



ASSOGAS

Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici

Piazza Luigi di Savoia 22 - 20124 Milano

Telefono: +39 02 73.810.79; Telefax: +39 02 733.342

www.assogas.it - segreteria@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

Prot. n. 072/2019

AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Documento per la consultazione n. 170/2019/R/gas

“Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione”

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 17 giugno 2019**



CONFINDUSTRIA

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

ASSOGAS apprezza lo spirito dell'intero documento di consultazione che, con franchezza, trasparenza e senso propositivo manifesta la volontà di riscrivere uno scenario moderno per il settore della distribuzione gas, al servizio dei cittadini e concretamente rivolto alla soluzione dei problemi generali che riguardano il vivere comune.

Nell'auspicio di portare un valido contributo al disegno delle linee d'intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, in un'ottica di fattiva collaborazione, la scrivente Associazione intende esprimere alcune considerazioni in relazione ai singoli spunti di consultazione.

RISPOSTA AI QUESITI POSTI IN CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento

Rispetto agli obiettivi generali elencati nel DCO che guideranno le scelte di fondo della regolazione del comparto, si condivide l'esigenza del Regolatore di impostare la futura struttura tariffaria sulla base di criteri di adeguatezza, efficienza, sicurezza delle infrastrutture, nonché di sostenibilità economica del servizio offerto agli utenti, anche tenendo conto degli obiettivi di decarbonizzazione europei e nazionali e del conseguente possibile rischio di *stranded asset*.

Si ritiene tuttavia che, in analogia a quanto fatto nel precedente periodo regolatorio, le **scelte del Regolatore non possano prescindere dalla prospettiva del futuro svolgimento delle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione**. Il ritardo nell'implementazione del processo delle gare infatti, che sta anche portando alcuni *stakeholder* del settore ad effettuare delle riflessioni sugli strumenti più appropriati per favorire un superamento dell'attuale *impasse*, non cancella i benefici in termini concorrenziali, di efficienza e di sviluppo degli investimenti sulla rete che un'assegnazione competitiva del servizio innescherebbe.

È il processo delle gare la variabile chiave per il raggiungimento dei target di efficienza ed efficacia del servizio di distribuzione e misura, più volte richiamati nel DCO; le gare infatti sono in grado di apportare potenziali vantaggi per tutti gli *stakeholder* coinvolti: dagli operatori, agli enti locali, fino ai cittadini che beneficerebbero di un'attività di distribuzione gas più efficiente, capillare e moderna.

È fondamentale pertanto, a nostro avviso, che ogni riflessione sulla regolazione futura del comparto continui a tener conto della prospettiva di svolgimento delle gare e della conseguente esigenza di tutelare gli equilibri concorrenziali tra gli operatori, anche in considerazione dello "sforzo - richiamato nello stesso DCO oggetto di commento - senza precedenti delle imprese di distribuzione di valutazione delle proprie reti e di organizzazione delle attività necessarie per partecipare alle gare d'ambito".

Da un punto di vista operativo, si rileva come una mancanza del documento di consultazione in oggetto sia quella relativa ad una riflessione su una possibile "*spending review*" dei costi correlati alla regolazione. La continua modifica della regolamentazione comporta infatti per le imprese frequenti aggiornamenti informatici, con investimenti che si traducono in costi di manutenzione in costante crescita che l'Autorità dovrebbe considerare nelle analisi di impatto regolatorio dei provvedimenti.

S2. Scelte di fondo della regolazione tariffaria

S3. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione dei costi operativi e per la fissazione dell'*X-factor*

I costi operativi sono stati al centro, nel corso dei vari periodi regolatori, di significativi interventi di efficientamento attraverso l'applicazione di recuperi di produttività.

Tali previsioni di efficientamento sono state, inoltre, oggetto di diversi interventi della Giustizia Amministrativa la quale, anche recentemente, ha evidenziato come i recuperi di produttività non possano essere costanti all'interno di un unico periodo regolatorio e come le economie

di scala consentano alle grandi imprese di raggiungere livelli di efficienza e risparmi più elevati, con conseguente maggiore contrazione dei costi fissi operativi. In tal modo, è stata **sancita quindi la legittimità di recuperi di produttività differenziati in funzione delle classi dimensionali aziendali.**

Ciò premesso, in merito alla nuova proposta di regolazione dei costi operativi, si comprende in generale la necessità di ulteriore efficientamento evidenziata dall'ARERA, pur richiamando quanto già precisato nel precedente spunto di consultazione ovvero che la prospettiva di svolgimento delle gare, già considerata anche ai fini della fissazione dell'*X - factor* nel quarto periodo regolatorio, rimanga attuale anche nella regolazione a venire.

