

DCO 590/17
***Orientamenti finali in tema di
semplificazione del Settlement gas***
- Parte III e Parte IV -
Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 15 settembre 2017

PREMESSA

Anigas presenta le proprie osservazioni alle Parti III e IV del DCO 590/17 (di seguito DCO) con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) ha posto in consultazione i propri orientamenti sulle misure per la semplificazione della disciplina del *Settlement* gas ai fini della gestione degli anni pregressi 2013-2017.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

In termini generali, Anigas condivide la previsione di applicare alle sessioni di aggiustamento relative agli anni passati una metodologia semplificata rispetto alla regolazione generale delineata a regime.

Tuttavia, data la rilevanza delle tematiche in consultazione, l'assenza di elementi utili alla valutazione ($\gamma_{A,REMI}$, $P^{A,REMI}$), nonché la tempistica di consultazione prevista, si rilevano difficoltà ad esprimersi sulla disciplina applicabile agli anni pregressi.

Ciò detto, posta l'impossibilità di effettuare una valutazione puntuale dei due approcci alternativi proposti, e pertanto a prescindere dalla "bontà" dei metodi proposti, sarebbe opportuno adottare il metodo che risulti essere meno invasivo in termini di impatti sui sistemi informativi degli operatori e in termini di relativi sviluppi necessari ad effettuare i ricalcoli, nel rispetto tuttavia di alcune condizioni minime che rendano l'adozione di tale disciplina accettabile per gli operatori coinvolti.

Al fine di garantire un rapido svolgimento delle sessioni di aggiustamento relative all'anno 2013 e, al contempo, evitare che modifiche regolatorie possano introdurre duplicazioni delle attività con costi non proporzionati agli obiettivi, si potrebbe cogliere l'occasione per far convergere le attività di ricalcolo per gli anni 2013-2016 e le attività di conguaglio pluriennale in un'unica sessione coincidente in termini di tempistiche con quella attualmente prevista all'art. 15.2.b del vigente Testo Integrato Settlement Gas (TISG).

In linea di principio, Anigas condivide che il processo utilizzato nella sessione di aggiustamento converga in prospettiva con quello della sessione di bilanciamento, con l'obiettivo di giungere ad un allineamento fra le due metodologie di calcolo.

Tuttavia, l'approccio alternativo proposto nel DCO per il ricalcolo degli anni pregressi potrebbe richiedere importanti interventi sui sistemi informatici degli operatori infrastrutturali, e in particolare delle imprese di distribuzione, in quanto verrebbero riviste le logiche sottostanti all'elaborazione degli attuali dati scambiati ai fini della sessione di aggiustamento per i punti di riconsegna della distribuzione non misurati giornalmente (misurati mensilmente, semestralmente e annualmente).

Si ritiene pertanto che se l'Autorità dovesse scegliere l'approccio denominato "alternativo", l'insorgenza di tali costi e tempistiche superiori a quelli previsti e derivanti dall'adeguamento degli algoritmi, ma anche conseguenti al ricalcolo delle sessioni di aggiustamento già effettuate, dovrebbe essere integralmente riconosciuta agli operatori infrastrutturali.

Con riferimento al delta *in-out*, non si ravvisano nel DCO argomentazioni sottostanti l'orientamento di attribuire il delta *in-out* relativo agli anni pregressi in capo agli utenti, a differenza di quanto prospettato nel DCO 570/2016 e di quanto illustrato nel documento di consultazione in esame con riferimento alla disciplina del *Settlement* dal 2018 in avanti.

Al contrario, non si condivide quanto affermato al punto 7.6, ovvero che un operatore prudente avrebbe dovuto tener conto nelle proprie valutazioni di un valore minimo di delta *in-out*, posto che:

- i) tale elemento non trova copertura in alcun corrispettivo tariffario definito dall'Autorità, contemplato nell'ambito della quantificazione dei costi da sostenere per la fornitura del gas naturale;
- ii) gli operatori non hanno contezza dell'entità del delta *in-out* delle singole cabine REMI posto che i valori di $\gamma_{A,REMI}$ non sono mai stati pubblicati (mancanza di dati storici);
- iii) i valori di delta *in-out* presentano una considerevole volatilità tra REMI e negli anni, che ne rende strutturalmente difficoltosa la previsione e onerosa la gestione commerciale e finanziaria;
- iv) tali valori risentono di una serie di fattori (punto 1.6), con riferimento ai quali l'utente non ha alcuna leva o informazione;
- v) i valori fino ad oggi attribuiti ai singoli utenti non sono indicativi in merito al delta *in-out* che sarà allocato nell'ambito delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, Anigas ritiene che, fermo restando il citato sovra-costi relativo all'eventuale adozione dell'approccio alternativo, la disciplina applicabile agli anni pregressi debba rispettare le seguenti condizioni:

