

DCO 46/10

BILANCIAMENTO DEL GAS NATURALE:
REGOLAZIONE DELLE PARTITE FISICHE ED ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI BILANCIAMENTO DEL
GAS NATURALE (*SETTLEMENT*)

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale*

13 dicembre 2010

Premessa

Il presente documento ha come oggetto la consultazione delle riforme che l'Autorità intende adottare in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (c.d. settlement).

Le misure nel seguito proposte si collocano nel ambito della revisione dei servizi di trasporto, bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale il cui quadro d'insieme è stato tracciato nel documento per la consultazione 26 luglio 2010 (nel seguito: DCO 25/10).

Le tematiche analizzate dal presente DCO riguardano in particolare:

- l'implementazione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento introdotte nel DCO 25/10 e*
- alcune proposte per la risoluzione delle principali criticità rilevate nell'attuale disciplina del settlement.*

Il presente documento, anche alla luce dei contributi ricevuti dai soggetti interessati, si propone di analizzare le tematiche sopra richiamate in coerenza con i contenuti del DCO 45/10, relativo all'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato.

Tutto ciò premesso, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il 2 Febbraio 2011, termine improrogabile di chiusura della presente consultazione. Oltre agli spunti presenti nel documento è possibile segnalare ulteriori aspetti e problematiche non evidenziate, indicando anche eventuali proposte per le possibili soluzioni. 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.

È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità (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 con allegato il file contenente le osservazioni, fax, posta:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Processi dei Mercati Liberalizzati
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284
fax 02.655.65.265
sito internet: www.autorita.energia.it
e-mail: mercati@autorita.energia.it

1. INTRODUZIONE	4
2. CONTESTO NORMATIVO.....	6
3. ESITI DELLA RICOGNIZIONE DI CUI AL DCO 30/09 E DELLA CONSULTAZIONE DI CUI AL DCO 25/10	7
4. AMBITO DI INTERVENTO DEL DOCUMENTO.....	8
5. LA SESSIONE DI BILANCIAMENTO E LA SESSIONE DI AGGIUSTAMENTO	8
6. ULTERIORI PROPOSTE IN TEMA DI <i>SETTLEMENT</i>	11
<u>Determinazione del dato di misura del gas immesso nella rete di distribuzione</u>	11
<u>Determinazione del dato di misura del gas prelevato dalla rete di distribuzione.....</u>	14
Metodologia di Load profiling: considerazioni generali.....	15
Punto di prelievo e profilo standard associato	16
<u>Obblighi di rilevazione e archiviazione delle misure nei punti di riconsegna</u>	19
<u>Consumo stimato annuo associato al punto di prelievo</u>	19
<u>Curve dinamiche</u>	20
<u>Mappatura dei rapporti commerciali</u>	20
7. PROPOSTE VOLTE AD UNA PRIMA E TEMPESTIVA ATTUAZIONE DEGLI INTERVENTI DELINEATI	22
<u>La sessione di bilanciamento e la sessione di aggiustamento</u>	22
<u>Mappatura dei rapporti commerciali</u>	23

1. Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si colloca nell'ambito della revisione dei servizi di trasporto, bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale, funzionale allo sviluppo del mercato all'ingrosso e al dettaglio, il cui quadro d'insieme è stato tracciato nel documento per la consultazione 26 luglio 2010 (nel seguito: DCO 25/10) sviluppando le prime riflessioni svolte nel documento per la consultazione 18 aprile 2008 (DCO 10/08).
- 1.2 Il presente documento adotta la perimetrazione delle responsabilità così come proposta nel DCO 45/10, pertanto nel seguito si farà riferimento:
- a) all'impresa maggiore di trasporto come *Responsabile del Bilanciamento* (RdB);
 - b) alla generica impresa di trasporto (sia impresa maggiore di trasporto o altra impresa) come *Impresa di trasporto*;
 - c) all'utente che ha titolo a immettere e prelevare gas nella rete nazionale di gasdotti come *Utente del Bilanciamento* (UdB). Poiché il servizio di bilanciamento del gas è regolato nell'ambito del servizio di trasporto, l'UdB è identificabile con l'utente del servizio di trasporto dell'impresa maggiore.
 - d) al soggetto che ha titolo a immettere e prelevare gas nella rete di distribuzione come *Utente della Distribuzione* (UdD).
- 1.3 L'Autorità ritiene necessaria l'introduzione di interventi strutturali fra l'altro su alcune delle attività analizzate dal DCO 25/10 che risultano non sufficientemente robuste e trasparenti. Si propone nel seguito una rappresentazione delle principali attività caratterizzanti il mercato del gas naturale, riferita a ciò che avviene prima, durante o dopo il periodo rilevante (nel seguito: giorno gas) in cui avviene la consegna fisica del gas naturale; tale rappresentazione risulta particolarmente funzionale alla proposta di intervento del presente documento:

attività ex-ante, che comprendono

- a) la registrazione delle transazioni di acquisto e vendita e la programmazione delle immissioni e dei prelievi da parte degli UdB;
- b) l'offerta, da parte degli UdB, della disponibilità ad aumentare o ridurre immissioni o prelievi;
- c) la selezione delle risorse, in base a criteri di merito economico, per il bilanciamento della rete da parte dell'operatore di sistema (RdB);

attività in tempo reale, che comprendono

- d) il bilanciamento fisico della rete da parte dell'operatore di sistema (RdB);

attività ex-post, che comprendono

- e) l'acquisizione dei dati di misura dei flussi gas, sia ai punti di consegna della rete di trasporto che ai punti di riconsegna della rete di distribuzione (PDR);
- f) la stima dei prelievi ai PDR in mancanza di dati di misura e la loro profilazione convenzionale;
- g) la determinazione delle partite fisiche agli utenti del trasporto e della distribuzione (allocazione);

- h) la determinazione degli sbilanciamenti fisici e la loro valorizzazione economica;
 - i) la liquidazione delle partite economiche;
 - j) il trattamento delle eventuali rettifiche ai dati di misura.
- 1.4 Anche alla luce dei contributi pervenuti in esito alla ricognizione di cui al documento per la consultazione 30/09 (di seguito: DCO 30/09) e alla consultazione di cui al DCO 25/10 (cfr. Capitoli 3 e 4), il presente documento è focalizzato sulle attività *ex-post* appena richiamate, attività che trovano il loro “elemento gravitazionale” nella regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale, in altri termini nel c.d. *settlement*, e in cascata nella regolazione anche dei servizi nella tratto *downstream* della filiera, ovvero distribuzione e vendita.
- 1.5 Nel seguito del presente documento l’Autorità intende approfondire e porre alla consultazione degli operatori in particolare:
- a) le misure che intende adottare in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale nell’ottica delle linee di evoluzione della regolazione tracciate nel DCO 25/10 ed in coerenza con gli altri interventi sopra richiamati;
 - b) alcune ulteriori misure in tema di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema nell’ambito del procedimento avviato con la delibera ARG/gas 62/09, nonché in tema di mappatura dei rapporti commerciali tra i medesimi soggetti.
- 1.6 Si osserva che la revisione del *settlement* interessa non solo i soggetti direttamente coinvolti nell’erogazione del servizio di bilanciamento (RdB e UdB), ma si ripercuote anche sulle imprese di distribuzione e gli UdD.
- 1.7 Quanto ai soggetti coinvolti nel servizio di bilanciamento, si rinvia all’analisi compiuta nel DCO 45/10. In questa sede ci si limita a precisare che, poiché il responsabile del bilanciamento è l’impresa maggiore di trasporto (attualmente identificabile nella società Snam Rete Gas S.p.A.), tale impresa sarà responsabile del *settlement* con riferimento all’intero sistema di trasporto¹. L’implementazione del predetto assetto potrebbe richiedere una adeguata revisione degli adempimenti posti in capo alle altre imprese di trasporto diverse da quella maggiore, funzionali alla corretta gestione del *settlement* da parte di quest’ultima.
- 1.8 Si ricorda, per completezza, che, inerenti alla disciplina del *settlement*, l’Autorità ha di recente introdotto diverse misure che si inquadrano nel progetto di una più completa riforma della materia. In particolare:
- a) il tema di cui alla lettera e) (acquisizione delle misure da parte del sistema) è stato in parte regolato con la deliberazione ARG/gas 69/09 che integra il TIVG e in parte, per quanto concerne il trattamento delle autoletture, con la deliberazione ARG/gas 145/10 in termini di cadenza (cioè di intercorrenza minima e massima) tra due tentativi di raccolta della misura consecutivi e in termini di obblighi e di modalità di trasmissione delle autoletture dall’esercente la vendita all’impresa di

¹ Questa decisione, come già evidenziato dal DCO 25/10, è coerente con le previsioni comunitarie del c.d. “terzo pacchetto” e dei criteri adottati dalla legge n. 96/10 ai fini del recepimento in Italia della direttiva 2009/73/CE (tale criteri prevedono l’individuazione di un unico soggetto a livello nazionale per l’accesso e l’erogazione dei servizi di trasporto bilanciamento). Inoltre, essa si colloca nel solco della riforma dei servizi di trasporto e bilanciamento avviata dall’Autorità con la deliberazione ARG/gas 184/09 (al fine di definire un riferimento commerciale unico per gli utenti del servizio di trasporto).

distribuzione²;

- b) i temi di cui alle lettere i) e j) (liquidazione delle partite economiche e modalità di gestione rettifiche ai dati di misura) sono stati regolati con la deliberazione ARG/gas 182/09 e s.m.i., in tema di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto;
- c) il tema di cui alla lettera g) (allocazione delle partite fisiche di gas) è stato oggetto della consultazione di cui al documento 7 maggio 2009 (DCO 11/09) a seguito del quale è stata emanata la deliberazione ARG/gas 27/10 in tema di determinazione delle allocazioni giornaliere agli utenti del trasporto e distribuzione da parte del RdB.

