

DCO 30/11

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL GAS NATURALE

Proposte di revisione della deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05

*Documento per la consultazione
Procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 197/10*

21 luglio 2011

Premessa

Con la deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha approvato le "Disposizioni generali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale", successivamente modificate ed integrate in esito ad una fase di consultazione con la deliberazione 28 marzo 2007, n. 75/07, che ha portato anche all'emanazione di una metodologia per la gestione delle Aree Omogenee di Prelievo (AOP) unica a livello nazionale, valida per tutte le imprese di trasporto.

Con la deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 l'Autorità ha aggiornato il quadro delle responsabilità in tema di misura del gas naturale, assegnando all'impresa di trasporto maggiore, Snam Rete Gas, il compito di proporre un piano di adeguamento degli impianti esistenti sulla base delle caratteristiche funzionali e prestazionali minime dei sistemi di misura, definite anche in coerenza con le disposizioni di cui al decreto legge n. 135/09. Con la stessa deliberazione sono stati avviati diversi procedimenti, tra i quali quello relativo alla formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di gestione dei dati di misura nel trasporto del gas naturale, con riguardo sia alla misura dei quantitativi che alla composizione chimica del gas.

Con la deliberazione 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10 l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in tema di qualità del gas naturale alla luce sia di un primo significativo periodo di attuazione della regolazione che dell'evoluzione dell'architettura vigente nel settore, generata dalle novità normative in materia sopra richiamate.

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il **12 settembre 2011**. Saranno prese in considerazione soltanto le osservazioni e le proposte argomentate e rese in forma non anonima.*

Il risultato della consultazione sarà reso noto successivamente a tale data, attraverso la pubblicazione integrale nel sito internet dell'Autorità delle osservazioni ricevute.

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità: <http://www.autorita.energia.it>.

In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazioni e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta:

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

INDICE

Parte I

1. Introduzione _____ 4
2. Executive summary _____ 4

Parte II

3. Il contesto normativo di riferimento _____ 6
4. La regolazione in tema di qualità del gas naturale _____ 7
5. La responsabilità del servizio di misura sulle reti di trasporto _____ 11
6. Gli esiti dell'Istruttoria ed il PAT _____ 13

Parte III

7. L'analisi dei dati comunicati in tema di qualità _____ 15
8. La ricognizione con SRG in tema di attuazione della regolazione della qualità_ 20

Parte IV

9. Gli ambiti di aggiornamento della regolazione in tema di qualità _____ 22
10. Le proposte di aggiornamento della disciplina _____ 24
11. I tempi di attuazione degli aggiornamenti _____ 35

- Appendice 1: Analisi quantitative a supporto delle proposte _____ 37

PARTE I

1. Introduzione

- 1.1 Con la deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05) l’Autorità ha approvato le “Disposizioni generali dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale” (di seguito: Disposizioni in tema di qualità del gas) con lo scopo principale di rafforzare la tutela dei clienti finali e degli utenti del servizio di trasporto del gas naturale, introducendo una regolazione più puntuale della misura e del controllo del potere calorifico effettivo superiore (di seguito: PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali e garantendo una maggiore accessibilità alle informazioni.
- 1.2 Con la deliberazione 28 marzo 2007, n. 75/07¹ (di seguito: deliberazione n. 75/07) l’Autorità ha approvato alcune modifiche ed integrazioni alle Disposizioni in tema di qualità del gas insieme alla Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo (di seguito: Metodologia AOP), confermando così l’adozione di una procedura unica per tutte le imprese di trasporto e prevedendone l’applicazione a partire dall’1 ottobre 2007.
- 1.3 Con la deliberazione 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10 l’Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in tema di qualità del gas naturale, in considerazione sia del fatto che ormai la regolazione definita con la deliberazione n. 185/05 è in vigore da un periodo di attuazione significativo, tale per cui è possibile pensare una evoluzione della stessa, sia degli sviluppi dell’architettura vigente nel settore rispetto al tema della misura, generati dalle novità normative in materia, di seguito sinteticamente richiamate.

2. Executive summary

- 2.1 Con le proposte contenute nel presente documento per la consultazione l’Autorità si prefigge di:
 - individuare i destinatari dell’intervento della regolazione della qualità del gas, alla luce del nuovo assetto generale del servizio di misura introdotto dalla deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09), confermando peraltro, quale ambito di applicazione della regolazione, l’ambito del trasporto;
 - introdurre una regolazione che consenta l’utilizzo di nuovi apparati di misura dei parametri di qualità del gas, ad oggi non previsti dalla regolazione vigente (ad esempio, gli analizzatori di qualità), purché siano stati oggetto di un adeguato periodo di prova sul campo, anche al fine di garantire, attraverso una ridefinizione della metodologia AOP, il perseguimento degli obiettivi generali riguardanti il contenimento del gas non contabilizzato e l’adeguato bilanciamento del sistema gas;
 - identificare, in relazione ai dati e alle informazioni in possesso dell’Autorità, la tipologia delle cause caratterizzanti la mancata disponibilità dei dati

¹ Per una spiegazione di dettaglio delle modifiche ed integrazioni apportate si rimanda alla relativa Relazione Tecnica (<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/07/075-07rt.pdf>).

inerenti la qualità del gas, classificando dette cause anche in funzione di eventi non riconducibili alla diretta responsabilità dell'impresa di trasporto ed introducendo, ai fini del controllo del fenomeno della indisponibilità della misura, un obbligo di servizio a garanzia dell'effettiva rilevazione delle misure dei parametri di qualità del gas ed un indicatore di disponibilità della misura della qualità del gas nei punti di ingresso delle reti;

- implementare idonee procedure attinenti i controlli della documentazione che attestino l'effettuazione delle verifiche inerenti la funzionalità degli apparati di misura, in analogia ad altre tipologie di controlli già definiti dall'Autorità, al fine di rafforzare i controlli relativi alla gestione ed alla manutenzione delle apparecchiature predisposte alla misura dei parametri qualitativi del gas;
- allineare la regolazione a quanto previsto dalla disciplina vigente, utilizzando l'anno solare in sostituzione dell'attuale riferimento all'anno termico.

2.2 Il presente documento per la consultazione, oltre alla prima parte introduttiva, è organizzato in ulteriori altre tre parti:

- a) la Parte II, nella quale viene richiamato il contesto normativo di riferimento ed il quadro normativo e regolamentare caratterizzante il nuovo assetto generale del servizio di misura introdotto dalla deliberazione ARG/gas 184/09, congiuntamente agli sviluppi attuativi della regolazione inerenti tale nuovo assetto;
- b) la Parte III, nella quale vengono descritte ed analizzate:
 - i) le risultanze delle analisi dei dati e delle informazioni attinenti la qualità del gas comunicati dalle imprese di trasporto;
 - ii) le attività ricognitive inerenti le modalità di attuazione della regolazione vigente da parte dell'operatore maggiore di trasporto, Snam Rete Gas Spa (di seguito: SRG);
- c) la Parte IV, nella quale si descrivono in modo dettagliato gli ambiti di aggiornamento della regolazione in tema di qualità e vengono presentate le proposte di aggiornamento della disciplina, proponendo nel contempo i relativi tempi di attuazione.

2.3 Il documento per la consultazione è completato infine dall'Appendice 1, nella quale sono riportate alcune elaborazioni dei dati inerenti la qualità del gas, comunicati dalle imprese di trasporto con riferimento all'anno termico 2009-2010.

2.4 Successivamente alla fase di consultazione relativa al presente documento, in funzione anche del contenuto e dell'entità delle osservazioni e dei commenti ricevuti, potranno essere organizzati incontri tematici e di approfondimento con i soggetti interessati.

PARTE II

3. Il contesto normativo di riferimento

- 3.1 Con la deliberazione ARG/gas 184/09 l’Autorità ha aggiornato il quadro delle responsabilità in tema di misura del gas naturale con l’emanazione della Parte III del TUTG, riguardante la “Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG)”. Inoltre, è stato assegnato all’impresa maggiore di trasporto, SRG, il compito di proporre un piano di adeguamento degli impianti esistenti sulla base delle caratteristiche funzionali e prestazionali minime dei sistemi di misura, definite anche in coerenza con le disposizioni di cui al decreto legge n. 135/09.
- 3.2 La legge n. 166/09 - che ha convertito il decreto legge n. 135/09 - dispone che i sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella rete nazionale di trasporto, per le esportazioni di gas attraverso la rete nazionale di trasporto, per l’interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale non sono soggetti all’applicazione della normativa di metrologia legale e che il livello di tutela previsto dalle norme in materia di misura del gas, ai fini del corretto funzionamento del sistema nazionale del gas e agli effetti di legge, è assicurato mediante la realizzazione e la gestione degli stessi sistemi di misura secondo modalità stabilite con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, sentita l’Autorità, da adottare ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.
- 3.3 Successivamente, ai sensi della suddetta legge, sono stati emanati due decreti ministeriali, rispettivamente il 26 aprile 2010² e il 18 giugno 2010³ (di seguito: DM 18/06/10); su quest’ultimo l’Autorità si è espressa con la pubblicazione del Parere 25 febbraio 2010, PAS 5/10. Inoltre, l’articolo 7 della legge n. 166/09 prevede l’adozione da parte del MSE - sentita l’Autorità - di uno o più decreti concernenti i criteri per l’esecuzione dei controlli metrologici legali sui sistemi di misura dei punti di riconsegna del gas naturale ai clienti finali direttamente connessi alla rete nazionale e regionale di trasporto del gas naturale e dei controlli relativi ai sistemi di misura delle stazioni per le immissioni di gas naturale nella rete nazionale di trasporto, per le esportazioni di gas, per l’interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale e per la produzione nazionale di idrocarburi (che, si ricorda, non sono soggetti all’applicazione della normativa di metrologia legale).
- 3.4 Il DM 18/06/10, all’Articolo 1, comma 2, lettera f), definisce un “sistema di misura” come *“il complesso di apparecchiature e degli strumenti installati, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le locali apparecchiature atte a consentire la telelettura. Il sistema di misura include principalmente i seguenti componenti: ... (omissis) ... (iii) il gascromatografo e i dispositivi ad esso associati, dove presenti, ovvero altre apparecchiature di misura della qualità del gas; ... (omissis)”*. Inoltre, all’Articolo 6 stabilisce che *“Con la finalità di adeguare i sistemi di misura per le funzioni di misura su base oraria e la tele trasmissione*

² <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/norme/dm260410.htm>

³ <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/norme/dm180610.htm>

del dato, con protocollo condiviso con l'impresa maggiore di trasporto, nonché per realizzare un sistema nazionale di misura armonizzato, l'impresa maggiore di trasporto elabora il Piano di adeguamento e di manutenzione dei sistemi di misura (di seguito: Piano), di cui all'articolo 8 dell'allegato B della Deliberazione 1 dicembre 2009 – ARG/gas 184/09, nonché Rapporti annuali sullo stato di avanzamento del Piano (di seguito: Rapporti annuali) entro il 30 giugno di ogni anno...(omissis)”.

- 3.5 Nel rispetto del mandato assegnato, SRG ha predisposto (e sottoposto a pubblica consultazione) il “Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di *metering* e *meter reading*” (di seguito: PAT), con riferimento sia alla misura dei volumi che alla qualità del gas, sulla base di un'indagine svolta tramite questionari inviati a tutti i titolari di impianti di misura che insistono sulla propria rete di trasporto e agli altri trasportatori.
- 3.6 Con la deliberazione 6 settembre 2010, VIS 93/10 (di seguito: deliberazione VIS 93/10), l'Autorità ha approvato la chiusura dell'istruttoria conoscitiva (di seguito: Istruttoria) - avviata con la deliberazione VIS 8/09 - sull'adeguatezza prestazionale e di manutenzione degli impianti di misura della rete di trasporto, finalizzata all'acquisizione (presso le imprese di trasporto ed i soggetti con ruoli di responsabilità coinvolti nelle attività relative alla misura del gas) di informazioni e dati utili ad una valutazione dell'impatto delle inadeguatezze sull'andamento dei quantitativi di gas non contabilizzato nel periodo 2004-2006. Con la chiusura dell'Istruttoria sono stati acquisiti due allegati A e B, recanti rispettivamente il Rapporto tecnico e la Relazione conclusiva, che riportano diversi elementi di interesse anche dal punto di vista della qualità del gas e di cui si terrà conto nello sviluppo del presente documento. In sintesi, l'Istruttoria “...*(omissis)* ha consentito di accertare che l'andamento anomalo dei quantitativi di gas non contabilizzato (riscontrato nel periodo di riferimento) è imputabile in misura preponderante all'inadeguatezza prestazionale e all'insufficiente manutenzione effettuata su una parte del parco misuratori, oltre che ad anomalie di tipo procedurale nella determinazione degli elementi che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete di trasporto.”.
- 3.7 A completamento del quadro, si evidenzia che con la deliberazione VIS 93/10 l'Autorità ha dato mandato al Direttore della Direzione Legislativo e Legale di procedere:
- a) ai necessari approfondimenti conoscitivi al fine di proporre l'eventuale avvio di procedimenti sanzionatori ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, nei confronti delle imprese di cui al paragrafo 3.2 della Relazione conclusiva;
 - b) per i seguiti di competenza nei confronti delle imprese titolari degli impianti di misura di cui ai paragrafi 3.3 e 3.4 della Relazione conclusiva nonché nei confronti di Eni Spa.