- avvio da gennaio 2018 con particolare riferimento alla nuova disciplina di attribuzione del delta *in-out* - che non sarebbe più carico degli utenti ma del sistema, con copertura attraverso una nuova componente tariffaria - prevista dal nuovo sistema semplificato del Settlement, di cui alla Parte II del DCO, le cui funzionalità verranno implementate con tempistiche congrue e compatibili con le modifiche dei processi e dei sistemi informativi degli operatori di rete, sul quale si faranno avere successive osservazioni;
- mitigazione del rischio relativo al delta *in-out* che ricade sugli utenti: si ritiene necessario prevedere, coerentemente con la disciplina illustrata per il 2018 e gli anni futuri, una socializzazione a sistema degli oneri relativi al delta *in-out* che residuano dopo l'applicazione del $\gamma_{A,REMI}$. A tal proposito, si esprimono perplessità sul valore di *cap* pari a 0,5% indicato dall'Autorità in quanto non si è in grado di valutare come tale proposta minimizzi il rischio di oneri in capo agli utenti rispetto all'onere complessivo di sistema verificatosi. Si ricorda, infatti, che nello scorso DCO 570/16 dalle valutazioni dell'Autorità il delta *in-out* complessivo di sistema degli anni 2013 e 2014 risultava pari allo 0,1-0,2%.
- pubblicazione in tempi molto rapidi della metodologia applicabile agli anni 2013-2017 in modo da dare immediato avvio agli aspetti implementativi sottesi ed agli eventuali ricalcoli necessari;
- comunicazione al Responsabile del Bilanciamento (RdB) dei dati relativi al solo anno 2013 entro dicembre 2017, in modo tale da consentire la pubblicazione degli esiti della sessione di aggiustamento per l'anno 2013 entro il mese di febbraio 2018 e comunicazione al RdB dei ricalcoli relativi agli anni 2014-2016 entro febbraio 2018 al fine di permettere la pubblicazione degli esiti in occasione della sessione di conguaglio pluriennale. In subordine, comunicazione dei ricalcoli relativi agli anni 2013-2016 al RdB entro febbraio 2018, in tempi utili per il calcolo della relativa sessione di aggiustamento da eseguirsi in concomitanza alla sessione pluriennale di conguaglio nel maggio 2018.

Si condivide la proposta di applicare in fase di aggiustamento il prezzo di mercato, p_k , nonché la previsione di un conguaglio dei corrispettivi di scostamento, solo della penale applicata in esito alla sessione di bilanciamento, qualora nelle successive sessioni di aggiustamento l'ammontare della penale risultasse non dovuto, esclusivamente in relazione a potenziali errori sia di misura che materiali.

Con riferimento a quest'ultimo punto, si ritiene utile definire la modalità di trattamento delle casistiche che configurano uno storno delle penali di scostamento, a garanzia della chiarezza per tutte le parti potenzialmente coinvolte.

Al fine di consentire la definizione di una soluzione regolatoria completa e stabile, tenuto conto anche del ritardo accumulato nella definizione delle partite relative agli anni più remoti del periodo 2013-2017, si ritiene necessario che l'auspicata revisione dei criteri di allocazione dei costi del delta *in-out* non si traduca in un trasferimento di rischi e/o oneri da Utenti della Distribuzione a Utenti del Bilanciamento. Bisogna pertanto prevedere meccanismi che non generino oneri o rischi, né economici né finanziari, a carico sia degli Utenti del Bilanciamento e della Distribuzione, che delle imprese di distribuzione.

Alla luce del ritardo accumulato e atteso che le partite economiche derivanti dalla prima elaborazione delle sessioni di aggiustamento relative agli anni pregressi avranno una notevole rilevanza economica, si evidenzia infine:

- la necessità di introdurre meccanismi a garanzia del recupero del credito laddove si verificassero tassi di insolvenza superiori a quelli medi, riconducibili al ritardo nell'espletamento di tali sessioni di aggiustamento;
- gli impatti dirompenti che le partite economiche del 2013 potrebbero avere sul bilancio 2017 degli operatori, potenzialmente in grado di alterarne l'equilibrio economico e finanziario.

Inoltre, è da garantire al distributore di riferimento il lasso temporale utile al recepimento, da parte dei distributori sottesi, dei dati di misura opportunamente aggregati. Si richiede pertanto la definizione di tempi certi e sufficienti a garantire all'impresa di distribuzione di riferimento l'ottemperanza dei suoi obblighi di comunicazione nei confronti del RdB.

Non è altresì sottovalutabile il fatto che le imprese distributrici sono tutt'oggi già impegnate nell'implementazione di delibere che impongono modifiche ai sistemi informativi e agli applicativi aziendali.

In conclusione, al fine di formulare le osservazioni alle restanti parti del DCO disponendo di un miglior grado di comprensione del disegno complessivo della riforma, si auspica che l’Autorità possa organizzare, nei prossimi giorni e in anticipo rispetto alla prossima scadenza di invio delle osservazioni relative alla presente consultazione (25 settembre 2017), un incontro tecnico di approfondimento sui temi oggetto del DCO.

In considerazione del contenuto tecnico degli orientamenti formulati, della complessità degli argomenti trattati, nonché dell’interdipendenza dei contenuti delle diverse parti del DCO e dei numerosi rimandi ad altre delibere e a provvedimenti di futura adozione, permangono esigenze di approfondimento per le quali potrebbe essere opportuno prevedere a breve degli incontri tecnici presso l’Autorità sulle risultanze dei quali poter formulare eventuali ulteriori osservazioni o considerazioni; la disponibilità, poi, di risposte in forma scritta alle richieste di chiarimento degli operatori in forma associativa costituirebbe un’utile base per progettare le necessarie implementazioni.