2. Contesto normativo

2.1 Si elencano qui di seguito le principali norme di riferimento, rimandando la descrizione dei singoli provvedimenti a quanto già riportato nei DCO citati:

- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02;
- la deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04;
- la deliberazione 2 febbraio 2007, n. 17/07;
- la deliberazione 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09;
- l'allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (TIVG);
- la deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08;
- l'allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 (RTDG);
- la deliberazione 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09;
- il Codice di Rete di Snam Rete Gas, approvato con deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03, e successivamente aggiornato (di seguito: Codice Rete SRG);
- il Codice di Rete di Società Gasdotti Italia, approvato con deliberazione n. 144/03, e successivamente aggiornato (di seguito: Codice Rete SGI);
- il Codice di Rete tipo per il servizio di distribuzione del gas adottato con deliberazione 6 giugno 2006, n. 108/06 (di seguito: CRDG);;
- le modifiche e le integrazioni dei codici di Rete di distribuzione della società Italgas S.p.A. e società collegate come approvate con deliberazioni n. 131/07, n. 248/07, n. 249/07, n. 250/07, n. 251/07, n. 252/07.

2.2 Per una descrizione più estesa dei succitati provvedimenti si rimanda ai DCO 30/09 e DCO 25/10.

² Del TIVG inoltre, in questo documento, sono valide le definizioni ivi date

3. Esiti della ricognizione di cui al DCO 30/09 e della consultazione di cui al DCO 25/10

- 3.1 Da un punto di vista generale, le risposte dei soggetti interessati alla ricognizione di cui al DCO 30/09 hanno evidenziato che il processo allocativo presenta numerose difficoltà di carattere operativo e procedurale tali da compromettere, in certi casi, la possibilità per gli UdD e per gli UdB, anche in presenza di allocazioni definitive, di chiudere a zero il proprio bilancio energetico come somma algebrica del gas immesso e del gas prelevato a loro attribuito (sulla rete di trasposto o di distribuzione) con riferimento al periodo rilevante (il giorno gas o il mese).
- 3.2 Questa circostanza si manifesta tipicamente quando:
- a) interviene una rettifica di un dato di misura successiva alla chiusura definitiva del bilancio della rete di trasporto;
 - b) un UdB fornisce (direttamente o indirettamente tramite l'esercente la vendita) clienti nei cui confronti vige l'obbligo, posto in capo all'impresa di distribuzione, di effettuare un tentativo di raccolta della misura con frequenza inferiore rispetto alle tempistiche con le quali è chiuso il bilancio della rete di trasporto. Questo è il caso tipico di UdB (e corrispondenti UdD) che servono clienti caratterizzati da consumi limitati (inferiori a 5.000 Sm³/anno), in prevalenza del settore domestico e terziario, per i quali il TIVG prevede un tentativo di raccolta della misura una volta ogni sei mesi o una volta all'anno. In questi casi, infatti, può accadere che l'allocazione delle partite fisiche ai fini dei servizi di trasporto e bilanciamento rimanga "congelata" in base a valori stimati e che il dato di misura sia reso disponibile al sistema solo quando il bilancio della rete di trasporto è già definitivamente chiuso. Gioverà ricordare che tale bilancio assume, ad oggi, valore definitivo il terzo mese successivo a quello di riferimento, come disciplinato nel Codice Rete SRG.
- 3.3 In particolare è inoltre emersa la criticità sulla relazione tra le misure acquisite alla cabina REMI di un city-gate relative al gas immesso nella rete di distribuzione e l'insieme delle misure e stime dei consumi degli utenti sottesi alla corrispondente rete di distribuzione.
- 3.4 Le risposte dei soggetti interessati alla consultazione di cui al DCO 25/10 hanno sottolineato come la revisione della metodologia di profilazione del carico sia un elemento rilevante nell'ambito del bilanciamento di mercato, ai fini della riduzione degli sbilanciamenti tra quantitativi a programma e allocati. In particolare è stata evidenziata la necessità di definire criteri di profilazione semplici e omogenei a livello nazionale, che portino a stime attendibili, certi nella loro applicazione e che comprendano l'opportuna dinamicità (termica). Inoltre sono state espresse considerazioni relative alla necessità di adeguamento delle discipline fiscali e metrologica, preoccupazione per le ristrette tempistiche di implementazione di nuove regole per la profilazione in previsione della revisione delle regole del servizio di bilanciamento.
- 3.5 Infine sono state portate all'attenzione dell'Autorità considerazioni in merito alle tempistiche per la messa a disposizione dei dati di misura in relazione alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento, alla gestione delle rettifiche ai dati di misura, alla proposta di attribuzione diretta dei PDR agli UdB, al cosiddetto gas non misurato di distribuzione (di seguito: GNMD) e alla proposta di raggruppamento dei PDR sottesi a più REMI.

4. Ambito di intervento del documento

- 4.1 Gli aspetti sopra descritti rappresentano criticità strutturali del sistema le cui conseguenze, principalmente di carattere economico, appaiono chiare all’Autorità. In particolare gli UdB e gli UdD scontano il rischio che i volumi ad essi riconosciuti “a monte” del rispettivo tratto di filiera siano differenti dai volumi da loro stessi fatturati “a valle”, con particolare riferimento ai clienti finali per i quali, a seguito del tentativo di raccolta della misura andato a buon fine, è emessa una fattura a conguaglio anche se il corrispondente bilancio della rete di trasporto è già chiuso definitivamente.
- 4.2 Quanto sopra è aggravato dalla difficoltà, per UdB e UdD, di effettuare una corretta previsione del carico, difficoltà legata alla struttura del meccanismo delle allocazioni, sul cui merito si entrerà più avanti nel documento. Qui giova ricordare che, in mancanza di regole univoche e robuste, UdD e UdB non sono in grado di stimare correttamente *ex-ante* i fabbisogni giornalieri dei clienti serviti e che, di riflesso, sconteranno tali incertezze, ovvero rischi, nelle proposte economiche offerte ai clienti finali.
- 4.3 Ciò premesso, in linea con i contenuti del DCO 25/10 e del DCO 45/10, di seguito l’Autorità intende illustrare possibili interventi in merito ai seguenti aspetti:
- a) implementazione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento (Capitolo 5);
 - b) risoluzione delle principali criticità, anche in considerazione di quanto emerso dalle consultazioni di cui al DCO 30/09 e DCO 25/10, con particolare riferimento al punto 1.3 lettere g) e h) del presente documento, rinviando a altro successivo provvedimento l’esame delle lettere i), j) e k). Più esplicitamente, sono analizzate le problematiche di *settlement* relative al gas immesso e prelevato dalle reti di distribuzione, tra cui la tematica della profilazione e della trasparenza nella tracciatura dei rapporti commerciali (Capitolo 6).
- 4.4 Si segnala inoltre che con il presente documento non si esauriscono gli aspetti rilevanti trattati nel DCO 25/10 (es. introduzione del *load profiling* dinamico, revisione dei criteri di conferimento delle capacità di trasporto, modalità di trattamento delle rettifiche ai dati di misura raccolti al PDR, associazione di ciascun PDR a un unico UdB). Gli aspetti trattati sono stati individuati con l’obiettivo di risolvere le principali criticità e di consentirne una rapida implementazione, rinviando le altre tematiche a successive consultazioni.