4. La regolazione in tema di qualità del gas naturale

- 4.1 Il procedimento di regolazione della qualità del gas naturale, che ha portato all'approvazione della deliberazione n. 185/05, è stato avviato con lo scopo di perseguire i seguenti obiettivi:

- a) individuare gli aspetti generali di regolazione della qualità del gas naturale con riferimento all'attività di trasporto;
 - b) contrastare il rischio di peggioramento delle modalità di determinazione e controllo dei parametri di qualità del gas a seguito, ad esempio, dell'assenza di una regolazione puntuale degli aspetti rilevanti connessi con tale attività nonché del probabile aumento della variabilità dei parametri di qualità del gas conseguente all'avvio di nuovi punti di entrata della rete nazionale;
 - c) omogeneizzare le modalità di determinazione del PCS del gas naturale e del suo successivo utilizzo tra i vari operatori e garantire il rafforzamento della tutela degli utenti di tutta la filiera del gas, anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni.
- 4.2 Gli aspetti principali su cui si è concentrata la consultazione ed il successivo provvedimento sono stati:
- 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.
- 4.3 Nello specifico, sono stati individuati i parametri di qualità a garanzia della sicurezza del sistema di trasporto nonché dell'intercambiabilità e della trasportabilità del gas naturale⁴ ed è stata introdotta la definizione di Area Omogenea di Prelievo⁵ (di seguito: AOP), chiarendo in modo univoco che le AOP non corrispondono a partizioni fisse della rete di trasporto, individuate secondo criteri di competenza di gestione geografica, bensì a porzioni di rete - eventualmente variabili nel tempo - a PCS omogeneo. Inoltre, si è stabilito che la misura del PCS debba:
- a) essere effettuata per ogni AOP e in corrispondenza di ogni punto di ingresso, mediante l'installazione fissa di uno o più gascromatografo (di seguito: GC), 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;
 - b) avvenire sulla base della composizione chimica del gas ed essere effettuata nel rispetto della norma ISO 6976.
- 4.4 Sempre con riguardo ai punti di ingresso (tra i quali rientrano per definizione i punti 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), sono state previste disposizioni semplificate nel caso di:

⁴ Successivamente confermati dal DM 19 febbraio 2007 recante "Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare".

⁵ Le AOP sono state concepite dal trasportatore per tener conto del fatto che la rete dei gasdotti trasporta gas di diversa provenienza e le apparecchiature per la misurazione delle caratteristiche qualitative non sono presenti a tappeto sulla rete, ma in aree geografiche i cui confini inglobano punti di riconsegna che si possono dire serviti con lo stesso "tipo" di gas.

- 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 Sm³).
- 4.5 Inoltre, per ogni punto di misura di una AOP ed in corrispondenza dei punti di ingresso della rete, l'impresa di trasporto è 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.
- 4.6 A garanzia della sicurezza del servizio di trasporto del gas, intesa come tutela dell'integrità fisica delle persone e delle cose, l'Autorità ha ritenuto opportuno imporre 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. L'impresa di trasporto ha l'obbligo di intercettare il gas fuori specifica nei soli casi di rischio per la sicurezza nell'uso del gas da parte di clienti finali, informando tempestivamente (con comunicazione scritta) gli utenti coinvolti, il soggetto⁶ che ha immesso fisicamente il gas naturale fuori specifica e l'Autorità. È stata fatta salva, invece, la possibilità 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 quando sia possibile assorbire tale variazione (ad esempio, modificando opportunamente gli assetti delle reti in attesa dell'esaurirsi del transitorio del fuori specifica).
- 4.7 Con l'obiettivo di assicurare una adeguata tutela degli utenti del servizio di trasporto, e quindi dei clienti finali, sono stati previsti due indicatori di disponibilità mensile delle misure orarie, cui è stato associato un livello generale differente a seconda della possibilità o meno di individuare un'AOP alternativa⁷ a quella per la quale si è verificata l'indisponibilità del dato: il 95% per il caso di non individuazione di AOP alternativa e il 98% in caso contrario. Sempre in capo all'impresa di trasporto, sono stati anche introdotti degli obblighi di servizio per i casi di indisponibilità della misura giornaliera del PCS del gas naturale in una AOP inerenti, tra l'altro, al tempo massimo di ripristino della misura giornaliera del PCS (entro il quindicesimo giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato) ed al campionamento del gas naturale a partire dall'ottavo giorno gas di indisponibilità della misura.
- 4.8 L'Autorità ha ritenuto opportuno concedere almeno due anni alle imprese di trasporto per permettere l'adeguamento degli apparati di misura e dei sistemi informativi necessari per disporre e registrare tutte le misure orarie disponibili ed

⁶ Impresa di importazione o impresa di Gnl o impresa di produzione o impresa di stoccaggio o altra impresa di trasporto.

⁷ Si definisce AOP alternativa di un'altra quella AOP tale per cui i gas distribuiti in entrambe risultano di qualità simile ed, inoltre, il valore medio mensile del PCS e della densità relativa presentano una differenza non superiore al $\pm 0,5\%$, mentre i componenti CO₂ ed N₂ una differenza non superiore al $\pm 10\%$.

indisponibili in ogni punto di misura di una AOP, prevedendo una fase di implementazione graduale della disciplina, che è entrata in vigore l'1 ottobre 2005. In particolare, sono state stabilite disposizioni transitorie relativamente:

- a) ai criteri per la definizione di misura oraria e giornaliera del PCS disponibile (fino al 30 settembre 2007);
- b) all'indicatore di disponibilità della misura del PCS del gas naturale, da calcolare con riferimento all'indisponibilità della misura giornaliera anziché oraria del dato (fino al 30 settembre 2009);
- c) ai livelli generali di disponibilità della misura del PCS del gas naturale, per i quali sono stati fissati i valori riportati in tabella A.

Tabella A - Livelli generali di disponibilità delle misure giornaliere del PCS del gas naturale per gli anni termici 2006-2009

Indicatore	Livello generale	
	Dall'1 ottobre 2006 al 30 settembre 2007	Dall'1 ottobre 2007 al 30 settembre 2009
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale senza considerare un'AOP alternativa	93%	95%
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale considerando un'AOP alternativa	96%	98%

- 4.9 La regolazione in tema di qualità del gas naturale ha previsto anche obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità al fine di consentire l'attività di monitoraggio e vigilanza.
- 4.10 Infine, altre disposizioni transitorie hanno riguardato la metodologia di individuazione e modifica delle AOP (da inviare all'Autorità entro il 31 marzo 2006) nonché l'installazione dei GC e degli altri apparati per la misura dei parametri di qualità del gas, da completare entro il 30 settembre 2007 (per i punti di misura esistenti alla data di entrata in vigore del provvedimento).
- 4.11 Successivamente, la disciplina approvata con la deliberazione n. 185/05 è stata modificata ed integrata con la deliberazione n. 75/07. Le principali novità hanno riguardato:
 - a) lo stato di consistenza degli apparati di misura della qualità del gas ed i relativi obblighi di registrazione;
 - b) la previsione che l'impresa di trasporto non sia tenuta a dotare una AOP di un punto di misura con l'installazione fissa di uno o più GC per la misura in continuo del PCS del gas naturale nel caso in cui l'AOP individuata sia alimentata da un unico punto - ad esempio, proveniente da una rete gestita da altra impresa di trasporto - o da un punto di importazione con portate giornaliere di gas inferiori a 100.000 Sm³;
 - c) l'indicatore di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale, con riferimento al quale è stato confermato quello che prevede il possibile utilizzo del dato misurato in una eventuale AOP alternativa ed è

stata rivista la formula di calcolo in modo da pesare le sole cause dovute all'impresa di trasporto, attribuendo all'indicatore un livello generale pari al 96% a partire dall'1 ottobre 2009;

- d) l'estensione del divieto di immettere gas naturale fuori specifica - o 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 servizio - anche al caso di reti di distribuzione alimentate mediante carro bombolaio, al fine di assicurare una adeguata tutela dei consumatori anche nei suddetti casi di fornitura;
- e) l'approvazione della Metodologia AOP, garantendo una formulazione unica della procedura, valida per tutte le imprese di trasporto, ed evitando così la possibile creazione di differenze di trattamento per gli utenti delle diverse imprese di trasporto.

4.12 In esito all'approvazione delle Disposizioni in tema di qualità del gas e della Metodologia AOP, le imprese di trasporto hanno presentato delle proposte di modifica dei propri Codici di rete, che sono state approvate dall'Autorità per quanto di competenza con la:

- a) deliberazione 16 settembre 2008, ARG/gas 126/08, per la modifica del Codice di rete predisposto dalla società Società Gasdotti Italia S.p.A.;
- b) deliberazione 3 febbraio 2009, ARG/gas 13/09, per la modifica del Codice di rete predisposto dalla società Edison Stoccaggio S.p.A.;
- c) deliberazione 30 giugno 2009, ARG/gas 85/09, per la modifica del Codice di rete predisposto da SRG.

5. La responsabilità del servizio di misura sulle reti di trasporto

5.1 Come già anticipato, la deliberazione ARG/gas 184/09 ha modificato l'assetto generale del servizio di misura sulle reti di trasporto, anche con lo scopo di favorire il superamento delle problematiche rilevate nell'ambito dell'Istruttoria⁸, con particolare riferimento al tema del gas non contabilizzato. Nello specifico, ai nostri fini, sono meritevoli di attenzione le seguenti previsioni disciplinate dalla RMTG:

- a) la responsabilità del servizio di "*meter reading*" è assegnata all'impresa maggiore di trasporto, ossia a SRG in quanto impresa che svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della rete nazionale di gasdotti; a quest'ultima è attribuita, altresì, la responsabilità dell'attività di "*metering*" sui punti di interconnessione con sistemi di trasporto esteri;
- b) la responsabilità dell'attività di "*metering*" è, poi, assegnata a più soggetti in ragione della tipologia del punto, ovvero:
 - i) al titolare dell'impianto⁹ con riferimento alle immissioni da produzioni nazionali, agli stoccaggi, agli impianti di rigassificazione di Gnl e di distribuzione;

⁸ Richiamata al precedente punto 3.6.

⁹ Il titolare dell'impianto è il soggetto che ha la disponibilità, in quanto proprietario o ad altro titolo, del rispettivo impianto.

- ii) all'impresa di trasporto sottesa con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di trasporto;
- iii) all'impresa di trasporto con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto; peraltro, l'impresa di trasporto si avvale del titolare dell'impianto fino all'integrale sostituzione dell'impianto stesso, per i punti di riconsegna esistenti alla data di entrata in vigore del provvedimento;
- c) l'impresa maggiore di trasporto svolge funzioni di vigilanza e coordinamento dei soggetti responsabili del *metering* ed, in caso di inadempimento di quanto stabilito nel PAT, si sostituisce ad essi anche mediante la duplicazione dell'impianto di misura.

5.2 Inoltre, la RMTG ha posto in capo all'impresa maggiore di trasporto il compito di definire:

- a) un protocollo informativo per la regolazione dei flussi informativi con i soggetti responsabili del *metering*, anche con riguardo alle caratteristiche tecniche dei sistemi informatici;
- b) le procedure con le quali i titolari degli impianti di misura rendono accessibili gli impianti ai soggetti responsabili del *metering*, nel rispetto della normativa in materia di sicurezza.

SRG ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet i documenti predisposti ai sensi delle predette lettere a) e b) ai fini della consultazione dei soggetti responsabili del *metering*; i documenti sono stati presentati anche all'Autorità sempre ai sensi dell'articolo 9 della RMTG.

5.3 Le Disposizioni in tema di qualità del gas sono state redatte essenzialmente tenendo presente quale riferimento d'ambito la rete di trasporto; infatti, assegnano la gran parte delle responsabilità e dei compiti all'impresa di trasporto, facendo del distinguo principalmente in relazione ai proprietari degli apparati di misura. Questi, qualora non coincidenti con l'impresa di trasporto, nel caso di punti di misura di una AOP, sono tenuti:

- a) alla tempestiva ed affidabile misurazione;
- b) all'effettuazione dei controlli e delle tarature periodiche degli apparati di misura in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, al fascicolo tecnico predisposto dal costruttore;
- c) ad inviare all'impresa di trasporto interessata, entro il 31 ottobre di ogni anno, dichiarazione scritta di avere ottemperato a quanto previsto dalla precedente lettera b) nell'anno termico precedente;
- d) ad inviare all'impresa di trasporto entro il 31 ottobre di ogni anno la documentazione attestante le cause delle eventuali mancate disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale (tra quelle indicate dalla regolazione), riferite all'anno termico precedente e lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre precedente;
- e) a rendere accessibili all'impresa di trasporto ed all'Autorità i propri apparati di misura per eventuali controlli.

In caso di mancato rispetto degli obblighi sopra richiamati da parte dei proprietari, l'impresa di trasporto non può utilizzare i dati forniti dagli stessi.

- 5.4 Anche sui punti di misura situati in corrispondenza dei punti di ingresso della rete di trasporto, la regolazione è piuttosto stringente su questi aspetti; peraltro, stabilisce che l'impresa di trasporto doti il punto di misura con propri apparati per la rilevazione dei parametri di qualità qualora il proprietario non garantisca il rispetto degli obblighi sopraelencati mediante accordi sottoscritti con l'impresa di trasporto, sostanzialmente anticipando la molto più estesa norma della RMTG (richiamata al precedente punto 5.1, lettera c)).

