

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 338/2019/R/GAS**

**ORIENTAMENTI PER LA DURATA DEL PERIODO DI REGOLAZIONE E PER LA
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL
QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

OSSERVAZIONI GENERALI

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA), contenuti nel documento per la consultazione 338/2019/R/gas (di seguito DCO), circa la durata del quinto periodo regolatorio (di seguito anche 5PR) e la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas in detto periodo.

Prima di entrare nel merito delle osservazioni ai contenuti del DCO e alle linee di intervento prefigurate, si sottolinea in generale l'importanza e il valore, per l'intero sistema, come già evidenziato in altre occasioni, di un approccio regolatorio in grado di offrire un quadro stabile e certo, nell'interesse delle imprese, degli investitori e dei clienti finali. A questo proposito, e secondo quanto già evidenziato in risposta al precedente documento di consultazione, si ritiene positiva la preminenza assegnata in via generale all'obiettivo di garantire la certezza del quadro regolatorio, espressa dall'Autorità con l'orientamento volto a confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione dall'anno 2020. Si ritiene, quindi, condivisibile tale orientamento, così come l'intendimento di garantire prevedibilità in relazione alle tempistiche di evoluzione della regolazione. Con riferimento a tali prospettive, sarebbe stato tuttavia utile disporre già in questa fase degli orientamenti relativi alle evoluzioni che l'Autorità intravede per gli aspetti che risulteranno gradualmente introdotti dopo il 2020, nel 5PR.

Su tali aspetti si auspica che, come preannunciato nel presente DCO, gli orientamenti dell'ARERA siano illustrati in dettaglio e sottoposti a consultazione nell'ambito della prossima consultazione dedicata ai criteri tariffari, ritenendo che i medesimi, proprio nello spirito di prevedibilità e certezza della regolazione, debbano comunque essere definiti, approvati e resi noti al più entro il primo trimestre 2020.

Come più specificatamente evidenziato in risposta ai singoli spunti per la consultazione, in effetti, alcune delle ipotesi di modifica della regolazione e/o introduzione di meccanismi di stimolo al miglioramento del servizio diversi rispetto a quelli sinora conosciuti e positivamente sperimentati dalle imprese necessiterebbero di maggiori dettagli, sia rispetto ai contenuti/modalità di attuazione degli interventi, sia rispetto alle finalità che l'Autorità intende perseguire, al fine di permettere agli operatori di svolgere più compiute valutazioni. Ciò è particolarmente rilevante per quanto riguarda gli orientamenti prospettati in relazione all'introduzione di nuovi indicatori nel contesto della regolazione della sicurezza del servizio.

In merito alla regolazione della sicurezza e continuità e agli orientamenti relativi agli obblighi di servizio e quale considerazione di carattere generale si evidenzia che la fissazione, in termini assoluti, di obblighi con livello percentuale da raggiungere del 100% (o immediatamente prossimo al 100%) non consente alcun grado di flessibilità, neppure in relazione ad eventuali singoli casi particolari che il

distributore si può trovare ad affrontare nella gestione di un'infrastruttura fisiologicamente complessa e molto capillare, che insiste su un territorio con caratteristiche variegata e specifiche a seconda della sua collocazione.

Nel valutare innalzamenti degli obblighi di servizio esistenti (o l'introduzione di nuovi obblighi di servizio) andrebbe inoltre considerato che per gli operatori di maggiori dimensioni un incremento degli attuali livelli di obbligo, anche minimale (o la fissazione di nuovi obblighi al livello del 100%), potrebbe avere importanti ripercussioni, legate a singoli eventi, magari anche di limitata entità. Nel rimodulare gli attuali obblighi di servizio e/o nello strutturarne di nuovi andrebbero pertanto introdotti anche idonei meccanismi atti a proporzionare l'effetto assoluto del rispetto dell'obbligo in funzione della dimensione dell'impresa interessata e delle realtà dalla stessa gestite.