L'obiettivo espresso da ARERA al punto 6.7 del DCO **appare tuttavia altamente sfidante soprattutto per le imprese di medio piccole dimensioni** alle quali viene richiesto un livellamento dei costi operativi riconosciuti agli operatori di grandi dimensioni. Infatti, a titolo esemplificativo, rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2019, il riallineamento alla fine del quinto periodo regolatorio, qualora venisse applicato un *X- factor* pari all'1% alle imprese di grandi dimensioni, comporterebbe un *X - factor* annuo alle società di piccole dimensioni pari al 5%.

In ottica di tutela della concorrenza del mercato, si ritiene pertanto opportuno, anche alla luce delle predette considerazioni, che il livellamento prospettato tenga conto delle discrepanze di partenza tra gli operatori e sia implementato con la necessaria gradualità e in un percorso di confronto costante con gli esercenti interessati.

Si sottolineano peraltro due elementi che, ad avviso della scrivente Associazione, dovrebbero essere considerati in ottica di progressivo efficientamento dei costi del sistema:

- un intervento sui costi operativi destinati a remunerare gli operatori di medie e piccole dimensioni comporterà un impatto molto contenuto sui costi complessivi, vista la presenza minoritaria di tali operatori nel mercato (in particolare dei piccoli operatori, ovvero quelli potenzialmente più colpiti dalla riduzione dei costi riconosciuti);
- altri potrebbero essere gli elementi di cui tener conto per un effettivo efficientamento complessivo dei costi.

Sarebbe quindi opportuno **prevedere un processo di riequilibrio non solo relativamente ai costi operativi ma anche ad altre componenti che concorrono alla determinazione del vincolo dei ricavi per i distributori**, in particolare i costi centralizzati e quelli destinati alla remunerazione del capitale.

Anche per quanto concerne i **costi centralizzati** esistono, infatti, delle evidenti economie di scala che consentono di raggiungere risparmi di costo al crescere delle dimensioni dell'impresa. Partendo da tale constatazione, potrebbe essere **applicato un tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti, a fronte di un'invarianza di tali costi per i restanti operatori che non beneficiano delle medesime possibilità di raggiungere risparmi.**

Per quanto riguarda la **remunerazione del capitale**, i costi riconosciuti agli esercenti il servizio di distribuzione gas sono molto diversi, a fronte di un sistema connotato da livelli di vetustà tariffaria, qualità e sicurezza del servizio omogenei. Nello specifico, a livello di densità medie comparabili e di singole regioni, i gruppi societari di maggiori dimensioni registrano valori di RAB/PdR e RAB/metro generalmente più elevati rispetto ai distributori di piccole e medie dimensioni. A titolo di esempio: per densità simili la RAB relativa al servizio di distribuzione al metro per i grandi operatori si avvicina e talvolta supera i 100 €, per i piccoli e medi operatori non raggiunge i 40 €.

Nell'attuale sistema infatti la RAB, derivando dai costi storici, è influenzata dalle diverse politiche di approvvigionamento, gestione delle "commesse", allocazione di costi indiretti e relative logiche di capitalizzazione, adottate nel tempo dai singoli operatori; tutti fattori soggettivi che hanno reso disomogenei i dati di partenza (costi storici) e conseguentemente le RAB che ne sono derivate.

Tale assetto ha generato notevoli disparità nello sviluppo del mercato che dovranno auspicabilmente essere superate, in ottica di tutela della concorrenza, nei futuri assetti.

Sarà pertanto opportuno attivare un percorso che vada a mitigare le differenze in essere. Laddove non si intendesse avviare un processo di generale riforma del sistema di calcolo del capitale investito ai fini tariffari, una possibile strada per un riequilibrio del sistema potrebbe essere quella di intervenire con un **meccanismo di premi e penalità sul tasso di remunerazione del capitale investito in relazione a come è posta la RAB di un operatore rispetto alla media di settore**, riducendo tale tasso per gli operatori che detengano RAB più elevate e aumentandolo per chi abbia riconosciute RAB inferiori rispetto alla media. Tale previsione sarebbe di fatto in linea con quanto ipotizzato dallo stesso Regolatore, relativamente ai nuovi investimenti, nello spunto S7.

S4: Osservazioni sulle esigenze di introdurre specifici meccanismi di incentivo alle aggregazioni ed eventuali indicazioni di possibili soluzioni che possano risultare efficaci rispetto all'obiettivo di aggregare le imprese.

