



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE TECNICA

**PRESUPPOSTI E FONDAMENTI
DELLE DISPOSIZIONI GENERALI
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
IN TEMA DI QUALITÀ DEL GAS NATURALE**

(deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05)

6 settembre 2005

INDICE

1. Premessa	3
2. Il quadro normativo e giuridico.....	3
3. La regolazione della qualità del gas pre-esistente al provvedimento	5
<i>Le tariffe di distribuzione</i>	<i>5</i>
<i>I corrispettivi per servizi forniti da soggetti della filiera del gas</i>	<i>5</i>
<i>Le condizioni di fornitura del gas ai clienti finali da parte dei venditori.....</i>	<i>6</i>
<i>L'accesso alle reti di trasporto</i>	<i>6</i>
<i>L'accesso alle reti di distribuzione</i>	<i>6</i>
<i>I controlli della qualità del gas fornito ai clienti finali</i>	<i>7</i>
4. Principali contenuti del documento per la consultazione.....	7
<i>La metodologia di misurazione e controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas.....</i>	<i>7</i>
<i>Le modalità di gestione dei casi di gas naturale fuori specifica</i>	<i>8</i>
<i>I casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS e dei parametri di qualità del gas</i>	<i>8</i>
<i>Il rafforzamento degli obblighi di informazione delle imprese di trasporto.....</i>	<i>8</i>
<i>La risoluzione di dispute in tema di correttezza delle misure del PCS.....</i>	<i>9</i>
5. Le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale	9
<i>Le definizioni.....</i>	<i>9</i>
<i>I parametri di qualità del gas</i>	<i>10</i>
<i>La misura ed il controllo dei parametri di qualità del gas.....</i>	<i>10</i>
<i>La metodologia di individuazione delle AOP</i>	<i>12</i>
<i>La misura ed il controllo dei volumi del gas</i>	<i>13</i>
<i>L'intercettazione del gas fuori specifica.....</i>	<i>13</i>
<i>I casi di indisponibilità della misura del PCS e degli altri parametri di qualità del gas.....</i>	<i>14</i>
<i>Obblighi di registrazione ed informazione delle imprese trasporto.....</i>	<i>15</i>
<i>Obblighi di informazione delle imprese di Gnl, produzione e stoccaggio.....</i>	<i>16</i>
<i>La risoluzione di dispute in tema di correttezza delle misure del PCS.....</i>	<i>16</i>
<i>I riflessi sui codici di trasporto</i>	<i>16</i>
<i>Tempi di attuazione del provvedimento</i>	<i>17</i>

1. Premessa

La presente relazione tecnica descrive i fondamenti giuridici ed i principali contenuti del provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) recante disposizioni generali in materia di qualità del gas naturale, approvato con la deliberazione 6 settembre 2005, n.185/05 (di seguito: provvedimento).

Tale provvedimento costituisce l'esito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 17 febbraio 2005, n. 24/05 (di seguito: deliberazione n. 24/05), per la formazione di provvedimenti in materia di potere calorifico superiore del gas naturale, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere *g*) e *h*), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95).

L'emanazione del provvedimento tiene conto delle osservazioni inviate dai soggetti interessati al documento per la consultazione 8 giugno 2005 "Regolazione del potere calorifico del gas naturale" (di seguito: documento per la consultazione). Con tale documento l'Autorità ha formulato proposte in relazione alla regolazione dei quattro seguenti aspetti generali della qualità del gas naturale:

- a) la metodologia di misurazione e controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale;
- b) le modalità di gestione dei casi di gas naturale fuori specifica;
- c) i casi di disfunzioni del sistema di misura dei parametri di qualità e di mancanza di valori della misura stessa;
- d) il rafforzamento degli obblighi di informazione a carico delle imprese di trasporto.

L'Autorità, nell'emanare la deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05, recante i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, ha tenuto conto dei costi derivanti per le imprese di trasporto dall'attuazione del provvedimento recante disposizioni generali in materia di qualità del gas naturale.

2. Il quadro normativo e giuridico

La legge n. 481/95, nell'istituire l'Autorità, le ha assegnato poteri e funzioni per lo sviluppo dei propri interventi in materia di qualità dei servizi, ivi inclusa la qualità del gas:

- 1) promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore del gas, a tutela degli interessi di utenti e dei consumatori e tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo (articolo 1, comma 1);
- 2) controllo dello svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili (articolo 2, comma 12, lettera *g*);
- 3) emanazione di direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi (articolo 2, comma 12, lettera *h*);
- 4) irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, in caso di inosservanza dei propri provvedimenti ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri (articolo 2, comma 20, lettera *c*).

Oltre a ciò, l'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, prevede che le pubbliche amministrazioni e le imprese siano tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle sue funzioni.