Più in generale, le ipotesi di aggiornamento/evoluzione degli attuali obblighi di servizio presentate nel DCO sembrano formulate e calibrate in ottica del mantenimento di una continuità di gestione degli impianti, presupposto che, invece, nella prospettiva dell'effettuazione delle gare d'Atem potrebbe in molti casi non sussistere. Potrebbero verificarsi, infatti, casi in cui un'impresa si trova ad acquisire da un altro distributore la gestione degli impianti in relazione ai quali si presentano magari criticità puntuali effettivamente rilevabili soltanto in fase di esercizio dell'impianto - e non preventivamente - e che necessitano di tempo per essere risolte (anche in funzione degli eventuali *iter* autorizzativi necessari per effettuare i lavori del caso). Anche sotto questo profilo, nell'aggiornare gli obblighi di servizio, andrebbero pertanto introdotti idonei meccanismi di gradualità, franchigia o specifica esenzione, in relazione ad eventuali criticità sull'impianto che dovessero emergere solo dopo il suo trasferimento di titolarità ad un altro gestore, in esito ad una gara di affidamento del servizio.

Riguardo la vigente regolazione incentivante per il miglioramento della sicurezza e continuità del servizio, si ritiene che gli strumenti sinora adottati siano stati molto utili ad indirizzare gli interventi delle aziende (pur magari in diversa misura a seconda delle imprese) verso il miglioramento della sicurezza e l'ammodernamento delle reti e degli impianti. Se da un lato si comprende l'intendimento di aggiornare tali strumenti per continuare a garantirne l'efficienza con il passare del tempo e spingere il sistema nel suo complesso verso obiettivi più sfidanti, dall'altro si ritiene si debba evitare che il necessario *fine tuning* della regolazione comporti una diminuzione della valenza/potenza e delle dimensioni dell'incentivo. Questo obiettivo potrebbe essere perseguito prevedendo, come già probabilmente avviene, uno specifico monitoraggio - nei prossimi anni - degli effetti delle modifiche introdotte in termini di valenza incentivante. Ove dal monitoraggio dovesse emergere una più ridotta potenza incentivante del meccanismo come ricalibrato e/o una sorta di "saturazione" delle ulteriori possibilità di miglioramento da parte delle imprese, il "budget" destinato ai meccanismi di incentivazione andrebbe magari ri-focalizzato, individuando nuovi diversi aspetti o frontiere di qualità e tecnologiche, conseguibili da parte di tutte le imprese, per consentire al settore di proseguire verso una sempre maggior evoluzione.

Al contempo si ritiene che l'eventuale rimodulazione dei parametri degli attuali meccanismi di incentivazione non debba tradursi in una penalizzazione per gli operatori che per primi e più prontamente si sono attivati nel perseguimento degli obiettivi oggetto di incentivazione ("*first mover*") e che oggi hanno inevitabilmente un minor spazio di efficientamento rispetto, invece, ai soggetti che si sono mossi più tardi e che dispongono ancora di più ampi margini di efficientamento ("*late mover*").

Sino a che verranno premiati gli operatori “*late mover*”, si ritiene infatti che, a fronte del mantenimento dei livelli già raggiunti, l'incentivo debba essere mantenuto anche nei confronti delle imprese “*first mover*”.

Riguardo alla qualità commerciale, considerando la certezza del quadro regolatorio come obiettivo generale da perseguire e valore per il sistema, si condivide l'impostazione dell'Autorità di confermare, in linea generale, il quadro della regolazione anche per il 5PR. La regolazione della gestione delle diverse tipologie di prestazione pare infatti nel complesso consolidata ed efficace. Si ritiene pertanto che, in riferimento alla qualità commerciale, siano da valutare con attenzione eventuali modifiche volte a livelli prestazionali più sfidanti degli attuali (reputati comunque in generale già adeguati e sufficientemente soddisfacenti anche per il cliente finale), che “sulla carta” potrebbero sembrare attuabili senza particolari impatti per le imprese, ma che nella pratica potrebbero incidere notevolmente sugli attuali modelli gestionali e organizzativi degli operatori (assetti che hanno sinora permesso ai distributori di assicurare le buone *performance* riscontrate e riconosciute dalla stessa Autorità). Un ulteriore abbassamento degli standard rispetto alle riduzioni già adottate in passato (e con i tempi standard che già scontano il giorno a disposizione del venditore per fissare l'appuntamento con il cliente finale) potrebbe comportare, a meno di onerose modifiche organizzative e gestionali da parte delle imprese, un sensibile aumento dei “fuori standard” e dei connessi indennizzi automatici da erogare, a cui non è detto corrisponda necessariamente un miglioramento della qualità commerciale percepita dai clienti finali. Aspetti, questi, che si ritiene debbano essere necessariamente tenuti in considerazione in un'ottica di contemperamento degli oneri e dei benefici. Si ritiene, in proposito, che il miglioramento della qualità commerciale possa essere più efficacemente perseguito, anziché attraverso la prospettata riduzione dei tempi standard delle prestazioni di qualità commerciale, mediante interventi volti ad esempio a:

- semplificare/razionalizzare alcune delle procedure a corredo delle prestazioni stesse (ad es. semplificando e snellendo gli adempimenti connessi alla delibera 40/2014/R/gas nel processo di attivazione della fornitura);
- studiare e introdurre meccanismi premianti per le imprese che “performano” meglio degli standard attualmente vigenti;
- rimuovere la (a nostro parere) poco logica impostazione per cui il tempo a disposizione del distributore per effettuare la prestazione risulta eroso dal giorno a disposizione del venditore per fissare l'appuntamento con il cliente finale (impostazione che diviene addirittura illogica nel caso della prestazione di riattivazione della fornitura dopo sospensione per morosità, per la quale alcune richieste risultano già in origine non eseguibili entro lo standard dall'impresa di distribuzione e quindi da indennizzare, come si ricorderà più in dettaglio in risposta alla spunto per la consultazione S10).

Sempre relativamente alla qualità commerciale, in coda alle risposte ai relativi spunti per la consultazione si sono evidenziati alcuni altri aspetti che, seppur non trattati nel presente DCO, potrebbero essere oggetto di considerazione/intervento con l'avvio del nuovo periodo di regolazione, per risolvere alcune criticità, affinare ulteriormente la gestione di alcune prestazioni e codificarne di nuove per possibili evoluzioni della regolazione.

Di seguito si riportano osservazioni e considerazioni in merito ai diversi spunti presentati in consultazione e alle corrispondenti orientamenti prefigurati.

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

Si condividono gli obiettivi generali dell'intervento in quanto si ritiene che il gas naturale debba continuare ad essere una risorsa essenziale - non solo nella fase di c.d. transizione energetica ma anche in seguito, nel nuovo assetto del sistema - e che, più in generale, l'infrastruttura di rete possa svolgere un ruolo determinante per il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione. A tal proposito, si riscontra con favore la rilevanza che ARERA continua ad assegnare al gas naturale e, anche in prospettiva, all'infrastruttura di rete (fondamentale per favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie ambientalmente sostenibili, es. *power-to-gas*), proponendosi di regolarne gli sviluppi tecnologici futuri ed i nuovi utilizzi (pur rinviando tali aspetti ad un successivo DCO, che si attende con estremo interesse).

Come già espresso in risposta al precedente DCO 170/2019/R/com, si ritengono condivisibili tutti e sette gli obiettivi generali delineati al punto 2.6 del DCO anche se, come si evidenzierà più in dettaglio nelle risposte ai successivi spunti di consultazione, diversi tra gli strumenti delineati nel DCO sono ancora trattati ad un livello generale che non permette di giudicare compiutamente se tali strumenti consentiranno di perseguire effettivamente gli obiettivi prefigurati.

Tra gli obiettivi generali delineati si ritiene positivo e importante, anche ai fini degli argomenti trattati nel presente DCO, quello relativo alla *"semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l'enforcement"*. Come più nel dettaglio evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S14, si considera infatti positivo l'intendimento di semplificare gli attuali meccanismi regolatori e gli indicatori generali di controllo utilizzati da ARERA, ferma restando l'importanza per gli operatori di disporre di riferimenti chiari, stabili ed oggettivi relativamente alle modalità con cui l'Autorità effettuerà le proprie verifiche circa l'operato dei distributori.

S2. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di obblighi di servizio.