In merito all'obiettivo di aggregazione delle imprese, si ritiene opportuno ancora una volta evidenziare come tale processo vada naturalmente ad essere portato a compimento a seguito di un'assegnazione competitiva del servizio, quale quella garantita attraverso le future gare d'ATEM. L'Associazione si riserva comunque ulteriori valutazioni in merito, una volta conosciute più nel dettaglio eventuali proposte da parte dell'Autorità.

S5: Osservazioni sulle ipotesi in relazione ai criteri di valutazione delle immobilizzazioni

In relazione ai cespiti di località dei servizi di misura, si condivide l'ipotesi prospettata dal Regolatore di valutare una possibile estensione degli obblighi tenendo conto delle evoluzioni tecnologiche in atto.

Si sottolinea inoltre come l'eventuale necessità di gestione del *phase out* degli attuali contatori elettronici, che potrebbe presentarsi quale conseguenza dello sviluppo di nuove tecnologie, dovrà essere auspicabilmente gestita di concerto con tutti gli *stakeholder* interessati, anche mediante l'effettuazione di test pilota e analisi di fattibilità. Tale processo dovrà **considerare non solo gli impatti tariffari ma anche quelli in termini di bilancio** che potrebbero generarsi.

Sul punto, occorre evidenziare come sia opportuno intraprendere una **riflessione sulle effettive vite utili dei contatori elettronici, valutandone, in ottica prudenziale, una diminuzione**, anche date le variabili che possono condizionare il funzionamento di tali strumenti (es. esposizione ad eventi atmosferici). Tale riflessione dovrà necessariamente riguardare anche la durata delle batterie e una possibile loro sostituzione, problema potenzialmente notevole alla luce del costo delle stesse e dell'intervento del personale in campo per la sostituzione.

S6: Osservazioni in relazione al trattamento dei contributi e alle ipotesi di restituzione agli utenti dei contributi c.d. "congelati"

In merito al trattamento dei contributi si evidenzia che, a valle di operazioni di aggregazione e fusione svolte nel corso degli anni più recenti, alcuni soggetti distributori si trovano con differenti regimi di trattamento dello stock dei contributi esistente al 31/12/2011. Tipicamente si tratta di soggetti aggregati che, a suo tempo, avevano scelto l'opzione a) dell'art. 13.1 della vigente RTDG, mentre il soggetto aggregante aveva selezionato l'opzione b). Risulterebbe, pertanto, opportuno, all'inizio del nuovo periodo regolatorio, dare l'opportunità agli esercenti aggreganti di poter omogeneizzare la valorizzazione degli stock di contributi 2011 tra le diverse località gestite.

S7: Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di incentivo all'efficienza in relazione agli investimenti

In merito alla proposta di introduzione di un meccanismo di premi/penalità per la valutazione dei nuovi investimenti di località, si condivide lo schema proposto.

Come già riportato in risposta allo spunto di consultazione 3, si ritiene tuttavia opportuno che l'esigenza di riequilibrio ed efficientamento del sistema cui mira il Regolatore vada ad essere estesa alla totalità dei costi riconosciuti, tenendo anche conto delle sperequazioni attualmente presenti tra esercenti di diversa classe dimensionale, in particolare relative a RAB e costi centralizzati.

Partendo da tali evidenze, si richiama la proposta descritta nella risposta allo spunto di consultazione 3 relativa alla possibilità di **estendere il meccanismo di premi e penalità delineato per i nuovi investimenti anche al WACC per le imprese con RAB disallineate rispetto alla media di settore**, nonché relativa all'applicazione di un tasso di efficientamento del servizio al riconoscimento dei costi centralizzati per le sole imprese di grandi dimensioni, in ottica di riequilibrio complessivo dei ricavi riconosciuti.

Si evidenzia inoltre come la concreta applicazione di quanto proposto sia comunque operativamente attuabile solo a livello aziendale e non di singolo impianto.

S8: Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione dei parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito

Rispetto al parametro β , non si condivide l'ipotesi di un allineamento nel quinto periodo di regolazione tra distribuzione e misura, in virtù del maggiore rischio regolatorio del settore della misura legato all'innovazione crescente e alle conseguenti possibili evoluzioni del mercato molto rapide e impattanti per i distributori.