Per quanto riguarda l'attività di trasporto del gas naturale, vi sono altri importanti riferimenti normativi e giuridici:

- 1) la legge 6 dicembre 1971, n. 1083, che definisce norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile per uso domestico e similare, nella cui definizione rientra il gas naturale;
- 2) il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), che:
 - (i) all'articolo 8, comma 1, definisce l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale come un'attività di interesse pubblico;
 - (ii) all'articolo 8, comma 6, stabilisce che le imprese di trasporto e dispacciamento del gas naturale sono tenute a garantire l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio;
- 3) l'articolo 1, comma 2, lettera *b*, della legge 23 agosto 2004, n. 239 che conferma l'interesse pubblico che caratterizza l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale.

L'Autorità ha individuato con la deliberazione 22 luglio 2004, n. 125/04 (di seguito: deliberazione n. 125/04), tre parametri di qualità del gas da sottoporre a controllo in campo:

- a) il potere calorifico del gas (di seguito: PCS);
- b) il grado di odorizzazione;
- c) la pressione di fornitura.

Mentre degli ultimi due parametri è responsabile l'impresa di distribuzione (per la pressione di fornitura sono fatte peraltro salve le responsabilità contrattuali del soggetto che introduce il gas da distribuire), la misura e il controllo del PCS e degli ulteriori parametri di qualità del gas, già indicati nei codici di trasporto approvati dall'Autorità, competono alle imprese di trasporto.

Il PCS e gli ulteriori parametri di qualità del gas sono rilevanti per il cliente finale:

- a) ai fini economici, in quanto il PCS rappresenta l'energia fornita; esso è calcolato in condizioni standard, cioè alla temperatura di 15° C e alla pressione assoluta di 1,01325 bar;
- b) ai fini della sicurezza, in quanto il PCS, attraverso l'indice di Wobbe¹, indica quanto il gas è idoneo ad essere utilizzato nelle apparecchiature del cliente finale; ai fini della sicurezza per il cliente finale sono importanti anche gli altri parametri di qualità del gas, in quanto il loro mantenersi all'interno dei valori limite fissati dai codici di trasporto assicura la compatibilità tecnica con l'uso del gas da parte del cliente finale e l'assenza di fenomeni di corrosione sugli impianti e sulle apparecchiature di utilizzazione del gas.

Con la definizione delle disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale l'Autorità stabilisce obblighi a garanzia della sicurezza del servizio di trasporto del gas, intesa anche come tutela dell'integrità fisica delle persone e delle cose, e finalizzati alla salvaguardia di diritti costituzionalmente garantiti, quali il diritto alla salute e il diritto di proprietà.

¹ L'indice di Wobbe è dato dalla formula: $W = \frac{PCS}{\sqrt{d}}$, dove d è la densità relativa del gas rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard.

3. La regolazione della qualità del gas pre-esistente al provvedimento

Vengono di seguito richiamate in modo sintetico le disposizioni emanate dall'Autorità in tema di qualità del gas pre-esistenti al provvedimento.

Le tariffe di distribuzione

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 2, 16 e 17, comma 1.

L'articolo 4, comma 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).

L'articolo 16 della deliberazione n. 237/00 stabilisce che il PCS effettivo del gas naturale 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 località 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 provvede all'emissione di fattura di conguaglio ai propri clienti, entro il 31 dicembre successivo all'anno termico t .

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 .

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'impresa di trasporto si ripercuota direttamente sui clienti finali anche se con un ritardo di un anno.

La deliberazione n. 170/04 stabilisce che l'impresa di distribuzione applica ai clienti 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 1, della deliberazione n. 138/04.

I corrispettivi per servizi forniti da soggetti della filiera del gas

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. 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).

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'impresa di trasporto e riportati nei verbali di misura del gas consegnato nei punti di alimentazione delle reti di distribuzione.

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

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.

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

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".

L'Autorità ha definito tali criteri e obblighi con la deliberazione n. 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02). L'articolo 19, comma 1, di tale deliberazione stabilisce che l'impresa di trasporto rediga 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.

In attuazione della deliberazione n. 137/02 le imprese di trasporto Snam Rete Gas SpA e di Edison T&S SpA hanno predisposto i relativi codici: in essi, approvati con le deliberazioni dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03 e 12 dicembre 2003, n. 144/03, vengono regolati aspetti dell'attività di trasporto peculiari di ciascuno dei due soggetti, tra i quali anche il tema della qualità del gas trasportato.

Rimangono tuttavia alcuni aspetti relativi al PCS e agli altri parametri di qualità del gas naturale, di carattere generale ed indipendenti dal soggetto che esercita l'attività di trasporto del gas naturale, che richiedono una più puntuale regolazione.

L'accesso alle reti di distribuzione

L'Autorità ha poi regolato l'accesso alle reti di distribuzione con la deliberazione n. 138/04 che prevede:

- all'articolo 3, comma 1, l'adozione da parte dell'Autorità di un codice tipo di riferimento;
- all'articolo 3, comma 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 siano determinate con successivo provvedimento dell'Autorità; fino all'emanazione di tale provvedimento valgono le disposizioni della deliberazione n. 237/00.

Con determinazione del Direttore Generale dell'Autorità n. 170/04 è stato istituito un gruppo di lavoro cui partecipano le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, di vendita e degli shipper allo scopo di elaborare la proposta di codice tipo di riferimento, prevedendo una consultazione on line sui documenti prodotti nell'ambito del gruppo di lavoro.