In merito alla proposta dell'Autorità di rimodulare i valori percentuali di messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio, si concorda in linea generale con gli orientamenti dell'ARERA di elevare i livelli di protezione catodica delle reti in acciaio. Preme precisare, tuttavia, che, per quanto i *target* di messa in protezione catodica proposti dall'Autorità (100% per le reti in AP/MP e 99% per le reti in BP dal 2024) siano condivisibili a livello concettuale, nella pratica può risultare complesso garantirne l'assoluto rispetto/raggiungimento. Ciò in quanto il distributore opera in una realtà territoriale complessa, in cui non è l'unico attore, e la sua *performance* in termini di efficacia della protezione catodica può essere influenzata dagli interventi di altri soggetti, nonché dalle caratteristiche del territorio in cui opera. In linea generale, si propone pertanto di impostare l'obbligo di servizio prescrivendone il raggiungimento almeno in un anno all'interno di un arco temporale di 2 o 3 anni (e non sistematicamente ogni anno), al fine di mitigare gli effetti penalizzanti di problematiche occasionali e relative anche a piccoli tratti di rete che potrebbero impedire al distributore in un singolo anno di garantire il raggiungimento dell'obbligo di servizio. In particolare, la percentuale del 99% proposta per le reti in BP per gli anni successivi al 2023 potrebbe risultare eccessivamente stringente, soprattutto in relazione a situazioni particolari (ad es. terreni con peculiari caratteristiche orografiche che rendono

difficoltosa la posa dei dispersori e/o con particolari condizioni di conducibilità/resistività, oppure situazioni di eventuale danneggiamento accidentale - non immediatamente o agevolmente evidente - da parte di soggetti terzi dei cavi elettrici che garantiscono la protezione catodica in una rete in acciaio che però presenta anche piccole porzioni in polietilene). In tal senso, si condivide l'intendimento dell'Autorità di incrementare, per la bassa pressione, il livello percentuale di protezione catodica rispetto al valore odierno, ma si propone di fissare un target massimo pari a 97%-98%, anziché 99%.

Per quanto riguarda, invece, l'intenzione dell'ARERA di introdurre come nuovo obbligo di servizio il rispetto dei tempi di riparazione/eliminazione di una dispersione gas indicati nelle linee guida CIG n. 7, il nuovo obbligo di servizio andrebbe riferito esplicitamente alla definizione di *“riparazione ai fini dell'eliminazione della dispersione”* che, ai sensi della linea guida CIG n. 7, corrisponde a *“un intervento di riparazione provvisoria o definitiva atto a ripristinare la tenuta dell'impianto di distribuzione”*. Inoltre, al fine di evitare effetti oltremodo penalizzanti, l'obbligo di servizio andrebbe strutturato verificandone il rispetto non sul singolo evento ma secondo un valore percentuale calcolato per operatore sulla totalità delle dispersioni di ciascuna classe, localizzate nell'anno di riferimento (secondo percentuali, ad esempio, del tipo: $A1=98\%\div99\%$; $A2=96\%$; $B=94\%$; $C=92\%$). In subordine, qualora ARERA intendesse invece verificare il rispetto dell'obbligo di servizio per singolo impianto, andrebbe introdotta una franchigia (non meno di 2 eventi) per limitare l'impatto della penalizzazione in relazione a quegli impianti che hanno un numero di dispersioni molto esiguo/prossimo a zero.

Anche al fine di rispondere a concrete esigenze in tema di garanzia di sicurezza che, nell'ambito delle proprie verifiche, possono essere state rilevate dall'Autorità in relazione alla gestione delle chiamate telefoniche di pronto intervento, si condivide la proposta di assegnare al CIG il compito di definire delle indicazioni comportamentali di carattere generale ai fini della gestione delle segnalazioni da parte del personale di centralino di pronto intervento. Tale mandato dovrebbe escludere, tuttavia, la definizione di indicazioni operative di dettaglio, in quanto l'operatore di centralino non conosce il grado di preparazione, attendibilità, sensibilità e capacità/abilità del segnalante e dispone di limitate informazioni - quelle che il segnalante riesce a riportare nel corso della chiamata - circa la situazione e il contesto in cui il segnalante si trova.

Per quanto riguarda l'introduzione di indicazioni relative alla qualificazione e valutazione del personale addetto al pronto intervento, tenuto conto che la Linea Guida CIG n. 10 già contiene previsioni di carattere generale in merito alla preparazione e adeguatezza del personale addetto a tale attività e considerando l'efficacia dell'attuale organizzazione dell'attività di pronto intervento presso gli operatori, si ritiene importante mantenere un certo grado di flessibilità organizzativa per gli operatori ed evitare un eccessivo irrigidimento delle procedure interne di gestione del personale addetto.

S3. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di meccanismi premi-penalità.

