vi è poi da dire che lo sviluppo della tecnologia della gascromatografia da processo ha portato a rendere ormai disponibili sul mercato modelli di gascromatografi che abbinano alla precisione di misura costi molto più contenuti che in passato.
- 11.2 Un altro aspetto rilevante da considerare è quello che, nell'ipotesi di misura in continuo mediante installazione fissa in punti della rete di trasporto di gascromatografo, il trasportatore non è in grado di pilotare il processo di misura del PCS del gas naturale, a differenza della misura con campionamento manuale, per la quale potrebbe essere determinante la frequenza e il periodo di prelievo del campione soprattutto nei casi di accentuata variabilità del PCS del gas naturale.
- 11.3 L'Autorità ritiene quindi che per una maggiore tutela dei clienti finali del gas naturale ed ai fini di omogeneizzare i comportamenti delle aziende di trasporto sia necessario prevedere che la misura del PCS del gas naturale debba avvenire in continuo esclusivamente mediante gascromatografo con installazione fissa, prevedendo un gascromatografo per ognuna delle AOP di cui ai successivi punti da 11.9 a 11.12; l'installazione del gascromatografo sarebbe facoltativa solo nel caso di gasdotti con un unico punto di alimentazione da una rete di trasporto nazionale o regionale gestita da un'altra impresa di trasporto.
- 11.4 Si ritiene inoltre il valore del PCS del gas naturale debba essere determinato sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della norma ISO 6976; nel caso in cui l'azienda di trasporto intenda determinare il valore del PCS del gas naturale nel rispetto di altra norma, questa deve essere equivalente alla norma ISO 6976 ed essere dichiarata nel codice di rete di trasporto. La determinazione dovrà comunque avvenire sempre sulla base della composizione chimica prendendo in considerazione almeno i seguenti elementi:
- metano – C1;
 - etano – C2;
 - propano – C3;
 - isobutano – iC4;
 - normalbutano – nC4;
 - isopentano – iC5;
 - normalpentano – nC5;
 - esani e superiori – C6+;
 - azoto – N2;
 - ossigeno – O2;
 - anidride carbonica – CO2.

Spunto di consultazione Q.2: Misura e determinazione del PCS del gas naturale

Condividete la posizione dell’Autorità sulla misura e determinazione del PCS del gas naturale? Se no, per quali motivi?

11.5 Ai fini di un effettivo controllo del PCS del gas naturale ma anche della sicurezza del sistema di trasporto, nonché dell’intercambiabilità e della trasportabilità del gas naturale, l’Autorità ritiene necessario che l’azienda di trasporto, che prende in carico il gas immesso, debba effettuare o acquisire la misura del PCS e degli altri parametri di qualità del gas in continuo esclusivamente mediante gascromatografo in corrispondenza di ogni punto di ingresso della rete di trasporto (punti di importazione, punti di immissione da stoccaggi, da giacimenti di produzione e da rigassificatori di Gnl); in tali punti, oltre alla misura del PCS secondo quanto definito al precedente punto, l’azienda di trasporto deve effettuare o acquisire la misura almeno dei seguenti parametri di controllo della qualità del gas:

- densità relativa;
- indice di Wobbe;
- anidride carbonica – CO₂;
- ossigeno – O₂;
- solfuro di idrogeno – H₂S;
- zolfo da mercaptani – SRSH;
- zolfo totale - Stot;
- punto di rugiada acqua;
- punto di rugiada idrocarburi.

11.6 Poiché l’azienda di trasporto è l’unico soggetto in grado di acquisire i parametri di qualità del gas naturale, intesi come il PCS ed i parametri di controllo della qualità del gas, in ingresso al sistema di trasporto, si ritiene che essa debba essere anche responsabile di intercettare, nei minimi tempi tecnici possibili, l’ingresso nella rete di trasporto del gas naturale fuori specifica, ferme restando le disposizioni relative alle responsabilità delle Parti coinvolte nel caso di gas fuori specifica.

Spunto di consultazione Q.3: Parametri di controllo della qualità del gas

Condividete la posizione dell’Autorità sui parametri di controllo della qualità del gas e sulle responsabilità conseguenti per l’azienda di trasporto? Se no, per quali motivi?