6. Gli esiti dell'Istruttoria ed il PAT

- 6.1 L'Istruttoria ha permesso di effettuare un'analisi di adeguatezza dei sistemi di misura e delle modalità di manutenzione di un campione di circa 300 impianti, con 15 sopralluoghi presso impianti rappresentativi del parco. Tra gli errori individuati ed analizzati dal Rapporto tecnico, ai nostri fini, rilevano i seguenti:
- a) errori imputabili al dispositivo di correzione ed ai dispositivi associati, dovuti all'aggiornamento delle impostazioni dei parametri di qualità del gas naturale nei sistemi di correzione dei volumi (generalmente accidentale, connesso alla variabilità temporale della composizione nell'AOP rispetto alla frequenza di aggiornamento nel dispositivo di correzione);
 - b) errori imputabili alla misura della composizione chimica e dei parametri di qualità del gas:
 - i) variabilità della composizione chimica del gas (generalmente accidentale, causato dalla disuniformità della composizione nell'AOP);
 - ii) errore del modello per la stima dei fattori di compressibilità Z e Z_S (generalmente accidentale, dovuto all'accuratezza del modello di gas reale utilizzato);
 - iii) errore sulla stima di ρ_S nei misuratori venturimetrici (generalmente accidentale, connesso all'accuratezza del densimetro o alla propagazione dell'errore della misura della composizione del gas);
 - iv) errore sulla misura della composizione e del PCS (generalmente accidentale, dovuto alla tecnica di misura utilizzata, alla frequenza di taratura ed alla scelta della miscela di autotaratura dei GC).
- 6.2 Le cause di errore ed i modelli per la loro valutazione sono approfonditamente presentate nell'appendice C della OIML R140. In considerazione degli obiettivi di aggiornamento della regolazione, particolare attenzione deve essere prestata alle incertezze legate alle differenze spaziali e temporali della misura della qualità del gas dovute alla diversa localizzazione del GC dell'AOP rispetto ai singoli impianti ricadenti in tale area non dotati di idonea strumentazione.
- 6.3 Il Rapporto tecnico elenca, poi, le possibili azioni di miglioramento, riportando per quanto concerne la misura della qualità del gas:
- a) l'obbligatorietà di un GC su tutte le linee volumetriche con Q_{cro}^{10} superiore a $30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$;

¹⁰ Portata erogata.

- b) l'obbligatorietà di un GC o di un densimetro su tutte le linee venturimetriche (UNI 9167);
- c) la riduzione del valore limite della differenza del PCS tra due AOP adiacenti dal 2% all'1,5%.

6.4 Nella Relazione conclusiva si legge, come commento ricorrente, che molte delle problematiche emerse dall'Istruttoria dovrebbero essere facilmente superabili con la piena operatività della RMTG; pertanto, con la deliberazione VIS 93/10, l'Autorità ha ordinato a SRG di dare priorità alla risoluzione delle anomalie riscontrate nell'implementazione del PAT.

6.5 La versione del PAT pubblicata da SRG ha recepito la gran parte delle indicazioni emerse dall'Istruttoria; infatti, con riferimento alla consistenza impiantistica si propone che:

- a) gli impianti di misura con contatore con Q_{ero} superiore a 4.000 Sm³/h e gli impianti venturimetrici siano dotati di apparati per la misura della qualità (intesa come misura di PCS, massa volumica e CO₂) in loco e l'aggiornamento dei dati di qualità sia effettuato sulla base dei dati rilevati dallo strumento con una frequenza pari a quella di analisi; in particolare sono previsti:
 - i) analizzatori di qualità (di seguito: AQ) per gli impianti con contatore con Q_{ero} compresa fra 4.000 e 30.000 Sm³/h;
 - ii) GC per gli impianti con contatore con Q_{ero} superiore a 30.000 Sm³/h e per tutti gli impianti venturimetrici (2 GC per impianti con Q_{ero} superiore a 400.000 Sm³/h);
- b) gli impianti di misura con contatori con Q_{ero} inferiore a 4.000 Sm³/h non siano dotati di apparati per la misura della qualità in loco ma la determinazione del contenuto energetico e dei parametri necessari ai fini del calcolo dei volumi sia effettuata utilizzando i dati di qualità della AOP di riferimento, identificata in modo tale che il gas sia rappresentativo del gas misurato nei punti per i quali non è prevista la misura di qualità in loco.

PARTE III

7. L'analisi dei dati comunicati in tema di qualità

- 7.1 Nel presente capitolo vengono sintetizzati gli aspetti principali che emergono dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese di trasporto relativamente all'anno termico 2009-2010. Si ritiene opportuno riferirsi a tale periodo per criteri di uniformità e semplicità, proprio in considerazione del fatto che, con il 30 settembre 2009, si è conclusa la fase di gradualità prevista per l'entrata in vigore delle disposizioni in tema di qualità.
- 7.2 Di seguito l'elenco delle imprese di trasporto che sono tenute, ad oggi, alla comunicazione annuale dei dati all'Autorità, suddivise per sistema di trasporto gestito:
- a) nazionale e regionale:
 - i) SRG;
 - ii) S.G.I. Spa;
 - b) nazionale:
 - i) Edison Stoccaggio Spa;
 - c) regionale¹¹:
 - i) Retragas Srl;
 - ii) Netenergy Service Srl;
 - iii) Metanodotto Alpino Srl;
 - iv) Metan Alpi Energia Srl;
 - v) Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas;
 - vi) Gas Plus Trasporto Srl;
 - vii) Italcogim Trasporto Srl.
- 7.3 Le imprese di trasporto hanno dichiarato 224 punti di misura di una AOP e 80 punti di misura in ingresso, per un totale di 304 punti di misura della qualità del gas; di questi 54¹² ricadono nelle deroghe inerenti agli obblighi di installazione, richiamate al precedente capitolo 4.
- 7.4 Per quanto concerne lo stato di consistenza degli apparati, che deve essere comunicato con riferimento al 30 settembre dell'anno termico precedente a quello di comunicazione, risultano installati 250¹³ GC, di cui 208 in AOP e 42 in punti di misura in ingresso, questi ultimi ripartiti per punto di immissione nel seguente modo:
- a) 7 da importazione;
 - b) 2 da impianto di Gnl;

¹¹ Le Reti di Trasporto Regionale sono state aggiornate con decorrenza 1° gennaio 2011 con decreto MSE del 22 ottobre 2010 (GU n. 283 del 3-12-2010).

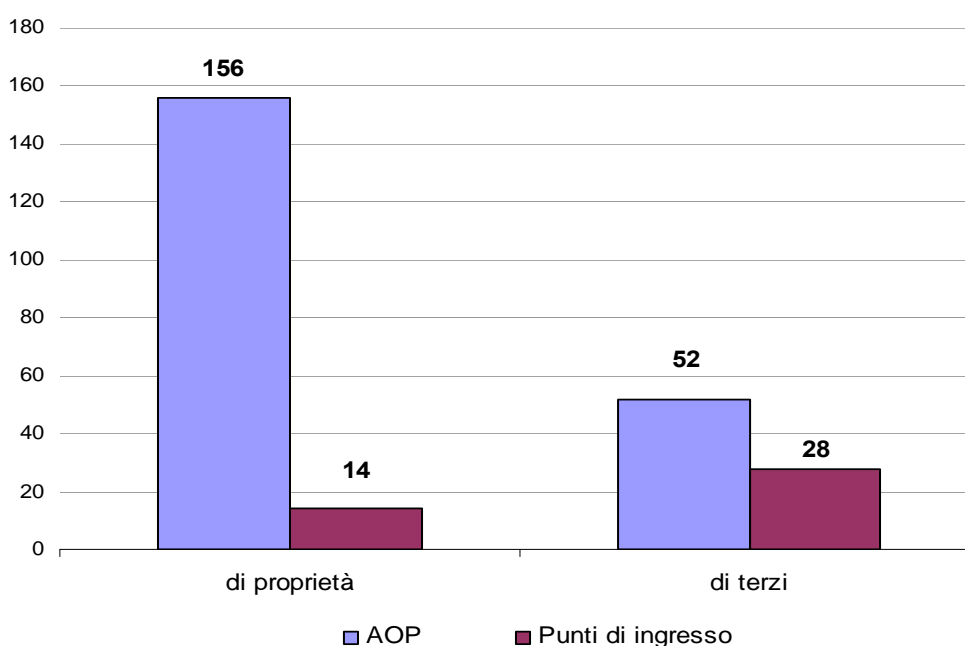
¹² Nello specifico, si tratta di 16 punti di misura di una AOP e 38 punti di misura in ingresso (di cui: 6 da altra rete di trasporto e 32 da giacimento di gas naturale).

¹³ Pari, appunto, alla differenza tra il totale di 304 punti di misura ed i 54 punti di misura ai quali si applicano le deroghe.

- c) 3 da impianto di stoccaggio;
- d) 11 da giacimento di gas naturale;
- e) 19 da altra rete di trasporto.

7.5 Il grafico 1 mostra la suddivisione dei GC in termini di proprietà dell'apparato; come ricordato ai precedenti punti 5.3 e 5.4, l'impresa di trasporto può utilizzare i dati rilevati da apparati non di sua proprietà purché siano rispettate precise regole, individuate a garanzia dell'affidabilità della misurazione.

Grafico 1 – Suddivisione del parco dei GC installati per proprietà dell'apparato, se dell'impresa di trasporto o di terzi

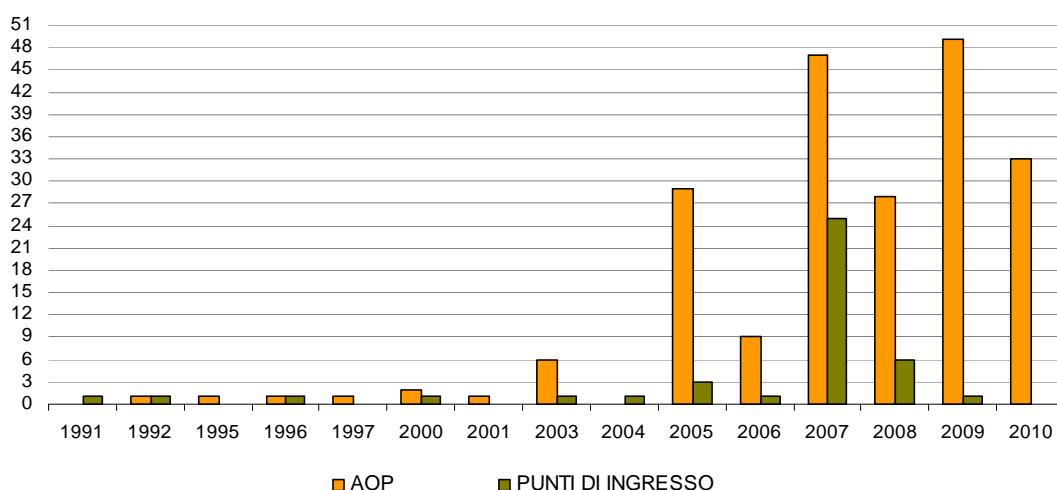


7.6 Il grafico 2 illustra, invece, la suddivisione del parco dei GC per anno di installazione ed evidenzia che circa il 93% degli apparati è di recente installazione, essendo stato installato a partire dal 2005. Appare sostanzialmente superata, quindi, la preoccupazione evidenziata nell'ambito della consultazione¹⁴ che ha portato all'approvazione della deliberazione n. 75/07, quando dall'esame dei dati tecnici sulle disponibilità delle misure del PCS sembrava emergere l'esistenza di un possibile legame tra il numero di indisponibilità e l'anno di installazione dei GC, i quali erano piuttosto vetusti, avendo mediamente più di dieci anni di vita (si ricorda che non esiste un obbligo circa la cosiddetta "vita utile" del GC, per il quale la deliberazione ARG/gas 184/09 ha fissato una durata convenzionale tariffaria degli impianti¹⁵ - di *metering* non riconducibili a standard e degli impianti di *meter reading* - pari a 10 anni). Si rileva, da ultimo, che solo 7 GC su 250 risalgono agli anni novanta e sono installati per metà presso punti di ingresso della rete di trasporto.

¹⁴ Atto n. 35/06, capitolo 12.

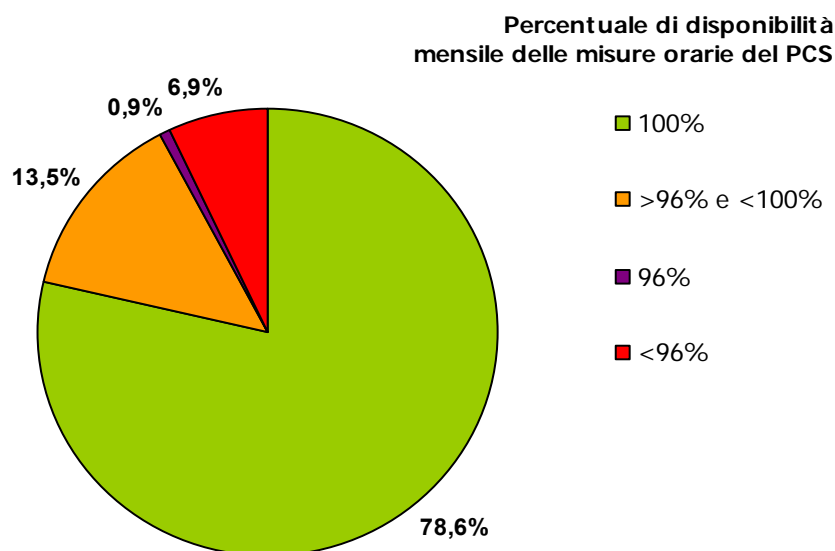
¹⁵ Tabella 2, Allegato B (RMTG) alla deliberazione ARG/gas 184/09.

Grafico 2 – Suddivisione del parco dei GC per anno di installazione



7.7 Passando ad analizzare i dati inerenti all'indicatore "Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa", si può osservare che le imprese di trasporto hanno garantito un livello di disponibilità mensile della misura oraria superiore o uguale al 96% (che, si ricorda, è lo standard generale stabilito dalla regolazione, con vigenza dall'1 ottobre 2009) per il 93% dei casi. Nello specifico, si sono registrati 1.963 valori pari al 100% delle disponibilità, 338 casi compresi tra il 100% ed il 96% (estremi esclusi), 23 valori uguali al 96% e 172 inferiori al limite fissato dalla disciplina. Il grafico 3 mostra la suddetta ripartizione ed evidenzia che i casi di mancato rispetto del livello generale rappresentano il 6,9% del totale.

Grafico 3 – Valori registrati dall'indicatore relativo alla disponibilità mensile delle misure orarie del PCS nell'anno termico 2009 – 2010 (in percentuale)



7.8 Si può rilevare, inoltre, che sono 89 le AOP (su 208 dotate di GC) per le quali si è verificato il non rispetto del livello generale fissato dalla regolazione per almeno un mese dell'anno termico. Alla luce, però, dell'elevato contenuto tecnico delle attività connesse alla misurazione della qualità del gas, assumono particolare importanza i casi di ricorrenza di mancato rispetto, soprattutto quella ripetuta, che hanno interessato 40 AOP. La tabella B riporta i 172 casi di mancato rispetto,

suddivisi in base al numero di volte in cui l'indicatore ha registrato un valore inferiore al 96%.