I controlli della qualità del gas fornito ai clienti finali

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 di tre parametri di qualità del gas (grado di odorizzazione, PCS e pressione del gas).

Nel corso di tale campagna sono stati effettuati una cinquantina di controlli a seguito dei quali sono stati riscontrati:

- tre impianti con odorizzazione non conforme alla legislazione e normativa vigente in materia;
- un impianto con pressione relativa del gas non conforme alla legislazione e normativa vigente in materia.

Non sono stati invece rilevati valori del PCS al di fuori dei limiti ammessi dai codici di trasporto approvati dall'Autorità.

L'Autorità ha confermato con la deliberazione 27 luglio 2005, n. 157/05 la validità del controllo in campo di tali parametri di qualità, ivi incluso il PCS del gas, prevedendo un nuovo piano di controlli per il periodo 1 ottobre 2005 - 30 settembre 2006 da effettuarsi con le stesse modalità della precedente campagna.

4. Principali contenuti del documento per la consultazione

Il documento per la consultazione prevedeva un'integrazione alla regolazione vigente in tema di qualità del gas naturale sui seguenti aspetti generali:

- la metodologia di misurazione e controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale;
- le modalità di gestione dei casi di gas naturale fuori specifica;
- i casi di disfunzioni del sistema di misura dei parametri di qualità e di mancanza di valori della misura stessa;
- il rafforzamento degli obblighi di informazione a carico delle imprese di trasporto.

La metodologia di misurazione e controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas

Per quanto riguarda la metodologia di misurazione e controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale l'Autorità ha proposto che:

- la misura del PCS del gas naturale dovesse avvenire in continuo esclusivamente mediante gascromatografi con installazione fissa, prevedendo un gascromatografo per ognuna delle Aree Omogenee di Prelievo (di seguito: AOP), sulla base della norma ISO 6976;
- la misura del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale dovesse avvenire in corrispondenza di ogni punto di ingresso della rete di trasporto;
- l'installazione e la verifica degli apparati di misura del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale dovessero essere conformi alla legislazione e alle norme tecniche vigenti in materia;
- tutte le imprese di trasporto adottassero una metodologia di individuazione delle AOP analoga a quella adottata da Snam Rete Gas, allegando al proprio codice di rete di trasporto la metodologia per l'individuazione, a cadenza mensile, delle Aree Omogenee di Prelievo, per la loro conferma o modifica, per la loro creazione o eliminazione.

Le modalità di gestione dei casi di gas naturale fuori specifica

Per i casi di gas naturale fuori specifica si è proposto l'obbligo per le imprese di trasporto di intercettare, nel rispetto delle leggi vigenti in materia e nei minimi tempi tecnici possibili, l'ingresso nella rete di trasporto di tale gas, ferme restando le responsabilità delle parti coinvolte nell'ingresso di gas fuori specifica.

I casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS e dei parametri di qualità del gas

Per i casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS del gas naturale che provochino la mancanza di valori della misura del PCS, l'Autorità ha proposto:

- 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 per le imprese di trasporto 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 fosse possibile o meno individuare un'AOP alternativa.

Poiché l'utilizzo di un'AOP alternativa a quella in cui si è verificata l'indisponibilità del dato di misura potrebbe costituire il presupposto di una minore tutela dell'utente del servizio di trasporto, il documento per la consultazione ha in particolare previsto, nel caso in cui sia possibile individuare un'AOP alternativa, che l'azienda di trasporto sia tenuta ad 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; l'Autorità ha inoltre proposto che a partire da tale giorno l'azienda di trasporto utilizzi 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.

Il rafforzamento degli obblighi di informazione delle imprese di trasporto

Il documento per la consultazione prevedeva inoltre il rafforzamento degli obblighi di informazione delle imprese di trasporto nei confronti dei propri utenti ed in particolare che l'impresa di trasporto pubblicasse 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'AOP di appartenenza e il PCS medio del gas naturale per ogni AOP.

La risoluzione di dispute in tema di correttezza delle misure del PCS

Per quanto riguarda infine l'eventuale individuazione di un soggetto con ruolo di arbitro nelle eventuali dispute tra imprese di trasporto ed utenti del sistema di trasporto in relazione alla correttezza delle misure del PCS, l'Autorità ha proposto nel documento per la consultazione che, almeno nella fase attuale, le parti in causa definiscano autonomamente nei contratti tra esse stipulati forme di arbitrato per la risoluzione delle controversie.

5. Le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale

Il provvedimento si pone i seguenti obiettivi:

- individuare gli aspetti generali di regolazione della qualità del gas naturale a cui devono attenersi tutte le imprese che svolgono l'attività di trasporto;
- contrastare il rischio di peggioramento delle modalità di determinazione e controllo dei parametri di qualità del gas a seguito:
 - a) dell'assenza di una regolazione puntuale degli aspetti rilevanti connessi con tale attività;
 - b) della sempre maggiore attenzione alla riduzione dei costi operativi da parte dei soggetti che gestiscono le attività di trasporto;
 - c) del previsto avvio di nuovi terminali Gnl nonché della realizzazione di nuove linee dirette di importazione e del conseguente aumento della variabilità dei parametri di qualità del gas;
- omogeneizzare le 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.