<p><i>Q.1 Si concorda con le criticità e le ragioni di intervento su esposte da parte dell’Autorità?</i></p>
--

5. La sessione di bilanciamento e la sessione di aggiustamento

- 5.1 In ordine alla revisione del *settlement* contenuta nel DCO 25/10, sulla quale è stata manifestata un’ampia condivisione in termini generali e in linea con le proposte di cui al DCO 45/10, l’Autorità intende prevedere la definizione di due sessioni per la determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di trasporto/bilanciamento relative a ciascun giorno gas, perfezionate dal RdB, con il coinvolgimento operativo delle imprese di distribuzione:
- a) una prima sessione, definita sessione di bilanciamento, in cui dovrebbero essere determinate tutte le partite fisiche ed economiche del servizio di trasporto e

bilanciamento, sulla base dei dati di misura di tutti i punti di immissione nella rete di distribuzione e dei PDR misurati giornalieri e dei dati stimati per tutti gli altri PDR (profilati).

- b) una seconda sessione, definita sessione di aggiustamento, per la regolazione delle partite economiche, del servizio di bilanciamento, corrispondenti alla differenza tra i dati stimati utilizzati nella prima sessione ed i dati misurati. Tale sessione è da tenersi, in principio, non appena disponibili tutti i dati di misura dei PDR profilati, ovvero di tutti i PDR non misurati giornalieri. La disponibilità di tutti i dati di misura con riferimento ad un giorno gas corrisponde al momento in cui per ciascun PDR sia disponibile un dato di misura successivo al medesimo giorno.
- 5.2 L'implementazione di quanto sopra esposto consente di superare l'attuale disciplina, che prevede la chiusura definitiva del bilancio del servizio di trasporto e bilanciamento a tre mesi di distanza dal mese di competenza, e le criticità connesse.
- 5.3 In particolare, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento (cfr. DCO 45/10 paragrafo 3.3), nella proposta dell'Autorità si considerano definitivi i dati utilizzati nella sessione di bilanciamento, ovvero i dati di misura relativi ai PDR misurati giornalieri e i valori convenzionalmente attribuiti attraverso la metodologia del *load-profiling* per i PDR per cui le misure non sono rilevate su base giornaliera. In altre parole gli utenti sono responsabilizzati rispetto al servizio di bilanciamento in termini di corretta previsione delle reali partite fisiche di prelievo dei punti misurati giornalieri e delle partite fisiche convenzionalmente profilate e attribuite/allocate per i punti per i quali il sistema non dispone di misure giornaliera.
- 5.4 Nella sessione successiva, la sessione di aggiustamento, sono regolate le partite economiche che derivano dalle differenze tra i valori stimati e i consumi reali che nel frattempo sono stati determinati in base alla raccolta delle misure. In questa sessione il bilancio di ciascun utente trova il proprio perfezionamento attraverso la riallocazione su base giornaliera dei quantitativi di gas risultanti dalle misure. Non sono però più rideterminati i valori di "bilanciamento" di ciascun UdB e gli eventuali sbilanciamenti determinati in conclusione della sessione di bilanciamento. In questo modo può essere di fatto superata la criticità della disciplina vigente costituita dalla possibile discrasia fra le partite attribuite in acquisto (all'ingrosso ovvero al REMI) e le partite fatturate a valle di cui al punto 3.2 lettera b) all'UdD.
- 5.5 La sessione di bilanciamento, come già indicato nel DCO 25/10, è da tenersi non appena disponibili tutti i dati di misura dei punti misurati giornalieri relativi al giorno gas. Perseguendo un obiettivo di semplicità amministrativa, è ragionevole pensare ad un'unica sessione relativa a tutti i giorni gas di un mese, anziché a sessioni giornaliere, che si chiuda durante il mese successivo (o quello ancora successivo se necessario per garantire la disponibilità completa delle misure giornaliere).
- 5.6 Appare ipotizzabile che, a regime, il giorno 25 del mese $n + 1$ possa essere chiusa la sessione di bilanciamento del mese n , avendo acquisito tutte le misure giornaliere presso i punti di consegna della rete di trasporto e le misure giornaliere (cfr anche 6.12) dei punti di riconsegna rilevanti della rete di distribuzione.
- 5.7 La sessione di aggiustamento, d'altro canto, deve essere effettuata non appena disponibili i dati di misura dei punti di prelievo non misurati giornalmente, sulla base delle frequenze e cadenze dei tentativi di raccolta del dato di misura definite dal TIVG.
- 5.8 Possono essere prospettate, in sintesi, due ipotesi alternative per la configurazione della sessione di aggiustamento e in particolare:

- a) sessione di aggiustamento su base mensile. La sessione di aggiustamento del generico giorno gas del mese n avverrebbe nel mese $n + 14$, cioè nel primo mese successivo a quello nel quale tutti i tentativi di raccolta delle misure dei PDR serviti nel mese n dovrebbero essere stati effettuati almeno una volta.
- b) sessione di aggiustamento su base annuale. La sessione di aggiustamento del generico giorno gas dell'anno n avverrebbe nell'anno $n + 2$, cioè nel primo anno successivo a quello nel quale tutti i tentativi di raccolta delle misure dei PDR serviti nell'anno n dovrebbero essere stati effettuati almeno una volta.
- 5.9 Le modalità identificate ai punti a) e b) del punto 5.8, se confrontate, costituiscono i due estremi del *trade-off* tra il ritardo col quale avviene l'aggiustamento delle partite rispetto al mese di riferimento e la frequenza di implementazione dell'aggiustamento e pertanto la complessità del meccanismo. In particolare la soluzione a) minimizza i tempi per l'aggiustamento e i volumi conguagliati in ciascuna sessione, ma è forse di maggiore complessità gestionale, vista la frequenza mensile.
- 5.10 La soluzione a) si caratterizza, inoltre, per una potenziale maggiore criticità del processo allocativo dovuta all'esigenza di "chiudere" il processo "un mese alla volta" in presenza di diversi intervalli temporali cui i dati di misura si riferiscono³ per i diversi PdR (cfr anche 5.13). Tra le due ipotesi possono essere identificate ulteriori soluzioni intermedie (ad esempio, una sessione semestrale o sessioni con dettaglio giornaliero ma con cadenze più ampie).

- Q.2 Si concorda con le tempistiche illustrate per la chiusura delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento?*
- Q.3 Si ritiene più efficiente l'introduzione di una sessione di aggiustamento mensile o annuale? Per quali ragioni? Si intravedono altre possibilità?*
- Q.4 Si condivide l'opportunità di introdurre una misura di gradualità relativa al dettaglio temporale della generica sessione di aggiustamento che, transitoriamente, potrebbe avvenire su base mensile e non giornaliera?*

- 5.11 In esito alla sessione di aggiustamento, nell'ambito della quale è effettuata la riallocazione su base giornaliera delle quantità di gas prelevato, l'RdB conguaglia a ciascun UdB le partite economiche (positive o negative) derivanti dalla differenza tra i dati utilizzati nella sessione di bilanciamento (in particolare i dati allocati) e quelli ottenuti attraverso la raccolta delle misure, profilate su base giornaliera e valorizzate economicamente di conseguenza.
- 5.12 Il riferimento di mercato per la valorizzazione economica delle partite emergenti nella sessione di aggiustamento dovrebbe essere determinato con riferimento agli esiti delle contrattazioni sulla piattaforma di negoziazione gestita dal Gestore dei mercati energetici; in attesa del suo funzionamento a regime, l'Autorità propone che possano essere in alternativa valorizzate ad un prezzo convenzionale, quale quello attualmente utilizzato ai fini del calcolo delle rettifiche tardive di cui alla deliberazione ARG/gas 182/09.
- 5.13 A seguito della sessione di aggiustamento, per diverse cause strutturali e, fra le altre, per l'intrinseca possibilità di errore delle misure dovuta anche alla diversa precisione della catena di misura nei diversi punti della rete, potrebbero inoltre manifestarsi delle

³ Intervalli compresi tra le date corrispondenti a due rilevazioni successive del dato di consumo complessivo.

differenze tra il totale del quantitativo giornaliero di gas al punto di immissione nella rete di distribuzione e il quantitativo giornaliero di gas prelevato dalla rete medesima.

5.14 Tali differenze, una volta determinate complessivamente per ciascun punto di immissione nella rete di distribuzione, potrebbero essere alternativamente attribuite ai diversi soggetti di seguito elencati:

- a) attribuite, con un apposito meccanismo di ripartizione, tra gli UdD/UdB;
- b) attribuite, eventualmente con un apposito meccanismo di ripartizione che tenga conto degli andamenti fisiologici di Gas non misurato sulla rete di distribuzione, tra le imprese di distribuzione.