Non si concorda inoltre con l'ipotesi di un eventuale riallineamento del livello di *gearing* con quello di altri servizi. Sul punto si evidenzia, infatti, come il contesto nazionale attuale e del prossimo futuro sarà presumibilmente caratterizzato da un aumento dello *spread* sui titoli di Stato italiani, nonché dall'esaurirsi delle misure di politica monetaria finalizzate alla stabilizzazione dei tassi, come il *quantitative easing*. Queste evoluzioni potrebbero portare ad un aumento del costo del denaro e, conseguentemente, ad un'inversione di tendenza da parte delle imprese nel ricorso al finanziamento con capitale di terzi. Alla luce di tali considerazioni, **si ritiene opportuno che i livelli di gearing della distribuzione e della misura siano confermati**.

S9: Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori.

S10: Osservazioni sulle ipotesi di introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo calcolato applicando la vita utile di 15 anni

Si condividono le ipotesi prospettate.

S11: Osservazioni sulle ipotesi di predisporre linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici

Relativamente al **processo di svolgimento delle gare** d'ambito, al fine di promuovere procedure trasparenti, si condivide la necessità di una **pronta definizione, da parte dell'ARERA, di una metodologia unica di comparazione tra costi e benefici**, chiara, standardizzata e facilmente usufruibile sia da parte sia delle Stazioni Appaltanti sia dai concorrenti alle gare, utilizzabile per la valutazione degli investimenti da inserire nei bandi di gara e/o da ottimizzare a cura degli offerenti. Ad avviso della scrivente Associazione i riferimenti forniti finora da ARERA si sono rivelati troppo generici ed inadatti a rappresentare linee guida univoche per il sistema; circostanza questa indirettamente confermata dal paragrafo 7.36 del DCO oggetto di commento.

La definizione univoca sulla metodologia dell'analisi costi/benefici che dovrà essere seguita in occasione dell'affidamento del servizio è infatti condizione necessaria affinché la Stazione Appaltante abbia uno strumento oggettivo di confronto delle offerte tecniche dei concorrenti e, di conseguenza, per l'attribuzione dei relativi punteggi. A tal fine, per le tipologie di investimento più comuni, risulterebbe funzionale l'individuazione di indici parametrici convenzionali da assumere come *standard* di riferimento nelle analisi.

L'assoluta necessità di un'analisi costi – benefici sul tema gare non si accompagna tuttavia a quella di una sua introduzione generalizzata per i nuovi investimenti da realizzare in attesa delle gare stesse, processo che determinerebbe una notevole difficoltà applicativa ed un più che probabile contrasto con gli obblighi definiti per i vari concessionari dai contratti tuttora vigenti, ancorché in regime di prorogatio.

S12: Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi

La socializzazione dei costi è uno dei cardini del sistema di sviluppo in infrastrutture e investimenti in generale. È uno strumento indispensabile, tanto più se si ha l'obiettivo di accelerare gli investimenti in sviluppo tecnologico delle infrastrutture gas con l'obiettivo di combattere il cambiamento climatico.

S13: Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari

In merito alla possibilità di revisione degli ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa obbligatoria, si propone, in convergenza al settore elettrico, l'introduzione di un ambito tariffario unico.

S14: Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria

Rispetto alla struttura tariffaria, si manifesta contrarietà ad un'eventuale modifica che si tradurrebbe in pesanti riflessi operativi per gli esercenti del settore, richiedendo una forte revisione delle strutture IT senza apportare concreti vantaggi per gli utenti finali.

Sul tema si rimanda, inoltre, a quanto segnalato nello spunto S1 sul peso dei costi informatici correlati alla regolazione.

S15: Osservazioni sul tema dei contributi di connessione

In linea di massima si condividono i concetti generali espressi dall'ARERA, fatta salva ovviamente la necessità – per un parere definitivo - di approfondimento delle modalità operative con cui tali concetti potrebbero essere sviluppati.

Relativamente alle tempistiche prospettate, si ritiene opportuno richiamare l'attenzione sulla seguente considerazione. Ad oggi, il sistema di calcolo per la determinazione dei costi e dei contributi di connessione alle reti di distribuzione locale è parte integrante della struttura contrattuale delle concessioni vigenti; tali concessioni sono peraltro in fase di conclusione a seguito dell'esaurimento del periodo "transitorio" definito dal Dlgs. 164/00 e del prossimo svolgimento delle gare.

In tale contesto, si riterrebbe consigliabile trovare subito un valore da inserire nei bandi e poi procedere all'applicazione della nuova regolamentazione contestualmente all'affidamento delle nuove gare, in perfetta coerenza con l'instaurazione di nuovi rapporti concessori, tutti uniformemente basati sul contenuto del nuovo "contratto tipo" ed in presenza di valori economici che saranno il frutto delle offerte migliorative che i concorrenti riterranno di proporre sui valori standard che l'ARERA andrà a determinare nei prossimi mesi.