In merito all'intenzione di adottare un indicatore sintetico della sicurezza degli impianti di distribuzione, da utilizzare per il calcolo dei premi-penalità in sostituzione delle componenti odorizzazione e dispersioni, la proposta dell'Autorità risulta ancora generica e non dettaglia gli elementi necessari per una compiuta analisi in merito e le relative valutazioni circa gli effetti di tale orientamento. Si evidenzia pertanto la necessità di maggiori approfondimenti su questo tema nel documento di consultazione che farà seguito al presente DCO. Ciò premesso, nella logica di quanto l'Autorità sta forse

immaginando (o eventualmente in sua alternativa), si delinea di seguito un'eventuale prima possibilità che, partendo dall'attuale regolazione, potrebbe essere implementata al fine di adottare un unico indicatore della sicurezza degli impianti. Rispetto alle vigenti formule, si potrebbe infatti far evolvere l'indicatore della componente odorizzazione in un fattore modulante del parametro che misura le dispersioni; ciò, tenuto conto che un maggiore grado di odorizzazione favorisce la rilevazione e la conseguente riparazione di dispersioni anche di più limitata o limitatissima entità. Il meccanismo potrebbe essere il seguente: laddove l'odorizzazione sia effettuata a livelli superiori ad una certa soglia sopra al minimo previsto dalla normativa, il superamento di tale soglia potrebbe produrre un coefficiente di attenuazione/demoltiplicazione del numero di dispersioni che concorrono al calcolo dei premi e penalità per la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi.

Si condivide comunque che l'introduzione di una nuova tipologia di indicatore avvenga non prima dall'anno 2023, così da consentire alle imprese distributrici di effettuare un'adeguata analisi dei parametri concorrenti al calcolo dei premi-penalità, nonché di adeguare i propri sistemi aziendali per il necessario recepimento.

Con riferimento all'ambito di applicazione del meccanismo premi-penalità, non si condivide l'orientamento dell'Autorità di utilizzare, per la determinazione dei percorsi di miglioramento, i dati relativi ad un solo anno - nello specifico il 2019 - ma si ritiene preferibile utilizzare i dati relativi al triennio precedente, come già avvenuto per la fissazione dei livelli di partenza e tendenziali per il periodo 2014-19. Analisi sui dati di 2i Rete Gas evidenziano, infatti, una significativa variabilità dei valori per singolo anno e sui singoli impianti: per circa l'85% degli impianti si è infatti registrata una variabilità superiore al 20% del valore del parametro DT_{CONV} calcolato annualmente (2016-2017-2018) rispetto al livello medio tendenziale calcolato nel triennio 2016-2018. Pertanto, si ritiene che continuare ad utilizzare il triennio, anziché il singolo anno, consenta di ottenere dei valori di riferimento tendenziale maggiormente stabili ("sterilizzando" la presenza di eventuali anomalie circoscritte ad un singolo anno) e, quindi, realmente più rappresentativi dell'effettivo stato dell'impianto. Ove i casi di impianti che hanno subito variazioni di stato e/o configurazione dovessero rappresentare la complessità alla base dell'orientamento delineato dall'Autorità (come pare intravedersi nel DCO), potrebbe al più essere prevista una semplificazione solo per tali impianti, mantenendo invece per tutti gli altri l'impostazione di un livello medio tendenziale calcolato in un triennio.

Per quanto riguarda, inoltre, la nuova determinazione dei percorsi di miglioramento, andrebbe tenuto opportunamente conto del fatto che, in funzione dei miglioramenti già conseguiti, potrebbero verificarsi dei casi in cui la "prestazione" dell'azienda raggiunge un asintoto oltre il quale è difficile proseguire nel sentiero di miglioramento. Come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene che la regolazione debba perseguire modalità che non penalizzino i "first mover" rispetto ai "late mover", ma che anzi ri-focalizzino magari i percorsi di miglioramento dei primi verso altri obiettivi di possibile miglioramento/innovazione.

Considerazioni del tutto analoghe si formulano per quanto riguarda l'ipotesi di rimodulazione dei parametri concorrenti al calcolo del fattore modulante ξ_{od} relativo ai premi da misure di odorizzante. Al fine di non penalizzare gli operatori che si sono già portati avanti con l'ammodernamento degli impianti di odorizzazione (e che, dopo l'*upgrade* continueranno a sostenerne i maggiori costi di esercizio anche in futuro), andrebbe modificata la struttura dell'incentivo premiando non l'incremento

quantitativo puntuale degli impianti di odorizzazione ammodernati, ma - almeno sino a quando tale condizione non sarà inquadrata come obbligo - il grado di ammodernamento dell'impianto quale caratteristica dello stesso (in maniera analoga a quanto oggi già avviene con riferimento ai fattori incentivanti il telecontrollo).