11.7 Ai fini della tutela dei clienti finali del gas e dell’equità degli importi richiesti a fronte della fornitura di gas, poiché quello che il cliente finale paga è la fornitura di una quantità di energia attraverso una certa quantità di gas naturale⁸, risulta fondamentale che sia corretta sia la misura del PCS sia la misura dei volumi ad esso associati.

11.8 L’Autorità ritiene quindi che l’azienda di trasporto debba essere responsabile della effettuazione dei controlli e tarature periodiche gli apparati di misura sia del PCS

⁸ Si veda il punto 6.1.

sia dei volumi di gas ad esso associati in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche di riferimento vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, a linee guida definite dal Comitato Italiano Gas.

Spunto di consultazione Q.4: Apparat **di misura del PCS del gas naturale e dei volumi ad esso associati**

Condividete la posizione dell’Autorità su installazione, controllo e taratura degli apparati di misura del PCS e dei volumi di gas ad esso associati? Se no, per quali motivi?

La metodologia di individuazione e modifica delle AOP

11.9 L’Autorità ritiene che la metodologia di attribuzione del PCS ai volumi di gas naturale fornito ai clienti finali adottata da Snam Rete Gas e basata sulle AOP sia ad oggi quella più adatta alle caratteristiche della rete di trasporto, sia nazionale sia regionale, e all’evoluzione attesa per i prossimi anni del sistema di offerta di gas naturale al Paese.

11.10 Tale metodologia deve pertanto essere utilizzata con le integrazioni proposte nel presente documento per la consultazione:

- da Snam Rete Gas;
- da tutte le altre aziende di trasporto che operano in Italia, assumendo che nel caso di gasdotti con un unico punto di alimentazione da una rete di trasporto posta a monte, tali gasdotti costituiscano un’unica AOP caratterizzata dal PCS dell’AOP che alimenta tali gasdotti.

11.11 Data la rilevanza della determinazione dei confini delle AOP e del controllo mensile della loro validità, l’Autorità ritiene che sia necessario rendere più trasparente tale meccanismo mediante l’integrazione dei codici di trasporto con un allegato che riporti la procedura, da adottarsi da tutte le aziende di trasporto, che definisce la metodologia per:

- individuare le AOP;
- confermare o modificare a cadenza mensile i confini delle AOP;
- aggiungere nuovi punti di misura del PCS del gas naturale, a seguito di eccessiva variabilità del PCS, e quindi individuare nuove AOP;
- eliminare punti di misura del PCS del gas naturale, a seguito di mancata variabilità del PCS, e quindi individuare l’aggregazione di una AOP da più AOP esistenti.

11.12 Per la definizione di tale procedura si potrebbe, in alternativa, adottare l’iter seguito per pervenire all’approvazione del codice tipo di distribuzione ai sensi dell’articolo 3, comma 3.1, della deliberazione n. 138/04; in altri termini, il provvedimento in esito alla presente consultazione potrebbe prevedere l’adozione di una procedura tipo, avente i contenuti di cui al punto precedente, in esito ad un procedimento che coinvolgesse, ove possibile, anche le associazioni rappresentative delle imprese e degli utenti del trasporto. La procedura tipo, una volta approvata dall’Autorità, verrebbe resa pubblica e non renderebbe più necessaria l’integrazione dei codici di trasporto con l’allegato di cui al punto precedente.

Spunto di consultazione Q.5: Metodologia di individuazione e modifica delle AOP

Condividete la posizione dell’Autorità sulla procedura che definisce la metodologia per individuare e modificare le AOP? Quale delle due alternative proposte ritenete più adatta per la definizione della procedura di cui sopra?

12. Casi di disfunzioni del sistema di misura del potere calorifico superiore

12.1 La disponibilità del dato di misura del PCS del gas naturale in ogni AOP è basilare per una corretta applicazione dei valori del PCS fornito ai clienti finali. Poiché può capitare che per motivi anche indipendenti dall’azienda di trasporto, ad esempio a seguito di interruzioni dell’energia elettrica o di guasti del gascromatografo, si verifichino delle disfunzioni nell’apparato di misura del PCS del gas fornito che rendano indisponibile la misura, si rende necessaria una regolazione più puntuale di tali casi.