5.15 È da osservare come le due diverse formulazioni ipotizzate della sessione di aggiustamento al punto 5.8 comportino diversi vincoli della base temporale di riattribuzione delle differenze tra il totale del quantitativo giornaliero di gas al punto di immissione nella rete di distribuzione e il quantitativo giornaliero prelevato dalla rete medesima:

- la formulazione b) permette una eventuale riattribuzione su tutto l'arco temporale (anno, semestre) oggetto della determinazione di aggiustamento, con una maggiore possibilità di "spalmatura" su un arco di tempo più ampio;
- la formulazione a), per sua stessa natura, provoca una tendenza all'accumulo di tali differenze, non attribuite nei singoli mesi di aggiustamento, con la conseguente necessità di prevedere un periodico momento di "chiusura" con un meccanismo di attribuzione di tali differenze al fine di riazzerarle.

5.16 Giova osservare infine che:

- a) a seguito della sessione di aggiustamento è previsto che si avvii la rideterminazione delle partite fisiche relative al servizio di distribuzione per la fatturazione a conguaglio del medesimo servizio;
- b) la sessione di aggiustamento non incide sulla disciplina delle rettifiche tardive di cui alla deliberazione ARG/gas 182/09, la quale concettualmente rimane successiva alla sessione di aggiustamento; si può al più ipotizzare un coordinamento delle rispettive tempistiche;
- c) le modalità di trattamento delle rettifiche tardive (ovvero dopo la sessione di aggiustamento) sulle misure dei PDR attestati sulla rete di distribuzione non è oggetto del presente documento.

Q.5 Quali criteri dovrebbero essere impiegati per attribuire eventuali differenze fisiche tra il quantitativo immesso nella e prelevato dalla rete di distribuzione risultanti a seguito della sessione di aggiustamento (cfr. 5.13)?

6. Ulteriori proposte in tema di *settlement*

Determinazione del dato di misura del gas immesso nella rete di distribuzione

6.1 Con le osservazioni al DCO 30/09 è stato messo in evidenza come le cabine REMI presentino una molteplicità di situazioni per quanto riguarda la tipologia di misuratori e la possibilità di effettuare la telelettura. Alcune di esse, non tele-lette, si trovano per altro in zone remote, difficili da raggiungere. I maggiori problemi si riscontrano pertanto in relazione alle tempistiche di messa a disposizione all'impresa di

distribuzione dei dati di gas immesso.

- 6.2 Infatti con le attuali regole⁴, l'impresa di distribuzione deve:
- a) ricevere dall'impresa di trasporto il valore giornaliero del gas immesso;
 - b) determinare il totale giornaliero dei prelievi misurati (su base giornaliera) per ogni UdD;
 - c) determinare il totale mensile dei prelievi basati su misure per ogni UdD;
 - d) determinare il totale mensile dei consumi stimati per ogni UdD sulla base dei profili di prelievo⁵;
 - e) individuare il quantitativo mensile (o giornaliero se disponibile) immesso a proprio titolo;
 - f) determinare la differenza tra il gas immesso e prelevato mensile, al netto del quantitativo di cui alla lettera e);
 - g) ripartire tale differenza sui soli PDR di cui alla precedente lettera d), fino al raggiungimento della c.d. "capienza";
 - h) aggregare i dati di cui alle lettere c) e d) precedenti in base alla categoria d'uso;
 - i) trasmettere i dati di cui alle lettere b) e h) all'impresa di trasporto che effettua, tramite il RdB, l'allocazione agli UdB su base giornaliera.
- 6.3 Il processo descritto è vincolato alla scadenza del 5° giorno lavorativo (e comunque non oltre al nono giorno) successivo alla fine del mese cui si riferiscono i dati⁶, termine entro il quale l'attività di cui alla lettera i) deve essere completata, ovvero l'impresa di distribuzione deve trasmettere all'impresa di trasporto i dati funzionali all'allocazione.
- 6.4 Tuttavia non esiste alcuna scadenza obbligatoria relativamente all'avvio del processo di cui alla lettera a), ovvero non vi sono vincoli in capo all'impresa di trasporto per la trasmissione all'impresa di distribuzione in tempo utile del totale immesso in cabina.
- 6.5 Pertanto, un eventuale ritardo dell'impresa di trasporto può comportare una difficoltà per l'impresa di distribuzione nella determinazione e quindi nell'invio dei dati che la stessa impresa di trasporto deve ricevere per poter effettuare l'allocazione agli UdB. In alternativa, per rispettare la scadenza del 5° giorno lavorativo, l'impresa di distribuzione invia i dati basati su stime o su valori dei mesi precedenti e pertanto inattendibili in relazione al periodo a cui si riferiscono.
- 6.6 Dalla ricognizione è emerso che i dati di misura del gas immesso nelle cabine REMI sono resi disponibili nel periodo a partire dal 2° giorno lavorativo successivo alla fine del mese al quale si riferiscono fino al 10°-12° giorno di calendario e a volte anche oltre. Considerando che le imprese di distribuzione necessitano di 2-3 giorni per l'elaborazione dei dati di misura e i successivi controlli, i dati di misura che entrano nella disponibilità dell'impresa di trasporto dopo il 2°-3° giorno del mese successivo a quello di competenza non possono essere presi in considerazione al fine di ottemperare agli obblighi di trasmettere all'impresa di trasporto, e rendere disponibili agli utenti, i dati allocati agli UdD entro il 5° giorno lavorativo del mese successivo a quello cui si riferiscono. In altre parole, dal processo descritto emerge come il vincolo del 5° giorno lavorativo (per l'impresa di distribuzione) si traduca in un vincolo ancora più stringente, relativo al 2° o 3° giorno lavorativo (per l'impresa di trasporto) con riferimento alla comunicazione del gas immesso, vincolo che, come emerge dalla consultazione, è in

⁴ Deliberazione n. 138/04, comma 29.2 e deliberazione ARG/gas 184/09, articolo 3.

⁵ Cfr. Deliberazione n. 138/04, articolo 7.

⁶ Deliberazione n. 138/04, articolo 29.

certi casi difficilmente rispettato e rispettabile.

- 6.7 In questi casi l'allocazione che si determina al momento del bilancio "provvisorio" subisce un ulteriore grado di incertezza e l'attribuzione delle partite fisiche agli utenti della rete di trasporto e distribuzione è nei fatti rimandata al 3° mese successivo nel quale, come noto, i bilanci dell'impresa di trasporto sono chiusi definitivamente.
- 6.8 Quanto suddetto si traduce, per gli UdB nell'attuale regime di bilanciamento, in una diminuzione di confidenza delle proprie posizioni, in particolare in quelle con riferimento allo stoccaggio, determinate in seguito alla allocazione provvisoria e quindi ad un aggravio del rischio legato al fatto che la effettiva conoscenza della propria reale posizione fisica e commerciale è possibile solo alla conclusione dell'allocazione al mese $n+3$.
- 6.9 D'altra parte, la misura del gas immesso è utilizzata anche dall'impresa di trasporto per la quadratura giornaliera del gas immesso e prelevato e la conseguente determinazione delle allocazioni, ai sensi della deliberazione ARG/gas 27/10 (entro il giorno 15 del mese $n+1$).
- 6.10 È utile ricordare che l'operazione di "quadratura" mensile consiste, in ultima analisi, in un "aggiustamento" dei prelievi stimati tale da far coincidere il totale dei prelievi di un mese, misurati e stimati, con la misura del gas immesso in quel mese nella generica rete. Il risultato di questo processo è funzionale:
- a) all'allocazione dal quantitativo di gas agli UdB da parte dell'impresa di trasporto, che avviene alcuni giorni dopo (precisamente nel periodo che intercorre tra il 5° giorno lavorativo e il giorno 15 del mese);
 - b) alla fatturazione del servizio di distribuzione da parte dell'impresa di distribuzione all'UdD.
- 6.11 Alla luce di quanto sopra esposto, è possibile ipotizzare un intervento che assegni all'impresa di trasporto anche la responsabilità della quadratura mensile del gas immesso e prelevato nella rete di distribuzione prevedendo che:
- a) poiché questa attività costituisce una fase preliminare e propedeutica all'applicazione dell'algoritmo di allocazione giornaliera di cui alla deliberazione ARG/gas 27/10, le imprese di distribuzione rendano disponibili all'impresa di trasporto i dati misurati e stimati, aggregati per UdD, senza effettuarne la quadratura in cabina;
 - b) le allocazioni così determinate siano trasmesse alle imprese di distribuzione ai fini della fatturazione del servizio di distribuzione;
 - c) i medesimi dati resi disponibili agli UdB come disciplinato dalla deliberazione ARG/gas 27/10 siano resi disponibili anche agli UdD.
- 6.12 Considerando l'introduzione del sistema di bilanciamento di merito economico di cui al DCO 45/10, si ritiene opportuno che l'operazione di quadratura mensile della rete di distribuzione avvenga, come già avviene in forza della delibera ARG/gas 27/10 per l'allocazione giornaliera, attribuendo la medesima priorità sia ai prelievi stimati (ovvero quelli la cui frequenza di raccolta della misura è superiore al mese) che ai prelievi misurati mensilmente, in altre parole quadrando la cabina al netto dei soli dati di misura raccolti con dettaglio giornaliero.
- 6.13 Quanto sopra sarebbe compatibile con la proposta di chiusura della sessione di bilanciamento del mese n il giorno 25 del mese $n + 1$ (cfr 5.6).