In merito alla proposta di introdurre l'obbligo al 2023 di avere in tutte le cabine REMI di ingresso agli impianti di distribuzione (*city gate*) soltanto impianti di odorizzazione ammodernati si condivide la proposta, ma si evidenzia al contempo la necessità di tenere in considerazione eventuali situazioni particolari in cui la collocazione dell'impianto non ne consente l'ammodernamento (perché ad es. il sito non è raggiungibile dall'alimentazione elettrica, se non con oneri irragionevoli) oppure i casi in cui il distributore è soltanto gestore degli impianti e il proprietario terzo non acconsente all'intervento di ammodernamento.

Con riferimento agli orientamenti relativi alla sostituzione/risanamento delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo, trattandosi di una tipologia di condotte sicuramente da superare, non si formulano particolari osservazioni riguardo agli orientamenti delineati nel DCO.

Per quanto concerne invece la revisione dell'effetto degli incidenti da gas di responsabilità dell'impresa distributrice sui recuperi di sicurezza, si ritiene che tale effetto debba essere calibrato mantenendo comunque una correlazione alla dimensione degli impianti, tenuto conto che con questa cresce inevitabilmente anche da un punto di vista statistico la probabilità di accadimento di incidenti. Ad esempio, impianti di distribuzione che insistono su aree molto urbanizzate con un elevato numero di clienti - e con una maggiore probabilità di accadimento di eventi classificabili come "incidenti da gas" - potrebbero essere notevolmente penalizzati, anche a fronte di un numero ridottissimo di eventi (in proporzione alla realtà gestita), ove questo sia maggiore di 1, rispetto a impianti di minori dimensioni, con un numero di clienti finali più basso e con minore probabilità di "incidenti da gas".

Si ritiene pertanto opportuno che sia mantenuto un criterio di parametrizzazione del coefficiente di riduzione in funzione della dimensione dell'impianto. Andrebbe inoltre prevista una maggior gradualità nella riduzione dell'incentivo, prevedendo, ad esempio, una riduzione che varia in un *range* tra 20-35% al primo incidente, tra il 40-55% al secondo incidente e tra il 60-75% dal terzo incidente in poi, secondo coefficienti di riduzione del tipo dei seguenti:

- $R_1 = 35\% - 15\% * (NU_i/NU_{max})$;
- $R_2 = 55\% - 15\% * (NU_i/NU_{max})$;
- $R_{\geq 3} = 75\% - 15\% * (NU_i/NU_{max})$.

In tema di fattori incentivanti il telecontrollo, si condivide quanto proposto dall'Autorità.

S4. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di: comunicazione dati e informazioni, di indicatori di sicurezza ed emergenze di servizio.

In merito all'intenzione dell'Autorità di prevedere che l'impresa distributrice comunichi, annualmente per ciascun impianto gestito, anche il numero di dispersioni gas localizzate su segnalazione di terzi dovute a danneggiamento di tubazioni/impianti da parte di terzi, si ritiene importante che sia concesso agli operatori un periodo di tempo adeguato per verificare/aggiornare i propri sistemi per la raccolta e

rendicontazione di tale informazione secondo il set di informazioni che sarà richiesto dall'Autorità.

Non si formulano invece particolari osservazioni in relazione all'estensione degli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi alle dispersioni anche alle imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale.

Con riferimento alla proposta di aggiornamento degli indicatori di sicurezza, con l'introduzione di un nuovo indicatore per la vita residua media ponderata delle tubazioni, sarebbero necessari maggiori dettagli relativi alle finalità con le quali si intende introdurre il nuovo indicatore ipotizzato (che nel DCO non risultano approfondite al di là della finalità generale di *“monitorare il grado di vetustà degli impianti di distribuzione di gas naturale”*, *“Considerato che in Italia il settore della distribuzione locale di gas naturale ha avuto un primo significativo sviluppo negli anni compresi tra il 1960 e 1975”*). Nel DCO, infatti, si fa riferimento alle considerazioni contenute nel decreto ministeriale 226/11 relative alla vita residua media ponderata dell'impianto posta in relazione al tasso di dispersione ai fini della predisposizione delle condizioni minime di sviluppo da parte della stazione appaltante con eventuali obblighi di sostituzione di tratti di rete e/o impianti. Premesso che l'ipotesi di mutuare un criterio nato per stimolare l'effettuazione di interventi di sostituzione in vista delle gare d'ambito nel contesto organizzativo relativo alla sicurezza del servizio - e quindi ad altri fini (specie ove non compiutamente delineati) - desta qualche perplessità, si osserva che l'indicatore proposto misura, peraltro, soltanto la vetustà delle condotte e non sembra considerare anche gli altri elementi dell'impianto (es. allacciamenti, misuratori, cabine REMI, gruppi di riduzione della pressione) che potrebbero avere un differente grado di vetustà.