Tabella B - Mancato rispetto del livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale per le AOP

N. AOP	N. mesi di mancato rispetto livello generale	Totale
49	1	49
18	2	36
11	3	33
7	4	28
3	6	18
1	8	8
89		172

7.9 Con riferimento ai 172 casi di cui sopra, la tabella C mostra invece i valori effettivi dell'indicatore di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale in una AOP, raggruppati per intervalli di interesse. Se si considera che un valore del 55% corrisponde sostanzialmente a 397 ore disponibili e 323 indisponibili, si può osservare che vi sono solo 12 casi di mancato rispetto del livello generale al di sotto di tale valore, mentre 45 mesi¹⁶ presentano un valore uguale o superiore al 93% (ossia, pari al livello generale fissato per l'indicatore - anche se con riferimento alle misure giornaliere - in vigore fino al 30 settembre 2009).

Tabella C - Valori effettivi del livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale per le AOP nei casi di mancato rispetto

Percentuale effettiva indicatore	Ricorrenza
0%	3
3%	1
10%	1
19%	2
27%	1
44%	1
>=45% e <55%	3
>=55% e <65%	13
>=65% e <75%	15
>=75% e <85%	28
>=85% e <90%	31
>=90% e <93%	28
93%	9
94%	13
95%	23

¹⁶ Si ricorda che l'indicatore di disponibilità delle misure orarie si calcola con riferimento al mese.

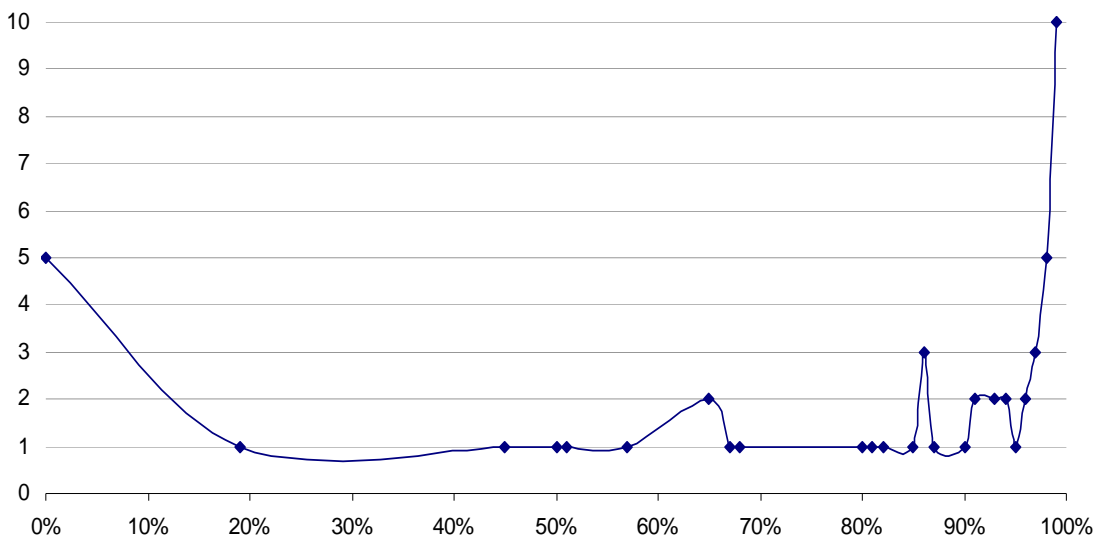
7.10 Per analizzare le disponibilità di misure orarie per i punti di ingresso della rete di trasporto, poiché la disciplina non prevede un indicatore ad hoc, è possibile fare riferimento alla formula utilizzata per le AOP. In tal modo, si è calcolato un rispetto del 100% per 454 casi su un totale di 504 (12 mesi dell'anno termico per 42 GC installati), ovvero più del 90% del totale. La tabella D, che segue, mostra invece i restanti casi, classificati in analogia con quanto sopradescritto per le AOP.

Tabella D – Indisponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale per i punti di ingresso della rete di trasporto

N. Punti di misura in ingresso	N. mesi di disponibilità inferiore al 100%	Totale
7	1	7
5	2	10
2	3	6
2	4	8
1	5	5
1	6	6
1	8	8
19		50

7.11 Il grafico 4 rappresenta l'andamento dei suddetti 50 casi di disponibilità delle misure orarie inferiori al 100%, riportando sull'asse delle ordinate il numero di mesi e sull'asse delle ascisse i valori percentuali effettivi dell'indicatore. Come si può notare, la maggioranza dei punti è situata nella parte destra del grafico, corrispondente a valori comunque alti dell'indicatore; infatti, il 72% presenta valori $\geq 80\%$, di cui ben 10 mesi risultano pari al 99%. Trattandosi, però, della disponibilità del dato di misura oraria nei punti di ingresso della rete di trasporto, l'Autorità ritiene opportuno non sottovalutare il fenomeno, presentando delle proposte di integrazione della disciplina vigente.

Grafico 4 - Andamento delle percentuali di disponibilità mensile della misura oraria per i punti di ingresso della rete di trasporto (n. di casi vs percentuale effettiva di disponibilità mensile della misura oraria)



8. La ricognizione con SRG in tema di attuazione della regolazione della qualità

- 8.1 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 197/10, la Direzione Consumatori e Qualità del servizio ha organizzato alcuni incontri di approfondimento con l'operatore maggiore di trasporto SRG, tesi ad approfondire le tematiche relative all'attuazione della regolazione ed alla raccolta di ulteriori elementi rilevanti volti al completamento dell'attività ricognitoria inerente il settore del trasporto.
- 8.2 In relazione a quanto sopra, SRG ha fornito, a supporto dei propri contributi, dati ed informazioni riguardanti l'attività svolta nel corso del periodo di applicazione della deliberazione n. 185/05, unitamente ad una serie di elementi informativi riguardanti le procedure utilizzate, coerenti con la propria struttura organizzativa e con le disposizioni contrattuali delineate nel proprio codice di rete.
- 8.3 In attuazione della regolazione vigente, SRG utilizza la AOP alternativa. La griglia delle AOP alternative, selezionate secondo una metodologia consolidata¹⁷, può essere modificata durante il mese nel caso di variazioni di assetti di rete che comportino variazioni dei flussi di gas in una porzione di rete: in tale caso viene definita una nuova griglia che recepisce le variazioni intervenute nella sequenza delle AOP alternative.
- 8.4 I criteri vigenti di selezione delle AOP alternative sono i seguenti:
- a) differenza nel valore medio mensile del PCS non superiore al $\pm 0.5\%$ rispetto a quello della AOP di riferimento;
 - b) differenza nel valore di massa volumica non superiore al $\pm 0.5\%$ rispetto a quello della AOP di riferimento;
 - c) differenza nei valori percentuali dei componenti CO₂ ed N₂ non superiori al $\pm 10\%$ rispetto a quelli della AOP di riferimento.
- 8.5 In modo cautelativo, i limiti delle massime variazioni ammissibili sono stati individuati sulla base dei massimi errori di misura ammissibili sui GC nella determinazione dei parametri di qualità (riferimento: Codice di rete SRG – Allegato 11B).
- 8.6 L'esperienza maturata da SRG in un periodo di circa 5 anni, ha evidenziato che i criteri attuali, relativamente alle componenti CO₂ e N₂, risultano eccessivamente penalizzanti nella definizione della griglia delle AOP alternative. In particolare si è riscontrato che AOP fisicamente adiacenti ed interessate da gas di identica provenienza non sono individuate come alternative tra loro solo a causa del superamento dei limiti relativi alle componenti CO₂ e N₂.
- 8.7 Sulla base di tali riscontri è stato effettuato uno studio da parte della società per valutare le conseguenze di una modifica dei criteri di selezione attuali, relativamente alle componenti sopra citate, nell'ipotesi di lasciare invariati quelli relativi ai parametri PCS e alla massa volumica.

¹⁷ Nei primi giorni di ogni mese il Sistema Informatico Gascromatografi, per ogni AOP, elabora una lista di AOP alternative, sulla base dei dati di qualità del mese precedente e secondo criteri definiti; per ogni AOP di riferimento, la lista delle AOP alternative viene ordinata per priorità decrescente, definendo in tal modo la griglia delle AOP alternative utilizzabili nel mese in corso.

- 8.8 Alla luce di quanto sopra, SRG ha fornito elementi per gli approfondimenti sulla possibilità di revisione della Metodologia di individuazione delle AOP, in particolare relativamente all'individuazione di nuovi limiti di massima variazione ammissibile, differenziati in base alla concentrazione di CO₂ e N₂.

Nella parte IV del documento si presentano proposte di aggiornamento della Metodologia di individuazione delle AOP, in relazione anche ai contributi ed agli approfondimenti di SRG.

- 8.9 In relazione al riscontro, da parte dell'Autorità, di un numero relativamente elevato di casi di indisponibilità della misura del PCS nelle AOP, SRG ha fornito inoltre una classificazione delle cause di tale indisponibilità, con riferimento all'anno termico 2009-2010 ed alle indisponibilità giornaliere della misura.
- 8.10 Nello specifico, sono state comunicate da SRG le casistiche riportate in tabella E, punto di partenza a carattere ricognitorio per una migliore definizione delle cause previste dalla vigente disciplina.

Tabella E - Cause di indisponibilità giornaliera della misura del PCS per le AOP per l'anno termico 2009-2010 (fonte: impresa maggiore di trasporto)

SIGLA	DESCRIZIONE	CASI A.T. 2009-2010
ME	Mancanza elio: nella maggior parte dei casi dovuta all'esaurimento della bombola, in alcuni casi dovuta a perdita sulle valvole di commutazione.	4 (6%)
DE	Disalimentazione elettrica: casi in cui non avviene il ripristino automatico a seguito di interruzione dell'alimentazione elettrica.	8 (12%)
PA	Problemi analitici: tipicamente consistono nella perdita di capacità di separazione delle colonne cromatografiche.	15 (23%)
G	Guasto: comporta sia la sostituzione di parti semplici sia la sostituzione di schede elettroniche o parti più complesse del GC (comprende anche i guasti dei modem).	20 (31%)
MI	Modifiche impiantistiche: nella maggior parte dei casi riguardano direttamente il GC (installazione centraline elio, sostituzione modem, sostituzione GC); in altri casi riguardano lavori sull'impianto in cui è installato il GC stesso e che ne impediscono l'esercizio.	17 (26%)
MT	Malfunzionamento temporaneo: riguardano anomalie che si risolvono senza richiedere interventi ed a cui è difficile assegnare una motivazione.	1 (2%)
TOTALE		65

PARTE IV

9. Gli ambiti di aggiornamento della regolazione in tema di qualità

Le definizioni e l'ambito di applicazione

9.1 Come più volte richiamato, la RMTG è intervenuta a definire l'assetto generale del servizio di misura sulle reti di trasporto del gas naturale; in particolare, all'articolo 2 inerente all'ambito di applicazione del provvedimento, stabilisce che *“Il servizio di misura è erogato attraverso gli impianti per la misura dei quantitativi e della composizione chimica del gas, relativi a tutti i punti delle reti di trasporto in cui il gas viene immesso e/o prelevato dalle seguenti infrastrutture e impianti:*

- a) produzioni nazionali;*
- b) siti di stoccaggio;*
- c) terminali di rigassificazione di gnl;*
- d) gasdotti appartenenti a sistemi di trasporto esteri;*
- e) altre reti di trasporto;*
- f) reti di distribuzione;*
- g) impianti di consumo nella titolarità di clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.”*

La disciplina in tema di qualità ha previsto obblighi di installazione e di misurazione dei parametri di qualità del gas naturale nei punti di misura di una AOP e nei punti di misura in ingresso alla rete di trasporto, quindi sostanzialmente trattando le immissioni e le riconsegne. Dall'analisi dei dati sembra di poter evincere che non tutte le imprese di trasporto hanno individuato delle AOP in cui suddividere la rete; inoltre, sarebbe appropriato evitare che la regolazione venga applicata secondo un'ottica di funzionalità del punto di misura.

9.2 Sempre alla luce del nuovo assetto delle responsabilità del servizio di misura sulle reti di trasporto¹⁸, appare opportuno rivedere anche l'ambito di applicazione delle Disposizioni in tema di qualità del gas, in quanto da un lato il *metering* sui punti di riconsegna - che servono clienti finali direttamente allacciati alla rete - è di responsabilità dell'impresa di trasporto che si avvale del titolare dell'impianto, dall'altro, i titolari degli impianti sono già tenuti al rispetto della regolazione, tranne che per il caso delle imprese di distribuzione, per le quali la disciplina deve essere allineata.