- Q.6 *Si ritiene percorribile e risolutoria l'assegnazione all'RdB della responsabilità della quadratura mensile del gas immesso e prelevato? Si invita a motivare la risposta.*
- Q.7 *Si condivide l'opportunità di equiparare le modalità di quadratura sulla rete di distribuzione tra tutti i punti non misurati giornalmente?*
- Q.8 *Secondo quali principi si ritiene debbano essere attribuite le eventuali differenze tra il quantitativo di gas immesso nella e prelevato dalla rete di distribuzione risultanti dalla sessione di aggiustamento?*
- Q.9 *In quali tempi si ritiene attuabile la proposta di cui al punto 6.11?*

Determinazione del dato di misura del gas prelevato dalla rete di distribuzione

- 6.14 Gioverà ricordare che l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare almeno un tentativo di raccolta della misura all'anno per i PDR con consumi annui inferiori a 500 Sm³, almeno due tentativi per i PDR con consumi annui compresi tra 500 a 5.000 Sm³ e almeno un tentativo al mese per i PDR con consumi annui superiori a 5.000 Sm³.
- 6.15 I PDR con consumo inferiore a 200.000 Sm³/anno, prevalentemente clienti domestici e del settore terziario, coprono circa il 40% del consumo nazionale, mentre l'industria ne copre circa il 20%⁷.
- 6.16 Come emerso dalla conclusione del *procedimento per la regolazione funzionale-prestazionale e dell'assetto del servizio di misura gas*⁸ l'implementazione della telelettura dei contatori per l'utenza civile e commerciale (consumi minori di 200.000 Sm³/anno) comporta, nell'80% dei casi circa, la sostituzione dell'intero misuratore, mentre nel restante 20% dei casi sarebbe necessario un adeguamento hardware o software.
- 6.17 Anche nel settore industriale almeno il 40% dei contatori dovrebbe essere sostituito, mentre la maggioranza di essi richiederebbe un adeguamento *hardware* o *software*.
- 6.18 I dati qui esposti dimostrano che una porzione significativa del gas prelevato non è misurata né giornalmente né mensilmente.
- 6.19 Viceversa, il processo di allocazione è oggi svolto con periodo rilevante il mese per il servizio di distribuzione e, ai fini del bilanciamento, il periodo rilevante è il giorno gas. Il "raccordo" tra il mercato all'ingrosso giornaliero e il mercato al dettaglio caratterizzato da intervalli di campionamento delle misure molto più lunghi e non sincroni è oggi svolto attraverso l'applicazione dei "profili *standard* di prelievo" di cui alla deliberazione n. 17/07.
- 6.20 In particolare, nella ricognizione di cui al DCO 30/09 sono emerse diverse criticità in relazione all'applicazione dei profili *standard*:
- a) il numero di profili è insufficiente ovvero vi sono alcune tipologie di consumo stagionali (ad esempio solo estate o solo inverno) non adeguatamente rappresentate nei profili di prelievo *standard*;
 - b) i profili sono "statici", ovvero quelli con componente termica non tengono conto della situazione climatica effettiva;

⁷ Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2010, tavola 3.28, pagina 150

⁸ Il procedimento è stato avviato con deliberazione n. 169/07 e concluso con deliberazione ARG/gas 155/08. Si veda in particolare la relazione tecnica allegata a quest'ultima deliberazione

- c) l'abbinamento tra punto di riconsegna e profilo *standard* non è sempre coerente;
- d) il consumo annuo (di seguito: “C_A”) per cui moltiplicare i valori giornalieri normalizzati del profilo *standard* ai fini della determinazione del profilo di prelievo del PDR è determinato e aggiornato dall'impresa di distribuzione secondo criteri non univoci e procedure non sempre trasparenti;
- e) le modalità di comunicazione tra impresa di distribuzione e UdD degli aggiornamenti di C_A e di modifica degli abbinamenti tra PDR e i profili *standard* non sono completamente definite e pertanto poco trasparenti;
- f) la *quadratura* tra il quantitativo di gas immesso alla cabina REMI e il quantitativo prelevato in corrispondenza dei PDR della rete di distribuzione comporta, con le attuali regole (profili e tempistiche), l'attribuzione di partite di gas alle utenze stimate che in particolari situazioni risultano essere palesemente anomale.

Metodologia di Load profiling: considerazioni generali

- 6.21 Prima di entrare nel dettaglio delle questioni sollevate dagli operatori, è opportuno riconoscere come le criticità qui elencate si inquadrano all'interno della problematica più generale e cruciale che riguarda la definizione e l'implementazione di un sistema di *load-profiling* efficiente.
- 6.22 Le tecniche di *load-profiling* sono implementate nei sistemi energetici presso i consumatori di minori dimensioni là dove il costo per l'*upgrade* del misuratore e/o per la gestione di dati di misura rilevati coerentemente con il periodo di riferimento del bilanciamento (e quindi su base giornaliera) non è giustificato, neanche sul lungo termine, dai benefici derivanti da una conoscenza dettagliata dell'andamento reale di consumo.
- 6.23 L'implementazione di un sistema di *load-profiling* è pertanto un elemento strutturale per permettere di estendere a tutte le categorie di consumatori, anche quelli di minori dimensioni, i benefici derivanti dal mercato libero del gas che richiede l'attribuzione delle partite d'energia in ragione del periodo rilevante al fine della loro corretta valorizzazione economica; esso infatti permette di creare, sulla base del periodo rilevante, una corrispondenza tra i quantitativi di gas prelevati al PDR e il quantitativo di gas immesso nella rete di distribuzione al netto dei prelievi dalla medesima rete relativi a PDR misurati su base giornaliera.
- 6.24 Se l'implementazione del *load-profiling* è tale da porre in capo agli operatori rischi eccessivi o ingiustificati, esso risulta inefficace rispetto allo scopo a cui è destinato poiché risulta creare una barriera all'ingresso e più in generale pone difficoltà/rischi agli operatori che intendono espandere la propria azione commerciale ai consumatori di minori dimensioni (profilati).
- 6.25 Quando le regole di profilazione sono ben note e trasparenti (oltreché prevedibili nei risultati), gli UdD e UdB possono stimare *ex-ante* i fabbisogni giornalieri dei propri clienti: quelli reali per i clienti misurati giornalmente e quelli convenzionali con riferimento ai clienti che non dispongono di misure giornaliere.
- 6.26 In altre parole, affinché tale previsione sia efficace è importante che questa si basi su dati di input, algoritmi e procedure certe e note agli UdB e agli UdD in modo che, avendo certezza della propria posizione, essi possano trarre vantaggio dalle ottimizzazioni negli acquisti e vendite di energia e possano analogamente accedere in modo economicamente proficuo al mercato del bilanciamento.
- 6.27 In letteratura e nell'esperienza internazionale si evidenzia una sostanziale convergenza

nel ricorso, quale metodologia di *load-profiling*, ai “profili *standard*” di prelievo. In pratica, sono identificate categorie omogenee di consumatori, da un punto di vista della modalità di utilizzo del gas, a cui sono associate curve di carico descrivibili, per l'appunto, con “profili *standard*”. Il consumo stimato in un periodo e il relativo profilo sono determinati moltiplicando i valori giornalieri del profilo normalizzato per un valore stimato di consumo annuo. Tale metodologia è applicata anche in fase di conguaglio, in presenza del dato di misura e quindi del consumo effettivo, per l'attribuzione del consumo effettivo sul periodo rilevante nell'arco temporale oggetto del conguaglio (o sessione di aggiustamento secondo le proposte del paragrafo 5 del presente documento) e il conseguente calcolo delle quantità differenziali rispetto alle convenzionalmente profilate⁹.

- 6.28 Similmente alle esperienze degli altri Paesi, nell'attuale contesto del mercato italiano è stato disciplinato dall'Autorità il ricorso ai profili *standard* per il settore del gas naturale. Il problema attuale pertanto, come emerge dalle risposte al DCO 30/09, non è tanto l'implementazione *ex-novo* di un sistema di *load-profiling*, quanto piuttosto l'individuazione di una soluzione volta a superare l'attuale fase di transizione e a rendere efficiente il sistema esistente.
- 6.29 In particolare, se in linea di principio è ragionevole ipotizzare che si debbano cercare soluzioni che minimizzino gli scostamenti tra consumi stimati (cioè a programma) e consumi reali (cioè allocati), dall'altro è anche necessario individuare il corretto *trade-off* tra i risparmi di una gestione ottimizzata del bilanciamento e i costi di tali soluzioni.