S16: Osservazioni sulle linee di indirizzo per la definizione della regolazione della sicurezza e della continuità nel quinto periodo regolatorio

In linea generale si concorda con gli orientamenti prospettati. Le linee di indirizzo rimandano alla definizione di alcuni algoritmi per il calcolo di indicatori di efficienza/sicurezza: sarà quindi importante definire attentamente come darne adeguata implementazione. Sul punto si rileva, ad esempio, che per poter essere applicata al sistema degli incentivi/penalità per la componente "dispersione", l'attuale modalità di calcolo dell'indicatore definito dalla UNI TS 11297 debba essere rivista in maniera significativa.

Per quanto concerne l'opportunità di utilizzare gli *smart meter* per monitorare il regime di pressione della rete distributiva, si ritiene opportuno rilevare che oltre il 40% della rete di distribuzione in Italia è classificata come media/alta pressione. Il gruppo di misura dei clienti finali allacciati a questa tipologia di reti (ma anche su alcune reti di bassa pressione) è dotato di un organo di riduzione e regolazione della pressione posto a monte del contatore e

lo *smart meter* dotato di sensore di misura della pressione, in questa tipologia di configurazione, non rileverebbe il valore di pressione della rete bensì quello secondo cui è tarato il riduttore/regolatore della pressione.

Si segnala inoltre che legare l'adozione di tali *smart meter* a singole imprese distributrici, sulla base di proprie analisi costi/benefici, potrebbe generare situazioni a macchia di leopardo che, in caso di subentro nella gestione, potrebbero tramutarsi in maggiori costi in carico ad un gestore subentrante, magari precedentemente strutturatosi per monitorare la pressione di rete con dispositivi ad hoc. Si evidenzia poi come l'introduzione di *smart meter* dotati di funzione di rilevazione della pressione, a causa del loro presumibile maggior costo, comporterebbe o possibili complicazioni di carattere gestionale (legate alla copresenza di *smart meter* dotati della funzione nelle reti in BP e *smart meter* normali nelle reti dotate di regolatore/riduttore di pressione) o maggiori costi di investimento.

Nell'ambito di un eventuale processo di risanamento delle infrastrutture, potrebbe essere altresì valutato, su richiesta del distributore, lo spostamento dei misuratori al di fuori delle mura domestiche, processo che faciliterebbe anche la risoluzione dei problemi connessi ai "misuratori inaccessibili"; qualora si renda necessario per il cliente finale procedere a interventi a carattere edile connessi alla rimozione e ricollegamento agli impianti interni e al rilascio delle certificazioni impiantistiche previste per legge, si potrebbero ristorare tali interventi attraverso specifico conto alimentato presso la CSEA.

In relazione al pronto intervento, si condivide la necessità di fornire indicazioni uniformi a livello nazionale sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino.

In riferimento al coinvolgimento del CIG in tale materia, si evidenzia inoltre come taluni enti sanitari (ASL, Spresal) preposti alla sorveglianza sulla sicurezza e igiene dei lavoratori hanno "imposto" a società di distribuzione gas l'utilizzo di Dispositivi di Protezione Individuali (DPI) tali da accomunare l'operatore che interviene in regime di pronto intervento ad un comune operatore dei vigili del fuoco. Al fine di evitare che sensibilità individuali in tema di sicurezza sul lavoro possano proliferare, si ritiene pertanto opportuno che il CIG venga coinvolto anche sul tema della dotazione minima/consigliata in termini di Dispositivi di Protezione Individuali.

S17: Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale

Si evidenzia che i livelli specifici fissati attualmente per le prestazioni di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale fissati all'articolo 56 dell'RQDG risultano eccessivamente contenuti.

L'indicatore "Tempo massimo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale di cui all'articolo 46" in vigore dal 1° gennaio 2014 è infatti di 20 giorni, molto più restrittivo dei tempi indicati nel documento RQDG valido per il periodo di regolazione 2009 – 2012, che all'articolo 41 indicava come tempo massimo per l'esecuzione della prestazione 180 giorni solari, prorogabili di ulteriori 60 giorni solari in caso di consegna del misuratore a laboratorio qualificato. Tenendo conto della progressiva e crescente diffusione degli *smart meter*, si propone di modificare il predetto indicatore in 40 giorni lavorativi.