¹⁸ Il già citato articolo 3, comma 3.1 della RMTG recita: *“Fatte salve le successive determinazioni ai sensi del decreto legge n. 135/09, la responsabilità dell'attività di metering è attribuita come di seguito indicato:*

- 1. al titolare dell'impianto con riferimento agli impianti di immissione delle produzioni nazionali, di stoccaggio, di rigassificazione di Gnl, di distribuzione;*
- 2. all'impresa maggiore con riferimento ai punti di interconnessione con sistemi di trasporto esteri;*
- 3. all'impresa di trasporto sottesa con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di trasporto;*
- 4. all'impresa di trasporto con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto.”*

Punti di misura di una AOP e Metodologia AOP

9.3 Come anticipato al precedente capitolo 4, la regolazione vigente in tema di qualità del gas stabilisce l'installazione fissa del GC nei punti di ingresso della rete di trasporto e nel punto di misura di una AOP, fatti salvi i casi di deroga. Inoltre, ai sensi della deliberazione n. 185/05, la misura del PCS deve essere determinata sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della norma ISO 6976. Ne deriva che, allo stato dell'arte, la normativa non considera l'installazione di altri apparati, diversi dal GC, per la misura del PCS. In più, l'installazione obbligatoria degli apparati di misura della qualità del gas è attualmente stabilita in ragione della tipologia di punto di misura e non della portata oraria dell'impianto. Come evidenziato, peraltro, dagli esiti dell'Istruttoria e dalle proposte contenute nel PAT, il sistema delle AOP sembrerebbe un utile supporto per l'attribuzione del valore effettivo del PCS del gas naturale ai punti di riconsegna della rete di trasporto. Appare opportuna, quindi, la revisione della regolazione in essere non solo al fine di garantire l'utilizzo dei diversi apparati esistenti sul mercato¹⁹, come gli AQ, ma anche nell'ottica del perseguimento degli obiettivi che l'Autorità si è prefissata in termini di contenimento del gas non contabilizzato e di bilanciamento del sistema gas. A tal fine l'Autorità ritiene necessario rivedere la vigente regolazione prevedendo che, fermo restando il mantenimento in capo ad ogni impresa di trasporto dei restanti obblighi di servizio relativi alla qualità del gas, l'individuazione delle AOP debba competere all'impresa maggiore di trasporto.

Casi di mancato flusso di gas

9.4 L'indicatore sulla disponibilità delle misure orarie della AOP non è strutturato in modo tale da pesare il fatto che la misura possa non essere disponibile semplicemente perché non c'è stato passaggio di gas attraverso il GC per motivi connessi essenzialmente all'utilizzo dell'impianto da parte, ad esempio, del cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto (magari chiuso per ferie o perché stagionale). L'impresa di trasporto ha a disposizione diversi mezzi per la gestione della suddetta casistica, potendo ricorrere da un lato all'attività di monitoraggio delle apparecchiature di misura, in termini di segnalazione delle anomalie, dall'altro, conoscendo la nomina giornaliera effettuata sul punto di riconsegna e, successivamente, l'allocazione dei consumi. Ugualmente non sono considerate altre casistiche di interruzione della fornitura, riconducibili ad esempio alle attività di manutenzione programmata degli apparati di misura, che allo stato dell'arte dovrebbero ricadere nelle mancate disponibilità per altre cause.

Cause di mancata disponibilità della misura

9.5 Dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese di trasporto è emerso che le cause delle mancate disponibilità, così come registrate con riferimento all'ultimo anno termico, ricadono sempre nella terza categoria, ossia quella comprendente le cause non accertate o non classificabili come forza maggiore²⁰ o cause esterne²¹. Vale la pena ricordare che già con la deliberazione n. 75/07, a fronte di valori effettivi non soddisfacenti dell'indicatore di disponibilità (peraltro, per gli anni termici 2006 -

¹⁹ Regolamento (CE) del 9 luglio 2008, n. 764/2008, che stabilisce procedure relative all'applicazione di determinate regole tecniche nazionali a prodotti legalmente commercializzati in un altro Stato membro e che abroga la decisione n. 3052/95/CE.

²⁰ Intese come eventi eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti autorizzativi.

²¹ Intese come danni provocati da terzi per fatti non imputabili all'impresa di trasporto.

2009 basato sulle misure giornaliere e diversificato a seconda della possibilità o meno di individuare una AOP alternativa) e di livelli generali considerati troppo sfidanti dalle imprese di trasporto, è stato introdotto un solo indicatore calcolato con una formula che distingue le cause di indisponibilità, conteggiando al numeratore - insieme alle misure orarie disponibili - le misure non disponibili per le cause di forza maggiore o esterne. Ne consegue che un interessante ambito di analisi potrebbe essere quello delle cause, soprattutto se ricorrenti, e dei criteri seguiti dall'impresa di trasporto per classificarle.

Disponibilità della misura della qualità del gas nei punti di ingresso

9.6 Come già anticipato, un altro ambito di aggiornamento delle disposizioni in vigore riguarda gli apparati installati presso i punti di ingresso della rete di trasporto, con riferimento ai quali non è definito un indicatore di disponibilità delle misure orarie e non esistono obblighi di servizio analoghi a quelli concepiti per il funzionamento delle AOP (inerenti al ripristino della misura, almeno giornaliera, del PCS entro un determinato limite di tempo). Le analisi dei dati sintetizzate ai precedenti paragrafi 7.10 e 7.11 mostrano che, applicando la formula usata per il calcolo dell'indicatore relativo alle AOP e considerando un livello generale pari al 100%, si ricava un numero di ricorrenze di mancato rispetto sull'anno termico pari a 50, per 19 punti di misura in ingresso (su un totale di 42) ed a copertura di un intervallo di valori effettivi dell'indice compreso tra 0% e 99%, anche se più spostato verso l'alto.

Controlli dell'attuazione della regolazione in tema di qualità gas

9.7 Da ultimo, si ritiene indispensabile l'implementazione di una procedura sui controlli documentali da effettuare relativamente alle verifiche sulla funzionalità degli apparati di misura, in analogia ad altre tipologie di controlli già definite dall'Autorità.

Spunto di consultazione Q.1: Gli ambiti di aggiornamento della regolazione in tema di qualità

Condividete le proposte dell'Autorità circa gli ambiti di aggiornamento della regolazione in tema di qualità? Se no, per quali motivi?

Ritenete che vi possano essere ulteriori ambiti di aggiornamento? Se sì, quali?

10. Le proposte di aggiornamento della disciplina

Le definizioni e l'ambito di applicazione

10.1 Nel confermare quale ambito di riferimento la rete di trasporto, l'Autorità ritiene opportuno mantenere la distinzione tra "punto di misura di una AOP" e "punto di misura in ingresso", modificando però le Disposizioni in tema di qualità del gas nelle parti riguardanti l'identificazione dei punti di ingresso della rete di trasporto. In particolare, anche in considerazione di quanto stabilito dai Codici di rete, si propone di riferirsi ai:

- a) punti di entrata, ossia i punti in corrispondenza di terminali di rigassificazione, di campi di produzione nazionale, di campi di stoccaggio (sia per immissione che prelievo);

- b) punti di interconnessione con i metanodotti esteri;
- c) punti di interconnessione con le reti esercite da altre imprese di trasporto, che operano nel territorio nazionale.

10.2 Per quanto concerne, invece, i punti di riconsegna, includendo in tale definizione tutte le riconsegne su rete nazionale e regionale, l’Autorità intende confermare il concetto di AOP e la relativa metodologia, pur prevedendo le necessarie modifiche nei termini già espressi in precedenza e che verranno di seguito approfonditi.

10.3 Infine, è imprescindibile inserire il concetto di impresa maggiore di trasporto, così come aggiungere alla lista dei soggetti tenuti al rispetto di quanto disposto dal provvedimento le imprese di distribuzione. Per quanto concerne il divieto di immettere nella rete di trasporto gas fuori specifica, potrebbe essere utile inserire l’utente del servizio di trasporto al posto dell’impresa di importazione. Per quanto riguarda il conferimento della responsabilità di individuazione delle AOP all’impresa maggiore di trasporto, stante la complessità delle regole aggiuntive di coordinamento tra l’impresa maggiore di trasporto e le altre imprese, tale tema verrà affrontato in un successivo documento di consultazione. Tuttavia si sollecitano fin d’ora i contributi da parte di tutti i soggetti interessati, anche al fine di facilitare la formulazione delle proposte da parte dell’Autorità.

Spunto di consultazione Q.2: Le definizioni e l’ambito di applicazione

Condividete le proposte dell’Autorità in tema di definizioni ed ambito di applicazione? Se no, per quali motivi?

Punti di misura di una AOP e Metodologia AOP

10.4 Come già più volte richiamato, il PAT propone l’installazione sia di GC che di AQ per la misura della qualità del gas, intesa come misura di PCS, massa volumica e anidride carbonica. L’AQ è uno strumento più semplice del GC - e, quindi, meno costoso sia dal punto di vista dell’investimento che dei costi di manutenzione e gestione - che può misurare il PCS, la massa volumica e la concentrazione dell’anidride carbonica. I metodi impiegati differiscono da strumento a strumento ed, inoltre, alcuni dispositivi misurano tutti e tre i parametri anzidetti, mentre altri rilevano soltanto il PCS. Pur essendo stati immessi sul mercato da poco, risulterebbe che alcuni modelli hanno già ottenuto l’accreditamento metrologico in classe A e B ai sensi dell’OIML²² R140. AQ di classe B sono già stati approvati in Francia dalla LNE²³ come apparecchiature per la misura del potere calorifico, anche ai fini della misura fiscale. Il GC, invece, è uno strumento che presenta una elevata precisione di misura, classificabile come strumento di classe A ai sensi della OIML R140 per la misura del PCS. In tabella F sono riportati i valori dell’incertezza massima ammissibile in funzione della classe di precisione, come definiti dalla sopraccitata norma.

²² International Organization of Legal Metrology.

²³ Laboratoire national de métrologie ed d’essais.

Tabella F - Errori massimi ammissibili ai sensi della OIML R140 per classe di precisione dello strumento

	Classe di precisione		
	A	B	C
Potere Calorifico	± 0,5%	± 1,0%	± 1,0%
Massa volumica	± 0,35%	± 0,7%	± 1,0%

- 10.5 Si propone, pertanto, di modificare le Disposizioni in tema di qualità prevedendo che l'individuazione di una AOP sia tale da garantire la dotazione di almeno un GC per la misura in continuo della composizione del gas naturale del gas naturale e quindi del PCS riconsegnato ai punti attribuiti alla stessa, introducendo allo stesso tempo la possibilità di installare in tali punti di riconsegna ulteriori strumenti, anche con differenti principi di misura, quali modelli di AQ che consentano almeno la rilevazione del PCS.
- 10.6 Allo stato dell'arte ogni AOP è dotata di un solo GC, perciò il relativo indice di disponibilità delle misure orarie misura sostanzialmente il livello prestazionale dell'apparato. Con l'eventuale presenza di più strumenti nella stessa AOP, sarà necessario sia fissare delle regole di compatibilità tra misure provenienti da strumenti di incertezza diversa, sia valutare l'opportunità di revisionare il livello generale assegnato all'indicatore in vigore. Con riferimento al primo aspetto, la regola più semplice - e più facilmente verificabile - che si può considerare è quella di imporre, in capo all'impresa maggiore, di usare sempre il dato validato proveniente dal GC e, solo qualora questo non sia disponibile, di garantire la misura del PCS ricorrendo al dato fornito dall'AQ. In tal modo si perde l'occasione di poter attingere ad un numero maggiore di misure al fine di garantire una maggiore disponibilità del dato. In quest'ottica, un'altra soluzione potrebbe essere quella di procedere normalizzando il dato misurato dall'AQ, per renderlo confrontabile con quello rilevato dal GC, calcolare la differenza tra le due misure e, se quest'ultima risulta superiore ad un certo valore, richiedere all'impresa di trasporto di cambiare l'attribuzione dei punti di riconsegna, assegnandoli più appropriatamente all'area di influenza del singolo apparato. Tali attività richiedono la conoscenza degli assetti delle singole porzioni di rete e, quindi, dovrebbero ricadere nella responsabilità della specifica impresa di trasporto. È valutabile, però, anche alla luce del fatto che il bilanciamento fisico e commerciale dell'intera rete è in capo all'impresa maggiore, che sia quest'ultima ad occuparsene, una volta effettuata la validazione delle misure rilevate; in tal caso, sarebbe indispensabile garantire il passaggio di tutte le informazioni necessarie da una impresa di trasporto all'altra. Qualora risultasse preferibile quest'ultima opzione, si invitano i soggetti interessati ad indicare, in dettaglio, il contenuto minimo del flusso informativo indispensabile per la corretta gestione della soluzione individuata.
- 10.7 Come già ricordato, gli AQ sono strumenti abbastanza "giovani", da ciò deriva l'opportunità di inserire un obbligo sull'utilizzo della misura rilevata, a carico dell'impresa maggiore di trasporto (che si ricorda è il soggetto deputato al *meter reading*), tale per cui quest'ultima potrà impiegare il dato misurato solo se proveniente da un modello già installato in campo, anche da diversa impresa, per un adeguato periodo continuativo e con risultati soddisfacenti in termini di affidabilità e precisione dello strumento. L'obiettivo è quello di garantire un

graduale e corretto passaggio dallo stato dell'arte alla situazione che si avrà a regime, a completamento del PAT.

- 10.8 È necessario rilevare che tramite gli AQ non è possibile determinare il valore del PCS sulla base della composizione chimica; nella maggior parte dei casi, infatti, vengono utilizzati dei metodi di misura basati su equazioni empiriche che correlano tale parametro ad altre misure, caratteristiche della miscela di gas naturale. Ne consegue che è indispensabile integrare le Disposizioni in tema di qualità, che stabiliscono - all'articolo 4, comma 2 - l'obbligo della determinazione del valore di PCS dalla composizione chimica del gas nel rispetto della norma ISO 6976.

Spunto di consultazione Q.3: Analizzatori di qualità

Condividete le proposte dell'Autorità in tema obblighi relativi agli AQ? Se no, per quali motivi?

Quale periodo di installazione in campo ritenete adeguato affinché si possa utilizzare il dato di misura proveniente da un AQ?

- 10.9 L'AOP è attualmente definita come *“la porzione di rete di trasporto per la quale il valore del PCS medio mensile del gas 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 $\pm 2\%$ ”*. Ora, in considerazione del probabile aumento nel tempo degli apparati per la misura del PCS presenti in una data AOP - con abbondanza di punti di misura rispetto allo stato dell'arte e conseguente minor numero di indisponibilità dei dati - ed alla luce del fatto che l'AOP è caratterizzata sulla base del valore medio mensile del PCS e non giornaliero, l'Autorità conferma l'obiettivo di diminuire la percentuale di tolleranza entro il limite dell'1,5%, come già prefigurato dal Rapporto tecnico allegato alla chiusura dell'Istruttoria ed anticipato al precedente paragrafo 6.3. Poiché tale riduzione non può essere richiesta senza concedere all'impresa di trasporto un adeguato periodo di adeguamento delle infrastrutture tecnologiche e delle modalità operative adottate, si propone una gradualità di applicazione della suddetta previsione, prevedendo che essa entri in vigore dopo un adeguato periodo di prova.