Punto di prelievo e profilo standard associato

- 6.30 L'associazione del punto di riconsegna alla corretta categoria d'uso costituisce il primo fondamentale passaggio per un'efficace applicazione della metodologia dei “profili *standard*”.
- 6.31 In mancanza di una corretta corrispondenza PDR-categoria-profilo, il gas è allocato agli UdB in periodi temporali diversi da quelli corrispondenti all'effettivo consumo. Ciò comporta:
- a) una non corretta valorizzazione del gas prelevato dal PDR e allocato all'UdB;
 - b) la non corretta attribuzione anche agli altri UdB, nella misura in cui l'errore commesso nell'allocazione di un certo quantitativo di gas al singolo PDR si traduce nell'attribuzione dello stesso quantitativo a tutti i PDR sui quali si applica l'azione di quadratura.
- 6.32 L'attuale normativa prevede che il profilo di prelievo *standard* associato al punto di riconsegna sia comunicato dall'UdD all'impresa di distribuzione all'atto della prima attivazione del PDR¹⁰.
- 6.33 Successivamente il cliente finale è tenuto a comunicare all'UdD eventuali variazioni relativamente all'utilizzo del gas e di conseguenza dei profili di prelievo. L'UdD è tenuto a trasmettere detta variazione all'impresa di distribuzione ai sensi del comma 8.3 della deliberazione 138/04.

⁹ 1.1 Le differenze che intercorrono tra le varie esperienze internazionali riguardano le modalità con cui esso è implementato: si distinguono, ad esempio, diverse modalità con cui i profili standard (detti anche curve di prelievo) sono ricavati (analisi statistiche, misure a campione, calcoli ingegneristici ecc...), diverse modalità con cui sono trattati (profili “statici” o “dinamici” ovvero modificabili in base a fattori esterni come quello climatico) e diverse attribuzioni delle responsabilità per la determinazione e l'aggiornamento degli stessi e dell'abbinamento con il punto di riconsegna (impresa di distribuzione – UdD – cliente).

¹⁰ Deliberazione 138/04, comma 13.3, lettera a5)

- 6.34 Possono tuttavia verificarsi casi in cui l'attribuzione della categoria d'uso del punto di riconsegna non sia corretta o la relativa informazione presso l'UdD e presso l'impresa di distribuzione non siano coerenti.
- 6.35 L'elemento critico del processo che associa il punto di riconsegna al corrispondente profilo *standard* è costituito dalla necessità di porre in capo ad un soggetto, l'UdD, l'impresa di distribuzione o il cliente finale il giusto incentivo a comunicare o verificare le variazioni che dovessero intercorrere successivamente all'attivazione della fornitura.
- 6.36 In mancanza di un incentivo efficace gli abbinamenti dei punti ai profili *standard* subiscono nel tempo un processo di degenerazione progressiva con conseguente degrado delle prestazioni della metodologia di *load-profiling*.
- 6.37 Una proposta di soluzione potrebbe essere rappresentata dall'identificazione di categorie d'uso, ai soli fini del bilanciamento, differenziate in base a criteri oggettivi, quantitativi e non negoziabili come ad esempio, per i clienti civili, il consumo annuo. In base ad un'analisi statistica si potrebbe ad esempio assegnare ai clienti con consumo inferiore ad una determinata soglia, ad esempio 500 Sm³/anno, una categoria di uso senza componente termica e a quelli con consumo superiore una categoria con componente termica. Tale proposta scende dalla considerazione che la forte differenziazione nei consumi civili proviene dall'utilizzo del gas per riscaldamento o meno e potrebbe prima di tutto ad una riduzione del numero delle categorie d'uso, riducendole di fatto a due, e la conseguente semplificazione nella gestione dell'aggiornamento del dato di categoria d'uso associato a ciascun punto di prelievo e complessivamente la prevedibilità dei consumi profilati da parte degli UdD e UdB. Tale semplificazione è già nei fatti anche adottata nelle procedure per la richiesta di ammissibilità al bonus gas¹¹ e la sua quantificazione.
- 6.38 Per quanto riguarda gli usi tecnologici, la disciplina vigente prevede uno strumento ulteriore per una migliore efficienza allocativa relativamente ai profili di prelievo: l'impresa distributrice, infatti, previa motivata richiesta da presentare all'Autorità, può definire profili di prelievo *standard* associati a categorie d'uso del gas diverse da quelle fissate dall'Autorità stessa.
- 6.39 Tuttavia l'impresa di distribuzione, che nei principi è neutrale rispetto all'esito delle allocazioni, non ha il giusto incentivo ad elaborare profili *customizzati*, come dimostra il fatto che ad oggi nessun distributore ha mai presentato tali proposte.
- 6.40 Peraltro anche la proposta di introdurre dei profili *standard customizzati* da parte del cliente finale o dell'UdD potrebbe:
- a) indurre comportamenti opportunistici da parte dei medesimi soggetti;
 - b) aumentare i costi gestionali per gli UdD che volessero fornire clienti su una rete di un'impresa di distribuzione con profili *customizzati* dovendo gestire molteplicità di profili nel proprio portafoglio
- 6.41 Per tali ragioni la proposta dell'Autorità è pertanto di abrogare la possibilità per le imprese distributrici, oggi prevista, di utilizzare profili *customizzati*.
- 6.42 Per quanto riguarda gli usi tecnologici, si potrebbe, abolendo la possibilità di definire curve *customizzate*, da un lato definire un numero di curve *standard* sufficientemente articolato (rispetto alla stagionalità, ai turni di lavoro, ecc...) e dall'altro definire un processo obbligatorio e periodico di interazione tra UdD, cliente e distributore che

¹¹ Deliberazione 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09

consenta di identificare la categoria di uso che meglio approssima il consumo reale. Anche in questo caso la caratterizzazione dovrebbe avvenire con parametri quantificabili ed oggettivi quali, ad esempio, la potenza dell'impianto, i turni di lavoro, i giorni di fermata e manutenzione programmata, l'eventuale uso riscaldamento, la volumetria da scaldare ecc.... La dichiarazione potrebbe essere rilasciata tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e non poter essere riacquisita da parte dell'impresa di distribuzione. Qualora l'aggiornamento non avvenga, al PDR corrispondente è riassociata la categoria d'uso di profilazione dei consumi più svantaggiosa, verosimilmente il profilo tecnologico con riscaldamento con classe di prelievo a 5 giorni.

- 6.43 L'impresa di distribuzione, in questo modello, dovrebbe prevedere per altro un'attività di monitoraggio e verifiche a campione, operando in modo non discriminatorio. Le modalità di campionamento e i risultati dovrebbero essere riportati all'Autorità periodicamente. In uno schema di equa ripartizione delle responsabilità, l'attribuzione all'impresa di distribuzione, in termini fisici ed economici, del gas non misurato della distribuzione (GNMD) potrebbe essere uno strumento volto a promuovere l'impegno della stessa alla predetta verifica.
- 6.44 In conclusione, al fine di permettere una maggiore prevedibilità del carico da parte degli UdD, si propone, con l'avvio del sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato di cui al DCO 45/10, di introdurre degli obblighi informativi a carico rispettivamente dell'RdB e dell'impresa di distribuzione ai fini della pubblicazione:
- a) del quantitativo totale di gas immesso al punto di immissione della rete di distribuzione/REMI;
 - b) del quantitativo totale dei prelievi dei PDR la cui misura avviene su base giornaliera (ovvero il dato trasferito all'RdB dall'impresa di distribuzione);
 - c) del totale dell'energia per tipologia di profilo di prelievo giornaliero e mensile (ovvero l'aggregato dei dati per UdD che l'impresa di distribuzione trasferisce all'RdB).

Q.10 Si condivide la proposta relativa agli utenti civili?

Q.11 Quali si ritiene possano essere le classi di consumo che meglio intercettano le categorie di uso civile?

Q.12 Se no, nell'ipotesi di mantenere una profilazione in linea con i criteri attuali, sarebbe utile introdurre ulteriori categorie d'uso? Se sì, quali? Si invita a fornire dettagli, anche quantitativi, a supporto.

Q.13 Si ritiene che la classe di consumo possa essere determinata anche in base a formule più complesse che coinvolgono, ad esempio, la tipologia di misuratore?

Q.14 Si condivide la proposta di eliminare la possibilità di profili customizzati?

Q.15 Si condivide la proposta di una maggiore articolazione dei profili di prelievo per gli utenti con usi tecnologici e industriali?

Q.16 Quali si ritiene debbano essere parametri significativi da richiedere nel questionario ai fini dell'assegnazione della curva standard di prelievo?