In caso di richiesta delle società di vendita di procedere alla disalimentazione della fornitura, per ridurre i tempi burocratici atti a consentire l'accesso coattivo tramite ufficiale giudiziario, si propone anche di rendere obbligatorio per le società di vendita di completare la richiesta di prestazione ai sensi del TIMG, aggiungendo i dati catastali dell'immobile allacciato alla fornitura.

In occasione dell'aggiornamento della regolazione della qualità commerciale, si suggerisce infine di intervenire su alcuni elementi dell'attuale regolazione a nostro avviso migliorabili/semplificabili:

- **Correzione errore materiale nell'art. 46.11**

L'art. 46 comma 11 definisce in quali casi il distributore debba adottare specifici comportamenti in caso di sostituzione del contatore. È evidente che la disposizione voglia definire che tali comportamenti non siano da adottare nel caso la sostituzione

derivi da una richiesta di verifica metrologica (per cui è definito uno specifico iter) oppure nel caso derivi da un guasto del contatore rilevato a seguito di chiamata di pronto intervento. Si segnala pertanto la necessità di correggere l'errore materiale come nel seguito indicato:

*46.11 Nei casi di sostituzione del gruppo di misura che non sia conseguente a richiesta di verifica da parte del cliente finale o che **non** sia conseguente a chiamate di pronto intervento l'impresa distributrice:*

a) applica le disposizioni di cui comma 46.8;

b) garantisce la corretta conservazione del gruppo di misura per i 45 giorni solari successivi alla data di sostituzione;

c) informa il cliente finale che, tramite il proprio venditore:

i. ha la facoltà di richiedere la verifica del gruppo di misura entro 15 giorni solari dalla data di sostituzione;

ii. si applicano le disposizioni di cui ai commi 46.5 o 46.7;

iii. contestualmente alla sostituzione, può rinunciare alla richiesta di verifica del gruppo di misura sostituito; in tal caso non si applica quanto previsto alla precedente lettera b) e, al verbale di cui al

comma 46.8, lettera b), viene aggiunto che il cliente finale ha rinunciato alla verifica del gruppo di misura.

- **Rapporto di intervento per sostituzione misuratore**

Come noto è in atto una significativa attività di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori *smart meter*.

Tali operazioni, in assenza di una deroga formale da parte dell'ARERA, soggiacciono alle disposizioni dell'art. 46.11 che prevede, con rimando all'art. 46.8, la redazione di un rapporto di intervento più articolato e con obblighi di gestione e conservazione nettamente superiori a quelli previsti per le altre tipologie di rapporti di intervento definiti nella stessa RQDG (ad esempio il modulo previsto per l'attivazione [art. 43.4] o la disattivazione della fornitura [art. 44.4]).

Si chiede pertanto di valutare la possibilità di:

- non prevedere la fornitura della sua copia cartacea al cliente finale stesso, come per i verbali succitati, anche per consentire un più semplice utilizzo di moduli in formato elettronico;
- non prevedere la fornitura della copia del verbale alla società di vendita;
- di prevedere la conservazione della registrazione effettuata con le stesse modalità previste per gli altri rapporti di intervento previsti dalla RQDG.

- **Sostituzione misuratore**

Al fine di ottenere un migliore risultato nelle sostituzioni eseguite in ottemperanza della del. 631/13 e s.m.i, e in considerazione del vantaggio che il sistema ne avrebbe nel suo complesso, si propone di coinvolgere la società di vendita titolare del contratto di fornitura nel processo.

La società di vendita ha infatti dei canali privilegiati di contatto con il cliente finale (bolletta, dati aggiornati – e-mail, cell, ecc.). Si potrebbe pertanto prevedere che tale società, dopo la ricezione del flusso relativo al preavviso della sostituzione del contatore IM1 (0304), provveda:

- a notificare l'informazione al proprio cliente finale (in bolletta/ e-mail) trasmettendo, inoltre, i recapiti del distributore per i chiarimenti del caso, oppure
- a comunicare al distributore, mediante apposito flusso (ACG potrebbe essere sufficiente), i dati necessari per un agevole contatto con il cliente (e-mail, tel, cell.).

- **Qualità commerciale: mancanza cliente all'appuntamento e non addebitabilità dell'uscita "a vuoto"**

L'art. 55 comma 7 della RQDG dispone che la società di distribuzione non possa addebitare i costi derivanti dalla mancata esecuzione di una prestazione dovuta all'assenza del cliente finale all'appuntamento.