12.2 Ad oggi tale fenomeno è abbastanza contenuto pur non essendo trascurabile: limitandoci al periodo da gennaio a maggio 2004, la disponibilità dei dati in campo per Snam Rete Gas è riportata in tabella 1 ed equivale ad una disponibilità media nel periodo del 94,2%. Tale percentuale sale al 96,8% nel periodo considerato se si tiene conto della disponibilità dei dati desunti da AOP alternative secondo i criteri stabiliti dal codice di rete di trasporto.

Tabella 1 - Disponibilità dei dati di misura di Snam Rete Gas con e senza AOP alternative: periodo gennaio – maggio 2004

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio
% disponibilità dato di misura senza AOP alternativa	92,7	94,42	95,8	93,34	94,77
% disponibilità dato di misura con AOP alternativa	95,83	96,8	97,72	96,25	97,5

12.3 L’Autorità ritiene che sia necessario integrare la regolazione esistente su tale tema con la definizione di standard generali, pari al 95% ed al 98% di disponibilità mensile delle misure orarie per ogni punto di misura del PCS del gas naturale, rispettivamente senza e con AOP alternativa; ai fini del calcolo del livello percentuale effettivo di disponibilità del dato di misura non si terrà conto dei casi di indisponibilità del dato per causa di terzi o per causa di forza maggiore che l’azienda di trasporto sia in grado di documentare. Ai fini dell’azione di vigilanza dell’Autorità si propone di introdurre l’obbligo per l’azienda di trasporto:

- di registrare per ogni punto di misura del PCS del gas naturale e per ogni giorno il numero delle misure orarie disponibili e il numero delle misure orarie non disponibili, distinguendo se per causa maggiore, per causa di terzi o per causa dell’azienda; tali registrazioni devono essere conservate per almeno 5 anni termici successivi a quello in cui è stata effettuata la misura;

- di comunicare all’Autorità entro il 31 dicembre di ogni anno per ogni punto di misura del PCS del gas naturale e per ogni mese dell’anno termico precedente:
 - (i) il numero delle misure giornaliere disponibili;
 - (ii) il numero delle misure giornaliere non disponibili, distinguendo se per causa maggiore, per causa di terzi o per causa dell’azienda;
 - (iii) il numero delle misure orarie disponibili;
 - (iv) il numero delle misure orarie non disponibili, distinguendo se per causa maggiore, per causa di terzi o per causa dell’azienda.

12.4 Data l’importanza della scelta dell’AOP alternativa per la stima della misura in caso di sua indisponibilità, si ritiene che la procedura di cui ai precedenti punti 11.11 e 11.12 debba altresì definire i criteri per l’individuazione dell’AOP alternativa, stabilendo anche quando ciò non sia possibile.

12.5 Poiché comunque l’utilizzo di un’AOP alternativa potrebbe costituire il presupposto di una minore tutela dell’utente del servizio di trasporto, si ritiene opportuno prevedere:

- nel caso in cui sia possibile individuare un’AOP alternativa ai sensi dei criteri di cui al punto precedente, che l’azienda di trasporto sia tenuta a effettuare almeno un campionamento del gas al giorno, con successiva analisi gascromatografica in laboratorio accreditato SINAL, a partire dal quarto giorno successivo a quello in cui è iniziata l’indisponibilità del dato; a partire da tale giorno l’azienda di trasporto utilizzerà la stima più favorevole per l’utente tra quella desunta dall’AOP alternativa e quella calcolata considerando costante il PCS del gas naturale nel corso della giornata e pari al PCS del campione prelevato;
- nel caso in cui non sia possibile individuare un’AOP alternativa ai sensi dei criteri di cui al punto precedente, che l’azienda di trasporto sia tenuta a effettuare almeno un campionamento del gas al giorno, con successiva analisi gascromatografica in laboratorio accreditato SINAL, a partire dal secondo giorno successivo a quello in cui è iniziata l’indisponibilità del dato; l’azienda di trasporto considererà nei giorni in cui è risultata indisponibile la misura e nei quali non è stato ancora effettuato il campionamento il minore dei valori medi giornalieri del PCS del gas naturale in quel punto di misura in quel mese; nei giorni nei quali è stato effettuato il campionamento, un valore medio giornaliero del PCS del gas naturale pari a quello del campione prelevato.