Q.17 Si ritiene auspicabile l'ipotesi di limitarne l'utilizzo ai clienti con consumi superiori ad una certa soglia? Quale potrebbe essere la soglia ottimale?

Q.18 Si ritengono utili ai fini della previsione da parte degli UdD la pubblicazione dei dati di cui al punto 6.44? Quali altri dati sarebbero utili?

Q.19 Quali tempistiche si ritengono ragionevoli per l'implementazione di ciascuna delle proposte?

Obblighi di rilevazione e archiviazione delle misure nei punti di riconsegna

- 6.45 Come già anticipato, a regolazione corrente l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare almeno un tentativo di raccolta della misura del gas naturale riconsegnato, espressa dal totalizzatore del misuratore:
- almeno una volta in ciascun anno civile, per i PDR con consumi fino a 500 Sm³/anno;
 - almeno una volta ogni sei mesi in un anno civile, per i PDR con consumi superiori a 500 Smc/anno e fino a 5.000 Sm³/anno;
 - almeno una volta al mese per i PDR con consumi superiori a 5.000 Sm³/anno a esclusione dei mesi in cui i consumi storici sono inferiori del 90% ai consumi medi mensili.
- 6.46 Quindi, ad oggi, non esistono, nella regolazione, obblighi in termini di tentativi di rilevazione e raccolta del dato di misura su base giornaliera e il mercato ha parzialmente provveduto autonomamente ad adeguarsi in tal senso.
- 6.47 In considerazione dell'introduzione del sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato sarebbe opportuno introdurre degli obblighi in termini di rilevazione e raccolta del dato di misura da parte delle imprese distributrici sulla base del periodo rilevante, identificato nel giorno gas.
- 6.48 In particolare potrebbe essere introdotta una soglia minima alla quale applicare il predetto obbligo in funzione, alternativamente:
- del consumo annuo stimato C_A (es. > 200.000 Sm³/anno)
 - della classe del misuratore di cui alla deliberazione 155/08 (es. \geq G40)
- 6.49 Tali obblighi potrebbero essere introdotti in coordinamento con le tempistiche dettate dalla deliberazione 155/08.

Q.20 Si condivide la proposta di introdurre degli obblighi in termini di rilevazione della misura su base giornaliera per i PDR con consumi elevati? Se sì, secondo quali criteri e soglie andrebbero individuati? Da quando si ritiene condivisibile l'introduzione dell'obbligo ?

Consumo stimato annuo associato al punto di prelievo

- 6.50 Il consumo annuo stimato è un valore in metri cubi determinato a partire dai dati storici, è associato a ciascun PDR ed è utilizzato in vari processi (ad es. *load-profiling*, fattura stimata in acconto al cliente finale) come rappresentativo della stima ragionevole del consumo effettivo.
- 6.51 Il consumo annuo stimato è utilizzato anche, come detto, per la costruzione del profilo di prelievo, moltiplicandolo per il profilo *standard* rappresentativo del periodo in esame.
- 6.52 Se, per i PDR per i quali non è disponibile un dato di misura su base giornaliera, l'allocatione del gas in alcuni mesi è fatta convenzionalmente in base al profilo e se su tale valore sono calcolati gli sbilanciamenti, il criterio con cui il consumo annuo è

calcolato e aggiornato deve essere noto e trasparente (cfr. DCO 6/10).

- 6.53 Ad oggi le imprese di distribuzione hanno la facoltà (e non l'obbligo) di aggiornare il consumo annuo ad ogni misura pervenuta e l'obbligo di aggiornarlo almeno una volta l'anno in corrispondenza dell'inizio di ciascun anno termico¹². Come già discusso nel DCO 6/10 questi gradi di libertà concessi alle imprese di distribuzione sulla modalità di determinazione del consumo annuo stimato dovrebbero essere rivisti, fissando un criterio di aggiornamento obbligatorio e garantire una maggiore trasparenza sul dato.
- 6.54 Il DCO 6/10 ha già proposto che l'aggiornamento del dato di consumo annuo sia automaticamente rideterminato a seguito della acquisizione di ciascuna misura (aggiornamento *rolling*). Anche qualora, ai fini della validazione delle autoletture, sia scelto un criterio diverso (ad es. aggiornamento una volta all'anno), si ritiene tuttavia che il criterio di aggiornamento *rolling* sia quello più adeguato da un punto di vista dell'efficienza allocativa: infatti, basando la stima sulle misure (tra cui le autoletture validate) più recenti, i consumi stimati è più probabile, su base complessiva, che meglio corrispondano a quelli reali.

Q.21 Si concorda con la proposta di differenziare (eventualmente) il “consumo annuo ai fini della validazione delle autoletture” con il “consumo annuo ai fini dell’allocazione”?

Curve dinamiche

- 6.55 La metodologia proposta (cfr. 6.12) prevede che il quantitativo di consumo giornaliero superiore (o inferiore) rispetto ai prelievi attesi è ripartito, in fase di allocazione, proporzionalmente al consumo (giornaliero) di ogni UdD, escludendo la quota parte di consumo per cui sono disponibili misure registrate e raccolte su base giornaliera.
- 6.56 Dall'applicazione di tale metodologia consegue la ripartizione sulla collettività di eventuali consumi “anomali” (sia in eccesso che in difetto rispetto ai quantitativi attesi), con particolare riferimento all'incidenza della variabilità della componente termica sugli stessi, il cui effetto non è attualmente tenuto in considerazione dai profili di prelievo *standard*.
- 6.57 L'Autorità condivide la necessità di valutare elementi di dinamicità nella profilazione convenzionale e ritiene che potrebbe essere oggetto di un apposito tavolo di lavoro.

Mappatura dei rapporti commerciali

- 6.58 La c.d. “mappatura dei rapporti commerciali” è redatta presso l'RdB¹³, attraverso un sistema informatico, dalle imprese di distribuzione e consente di mettere in relazione i rapporti “fornitore-cliente” presso ciascun *city-gate* tra UdB (*upstream*) e UdD (*downstream*). Tale sistema informatico consente anche di tenere conto di eventuali intermediari (*trader*) che, non svolgendo al ruolo di utenti né della distribuzione, né del trasporto, acquistano e rivendono gas sullo stesso punto di consegna.
- 6.59 L'impresa distributrice, oltre ai dati identificativi dell'UdD, deve indicare:

¹² Deliberazione 138/04, comma 7.3

¹³ Deliberazione 138/04, articolo 10

- a) i dati identificativi degli UdB dai quali l'UdD stesso è fornito;
 - b) nel caso di più UdB presenti presso lo stesso *city-gate*/REMI, le regole di ripartizione della disponibilità del gas naturale tra loro.
- 6.60 In particolare si ravvisano i seguenti elementi di criticità:
- a) data la complessità e difficoltà di manutenzione della procedura e dei suoi esiti l'alta probabilità di perdere la relazione logica PDR/UdD/UdB (soprattutto storica) essenziale per la corretta attribuzione delle competenze dei servizi regolati e non del sistema gas, come è già stato rappresentato nel DCO 25/10;
 - b) l'impossibilità per l'UdB di confermare il proprio coinvolgimento nelle relazioni commerciali. Pertanto ad un UdB potrebbe essere impropriamente allocato un quantitativo di gas di competenza di altri UdB ed essere pertanto destinatario di attribuzione di gas impropria, in altre parole di vedere attribuito alla sua fornitura al REMI una quantità di gas prelevato da un PdR che non gli corrisponde;
 - c) la mancanza di trasparenza relativa ai dati di allocazione, in particolare nei casi in cui l'UdB serve più di una controparte (UdD), poiché in tali casi all'UdB è messo a disposizione da parte del RdB un unico dato giornaliero di allocazione e non il dettaglio per controparte laddove gli UdD potrebbero avere più controparti UdB, in una matrice di relazioni che non è rappresentabile in un unico dato giornaliero per UdB.
- 6.61 A queste criticità, si aggiunge, come discusso nel DCO 25/10, § 2.7 la conoscenza sul proprio REMI, da parte delle imprese di distribuzione verticalmente integrate, dell'identità dei concorrenti diretti e soprattutto dei rapporti commerciali che gli UdD hanno con i rispettivi fornitori (UdB).
- 6.62 Prospettivamente, nell'ambito della definizione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei profili dei clienti finali nei mercati retail di energia elettrica e di gas di cui alle recenti deliberazioni ARG/com 201/10 e ARG/com 224/10, potrà essere introdotto l'obbligo di attribuire in modo univoco, ai fini del bilanciamento, i consumi di ogni PDR al corrispondente UdB risolvendo la criticità sopra evidenziata e discussa anche nel DCO 25/10.
- 6.63 Nel medio termine nell'ottica di rendere sempre più robusto il collegamento logico PDR-UdD-UdB, è valutabile una gestione per cui tale collegamento logico è mantenuto dall'impresa di distribuzione all'interno del proprio archivio aggiornato¹⁴, e le comunicazioni mensili da parte sua all'RdB avvengono già riaggregate per UdB¹⁵.