Fornendo soltanto una rappresentazione “media” della vetustà delle tubazioni, sembra inoltre che il parametro risulti non significativo dal punto di vista “fisico”, in riferimento ad eventuali valutazioni del distributore relative all'opportunità di interventi puntuali di sostituzione della rete. Pur comprendendo la necessità per il regolatore di individuare indicatori sintetici, si segnala quindi l'importanza di evitare eccessive semplificazioni che possono portare all'introduzione di nuovi indicatori di scarso significato e/o utilità pratica.

Infine, in relazione agli orientamenti relativi alle emergenze di servizio, pur comprendendo la necessità per l'ARERA di disporre di un quadro informativo completo circa le emissioni di gas in atmosfera, si ritiene che l'ipotizzata estensione delle fattispecie di comunicazione (proposta che, se perseguita, comporterebbe un notevole incremento dei dati da monitorare e comunicare al CIG) andrebbe circoscritta ai casi in cui, oltre alla chiusura al traffico veicolare di una strada comunale, si verificano circostanze di particolare rilevanza, quali ad esempio, per la rilevante quantità di gas disperso, l'evacuazione della popolazione. Il concetto di “chiusura al traffico veicolare” andrebbe inoltre circoscritto soltanto ai casi in cui il traffico veicolare viene interrotto a seguito dell'effettiva emanazione di un documento amministrativo e/o atto pubblico (ad es. ordinanza comunale).

S5. Osservazioni sui requisiti del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.

Non si formulano, allo stato, particolari osservazioni circa i requisiti dei sistemi di monitoraggio delineati nel DCO. In linea generale, si ritengono ragionevoli gli obiettivi che l'Autorità intende

perseguire con l'introduzione di un sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione, anche alla luce dell'intervenuta pubblicazione della norma UNI/TR 11631:2016. In particolare, in merito alla possibilità che l'Autorità sviluppi meccanismi di regolazione economica, sulla base delle misure raccolte dal sistema di monitoraggio e nell'ambito del processo di riforma del sistema energetico europeo, si rimanda la valutazione agli ulteriori dettagli che verranno in seguito forniti. Qualora l'intenzione dell'ARERA fosse quella di istituire meccanismi incentivanti relativamente alle grandezze oggetto di misurazione, si ritiene fondamentale che tale iniziativa sia preceduta da un'opportuna fase di condivisione con gli *stakeholders* durante la quale individuare chiaramente le caratteristiche e le modalità di funzionamento di tale meccanismo (eventuali *range* minimi e massimi di pressione, livello di tolleranza degli eventuali fuori *range*, periodicità nell'anno delle misurazioni, ecc.).

S6. Osservazioni su modalità e tempi di implementazione del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.

Premettendo che l'installazione di strumenti di rilevazione della pressione sulla rete, nonché tutte le azioni necessarie alla loro corretta messa in opera e funzionamento, rappresentano ulteriori attività da svolgere per l'impresa di distribuzione che dovranno essere adeguatamente pianificate e remunerate, si evidenzia che la contestuale necessità per tutti i distributori di completare l'installazione della strumentazione entro il 2022 potrebbe creare delle situazioni di "sofferenza" presso i fornitori degli strumenti e rendere difficoltoso il raggiungimento del relativo obbligo.

S7. Osservazioni in merito ai costi di capitale da riconoscere alle imprese distributrici per la fornitura, installazione e messa in servizio degli strumenti per la rilevazione della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione.