12.6 Si ritiene infine importante che l’azienda di trasporto debba evidenziare nel verbale mensile di misura inviato agli utenti del servizio di trasporto i giorni per i quali la misura del PCS è risultata indisponibile, precisando le modalità, tra quelle indicate al punto precedente, con le quali la misura è stata stimata.

Spunto di consultazione Q.6: Casi di indisponibilità delle misure del PCS del gas naturale

Condividete le proposte dell’Autorità per i casi di indisponibilità della misura del PCS del gas naturale? Se no, per quali motivi?

Spunto di consultazione Q.7: Livelli generali di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale nei punti di ingresso della rete di trasporto

Ritenete che debbano essere previsti livelli generali di disponibilità della misura del PCS del gas naturale nei punti di ingresso della rete di trasporto? Se sì, quali?

13. Il rafforzamento degli attuali obblighi di informazione

13.1 Ancorché le informazioni rese disponibili dalle aziende di trasporto all’Autorità e agli utenti del servizio di trasporto si possano ritenere abbastanza complete, si ritiene che sia opportuno un ulteriore rafforzamento degli obblighi di informazione prevedendo in particolare che l’azienda di trasporto pubblici nel proprio sito internet entro il 5° giorno successivo alla chiusura del mese:

- i valori degli ultimi dodici mesi del valore medio mensile del PCS del gas naturale per ogni punto di alimentazione della rete di trasporto (punti di importazione, punti di immissione da stoccaggi, da giacimenti di produzione nazionale e da rigassificatori di Gnl);
- per il mese precedente a quello in corso, l’elenco delle cabine Remi, con l’AOP di appartenenza e il PCS medio del gas naturale per ogni AOP.

13.2 Per quanto riguarda gli obblighi di informazione delle aziende di trasporto nei confronti dell’Autorità, fatto salvo quanto indicato al precedente punto 12.3, si ritiene che gli attuali obblighi siano per ora adeguati, tenuto conto anche del fatto che comunque l’azienda di trasporto è tenuta a fornire tutte le informazioni richieste dall’Autorità ai sensi dell’articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95.

Spunto di consultazione Q.8: Obblighi di informazione dell’azienda di trasporto in tema di PCS del gas naturale

Condividete le proposte dell’Autorità di rafforzamento degli obblighi di informazione dell’azienda di trasporto in tema di PCS del gas naturale? Se no, per quali motivi? Ritenete che vi siano altre informazioni che l’azienda di trasporto dovrebbe rendere disponibile in tema di PCS del gas naturale? Se sì, quali?

14. Eventuale soggetto terzo arbitro sulle misure del potere calorifico superiore

14.1 Come già ricordato nei precedenti paragrafi 7 e 8 del presente documento per la consultazione, i codici di rete di trasporto in vigore non prevedono un soggetto terzo con funzione di arbitro in caso di contestazioni della misura del PCS del gas naturale nei confronti del trasportatore da parte dell’utente del servizio di trasporto.

14.2 Ancorché al momento non si abbiano segnali di un numero significativo di casi di contestazioni, l’evoluzione dell’offerta di gas naturale dei prossimi anni (vedi quanto esposto al precedente punto 9.3) potrebbe portare ad una maggiore rilevanza di tale fenomeno.

14.3 Il contenzioso tra il trasportatore e l’utente del servizio di trasporto potrebbe sorgere in merito alla misurazione del PCS e degli altri parametri di controllo della

qualità del gas, alla misurazione del volume di gas, alla mancata o ritardata intercettazione del gas naturale fuori specifica, alla mancata o non corretta applicazione della procedura di cui ai punti 11.11 e 11.12.

- 14.4 Considerato pertanto che le possibili materie fonte di contenzioso sono diverse tra loro e che sembra difficile individuare per tutte un unico soggetto terzo in possesso di adeguate competenze a cui affidare il compito di arbitro, l'Autorità ritiene opportuno che, almeno nella fase attuale, le parti in causa definiscano autonomamente la risoluzione delle controversie secondo modalità indicate nei codici di rete di trasporto.