È opportuno far rilevare che l'appuntamento è concordato fra la società di vendita e il cliente finale ed è fissato dalla società di vendita tramite gli strumenti che la società di distribuzione ha messo a sua disposizione (*booking on line*). In altri termini, il distributore non interviene in nessun modo nel processo di definizione e fissazione dell'appuntamento e, pertanto, la mancata esecuzione di una prestazione, per cause in nessun modo addebitabili al distributore stesso, non dovrebbe comportare per quest'ultimo dei costi non riaddebitabili.

S18. Osservazioni sulla regolazione della performance della misura e indicazioni di possibili linee di miglioramento della regolazione esistente.

S19. Indicazione di possibili linee di intervento in relazione alla tematica dei misuratori non accessibili e in particolare degli smart meter.

Al fine di ridurre il numero dei misuratori inaccessibili, anche attraverso la sostituzione con *smart meter*, si rimanda alla proposta di coinvolgere le società di vendita nel processo di sostituzione, come esplicitata al punto S17.

Con riferimento alla regolazione relativa all'attività di misura, si concorda con l'opportunità di razionalizzazione data dall'apertura del nuovo periodo regolatorio, anche sulla scorta dell'esperienza sin qui maturata con gli *smart meter*.

In particolare, si riterrebbe auspicabile differenziare la regolazione, e quindi la valutazione della *performance*, rispetto alle diverse tipologie di strumenti di misura, tradizionali ed elettronici, in considerazione delle modalità di rilevazione peculiari dei due sistemi, prevedendo quindi livelli di servizio per la rilevazione, nonché raccolte dati, differenziati.

Pur comprendendo, infatti, le motivazioni sottese all'assimilazione degli *smart meter* in servizio ai misuratori tradizionali accessibili, si riterrebbe più efficace tenerne separata la reportistica al fine di un monitoraggio puntuale delle diverse capacità di raccolta della misura, anche in considerazione dell'incidenza incrementale degli *smart meter* sul totale dei misuratori oggetto della raccolta, incidenza per altro differenziata anche sulla base della classe dimensionale degli operatori.

Quanto agli *smart meter* fisicamente non accessibili, si riterrebbe utile prevedere che nella raccolta della *performance* si dia evidenza di quanti *smart meter* siano stati "declassificati" a tradizionali in un anno poiché smettono di comunicare "in modo stabile e continuativo", in modo che tale numero:

- sia messo a disposizione ai fini delle valutazioni sull'affidabilità di questi strumenti e delle tecnologie di trasmissione nell'ambito delle analisi condotte sul tema (evitando così la necessità di raccolte dati ad hoc per monitorare il fenomeno);
- venga decurtato sia dal totale tradizionali "potenzialmente adeguabili" sia dai "messi in servizio", per nettare le quantità sulle quali calcolare le penali per mancato adempimento delle disposizioni di cui alla del. 631/13 e s.m.i.

Inoltre, si propone di includere, ai fini della verifica dell'adempimento, anche le letture "tecniche", rilevate in occasione di prestazioni sul PdR.

Poiché queste vengono utilizzate per adempiere a tutti i processi che necessitano un dato reale (lato distribuzione in fatturazione e bilanciamento, lato vendita in fatturazione) assolvendo quindi anche il compito di dare certezza dei consumi ai clienti finali, si reputa opportuno debbano avere pari dignità ai fini della valutazione della capacità del distributore di rilevare le misure.

Infine, anche in considerazione degli approfondimenti dedicati alla vita utile delle batterie degli *smart meter* e nell'ambito di una auspicata differenziazione della regolazione della misura per gli strumenti elettronici, si riterrebbe utile l'introduzione di apposite causali che giustificano la mancata rilevazione collegata a temporanei disservizi fuori dal completo controllo del distributore, come, ad esempio, l'esaurimento della batteria trasmissiva, almeno con riferimento agli *smart meter* fisicamente non accessibili. In tali condizioni, infatti, la ripresa della comunicazione è inevitabilmente vincolata alla disponibilità all'accesso da parte del cliente finale.

S20. Osservazioni sulle ipotesi regolatorie a sostegno dell'innovazione e della tutela ambientale?

S21. Osservazioni sui settori individuati per le sperimentazioni? Con quali priorità? Indicare ulteriori ambiti di intervento ritenuti opportuni.

In merito alle future sperimentazioni che, anche nel settore della distribuzione, potranno stimolare l'innovazione e una riduzione delle emissioni climalteranti, pur condividendo la finalità generale perseguita dall'Autorità volta a supportare tale processo, si evidenzia la necessità che ogni futuro progetto innovativo sia **valutato attraverso un'accurata analisi costi/benefici**, auspicabilmente da redigere secondo linee guida standardizzate predisposte dall'Autorità, che tenga conto anche del possibile rischio, richiamato nello stesso DCO oggetto di commento, che sui **clienti finali vadano a gravare i costi di stranded asset**.