Vengono presentate di seguito i principali contenuti del provvedimento, richiamando le osservazioni presentate dai soggetti all'interno del processo di consultazione ed evidenziando le differenze rispetto alle proposte presentate nel documento per la consultazione.

Le definizioni

Nella formulazione del provvedimento è stata posta particolare cura nella verifica della sua coerenza con la pre-esistente regolazione dell'Autorità in tema di PCS del gas naturale; a tal fine si è fatto esplicito riferimento alle definizioni, ove già individuate, previste dal decreto legislativo n. 164/00 e dalle precedenti deliberazioni dell'Autorità.

Nel provvedimento sono state inoltre riprese alcune definizioni della deliberazione n. 166/05 (ad esempio quelle di "anno termico", "rete nazionale di gasdotti" e di "reti regionali di gasdotti") ed alcune definizioni contenute nel Glossario dei codici di trasporto (ad esempio quelle di "densità relativa", "giorno gas", "Indice di Wobbe").

Si evidenziano inoltre alcune nuove definizioni introdotte dal provvedimento e ritenute particolarmente rilevanti:

- "Area Omogenea di Prelievo" (AOP), definita come la porzione di rete di trasporto per la quale il valore del PCS medio mensile del gas naturale riconsegnato sia uguale per tutti i punti di riconsegna e presenti, rispetto ai valori del PCS medio mensile del gas naturale delle AOP

adiacenti, una differenza non superiore al $\pm 2\%$: l'introduzione di tale definizione è finalizzata ad omogeneizzare le modalità di misura e di controllo del PCS adottate dalle imprese di trasporto chiarendo in modo univoco che le Aree Omogenee di Prelievo non devono corrispondere a partizioni fisse della rete di trasporto individuate con criteri di competenza geografica di aree di gestione ma devono invece rappresentare porzioni di rete, eventualmente variabili nel tempo, a PCS omogeneo;

- “gas naturale fuori specifica”, definito come il gas naturale caratterizzato da uno o più parametri di qualità, individuati dall'articolo 3, comma 1, che non rispettano i limiti specificati dall'impresa di trasporto nel proprio codice approvato dall'Autorità: la nuova definizione rappresenta il presupposto della regolazione dei casi di fuori specifica e dei conseguenti obblighi di servizio in capo alle imprese di trasporto ed agli altri soggetti interessati;
- “punto di ingresso della rete di trasporto”, inteso come un punto di importazione o di immissione da un impianto di stoccaggio, da un giacimento di gas naturale in produzione, da un impianto di Gnl o da una rete di trasporto gestita da un'altra impresa di trasporto: la definizione è funzionale all'introduzione di obblighi di misura e controllo differenziati tra “punti di misura di una AOP” nei quale avviene la misura del solo PCS del gas naturale ai fini della determinazione del PCS del gas naturale riconsegnato in tutti i punti di riconsegna appartenenti a quella AOP, e “punti di misura in ingresso”, cioè punti di misura in corrispondenza di un punto di ingresso della rete di trasporto, nei quali avviene la misura dei parametri di qualità , compreso il PCS, del gas naturale immesso in quel punto nella rete di trasporto.

I parametri di qualità del gas

Un aspetto rilevante del provvedimento è l'individuazione, all'articolo 3, dei parametri di qualità del gas naturale che sono interessati dalle Disposizioni generali dell'Autorità in tema di qualità del gas.

Tali parametri di qualità del gas naturale, a garanzia della sicurezza del sistema di trasporto, nonché dell'intercambiabilità e della trasportabilità del gas naturale, sono i seguenti:

- PCS;
- 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 dell'acqua;
- punto di rugiada degli idrocarburi.

La misura ed il controllo dei parametri di qualità del gas

Per quanto riguarda la metodologia di misurazione dei parametri di qualità del gas naturale, sia le imprese di trasporto che gli altri soggetti interessati hanno in generale condiviso l'impostazione proposta dall'Autorità.

Pertanto il provvedimento stabilisce che la misura del PCS debba:

- a) essere effettuata per ogni AOP e in corrispondenza di ogni punto di ingresso;
- b) avvenire sulla base della composizione chimica del gas;
- c) essere effettuata nel rispetto della norma ISO 6976;
- d) avvenire mediante l'installazione fissa di uno o più gascromatografi, propri o di terzi, per la misura in continuo del PCS, con obbligo di duplicazione degli strumenti di misura per i punti di importazione e per i punti di immissione da impianti di Gnl;
- e) debba prendere in considerazione almeno i seguenti elementi:
 - (i) metano – C₁;
 - (ii) etano – C₂;
 - (iii) propano – C₃;
 - (iv) isobutano – iC₄;
 - (v) normalbutano – nC₄;
 - (vi) isopentano – iC₅;
 - (vii) normalpentano – nC₅;
 - (viii) esani e superiori – C₆⁺;
 - (ix) azoto – N₂;
 - (x) anidride carbonica – CO₂.