Spunto di consultazione Q.9: Arbitro terzo in caso di contestazioni della misura del PCS del gas naturale

Condividete la scelta dell'Autorità di rinvio dell'individuazione di un soggetto terzo che funga da arbitro in caso di contestazioni della misura del PCS del gas naturale? Se no, per quali motivi? Nel caso riteniate opportuno individuare fin d'ora tale arbitro, quale soggetto terzo ritenete sia opportuno individuare?

15. I tempi di attuazione

- 15.1 Al fine di assicurare una adeguata gradualità, nonché il tempo per installare gli apparati di misura e approntare i necessari strumenti di registrazione e le procedure aziendali, l'Autorità propone che gli obblighi stabiliti per le imprese di trasporto dal provvedimento che verrà emanato in esito alla presente consultazione, ad integrazione della regolazione vigente in tema di PCS del gas naturale, debbano decorrere dall'1 ottobre 2005 per i punti già dotati di gascromatografo mentre, per i punti non ancora dotati di gascromatografo, che le imprese di trasporto siano tenute ad installare gli stessi entro il 30 settembre 2006 e ad attuare il provvedimento per tali punti di misura a partire dall'1 ottobre 2006.

Spunto di consultazione Q.10: Tempi di attuazione

Condividete i tempi di attuazione proposti dall'Autorità? Se no, per quali motivi?

Appendice - Versione preliminare del provvedimento

Nella presente appendice viene riportato il testo preliminare del provvedimento di regolazione del potere calorifico del gas naturale che recepisce le proposte contenute nel presente documento per la consultazione.

Articolo 1 *Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento recante disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di regolazione e controllo del potere calorifico del gas naturale, si applicano le definizioni dell'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), e le seguenti definizioni :

- “anno termico” è il periodo compreso tra il primo ottobre e il trenta settembre dell'anno successivo;
- “Area Omogenea di Prelievo” (AOP) è la porzione di rete di trasporto per la quale l'impresa di trasporto assume che il valore del PCS medio mensile del gas naturale riconsegnato sia uguale per tutti i punti di riconsegna a meno di una tolleranza del +/- 2%;
- “attività di trasporto” è l'attività di cui all'articolo 2, comma 1, lettera ii) del decreto legislativo n. 164/00;
- “impresa di trasporto” è l'impresa che svolge l'attività di trasporto;
- “Potere Calorifico Superiore” (PCS) è la quantità di calore prodotta dalla combustione completa, a pressione costante di 1,01325 bar, dell'unità di volume del gas, considerando i costituenti della miscela combustibile nelle condizioni standard (temperatura di 15 °C e pressione assoluta di 1,01325 bar) e riportando i prodotti della combustione a queste stesse condizioni; l'acqua prodotta dalla combustione si suppone condensata; l'unità di misura è megajoule al metro cubo di gas secco in condizioni standard;
- “punti di ingresso della rete di trasporto” sono i punti di importazione ed i punti di immissione da stoccaggi, da giacimenti di produzione e da rigassificatori di Gnl;
- “punti di misura del PCS” sono i punti di misura del PCS del gas naturale diversi dai punti di ingresso della rete di trasporto;
- “rete di trasporto nazionale” è la rete di trasporto definita con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 18 del 23 gennaio 2001,

emanato ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00 e aggiornata ai sensi del medesimo articolo;

- “rete di trasporto regionale” è una rete di gasdotti sul territorio nazionale per mezzo dei quali viene svolta l'attività di trasporto, diversa dalla rete di trasporto nazionale.

Articolo 2

Ambito di applicazione

- 2.1 Le imprese di trasporto sono tenute al rispetto di quanto disposto dal presente provvedimento.