In ottica di sicurezza del servizio si sottolinea, inoltre, che ogni implementazione del sistema volta ad accrescerne la digitalizzazione espone lo stesso ad incrementali rischi di cyber security.

S22. Osservazioni su possibili schemi di valutazione delle regulatory sandbox.

In merito alla possibilità di prevedere specifici percorsi di valutazione, finalizzati a temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie che risultino di ostacolo allo sviluppo di innovazioni tecnologiche (*regulatory sandbox*), si condivide l'idea prospettata dall'Autorità pur evidenziando la necessità, per comprenderne al meglio le possibili implicazioni, di approfondirne la declinazione pratica.

S23. Osservazioni su durata e articolazione del periodo di regolazione.

S24. Osservazioni sulle tempistiche per l'introduzione delle riforme.

S25. Osservazioni e valutazioni in relazione all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale, nel quale di fatto prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione, sia in relazione alle incertezze sullo sviluppo delle gare gas e all'esigenza di definire la politica regolatoria una volta assestato il quadro della politica energetica del Paese, con il consolidamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, sia in relazione alla possibilità di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con attivo sin dal primo anno anche uno schema incentivante in relazione al riconoscimento delle spese di capitale.

In merito alla durata del periodo di regolazione, delle tempistiche di introduzione delle riforme e della previsione di introduzione di un periodo transitorio, si ritiene che, per alcune specifiche linee di azione, le ipotesi formulate dall'Autorità siano **troppo stringenti** anche alla luce dei notevoli cambiamenti prospettici che impatteranno sul settore sia inerenti alle gare gas che al quadro di politica energetica del Paese.

Con riferimento alla regolazione della qualità, in relazione al tema degli indennizzi per mancato rispetto delle frequenze minime di raccolta della misura, si ritiene ad esempio condivisibile l'opportunità di convergenza tra la regolazione del settore elettrico e quella del settore gas, purché preceduta da opportuni approfondimenti in considerazione della attuale significativa distanza nei metodi di calcolo e attribuzione dell'indennizzo da cui i due settori partono. Tenendo in considerazione le inevitabili ripercussioni in termini di adeguamenti procedurali, organizzativi ed informatici, sarebbe cauto porsi come obiettivo il 2021.

Le medesime ripercussioni operative e gestionali si rilevano in merito all'introduzione di un meccanismo di premi/penalità per la valutazione dei nuovi investimenti di località. Pertanto, anche per tale intervento, **si riterrebbe auspicabile un posticipo rispetto alle tempistiche prospettate.**

S32. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative all'inquadramento delle reti di distribuzione alimentate da GNL.

S33. Valutazioni rispetto all'ipotesi di estendere l'approccio previsto per le reti alimentate da GNL alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio

Come già richiamato nelle risposte ASSOGAS a precedenti documenti di consultazione, si ritiene che il modello di riferimento da applicare al sistema di distribuzione del gas naturale mediante l'impiego di reti - ad isola o interconnesse - alimentate a GNL dovrebbe ricalcare quello già definito per il servizio di distribuzione e vendita del gas naturale. Il Gas Naturale Liquefatto è un combustibile di gran lunga meno inquinante e più sicuro rispetto al GPL, per cui si ritiene che la normativa tariffaria debba essere tale da rendere economicamente conveniente il ricorso a questa soluzione per quei cittadini che risiedono in zone non raggiunte dalla rete di trasporto. Questa convenienza potrà essere raggiunta solamente socializzando i costi delle infrastrutture all'interno di un ambito tariffario sufficientemente ampio.

Giova inoltre ricordare come le prossime gare d'ambito possono costituire, sempre nel quadro di una sostenibilità complessiva degli investimenti da effettuare, un'occasione importante per la metanizzazione di alcuni comuni attualmente non servite dalle reti di distribuzione; tutte quelle località che non sono economicamente raggiungibili dalla rete nazionale di trasporto, potrebbero infatti usufruire di una soluzione alternativa di metanizzazione mediante uno stoccaggio periferico di GNL, attrezzato con un sistema di rigassificazione di piccole dimensioni; tale progetto di metanizzazione potrebbe essere incluso nel piano di sviluppo delle reti di ambito previa analisi costi-benefici, considerando anche i vantaggi ambientali rispetto alle altre fonti energetiche più inquinanti.

Dichiarandoci come sempre a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore osservazione o chiarimento, porgiamo cordiali saluti.