Q.22 Si ritiene condivisibile la rappresentazione delle criticità sulla mappatura commerciale?

Q.23 Si condividono le proposte di lungo e medio termine di cui ai punti 6.62 e 6.63? Si invita a motivare la risposta.

¹⁴ comma 8.1 della deliberazione 138/04

¹⁵ Si osserva tra l'altro che il ruolo dell'impresa di distribuzione come intermediario non è strettamente necessario laddove la necessità della conoscenza è dell'RdB ai fini dell'allocazione su base giornaliera di cui alla deliberazione ARG/gas 27/10

7. Proposte volte ad una prima e tempestiva attuazione degli interventi delineati

7.1 In questo capitolo si intendono individuare e proporre alcune proposte di gradualità funzionali all'introduzione del sistema di *settlement* precedentemente rappresentato, che possono trovare applicazione in tempi brevi permettendo l'avvio della riforma con il superamento di alcune criticità, rimandando a successivi confronti con gli operatori l'analisi di dettaglio degli altri temi o delle soluzioni di regime.

La sessione di bilanciamento e la sessione di aggiustamento

7.2 In considerazione della criticità e dell'urgenza di misure atte a risolvere le criticità in tema di bilancio e determinazione delle partite fisiche ed economiche agli UdB e Udd, al fine di consentire l'avvio del nuovo regime in tempi brevi, può essere introdotto un periodo transitorio (coerente con i tempi necessari per attuare una sessione di bilanciamento mensile), in cui la sessione di bilanciamento intervenga con ritardo trimestrale rispetto al mese di riferimento, ricalcando l'attuale durata della finestra temporale per la chiusura del bilancio di trasporto.

7.3 È opinione dell'Autorità che:

- a) la prima sessione di bilanciamento possa essere implementata con riferimento al gas immesso, prelevato e trasportato dall'1 aprile 2011 e quindi entro il 25 maggio 2011 (cfr. 5.6) nell'ipotesi di regime o entro il 25 luglio 2011 nell'ipotesi di adozione di gradualità;
- b) la sessione di aggiustamento troverebbe esecuzione a partire da giugno 2012 nell'ipotesi 5.8 lettera a), o nel 2013 nell'ipotesi 5.8 lettera b), a seguito della definizione di dettaglio della metodologia di aggiustamento prospettata nel presente paragrafo.

7.4 Si ritiene opportuno valutare da subito l'opportunità di considerare, nella sessione di bilanciamento, esclusivamente le misure rilevate su base giornaliera, determinando i quantitativi prelevati dai punti di prelievo non misurati su base giornaliera esclusivamente sulla base dei profili ai medesimi associati e del meccanismo di "quadratura" riportato al comma 6.11. Tale scelta, insieme all'introduzione della sessione di aggiustamento, dei nuovi obblighi informativi di cui al comma 6.44 e al medesimo 6.11 e di una maggior rappresentatività dei profili grazie alle misure di cui ai commi 6.37 e 6.38 dovrebbe:

- migliorare notevolmente la prevedibilità su base giornaliera dei prelievi;
- garantire comunque un'accettabile coerenza tra i quantitativi attribuiti nella sessione di bilanciamento e quelli determinati in via definitiva nella sessione di aggiustamento, contenendo il relativo onere di carattere finanziario a carico degli operatori.

7.5 La metodologia per la determinazione su base giornaliera del gas prelevato da ciascun UdB nella sessione di aggiustamento dovrebbe essere definita secondo i seguenti criteri:

- a) il gas prelevato dai PdR con misura giornaliera dovrebbe essere pari a quello risultante dalle misure, ovvero non essere oggetto di alcun aggiustamento;
- b) il gas prelevato dai PdR non misurati su base giornaliera dovrebbe risultare:
 - i. complessivamente pari alla differenza tra due rilevazioni successive della misura nel periodo compreso tra le due rilevazioni (nel seguito: periodo di misura);
 - ii. determinato, in ciascun giorno del periodo cui la sessione si riferisce (mese nel caso di cui al comma 5.8 lettera a), anno nel caso di cui 5.8 lettera b), sulla base

dei prelievi complessivi di cui al punto i ripartiti nei giorni del periodo sulla base dei profili associati a ciascun PdR, tenendo conto, nel caso di periodicità mensile della sessione di aggiustamento, dei quantitativi relativi al medesimo periodo di misura e già attribuiti nei mesi precedenti quello cui la sessione si riferisce;

- c) la differenza tra il gas complessivamente immesso nella rete di distribuzione e quello complessivamente prelevato, derivante dalla struttura della catena di misura come sopra richiamata, non è misurabile con precisione, se non a livello medio su periodi di tempo molto lunghi, in particolare in presenza di periodi di misura non “sincroni” come è necessariamente il caso in assenza di misuratori elettronici; indipendentemente dalla scelta del soggetto cui attribuire la medesima differenza (l’impresa distributrice, l’UdB con riferimento ai PdR di competenza – ivi inclusi quelli misurati su base giornaliera - o ad entrambi in quota parte) è necessario definire la modalità con cui effettuare tale attribuzione, essendo in principio possibile per ciascuna rete di distribuzione:
- i. definire, nel momento in cui tale differenza risultasse stimabile *ex-ante*, dei coefficienti di modifica dei prelievi di tutti i PdR connessi alla medesima rete ed adattare i medesimi coefficienti nel tempo per tenere conto dell’andamento riscontrato di tali differenze;
 - ii. attribuire la differenza ai punti non misurati giornalieri; tale attribuzione porta necessariamente a problemi di incoerenza tra tale attribuzione e il criterio di cui alla lettera b), punto i. Nel caso di sessione con periodicità mensile, ad esempio, tale criterio porta ad un “accumulo” nel tempo di tali differenze che portano a distorsioni progressivamente più rilevanti dei prelievi attribuiti e a potenziali problemi di “incapienza”. È necessario quindi, in ogni caso, prevedere una riattribuzione periodica di tali differenze (cfr. 5.15).

7.6 In relazione alla criticità di cui al paragrafo 7.5, lettera c), punto ii) nella sessione di aggiustamento, l’Autorità ritiene opportuno introdurre uno specifico monitoraggio da parte del RdB dell’andamento delle differenze tra i quantitativi misurati ai punti di consegna alle reti di distribuzione e quelli misurati ai punti di prelievo, al fine di eventuali successivi adattamenti della regolamentazione relativa al trattamento delle medesime differenze (cfr. 5.14).

Q.24 Si ritiene condivisibile la misura di gradualità relativa all’introduzione della sessione di bilanciamento? Nel caso, per quanto tempo dovrebbe essere mantenuta?

Q.25 Si condividono le tempistiche proposte di cui al punto 7.3 ? Si invita a motivare la risposta.

Q.26 Una volta avviata la sessione di aggiustamento, per quanto tempo dovrebbe proseguire il periodo di monitoraggio delle differenze da parte dell’RdB per essere significativo? E quale metodo di attribuzione transitorio potrebbe essere adottato? Si invita a motivare la risposta.

Mappatura dei rapporti commerciali

7.7 Si ritiene che le criticità evidenziate in merito alla mappatura, in attesa di una soluzione definitiva tramite il Sistema Informativo Integrato, potrebbero essere risolte inserendo

nella normativa specifici obblighi in capo all'RdB, che gestisce operativamente la piattaforma per la mappatura dei rapporti commerciali, e agli operatori in modo tale che:

- a) non si producano effetti se l'UdB che deve attivare/modificare il proprio rapporto commerciale con un determinato UdD non abbia dato esplicito consenso di ciascun rapporto commerciale o modifica dello stesso, a garanzia del mantenimento del collegamento logico PDR-UdD-UdB aggiornato, in altre parole che l'aggiornamento e conferma della mappatura commerciale sia un prerequisito per il perfezionamento dello *switching* di ciascun PDR;
- b) tutti i soggetti possano avere evidenza, per la parte di loro competenza, dello stato della mappatura commerciale.

7.8 L'Autorità ritiene che a partire dall'1 ottobre 2011 la revisione della mappatura, nei termini suddetti di cui al comma 7.7 , possa trovar luogo.

Q.27 Si ritiene che le misure qui proposte siano sufficienti a rendere maggiormente efficiente il sistema di mappatura dei rapporti commerciali? Quali ulteriori sarebbero necessarie e implementabili in tempi brevi?

Q.28 Si condivide la tempistica del punto 7.8?