Articolo 3

Misura del PCS del gas naturale nelle AOP

- 3.1 L'impresa di trasporto è responsabile della misura in continuo del PCS del gas naturale mediante gascromatografo con installazione fissa, proprio o di terzi, nei punti di misura del PCS.
- 3.2 Le AOP costituite da gasdotti con un unico punto di alimentazione da una rete di trasporto nazionale o regionale gestita da un'altra impresa di trasporto si considerano caratterizzate dal PCS dell'AOP che alimenta tali gasdotti. In tali AOP l'installazione del gascromatografo è facoltativa.
- 3.3 La determinazione del valore del PCS del gas naturale deve avvenire sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della norma ISO 6976 o equivalente. L'impresa di trasporto dichiara nel codice di rete di trasporto la norma di riferimento.
- 3.4 La determinazione del valore del PCS deve avvenire prendendo in considerazione almeno i seguenti elementi:
- metano – C₁;
 - etano – C₂;
 - propano – C₃;
 - isobutano – iC₄;
 - normalbutano – nC₄;
 - isopentano – iC₅;
 - normalpentano – nC₅;
 - esani e superiori – C₆⁺;
 - azoto – N₂;
 - ossigeno – O₂;
 - anidride carbonica – CO₂.
- 3.5 L'impresa di trasporto è responsabile di verificare che i controlli e le tarature periodiche degli apparati di misura del PCS nei punti di misura del PCS e dei volumi di gas ad esso associati siano effettuati in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche di riferimento vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, a linee guida definite dal Comitato Italiano Gas.

Articolo 4

Misura del PCS e dei parametri di controllo della qualità del gas nei punti di ingresso della rete

- 4.1 L'impresa di trasporto è responsabile della misura in continuo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas effettuata mediante gascromatografo con installazione fissa, proprio o di terzi, in corrispondenza dei punti di ingresso della rete di trasporto.
- 4.2 In corrispondenza di ciascuno dei punti di ingresso della rete di trasporto l'impresa di trasporto è responsabile della misura, oltre che del PCS secondo quanto disposto dai precedenti commi 3.3 e 3.4, anche di almeno i seguenti parametri di controllo della qualità del gas:
- densità relativa;
 - indice di Wobbe;
 - anidride carbonica – CO₂;
 - ossigeno – O₂;
 - solfuro di idrogeno – H₂S;
 - zolfo da mercaptani – S_{RSH};
 - zolfo totale - S_{tot};
 - punto di rugiada acqua;
 - punto di rugiada idrocarburi.
- 4.3 L'impresa di trasporto è responsabile di intercettare, nel rispetto delle leggi vigenti in materia e nei minimi tempi tecnici possibili, l'ingresso nella rete di trasporto di gas naturale fuori specifica, ferme restando le responsabilità delle parti coinvolte nell'ingresso di gas fuori specifica.
- 4.4 L'impresa di trasporto è responsabile di verificare che i controlli e le tarature periodiche degli apparati di misura del PCS e dei parametri di qualità del gas in corrispondenza dei punti di ingresso della rete e dei volumi di gas ad essi associati siano effettuati in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche di riferimento vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, a linee guida definite dal Comitato Italiano Gas.
- 4.5 L'installazione del gascromatografo è facoltativa in corrispondenza dei punti di ingresso della rete di trasporto caratterizzati da volumi giornalieri di gas inferiori a 100.000 standard metri cubi. Nel caso in cui non sia installato un gascromatografo, l'impresa di trasporto è tenuta a effettuare almeno un campionamento del gas al mese, con successiva analisi gascromatografica in laboratorio accreditato SINAL.

Articolo 5

Metodologia di individuazione e modifica delle AOP

- 5.1 L'impresa di trasporto definisce la metodologia per:
- a) individuare le AOP;
 - b) confermare o modificare a cadenza mensile i confini delle AOP;

- c) aggiungere nuovi punti di misura del PCS del gas naturale, a seguito di eccessiva variabilità del PCS, con conseguente individuazione di nuove AOP;
 - d) aggregare più AOP esistenti, a seguito di prolungata assenza di modifiche dei confini delle AOP, con conseguente eliminazione di punti di misura del PCS esistenti;
 - e) individuare un'AOP alternativa per l'attribuzione del valore giornaliero del PCS di una AOP in caso di indisponibilità del valore giornaliero della misura del PCS in una AOP.
- 5.2 L'impresa di trasporto integra il proprio codice di rete di trasporto con un allegato che riporti la procedura che definisce la metodologia di cui al comma precedente entro i 90 (novanta) giorni successivi all'approvazione di tale procedura da parte dell'Autorità.