Per quanto riguarda la misura dei parametri di qualità del gas naturale diversi dal PCS e non misurabili mediante gascromatografi, l'impresa di trasporto è tenuta ad attrezzare i punti di ingresso della rete con altri apparati e sistemi di misura, propri o di terzi, con installazione fissa.

Sono previste peraltro disposizioni semplificate nel caso di:

- a) rete di trasporto con un unico punto di alimentazione da una rete di gasdotti, nazionale o regionale, gestita da un'altra impresa di trasporto;
- b) punti di ingresso caratterizzati da bassi volumi giornalieri di immissione (inferiori a 100.000 standard metri cubi).

Con riferimento alla misura del PCS in una AOP, nel caso a) l'impresa di trasporto non è tenuta ad installare il gascromatografo in quanto può utilizzare la misura del PCS della AOP da cui è alimentata la rete di trasporto da essa gestita.

Con riferimento invece ai punti di ingresso di una rete di trasporto, che siano alimentati da un'altra rete di trasporto o che siano diversi da punti di importazione, ed alla misura dei parametri di qualità, nei casi a) e b) l'impresa di trasporto:

- a) per la misura del PCS e dei parametri di qualità del gas naturale misurabili con un gascromatografo, non è tenuta ad installare gascromatografi ma può effettuare la misura di tali parametri mediante un sistema di campionamento incrementale nel rispetto della norma UNI EN ISO 10715 e con l'invio del campione prelevato per il suo esame ad un laboratorio accreditato SINAL o SIT;
- b) per i parametri di qualità del gas naturale non misurabili con un gascromatografo, non è tenuta ad installare altri apparati e sistemi di misura con installazione fissa ma effettua determinazioni istantanee dei punti di rugiada.

Il provvedimento prevede che, per ogni punto di misura sia nelle AOP sia in corrispondenza dei punti di ingresso della rete, l'impresa di trasporto sia responsabile:

- a) della tempestiva ed affidabile misurazione dei parametri di qualità del gas naturale;
- b) dell'effettuazione dei controlli e delle tarature periodiche degli apparati di misura in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche di riferimento vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, a linee guida emesse dal Comitato Italiano Gas;
- c) della telelettura dei dati di misura e del loro utilizzo.

Inoltre, al fine di consentire una adeguata vigilanza, l'impresa di trasporto è tenuta ad assicurare l'accessibilità all'Autorità degli apparati di misura per eventuali controlli.

Nelle osservazioni inviate al documento per la consultazione, le imprese di trasporto hanno però richiesto di meglio definire le problematiche connesse con la responsabilità della misura e del controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale con riferimento al caso in cui gli apparati di misura non siano di proprietà delle imprese di trasporto stesse.

L'Autorità, ritenendo comunque necessario confermare in capo all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas naturale, ha accolto nel provvedimento la richiesta di prevedere, nel caso in cui gli apparati di misura non siano di sua proprietà, obblighi in capo al proprietario di tali apparati, in modo da assicurare in ogni caso l'affidabilità e la tempestività della misura e del controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale nonché l'accessibilità agli apparati di misura per eventuali controlli. Il provvedimento prevede pertanto anche il caso in cui gli apparati di misura del PCS non siano di proprietà dell'impresa di trasporto, stabilendo che il proprietario di tali apparati è tenuto a rispettare gli stessi obblighi previsti per l'impresa di trasporto, pena il divieto per l'impresa di trasporto di avvalersi di tali apparati di misura.

La metodologia di individuazione delle AOP

L'Autorità, come evidenziato nel documento per la consultazione, 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 regionali, e all'evoluzione attesa per i prossimi anni del sistema di offerta di gas naturale al Paese. Tale opinione è stata condivisa da tutti i soggetti consultati.

Pertanto, il provvedimento ha stabilito che la metodologia delle AOP debba essere utilizzata da tutte le imprese di trasporto che operano in Italia; tale metodologia dovrà definire come:

- a) individuare le AOP;
- b) confermare o modificare a cadenza mensile i confini delle AOP;
- c) aggiungere nuovi punti di misura in una AOP, 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.

Il provvedimento stabilisce anche che la metodologia delle AOP venga pubblicata, entro i novanta giorni successivi alla sua approvazione da parte dell'Autorità, dall'impresa di trasporto come allegato al proprio codice di rete in modo da assicurare la massima trasparenza nei confronti degli utenti del servizio di trasporto.

La misura ed il controllo dei volumi del gas

Con riferimento al tema della misura dei volumi di gas, le imprese di trasporto hanno segnalato nelle osservazioni inviate l'opportunità di stralciare dal provvedimento in tema di qualità del gas ogni riferimento alla misura dei volumi di gas in quanto è preferibile che tale problematica trovi una sua regolazione, pur in coerenza con il presente provvedimento, nelle determinazioni che l'Autorità assumerà in esito all'esame delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 26 maggio 2005 "Estensione della misura su base oraria ai clienti finali con consumi di gas naturale superiori ai duecentomila metri cubi annui e ai punti di consegna delle reti di distribuzione".