Spunto di consultazione Q.4: Definizione della AOP

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di definizione della AOP? Se no, per quali motivi?

- 10.10 Circa le AOP alternative, l'Autorità giudica opportuno mantenerle quale fonte ultima del dato di misura, confermando altresì tutte le regole necessarie alla loro individuazione. Infatti, come stabilito dalla Metodologia AOP, si utilizzano i dati di qualità provenienti dal GC abbinato alla AOP alternativa quando il GC della data AOP non fornisce valori giornalieri validi. La griglia delle AOP alternative, per il mese in corso, viene redatta entro il giorno sette del mese stesso seguendo un processo ben preciso e dettagliato che tiene conto, peraltro, degli assetti della rete di trasporto. Pertanto, non sembra utile modificare radicalmente il sistema delle AOP Alternative, pur rilevando la necessità di una revisione della Metodologia AOP, in quanto l'utilizzo della stessa ha evidenziato che i criteri attuali, relativamente ai limiti di accettabilità sulle basse concentrazioni dei

componenti CO₂ e N₂, potrebbero risultare eccessivamente penalizzanti nella definizione della griglia delle AOP alternative.

- 10.11 In particolare, SRG ha riscontrato che AOP fisicamente adiacenti e interessate da gas di identica provenienza non riescono ad essere definite alternative tra loro solo a causa delle differenze delle componenti di CO₂ e N₂, se queste presentano concentrazioni molto basse. Nella Metodologia AOP è definita AOP alternativa di un'altra quella AOP tale per cui i gas distribuiti in entrambe risultano di qualità simile ed, inoltre, il valore medio mensile del PCS e della massa volumica presentano una differenza non superiore al $\pm 0,5\%$, mentre i componenti CO₂ ed N₂ una differenza non superiore al $\pm 10\%$. Ne consegue che il concetto di qualità simile è implicitamente collegato ai valori di incertezza della misura del PCS e della massa volumica, effettuata utilizzando un GC da campo. Si propone pertanto di adottare, quali nuovi limiti di massima variazione ammissibile, i valori tipici di incertezza nella misura delle concentrazioni, distinti in base alla concentrazione di CO₂ e N₂. La massima variazione proposta, espressa in valore assoluto e differenziata in base all'intervallo di concentrazione di CO₂ e N₂, è indicata in tabella G.

Tabella G - Limiti proposti per la massima variazione ammissibile delle concentrazioni di CO₂ e N₂, differenziati sulla base dell'intervallo di concentrazione, ai fini dell'individuazione di una AOP alternativa

Campi di Concentrazione	Massima variazione
$0,01 \leq X_{CO_2, N_2} < 0,1$	$\pm 0,008$
$0,10 \leq X_{CO_2, N_2} < 1,0$	$\pm 0,05$
$1,00 \leq X_{CO_2, N_2} < 3,0$	$\pm 0,08$
$3,00 \leq X_{CO_2, N_2} < 10,0$	$\pm 0,15$

- 10.12 Occorre, inoltre, modificare la Metodologia AOP in modo da assegnare un grado di priorità secondaria all'utilizzo delle AOP alternative rispetto all'utilizzo dei dati provenienti da altri apparati di misura dei parametri di qualità, eventualmente presenti nella data AOP.

Spunto di consultazione Q.5: AOP alternative e Metodologia AOP

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di AOP alternative? Se no, per quali motivi?

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di Metodologia AOP? Se no, per quali motivi?

- 10.13 Il principio generale alla base del PAT, che non distingue gli obblighi di installazione degli apparati sulla base della tipologia di punto (quindi, se di immissione o di riconsegna ad un cliente finale direttamente allacciato ecc...), è condivisibile nella misura in cui considera dello stesso grado tutte le misure in qualsiasi punto della rete, in vista della contabilizzazione delle transazioni. L'aumento degli apparati installati è certamente significativo, con 845 AQ e 727 GC a completamento del PAT, ma non tiene conto dell'eventuale instabilità - dettata dai flussi di gas²⁴ - a cui potrebbero essere soggetti punti di riconsegna non

²⁴ Come è noto, in Italia vengono immessi numerosi tipi di gas naturale di differente composizione (Nazionale, Algerino, Libico, Russo, Olandese, Norvegese, Nigeriano, Qatariano ecc...).

misurati e situati sul confine delle AOP. Inoltre, giova ricordare che le misure della concentrazione di anidride carbonica e della massa volumica (ρ , in alternativa, della concentrazione di azoto) hanno rilevanza soltanto per il calcolo del rapporto tra i fattori di compressibilità Z_S e Z . Nel caso di pressioni di esercizio non elevate, variazioni significative delle concentrazioni di CO_2 e di N_2 hanno una influenza trascurabile nel citato rapporto dei fattori di compressibilità. Sarebbe opportuno investigare approcci diversi o complementari da quelli previsti nel PAT, ad esempio privilegiando, a parità di costi, l'istallazione di un maggior numero di AQ con la sola misura del PCS per le utenze con pressione di esercizio non elevata site nelle fasce di confine delle AOP, garantendo così un maggior controllo ed una maggiore affidabilità di questi confini, riservandosi per il calcolo dei fattori di compressibilità di utilizzare o l'attuale procedura basata sulle AOP o ulteriori modelli di calcolo basati sugli assetti di rete.

Spunto di consultazione Q.6 Definizione confini di una AOP

Condividete le proposte dell'Autorità? Se no, per quali motivi?

10.14 L'Autorità ritiene opportuno confermare i vigenti obblighi di servizio, stabiliti dall'articolo 11 delle Disposizioni in tema di qualità del gas, relativi al campionamento con frequenza giornaliera dal decimo giorno gas di indisponibilità del PCS nel punto di misura di una AOP ed al ripristino della misura giornaliera del PCS entro il quindicesimo giorno gas (successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato). È necessario, però, aggiornare le Disposizioni in tema di qualità del gas per tener conto dei cambiamenti intercorsi, quale la nascita di ACCREDIA²⁵ dalla fusione dei due enti di accreditamento nazionali italiani, SINAL e SINCERT.

Spunto di consultazione Q.6: Indisponibilità della misura giornaliera del PCS in una AOP

Condividete le proposte dell'Autorità? Se no, per quali motivi?

10.15 Per quanto concerne l'indicatore "Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa", l'Autorità reputa che possa essere confermato il vigente livello generale, pari al 96%, rivisto solamente con riferimento alle cause ed ai giorni di mancata erogazione, come verrà esplicitato successivamente. Ugualmente, si reputa di confermare gli articoli del provvedimento che definiscono quando si può ritenere disponibile la misura giornaliera ed oraria del PCS del gas naturale in un punto di misura, ovvero rispettivamente se:

- a) sono disponibili le misure orarie relative ad almeno dodici ore, anche non consecutive, riferite al giorno gas considerato;
- b) il PCS è stato validamente rilevato per almeno la metà delle misure effettuate nell'ora considerata.

²⁵ A seguito dell'emanazione del Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 765, del 9 luglio 2008.

Spunto di consultazione Q.7: Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa

Condividete le proposte dell'Autorità? Se no, per quali motivi?

10.16 Dall'analisi dei dati raccolti in questi anni di applicazione della deliberazione n. 185/05 e da quanto sintetizzato ai precedenti punti 7.8 e 7.9, l'aspetto che preoccupa maggiormente è l'esistenza di ricorrenze di mancato rispetto del livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie di PCS per una data AOP. Pertanto, si propone che l'impresa di trasporto sia tenuta a versare una penalità, di importo base P, quando l'indicatore risulti inferiore al valore fissato dalla regolazione almeno 3 volte in un anno, anche non consecutive. Per quanto concerne, poi, il valore della penale, l'Autorità ritiene che la soluzione preferibile sia quella dell'importo fisso, anche in ragione della semplicità di applicazione, da corrispondere per ogni mese m di mancato rispetto del livello. Un'altra opzione da valutare potrebbe essere quella di prevedere una penalità crescente in funzione della differenza tra il valore effettivo raggiunto dall'indicatore e quello fissato dalla regolazione, ad esempio, secondo la formula $P \cdot (0,96 - \text{DISP}_{\text{PCS}})$. L'Autorità non reputa, comunque, opportuno prevedere un termine che permetta di pesare la penalità in funzione del volume erogato nella data AOP, in quanto considera il PCS un parametro rilevante per il cliente finale sia in termini economici che con riferimento alla sicurezza; la disciplina in tema di qualità è stata emanata proprio a tutela di tutti i clienti finali, indipendentemente dai volumi movimentati.

Spunto di consultazione Q.8: Penale per ricorrenza del mancato rispetto del livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie di PCS per una data AOP

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di penale per ricorrenza del mancato rispetto del livello generale? Se no, per quali motivi?

Quale valore proponete per l'importo base P? Per quali motivi?

10.17 Al fine di prevenire eventuali comportamenti opportunistici, in aggiunta alla predetta penalità e fermo restando il rispetto del livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS per la data AOP, l'Autorità considera necessaria l'introduzione di un obbligo di servizio ulteriore a garanzia dell'effettiva rilevazione del dato di PCS, di fondamentale importanza²⁶ per la gestione fisica della rete e per la corretta quantificazione delle partite economiche relative ai vari segmenti della filiera gas. In particolare, si propone che l'impresa di trasporto sia tenuta a garantire il 100% di disponibilità mensile delle misure orarie per almeno 6 - 8 mesi dell'anno termico. In Appendice 1 è riportata una analisi dei dati comunicati dalle imprese di trasporto per l'anno termico 2009-2010 con riferimento a quanto sopra descritto.

10.18 In considerazione del fatto che, allo stato dell'arte, il sistema gas si basa sul giorno gas, l'introduzione del suddetto obbligo di servizio, fermo restando il resto della disciplina, potrebbe apparire troppo penalizzante per le imprese di trasporto

²⁶ Si tenga presente, tra le altre cose, che il PCS dell'AOP viene utilizzato per esprimere in energia una eventuale perdita di gas dovuta, ad esempio, alla rottura di una tubazione (come da Codice di rete dell'impresa maggiore).

senza apportare un effettivo beneficio al sistema. Pertanto, l'Autorità valuta opportuno porre in consultazione la possibilità di prevedere che l'impresa di trasporto sia tenuta a garantire il 100% di disponibilità mensile delle misure per almeno 6 - 8 mesi dell'anno termico, ma calcolando l'indicatore con riferimento alle misure giornaliere anziché orarie. Sempre in Appendice 1 è presentato un confronto tra le due soluzioni, al fine di facilitare l'elaborazione delle osservazioni da parte dei soggetti interessati.

Spunto di consultazione Q.9: Introduzione di un obbligo di servizio inerente alle disponibilità mensili delle misure di una AOP

Condividete le proposte dell'Autorità in tema obbligo di servizio inerente alle disponibilità mensili delle misure di una AOP? Se no, per quali motivi?

Casi di mancato flusso di gas

10.19 Per quanto concerne i casi di mancato flusso di gas, sarebbe necessario ridurre le ore dell'intervallo di misura del periodo in cui la portata è stata nulla, ad esempio scorporando dal computo quelle ore per le quali non si è registrato flusso di gas. Un'altra soluzione potrebbe essere quella di individuare delle sottocause di interruzione della fornitura da far rientrare nelle tre seguenti tipologie più ampie, definite dalla disciplina:

- 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.

10.20 In questo modo si potrebbe gestire sia il mancato flusso di gas per esigenze del cliente finale (ad esempio, per i periodi di fermata dell'impianto) o dell'impresa titolare dell'apparato di misura (si pensi, in via esemplificativa ma non esaustiva, al fatto che i giacimenti di stoccaggio sono gestiti in modo integrato e coordinato) che le riduzioni dovute ad emergenze diverse dalle calamità naturali.

Spunto di consultazione Q.10: Casi di mancato flusso di gas

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di casi di mancato flusso di gas? Se no, per quali motivi?

Quale delle due soluzioni preferite? Per quale motivo?

Cause di mancata disponibilità della misura

10.21 Dall'analisi dei dati e delle informazioni fornite da SRG si rileva che la maggioranza delle indisponibilità è dovuta a problemi analitici ed a guasti del GC, ossia a motivazioni che ragionevolmente sono connesse alla vetustà degli apparati. La tipologia di cause inerenti le modifiche impiantistiche è riconducibile da un lato agli interventi di manutenzione programmata sulla strumentazione (influenzata anche dalle implementazioni tecnologiche riconducibili all'impianto di misura dei volumi, che saranno generate peraltro anche dagli adeguamenti

previsti dal PAT), dall'altro all'assenza di prelievo presso i punti di installazione di detta strumentazione. Sembrerebbe, invece, che non vi siano casi di concomitanza di più cause nello stesso mese.

10.22 Riferendosi più in generale al tema della indisponibilità della misura dei parametri di qualità per cause che non rientrano nella responsabilità dell'impresa di trasporto o del responsabile dell'attività di *metering*, ed anche in riferimento agli esiti della ricognizione con SRG sull'attuazione della regolazione della qualità riportati nel precedente capitolo 8, la tabella H presenta la proposta di una possibile ripartizione delle sottocause di indisponibilità, sia per le AOP che per gli altri punti di misura, all'interno delle due classi definite dalla regolazione, ossia cause di forza maggiore e cause esterne²⁷.