Articolo 6

Indisponibilità della misura del PCS del gas naturale

- 6.1 La misura oraria del PCS del gas naturale in un punto di misura relativa ad un'ora si ritiene disponibile se, con riferimento alle misure effettuate nell'ora considerata, il PCS è stato validamente rilevato per almeno la metà delle misure effettuate.
- 6.2 La misura giornaliera del PCS del gas naturale in un punto di misura relativa ad un giorno si ritiene disponibile se, con riferimento alle misure orarie riferite al giorno considerato, sono disponibili le misure orarie relative ad almeno 20 (venti) ore anche non consecutive.
- 6.3 Nel caso in cui per un punto di misura del PCS del gas naturale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale relativa ad un giorno, l'impresa di trasporto attribuisce al punto di misura la misura giornaliera del PCS rilevata nello stesso giorno in un'AOP alternativa individuata ai sensi della metodologia di cui al precedente comma 5.1, lettera e).
- 6.4 Nel caso in cui sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale relativa ad un giorno, l'impresa di trasporto è tenuta a effettuare almeno un campionamento del gas al giorno nel punto di misura del PCS dell'AOP per la quale si è reso indisponibile il dato giornaliero, con successiva analisi gascromatografica in laboratorio accreditato SINAL, a partire dal quarto giorno successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato. Oltre tale giorno l'impresa di trasporto utilizzerà la stima più favorevole per l'utente tra quella desunta dall'AOP alternativa e quella calcolata considerando costante il PCS del gas naturale nel corso della giornata e pari al PCS del campione prelevato.
- 6.5 Nel caso in cui non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale relativa ad un giorno, l'impresa di trasporto è tenuta a effettuare almeno un campionamento del gas al giorno nel punto di misura del PCS dell'AOP per la quale si è reso indisponibile il dato giornaliero, con successiva analisi gascromatografica in

laboratorio accreditato SINAL, a partire dal secondo giorno successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato. L'impresa di trasporto considera:

- a) nei giorni in cui è risultata indisponibile la misura e nei quali non è stato ancora effettuato il campionamento, il minore dei valori medi giornalieri del PCS del gas naturale in quel punto di misura in quel mese;
- b) nei giorni nei quali è stato effettuato il campionamento, un valore medio giornaliero del PCS del gas naturale pari a quello del campione prelevato.

Articolo 7

Livelli generali di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale

- 7.1 I livelli generali di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale nei punti di misura del PCS sono definiti nella tabella A.

Tabella A – Livelli generali relativi alla disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale

Indicatore	Livello generale
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale senza considerare un'AOP alternativa	95%
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'AOP alternativa	98%

- 7.2 Ai fini del rispetto dei livelli generali di cui al comma precedente non si tiene conto dei casi di indisponibilità del dato per le cause di cui all'Articolo 8, comma 8.1, lettere a) e b).
- 7.3 I livelli generali di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale sono calcolati per ogni punto di misura del PCS del gas naturale, fatto salvo quanto previsto all'Articolo 3, comma 3.2.

Articolo 8

Cause dell'indisponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale

- 8.1 L'impresa di trasporto registra le cause dell'indisponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale con riferimento a:
- a) cause di forza maggiore, intese come eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti autorizzativi;
 - b) cause esterne, intese come danni provocati da terzi per fatti non imputabili all'impresa di trasporto,
 - c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate.
- 8.2 Per le misure orarie del PCS del gas naturale le cui cause di indisponibilità rientrano nelle classi di cui al precedente comma, lettere a) e b), l'impresa di trasporto documenta la causa dell'indisponibilità della misura.

Articolo 9

Registrazione di informazioni e di dati

- 9.1 L'impresa di trasporto predispone appropriati strumenti, anche informatici, al fine di registrare le informazioni e i dati relativi alle attività regolate dal presente provvedimento.
- 9.2 L'impresa di trasporto registra per ogni punto di misura:
- a) il codice univoco con cui identifica il punto di misura e la sua ubicazione, distinguendo tra punti di misura del PCS e punti di ingresso della rete di trasporto, a loro volta suddivisi tra importazione, stoccaggio, produzione e rigassificazione Gnl;
 - b) le grandezze misurate distinguendo tra PCS del gas naturale e parametri di controllo della qualità del gas;
 - c) il soggetto che effettua la misura;
 - d) per ciascuna delle grandezze misurate di cui alla precedente lettera b) e per ogni giorno, nel caso di misura con gascromatografo:
 - (i) il numero di ore nelle quali è stata disponibile la misura;
 - (ii) il numero di ore nelle quali la misura non è stata disponibile, distinguendo in base alle cause di cui al precedente Articolo 8, comma 8.1;
 - e) per ciascuna delle grandezze misurate di cui alla precedente lettera b) e per ogni mese, nel caso di misura con analisi di un campione di gas naturale, il numero dei campioni analizzati.