L'Autorità ha condiviso tale richiesta rinviando quindi la regolazione di tali aspetti al provvedimento in elaborazione sul tema della misura del gas.

L'intercettazione del gas fuori specifica

Con riferimento alla proposta, contenuta nel documento per la consultazione, di prevedere per l'impresa di trasporto l'obbligo di intercettazione del gas naturale fuori specifica, le imprese di trasporto hanno precisato che, nel caso di fuori specifica del gas naturale immesso nella rete di trasporto, la responsabilità è degli utenti del servizio di trasporto che immettono nella rete il gas. E, pertanto, hanno richiesto che fosse tolto l'obbligo per l'impresa di trasporto di intercettare il gas naturale fuori specifica, precisando che non sempre è possibile impedire l'ingresso nella rete di gas fuori specifica senza causare danni alle riconsegne e senza compromettere la sicurezza ed il bilanciamento del sistema.

Al contrario, i soggetti diversi dalle imprese di trasporto hanno condiviso la posizione dell'Autorità ed hanno anzi richiesto di rendere più tempestive e complete le informazioni rese disponibili dalle imprese di trasporto ai propri utenti in tema di qualità del gas con particolare riferimento ai casi di immissione di gas fuori specifica o che possa comunque provocare un danno ai clienti finali.

L'Autorità, tenuto conto dei suoi poteri di imporre obblighi a garanzia della sicurezza del servizio di trasporto del gas, intesa come tutela dell'integrità fisica delle persone e delle cose, ritiene di non poter accogliere la richiesta delle imprese di trasporto; infatti, da una parte l'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00 assegna alle imprese di trasporto il compito di garantire l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza del servizio di trasporto e, dall'altra, le imprese di trasporto sono le uniche a disporre delle informazioni e dei mezzi necessari per provvedere all'adempimento di tale obbligo.

Va comunque evidenziato il fatto che il provvedimento:

- a) pone il divieto di immettere nella rete di trasporto sia gas naturale fuori specifica sia gas naturale che, pur non essendo fuori specifica, contenga elementi di norma non presenti nel gas naturale in quantità che potrebbero recare danno agli utenti del proprio servizio coinvolti;
- b) circoscrive l'obbligo di intercettazione del gas fuori specifica da parte dell'impresa di trasporto ai soli casi di rischio per la sicurezza nell'uso del gas da parte di clienti finali e fa salva la possibilità per l'impresa di trasporto di accettare l'immissione di gas naturale per il quale la stessa impresa di trasporto abbia rilevato una oscillazione di uno o più parametri di qualità del gas naturale al di fuori delle specifiche previste, ove sia possibile assorbire tale variazione, ad esempio modificando opportunamente gli assetti delle reti in attesa dell'esaurirsi del transitorio del fuori specifica.

Ai fini della tutela degli utenti del servizio di trasporto, il provvedimento stabilisce che l'impresa di trasporto, in caso di intercettazione di un punto di ingresso della rete di trasporto gestita, ne dia tempestiva comunicazione scritta agli utenti coinvolti, al soggetto, impresa di importazione o impresa di Gnl o impresa di produzione o impresa di stoccaggio o altra impresa di trasporto, che abbia immesso fisicamente il gas naturale fuori specifica, e all'Autorità.

I casi di indisponibilità della misura del PCS e degli altri parametri di qualità del gas

La disponibilità del dato di misura dei parametri di qualità del gas naturale è basilare per una corretta applicazione dei valori del PCS fornito ai clienti finali e per la gestione dei casi di fuori specifica. Poiché può capitare che per motivi anche indipendenti dall'impresa di trasporto, ad esempio a seguito di interruzioni dell'energia elettrica o di guasti del gascromatografo, si verifichino delle disfunzioni negli apparati di misura che rendano indisponibile le misure stesse, si ritiene necessaria una regolazione più puntuale di tali casi.

Le proposte di regolazione dei casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS del gas naturale contenute nel documento per la consultazione hanno cercato di definire tale regolazione specifica, incontrando in generale il consenso dei soggetti diversi dalle imprese di trasporto. Tali soggetti hanno però richiesto di:

- prevedere anche livelli generali per la indisponibilità della misura oraria del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale nei punti di ingresso della rete di trasporto che, data la loro rilevanza per il sistema, siano ancora più stringenti di quelli proposti dall'Autorità per i punti di misura nelle AOP;
- stabilire un tempo limite entro il quale l'apparato di misura del PCS del gas naturale, resosi indisponibile, debba essere reso nuovamente operativo in modo da porre un limite al periodo di indisponibilità, e quindi di indeterminatezza, della misura del PCS del gas naturale.