Tabella H - Proposta di classificazione delle cause di indisponibilità della misura dei parametri di qualità

Cause	Sottocause
Forza maggiore	Stato di calamità naturale
	Mancato ottenimento di atti autorizzativi
	Scioperi indetti senza il necessario preavviso
	Interruzioni della fornitura dovute ad eventi eccezionali
Cause esterne	Danni/Guasti provocati da terzi o da clienti finali
	Furti e sabotaggi
	Disalimentazione elettrica
	Manutenzione programmata degli apparati
	Interruzioni per assenza prelievo

10.23 L'Autorità ritiene opportuno valutare la definizione di regole complementari per la gestione di alcune delle sopraccitate sottocause. In particolare, per quanto riguarda l'ottenimento di atti autorizzati, occorre valutare se è indispensabile fissare un limite temporale per la richiesta degli stessi, onde evitare che il soggetto interessato si comporti non diligentemente per quanto di sua competenza. Ugualmente, potrebbe essere utile stabilire un tetto alle ore a disposizione per la manutenzione programmata degli apparati di misura; in tal caso, si reputa che esso debba essere parametrato sull'anno così da permettere una maggiore flessibilità e che possa essere definito in analogia a quello vigente per le interruzioni programmate del servizio di trasporto²⁸: *numero massimo di ore annue di interruzione a seguito di interventi manutentivi sull'apparato di misura dei parametri di qualità*. Per entrambe le suddette regole, l'Autorità intende sollecitare i soggetti interessati ad esprimersi sui tempi da introdurre, anche con l'invio di contributi tecnici a supporto della soluzione preferita.

²⁷Che, si ricorda, vengono conteggiate sia al numeratore che al denominatore nel computo dell'indicatore.

²⁸Definito come "numero massimo di giorni annui di interruzione/riduzione della capacità (giorni equivalenti a capacità intera) a seguito di interventi manutentivi che impattano sulla capacità disponibile" (vedi Sezione III della RQDG).

10.24 Da ultimo, si sottolinea che sarà necessario delineare precise regole di registrazione per quanto concerne la classificazione delle cause e la documentazione a supporto delle stesse nonché di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità per le eventuali regole complementari.

Spunto di consultazione Q.11: Cause di mancata disponibilità della misura

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di cause di mancata disponibilità della misura? Se no, per quali motivi?

Si sollecita l'invio di contributi di carattere tecnico.

Condividete le proposte in tema di regole complementari? Cosa proponete?

Disponibilità della misura della qualità del gas nei punti di ingresso

10.25 Per quanto concerne gli altri punti della rete di trasporto, indicati al precedente punto 10.1, diversi dalle riconsegne a clienti finali e *city gate*, che rientrano nell'ambito delle AOP, l'Autorità propone l'introduzione di un indicatore analogo a quello vigente per le AOP, ovvero calcolato secondo le stesse regole, considerando invece dell'eventuale AOP alternativa la presenza di un secondo GC (visto che, come già esplicitato, la disciplina ne impone la duplicazione per i punti di importazione e per gli impianti di rigassificazione). Quale livello generale si potrebbe fissare un valore pari al 98%, in ragione della significatività dei suddetti punti e della mancanza, per molti di essi, di altre fonti di dati. Infine, si propone di inserire i seguenti obblighi di servizio a carico del responsabile del *metering*:

- a) al fine di garantire il tempestivo ripristino della misura, il campionamento giornaliero a partire dal 2° giorno gas di indisponibilità della misura giornaliera;
- b) il 100% di disponibilità mensile delle misure orarie per almeno 9 - 11 mesi dell'anno termico. L'Autorità reputa opportuno proporre, in linea con quanto fatto per le AOP, che l'indicatore sia calcolato con riferimento alle misure giornaliera anziché orarie. In Appendice 1 è presentato un confronto tra le due soluzioni, al fine di facilitare l'elaborazione delle osservazioni da parte dei soggetti interessati.

Spunto di consultazione Q.12: Disponibilità della misura della qualità del gas nei punti di ingresso

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di disponibilità della misura di qualità del gas nei punti di ingresso? Se no, per quali motivi?

10.26 Le Disposizioni in tema di qualità del gas fissano modalità e frequenze di rilevazione anche per gli altri parametri di qualità del gas naturale diversi dal PCS, dalla massa volumica e dall'anidride carbonica²⁹. In particolare, per i punti di ingresso della rete di trasporto è stabilita la determinazione dell'ossigeno con frequenza trimestrale e la presenza di altri apparati e sistemi di misura, limitatamente ai parametri non misurabili con GC, tranne che per il punto di rugiada idrocarburi e per i composti solforati (per i quali l'impresa di trasporto può decidere sulla base dell'esperienza acquisita); sull'argomento è utile, infine, richiamare quanto già precedentemente illustrato al paragrafo 4.4 circa le deroghe

²⁹ Si veda l'articolo 3 delle Disposizioni in tema di qualità del gas.

agli obblighi di installazione. L'Autorità intende sollecitare i soggetti ad esprimersi circa le eventuali modifiche e/o integrazioni da apportare alla disciplina in vigore in tema di rilevazione dei parametri di qualità del gas naturale diversi dal PCS, anche tramite l'invio di contributi di carattere tecnico.

Spunto di consultazione Q.13: Altri parametri di qualità del gas diversi dal PCS

Condividete le proposte dell'Autorità? Se no, per quali motivi?

Ulteriori proposte

10.27 L'articolo 6 della RMTG stabilisce che l'impresa maggiore di trasporto, in qualità di responsabile dell'attività di *meter reading*, archivia e custodisce le misure - rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di vendita, distribuzione, trasporto, dispacciamento commerciale, stoccaggio e rigassificazione di Gnl nonché della gestione fisica della rete - per un periodo di almeno dieci anni, mentre l'articolo 16 delle Disposizioni in tema di qualità del gas inerenti alla verificabilità delle informazioni e dei dati registrati impone all'impresa di trasporto la conservazione della documentazione per un periodo non inferiore a cinque anni termici.

10.28 Si propone, pertanto, di modificare la disciplina vigente introducendo al posto dell'anno termico l'anno solare e portando i cinque anni termici a dieci solari, garantendo in questo modo non solo l'allineamento con quanto previsto dalla RMTG, ma anche con la RQTG³⁰ che definisce l'anno di riferimento come "*l'anno solare al quale si riferiscono i dati di qualità*".

Spunto di consultazione Q.14: Ulteriori proposte

Condividete le ulteriori proposte dell'Autorità? Se no, per quali motivi?

Controlli dell'attuazione della regolazione in tema di qualità gas

10.29 È opportuno evidenziare che l'attuale e unico riferimento procedurale inerente il controllo della strumentazione di qualità è costituito da quanto disposto dai Codici di rete. In considerazione sia dell'introduzione sul mercato di nuovi sensori per la misura dei parametri di qualità (AQ) sia del nuovo approccio sui controlli introdotto dalla direttiva MID, che - anche se non specificatamente applicabile alle misure di qualità del gas naturale - costituisce un imprescindibile riferimento metrologico, nonché infine delle proposte inserite nel PAT, sembrerebbe opportuno ridefinire, in via transitoria, le modalità di esecuzione dei controlli disciplinati dai Codici di rete, in ragione della tipologia di strumento, nelle more dell'emanazione dei relativi decreti da parte del MSE (richiamati al precedente capitolo 3).

10.30 Si ritiene indispensabile che, ai fini dei controlli documentali effettuati dall'Autorità, il contenuto della documentazione inerente gli attuali ed i futuri controlli debba prevedere:

- a) l'individuazione dei soggetti coinvolti nel processo, distinguendo tra i soggetti che materialmente svolgono le medesime verifiche da quelli interessati dall'esito e dal controllo delle stesse, tenendo in debita

³⁰“Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013”, approvata con la deliberazione 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

considerazione il ruolo svolto dai titolari della strumentazione di misura nell'ambito delle disposizioni contenute nell'odierno quadro regolamentare;

- b) l'individuazione delle caratteristiche tecniche dei soggetti coinvolti materialmente e operativamente in tali verifiche, ad esempio l'obbligo che tali soggetti:
 - i) operino nel rispetto della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2005 o equivalente;
 - ii) siano in possesso della certificazione ISO 9001:2008;
- c) le specifiche della procedura di controllo con il dettaglio del o dei punti di verifica e l'esito esplicito della stessa;
- d) la documentazione necessaria per l'individuazione dello strumento in prova e le caratteristiche degli strumenti campione e delle miscele certificate utilizzate nelle verifiche.

10.31 Per quanto attiene le verifiche sulla strumentazione in campo, si ritiene che esse siano eseguite a cura dei titolari della strumentazione di misura dei parametri di qualità del gas; a tali soggetti è demandata anche la responsabilità di conservare la documentazione attinente le verifiche, per eventuali controlli successivi dell'Autorità.

10.32 La documentazione, opportunamente archiviata dai medesimi soggetti di cui sopra, deve includere il certificato di omologazione di modello della strumentazione verificata e la dichiarazione del fabbricante che la medesima strumentazione non consente alterazioni di dati interessanti le transazioni commerciali.

Spunto di consultazione Q.15: Controlli dell'attuazione della regolazione in tema di qualità gas

Condividete le proposte dell'Autorità in tema di controlli dell'attuazione della regolazione in tema di qualità gas? Se no, per quali motivi?

11. I tempi di attuazione degli aggiornamenti

11.1 In considerazione della complessità degli argomenti, l'Autorità reputa ragionevole prospettare un piano di attuazione degli aggiornamenti nel segno della gradualità, anche tenendo conto del proposto passaggio all'anno solare. In particolare, si propongono le seguenti date di entrata in vigore:

- a) entro l'1 gennaio 2012 per le tematiche inerenti:
 - i) alle definizioni e all'ambito di applicazione;
 - ii) agli AQ, e comunque successivamente all'approvazione del PAT;
 - iii) alla indisponibilità della misura giornaliera del PCS in una AOP;
 - iv) alla percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa;
 - v) alle cause di mancata disponibilità della misura;
 - vi) alla disponibilità della misura della qualità del gas nei punti di ingresso;

- b) entro l'1 gennaio 2012 con riferimento al tema delle AOP alternative e Metodologia AOP, prevedendo 3 mesi per l'adeguamento dalla pubblicazione della versione aggiornata della metodologia;
- c) in seguito all'installazione degli apparati per la misura della qualità del gas e successivamente ad un adeguato periodo di prova della nuova Metodologia AOP, per l'entrata in vigore della proposta descritta al precedente paragrafo 10.9 riguardante la definizione della AOP.

Spunto di consultazione Q.16: I tempi di attuazione degli aggiornamenti

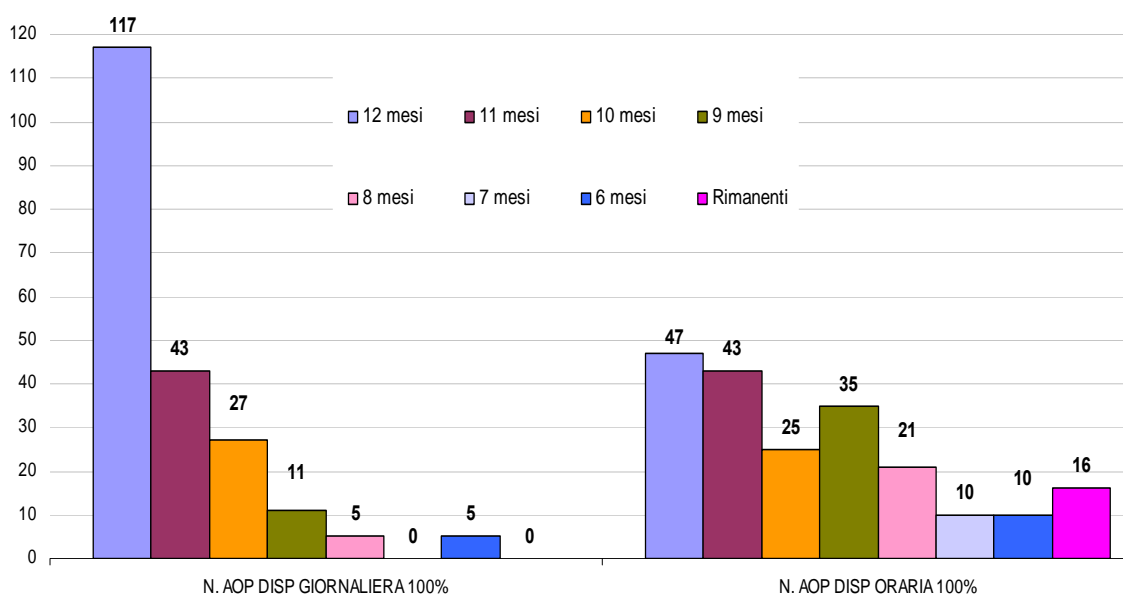
Condividete le proposte dell'Autorità in tema di attuazione degli aggiornamenti? Se no, per quali motivi?

Quale ritenete che possa essere un periodo di tempo adeguato per verificare l'applicazione della tolleranza dell'1,5% per la definizione di AOP?