Articolo 10

Verificabilità delle informazioni e dei dati registrati

- 10.1 Al fine di consentire l'effettuazione di controlli per accertare la veridicità delle informazioni e dei dati comunicati e assicurare il rispetto delle disposizioni contenute nel presente provvedimento, l'impresa di trasporto:
- a) mantiene gli strumenti di cui comma 9.1, continuamente aggiornati con le informazioni e i dati richiesti;
 - b) assicura la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati mediante adeguati sistemi di collegamento, anche informatici, tra archivi commerciali, archivi tecnici e mediante ogni altra documentazione ritenuta necessaria;
 - c) conserva in modo ordinato ed accessibile tutta la documentazione necessaria per assicurare la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati, per un periodo non inferiore a (cinque) 5 anni termici successivi a quello a cui si riferiscono le informazioni ed i dati.

Articolo 11

Comunicazione dell'impresa di trasporto all'Autorità e pubblicazione delle informazioni e dei dati forniti

- 11.1 A partire dal 2006 l'impresa di trasporto comunica all'Autorità entro il 31 dicembre di ogni anno, per ciascun mese dell'anno termico precedente:
- a) per ogni punto di misura del PCS e per ogni punto di ingresso della rete dotati di gascromatografo:

- (i) il numero dei giorni nei quali sono disponibili le misure distinguendo tra misure del PCS e dei parametri di controllo della qualità del gas;
 - (ii) il numero dei giorni nei quali non sono disponibili le misure, distinguendo tra misure del PCS e misure dei parametri di controllo della qualità del gas e tra le cause di cui al precedente Articolo 8;
 - (iii) il numero di misure orarie disponibili distinguendo tra misure del PCS e dei parametri di controllo della qualità del gas;
 - (iv) il numero di misure orarie che non sono disponibili, distinguendo tra misure del PCS e misure dei parametri di controllo della qualità del gas e tra le cause di cui al precedente Articolo 8;
- b) per ogni punto di misura del PCS e per ogni punto di ingresso della rete non dotati di gascromatografo il numero di campioni di gas analizzati.

11.2 A partire dal 2006 l'impresa di trasporto comunica all'Autorità entro il 31 dicembre di ogni anno con riferimento al 30 settembre dell'anno termico precedente:

- a) i punti di misura del PCS e la relativa ubicazione, distinguendo tra quelli dotati e quelli non dotati di gascromatografo;
- b) i punti di ingresso della rete di trasporto e la relativa ubicazione, distinguendo tra quelli dotati e quelli non dotati di gascromatografo e suddivisi tra:
 - (i) importazione;
 - (ii) stoccaggio;
 - (iii) produzione;
 - (iv) rigassificazione di Gnl.

11.3 L'Autorità può utilizzare le informazioni ed i dati di cui al comma precedente ai fini della loro pubblicazione, anche comparativa.

Articolo 12

Obblighi di informazione dell'impresa di trasporto

12.1 L'impresa di trasporto evidenzia nel verbale mensile di misura inviato agli utenti del servizio di trasporto i giorni per i quali la misura del PCS è risultata indisponibile, precisando le modalità con le quali la misura è stata stimata.

12.2 L'impresa di trasporto pubblica nel proprio sito internet entro il quinto giorno di ciascun mese:

- a) i valori degli ultimi dodici mesi del valore medio mensile del PCS del gas naturale per ogni punto di ingresso della rete di trasporto;
- b) per il mese precedente a quello in corso, l'elenco delle cabine Remi, con l'AOP di appartenenza e il PCS medio del gas naturale per ogni AOP.

Articolo 13

Disposizioni transitorie

13.1 In deroga a quanto previsto dall'Articolo 3, comma 3.1, e dall'Articolo 4, comma 4.1, l'impresa di trasporto dota entro il 30 settembre 2006 di gascromatografo i punti di misura che ne siano sprovvisti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

Articolo 14
Disposizioni finali

14.1 Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dall'1 ottobre 2005.