Più critica è stata la posizione delle imprese di trasporto che, se da una parte hanno condiviso gli obblighi di registrazione proposti (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), hanno invece richiesto di:

- riferire obblighi di servizio e livelli generali all'insieme dei punti di misura ed all'indisponibilità giornaliera anziché oraria del dato di misura, segnalando che i dati attualmente comunicati all'Autorità sono relativi alla disponibilità media mensile di misure giornaliere riferita all'insieme dei punti di misura; le imprese di trasporto hanno anche proposto di pervenire gradualmente ai livelli generali proposti in consultazione a partire da valori meno sfidanti;
- adottare modalità e tempistiche di stima del PCS, nei casi di indisponibilità delle misure, diverse da quelle proposte in consultazione, segnalando in particolare che utilizzare per un utente (ovvero un gruppo di utenti), una qualunque "stima più favorevole", indipendentemente dalla differenza riscontrata, implicherebbe che agli altri utenti debba essere applicato un valore "più sfavorevole", dovendosi comunque chiudere il bilancio globale di rete fra le immissioni ed i prelievi degli utenti stessi;
- definire obblighi di servizio e standard sui punti di ingresso della rete di trasporto solo dopo un adeguato monitoraggio al fine di individuare un giusto grado di severità delle nuove disposizioni anche in riferimento ai costi derivanti dalla loro attuazione raffrontati con gli effettivi benefici per il sistema; le imprese di trasporto hanno in particolare suggerito di utilizzare il prossimo periodo di regolazione per individuare e implementare target specifici di livelli generali di disponibilità delle misure del PCS, per le varie tipologie di punti di immissione.

L'Autorità ritiene che con riferimento ai casi di disfunzioni del sistema di misura del PCS del gas naturale che provochino la mancanza di valori della misura orarie del PCS:

- ai fini di assicurare una adeguata tutela degli utenti del servizio di trasporto, e quindi dei clienti finali, sia necessario definire livelli generali per ogni punto di misura e per ogni mese dell'anno riferiti all'indisponibilità della misura oraria; si ritiene infatti che solo in tal modo sia possibile assicurare un adeguato monitoraggio della qualità del gas in ogni punto di misura

interno ad una AOP ed individuare così le AOP per le quali la disponibilità della misura oraria non risulti soddisfacente;

- sia però necessario concedere almeno due anni alle imprese di trasporto per adeguare gli apparati di misura ed i sistemi informativi per disporre e registrare tutte le misure orarie disponibili ed indisponibili in ogni punto di misura e che pertanto sia necessario prevedere una fase di prima attuazione delle disposizioni generali dell'Autorità in tema di qualità del gas, coincidente con il periodo di regolazione corrispondente con gli anni termici 2005-2009, nella quale implementare gradualmente il provvedimento attraverso l'adozione:
 - a) dei criteri attualmente in uso per definire disponibile la misura oraria e giornaliera del PCS fino al 30 settembre 2007;
 - b) dei livelli generali di disponibilità della misura del PCS del gas naturale calcolati con riferimento all'indisponibilità della misura giornaliera anziché oraria del dato fino al 30 settembre 2009;
 - c) dei livelli generali di disponibilità della misura del PCS del gas naturale calcolati con riferimento all'indisponibilità della misura oraria del dato con i valori proposti nel documento per la consultazione in tema di PCS dall'1 ottobre 2009.

Per quanto attiene la stima dei valori del PCS nei casi di indisponibilità della misura, il provvedimento prevede due modalità differenti a seconda che sia possibile o meno individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale si è verificata l'indisponibilità del dato.

Nel primo caso, l'impresa di trasporto attribuisce al punto di misura la misura giornaliera del PCS del gas naturale rilevata nello stesso giorno gas in un'AOP alternativa. Tuttavia, se non viene resa nuovamente disponibile la misura entro il settimo giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato, a partire dall'ottavo giorno gas l'impresa è tenuta ad effettuare il campionamento incrementale del gas naturale nel punto di misura. e ad utilizzare per l'AOP interessata il valore del PCS determinato dal laboratorio.

Nel caso invece in cui non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia stata disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale, l'impresa di trasporto è tenuta ad effettuare il campionamento del gas naturale a partire dal quinto giorno gas qualora non abbia reso nuovamente disponibile tale misura entro il quarto giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato. Per i giorni gas per i quali è risultata indisponibile la misura giornaliera del PCS, prima dell'avvio del campionamento, l'impresa di trasporto utilizza il PCS medio mensile del mese precedente in quel punto di misura.

In aggiunta alle disposizioni sopra richiamate per la stima dei valori del PCS nei casi di indisponibilità della misura, il provvedimento, in accoglimento della richiesta avanzata dagli utenti del servizio di trasporto, stabilisce per l'impresa di trasporto l'obbligo di rendere nuovamente disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale entro il quindicesimo giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato.

Obblighi di registrazione ed informazione delle imprese trasporto

Il provvedimento stabilisce che l'impresa di trasporto predisponga appropriati strumenti, anche informatici, al fine di registrare le informazioni e i dati relativi alle attività regolate dal provvedimento stesso ed introduce specifici obblighi annuali di comunicazione all'Autorità che potrà utilizzare le informazioni ed i dati ricevuti ai fini della loro pubblicazione, anche comparativa.