Appendice 1: Analisi quantitative a supporto delle proposte

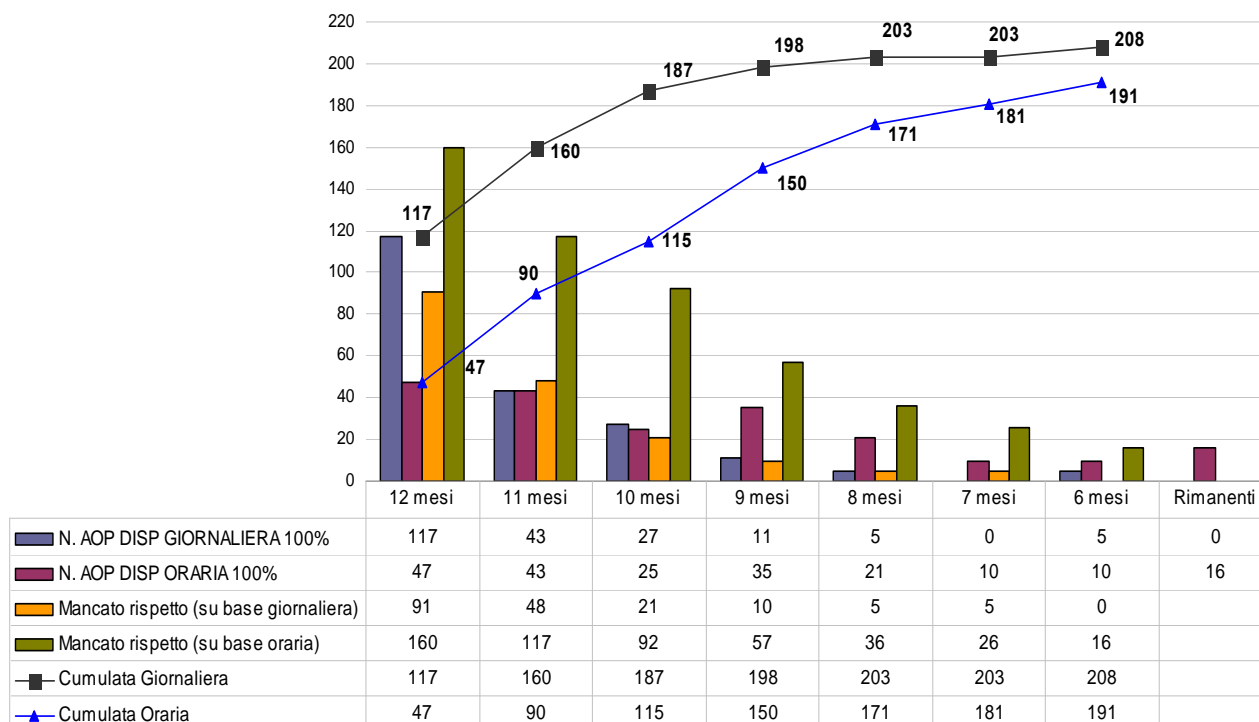
Nella presente Appendice sono presentate alcune elaborazioni dei dati comunicati dalle imprese di trasporto con riferimento all'anno termico 2009-2010. In particolare, sulla base della formula stabilita dalla regolazione, è stato calcolato l'indicatore mensile di disponibilità delle misure di PCS di una AOP sia con riferimento alle misure orarie che alle giornaliere. Il grafico A mostra che effettuando il computo sulla base delle misure giornaliere validate del PCS si verifica un significativo spostamento verso l'alto del numero di AOP che rispetterebbero l'obbligo proposto ai precedenti punti 10.17 e 10.18. Nello specifico, si ottiene un aumento del 34% delle AOP che registrano valori dell'indicatore pari al 100% per 12 mesi. Se, ad esempio, si considera il limite di 7 mesi, si può rilevare che il numero di AOP che presentano un valore dell'indicatore, calcolato con le misure orarie, pari al 100% è 181, numero che sale a 203 basando il computo sulle misure giornaliere, con un delta dell'11% sul totale di 208.

Grafico A - Andamento del numero di AOP che presentano l'indicatore di disponibilità mensile delle misure giornaliere ed orarie del PCS pari al 100%



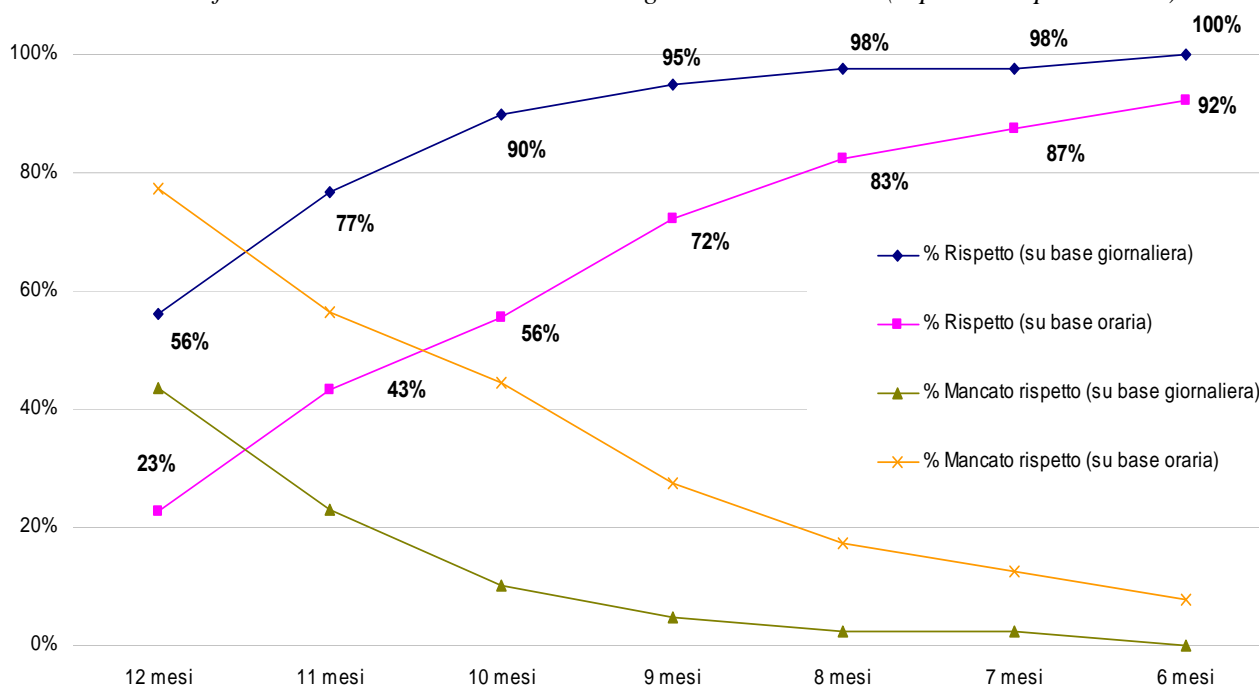
Il grafico B riporta il dettaglio dei valori raggiunti da entrambi gli indicatori; accanto agli istogrammi che esplicitano gli andamenti, sono riportate due curve che rappresentano le cumulate e permettono, quindi, di valutare il grado di rispetto registrato. Ad esempio, se si decidesse di fissare il valore dell'obbligo di servizio a 6 mesi, si potrebbe osservare che tutte le AOP risulterebbero conformi con riferimento alla misura giornaliera, mentre 16 sarebbero fuori standard se si confermasse la misura oraria.

Grafico B - Andamento dell'indicatore mensile di disponibilità delle misure di PCS delle AOP, calcolato sulla base dei dati comunicati per l'anno termico 2009-2010, con riferimento sia alle misure orarie che giornaliere del PCS



Il grafico C mostra gli stessi valori del grafico precedente espressi come percentuale del totale. Si può osservare che le due curve partono inizialmente abbastanza vicine per poi distanziarsi, in modo pressoché costante, fino a raggiungere un delta del 34%; da ciò si può dedurre che più si decide di spostarsi verso sinistra più si aumenta la possibilità di rispetto della regolazione facendo il calcolo sulla base delle misure giornaliere.

Grafico C - Andamento dell'indicatore mensile di disponibilità delle misure di PCS delle AOP, calcolato sulla base dei dati comunicati per l'anno termico 2009-2010, con riferimento sia alle misure orarie che giornaliere del PCS (espresso in percentuali)



I grafici che seguono sono analoghi ai precedenti, infatti riproducono le stesse valutazioni ma partendo dai dati comunicati con riferimento ai punti di misura in ingresso alla rete di trasporto. In questo caso, si può osservare che le differenze tra i due metodi di calcolo sono più contenute; infatti, se si considera il limite di 8 mesi, si può rilevare che il numero di punti di ingresso che registrano un valore dell'indicatore, calcolato sulla base delle misure orarie, pari al 100% è 39, numero che sale a 41 quando si utilizzano le misure giornaliere.

Grafico D - Andamento del numero di punti di ingresso che presentano l'indicatore di disponibilità mensile delle misure giornaliere ed orarie del PCS pari al 100%

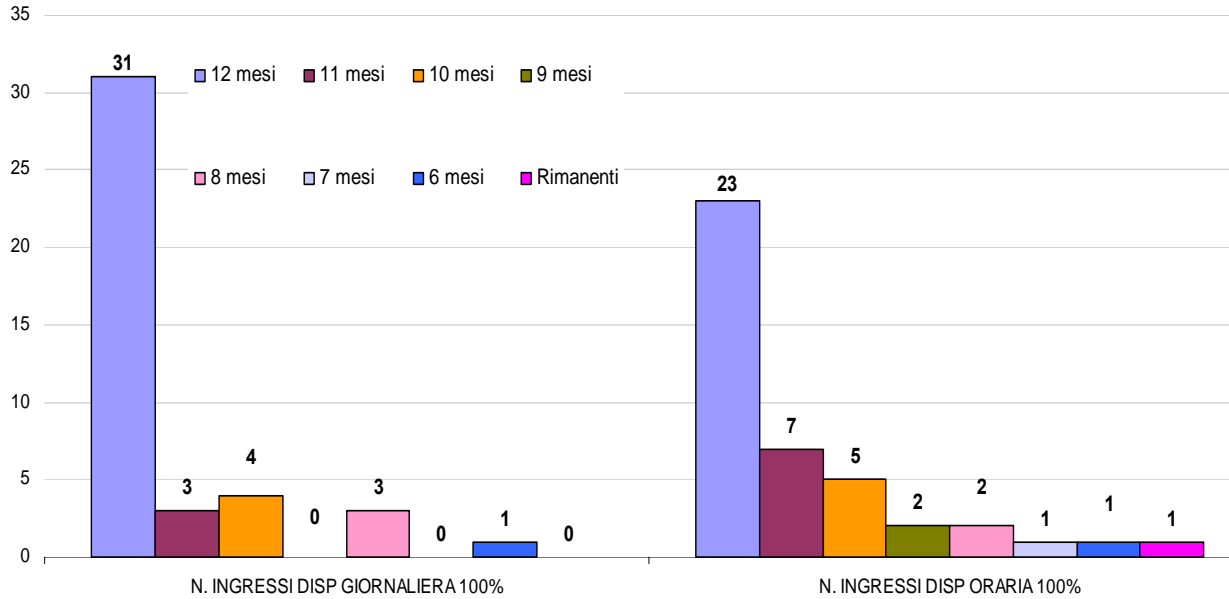
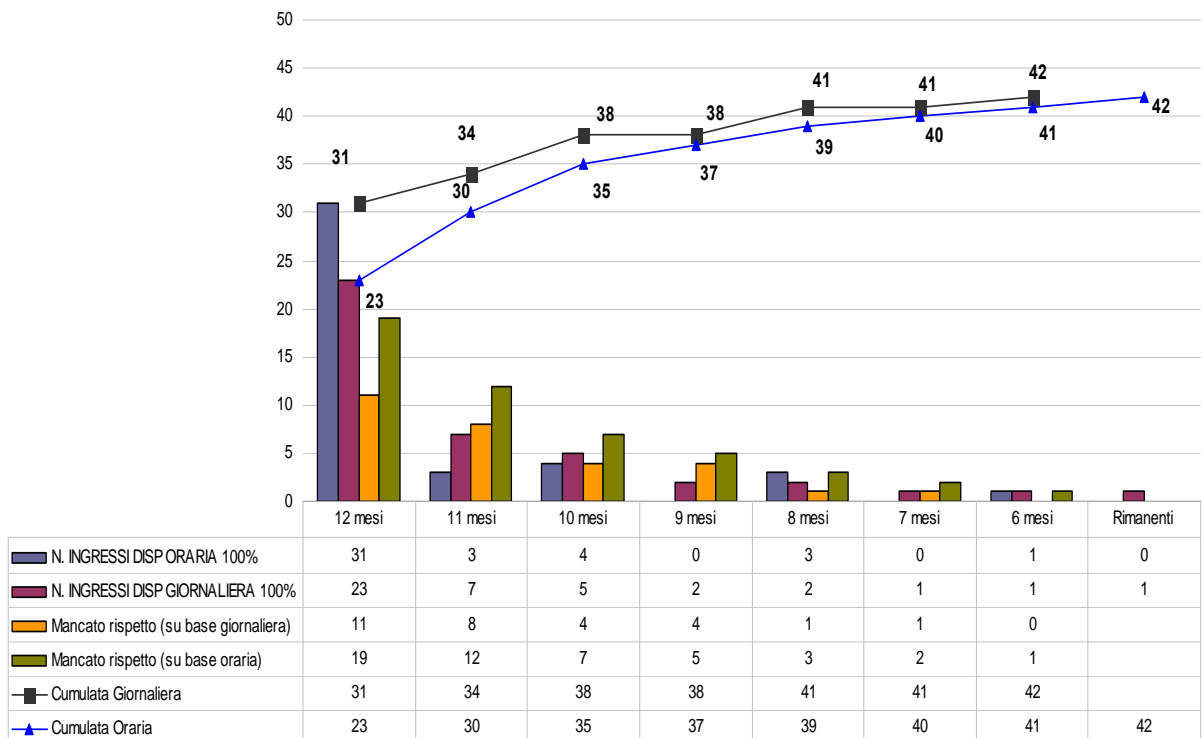


Grafico E - Andamento dell'indicatore mensile di disponibilità delle misure di PCS dei punti di ingresso, calcolato sulla base dei dati comunicati per l'anno termico 2009-2010, con riferimento sia alle misure orarie del PCS che alle misure giornaliere



Guardando alle curve cumulate del grafico F, è interessante notare che risultano piuttosto affiancate fino ai 9 mesi; quindi, iniziano a distanziarsi passando da differenze dell'ordine del 2% al 7%, al 10% ed infine al 20%.

Grafico F - Andamento dell'indicatore mensile di disponibilità delle misure di PCS dei punti di ingresso, calcolato sulla base dei dati comunicati per l'anno termico 2009-2010, con riferimento sia alle misure orarie del PCS che alle misure giornaliere (espresso in percentuali)