In relazione al rafforzamento degli obblighi di informazione dell'impresa di trasporto nei confronti dei propri utenti in tema di qualità del gas, l'Autorità ritiene che:

- le proposte contenute nel documento per la consultazione in tema di PCS possano essere ritenute adeguate per il primo periodo di attuazione del presente provvedimento, fatto salvo un ulteriore successivo rafforzamento;
- tuttavia, sia da accogliere la richiesta dei soggetti diversi dalle imprese di trasporto di:
 - a) essere informati per quali giorni gas la misura del PCS del gas naturale fornito sia stata stimata e non rilevata da un apparato di misura;
 - b) essere tempestivamente informati dalle imprese di trasporto stesse degli eventuali casi di errata immissione in rete di trasporto di gas fuori specifica o che possa comunque provocare un danno ai clienti finali, dato che tali imprese sono le uniche in possesso di tali informazioni ed una tempestiva informazione può evitare danni ai clienti finali.

Il provvedimento prevede pertanto che:

- nel verbale mensile di misura inviato agli utenti del servizio di trasporto siano evidenziati i giorni gas per i quali la misura giornaliera del PCS del gas naturale è risultata indisponibile, precisando le modalità con le quali la misura è stata stimata;
- a partire dall'1 aprile 2006 l'impresa di trasporto sia tenuta a pubblicare nel proprio sito internet entro il decimo giorno lavorativo 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.

Obblighi di informazione delle imprese di Gnl, produzione e stoccaggio

Il provvedimento rafforza anche gli obblighi di informazione a carico delle imprese di Gnl, produzione e stoccaggio prevedendo che le stesse siano tenute a dare tempestivamente comunicazione scritta all'impresa di trasporto ed agli utenti del proprio servizio coinvolti nei casi di errata immissione in un punto di ingresso della rete di trasporto di gas naturale fuori specifica o di gas naturale che, pur non essendo fuori specifica, contenga in quantità significative elementi di norma non presenti nel gas naturale e che potrebbero recare danno agli utenti del proprio servizio coinvolti.

Anche in questo caso, infatti, tali imprese, per il fatto di gestire le infrastrutture che immettono il gas nella rete di trasporto, sono in grado di accorgersi di tale evenienza e di fornire informazioni tempestive all'impresa di trasporto ed agli utenti del servizio coinvolti.

La risoluzione di dispute in tema di correttezza delle misure del PCS

La consultazione ha evidenziato un consenso generale sulla proposta formulata dall'Autorità che, almeno nella fase attuale, le parti coinvolte in eventuali dispute in tema di correttezza delle misure del PCS definiscano autonomamente nei contratti tra esse stipulati forme di arbitrato per la loro risoluzione.

Pertanto il provvedimento non introduce disposizioni aggiuntive al riguardo.

I riflessi sui codici di trasporto

Il provvedimento, come già evidenziato, stabilisce che l'impresa di trasporto debba integrare il proprio codice di rete di trasporto con un allegato che riporti la metodologia, di individuazione e gestione delle AOP, approvata dall'Autorità.

Più in generale, le disposizioni contenute nel provvedimento devono essere recepite dalle imprese di trasporto nei rispettivi codici di rete, ad esempio mediante un rinvio al provvedimento per gli aspetti generali da esso regolati in tema di qualità del gas naturale.

La regolazione degli aspetti peculiari dei singoli soggetti che esercitano l'attività di trasporto e relativi alla qualità del gas naturale viene invece demandata alle modifiche ed integrazioni dei codici di trasporto da approvarsi da parte dell'Autorità.

Tempi di attuazione del provvedimento

I soggetti consultati, ed in particolare le imprese di trasporto di gas naturale, hanno richiesto di prevedere una maggiore gradualità ed articolazione nel dispiegamento delle disposizioni che l'Autorità intende emanare in tema di qualità del gas al fine di renderle attuabili da parte di tutti i soggetti coinvolti.

L'Autorità ha ritenuto opportuno accogliere tali richieste dei soggetti consultati prevedendo, anche attraverso disposizioni transitorie, in particolare:

- l'invio all'Autorità della metodologia per la definizione e gestione delle AOP entro il 31 marzo 2006 con pubblicazione della stessa in allegato al codice di rete entro novanta giorni dalla sua approvazione da parte dell'Autorità;
- la pubblicazione nel proprio sito da parte dell'impresa di trasporto a partire dall'1 aprile 2006 delle ulteriori informazioni per gli utenti del servizio;
- il completamento dell'installazione dei gascromatografi e degli apparati di misura dei parametri non misurabili nei punti di ingresso della rete con i gascromatografi entro il 30 settembre 2007;
- l'applicazione solo a partire dall'1 ottobre 2007 dei nuovi criteri di determinazione della disponibilità oraria e giornaliera della misura del PCS;
- l'applicazione dei livelli generali di indisponibilità nella misura del PCS del gas naturale nei punti di misura delle AOP riferiti alla misura giornaliera del PCS fino al 30 settembre 2009;
- il rinvio della definizione di obblighi e livelli generali di indisponibilità nella misura del PCS del gas naturale nei punti di misura in ingresso alla rete di trasporto al successivo periodo di regolazione.

Direzione Consumatori e qualità del servizio

Il Direttore

Roberto Malaman