Per quanto riguarda il valore del costo standard proposto dall'Autorità per la fornitura, l'installazione e l'attivazione degli strumenti per la rilevazione della pressione, considerazioni in merito ai costi che potranno caratterizzare la prima fase di operatività di tali strumenti suggeriscono di fissare inizialmente il costo standard di riferimento ad un livello superiore di circa il 15÷20% rispetto al valore di 860 € ipotizzato nel DCO (in modo da tener conto – appunto – di maggiori costi nella fase iniziale dell'installazione e messa in servizio delle nuove apparecchiature, per le necessarie attività di *start up*), prevedendo magari una sua eventuale graduale ri-calibrazione in seguito, in relazione all'evoluzione industriale e produttiva degli apparecchi - e conseguentemente anche dei costi - che si dovesse riscontrare. Pertanto potrebbe essere adottato un costo standard non inferiore, in prima battuta, a circa 1.000 €, da ammortizzare in un periodo di massimo 15 anni e ferma restando la necessità di valutare le modalità più opportune per riconoscere gli specifici costi operativi di gestione e manutenzione delle apparecchiature, tra cui in particolare i costi di rimpiazzo delle batterie da sostituire - ipoteticamente 2 o 3 volte - nell'arco della vita utile dell'apparato.

Circa le modalità di rendicontazione tariffaria dei costi di capitale, considerato che l'apparecchiatura in oggetto ha una vita utile inferiore a quella delle condotte, sembrerebbe opportuno iscrivere a libro cespiti di località una nuova categoria di cespiti (per es. "dispositivi per il monitoraggio della pressione di esercizio"); tale nuova categoria dovrebbe essere ammortizzata sulla base di una vita utile tecnica

stimata in 10-15 anni. Peraltro, tenuto conto dell'evoluzione tecnologica e della disponibilità negli ultimi anni di nuove tipologie di apparecchiature accessorie, potrebbe con l'occasione essere svolta, anche nella prospettiva dell'adozione di costi standard, una riflessione più ampia in merito alle modalità di rendicontazione tariffaria delle diverse tipologie di cespiti, valutando in relazione a quali apparecchiature possa essere opportuno pervenire alla definizione di nuove e specifiche categorie di cespiti.

S8. Si concorda su modalità e tempi di pubblicazione, da parte delle imprese distributrici, di dati e informazioni inerenti al sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione? Se la risposta è no, fornire le motivazioni.

Pur non manifestando nel merito contrarietà a mettere a disposizione di terzi i dati che risulteranno dal monitoraggio della pressione di esercizio delle reti, ci si interroga se in linea di principio il cliente finale sia effettivamente il destinatario più opportuno (ossia se disponga delle competenze necessarie, ma anche se sia effettivamente interessato, a recepire questa tipologia di informazione) a cui mettere a disposizione - attraverso la pubblicazione sul sito internet aziendale - i dati in questione. Ci si interroga, inoltre, se l'approccio prefigurato (di "total disclosure") non possa rivelarsi nei fatti controproducente, perché possibile fonte di fraintendimenti o incomprensioni e, di conseguenza, di un aumento di reclami da parte dei clienti finali. Alla luce di una simile perplessità, si riterrebbe in prima battuta più ragionevole l'introduzione di un obbligo di monitoraggio e conservazione dei dati relativi alla pressione di esercizio delle reti, con corrispondente obbligo di messa a disposizione degli stessi su richiesta di soggetti preposti/titolati al riguardo (ad esempio, oltre alla stessa Autorità in occasione di eventuali verifiche in proposito, le Stazioni Appaltanti delle gare d'Atem e/o l'eventuale gestore subentrante in esito all'aggiudicazione della gara).

Ciò premesso, considerato che l'installazione degli strumenti per la rilevazione della pressione di esercizio dovrà essere completata entro il 31.12.2022, si ritiene che l'eventuale la pubblicazione dei dati e delle informazioni inerenti al sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione debba essere in ogni caso preceduta da una fase di test del sistema e che pertanto l'obbligo di pubblicazione, qualora ARERA confermi l'orientamento ad una sua introduzione, non debba essere previsto dal 1 gennaio 2023, come ipotizzato nel DCO (immediatamente dopo il termine per il completamento delle installazioni), ma posticipato di almeno un anno.

S9. Osservazioni in merito all'ipotesi di dotare gli impianti di distribuzione del gas naturale di sistemi di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti.

Si considera in linea di principio positiva l'ipotesi di dotare gli impianti di distribuzione del gas naturale di sistemi di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti.

Tale ipotesi dovrebbe essere però adeguatamente valutata, anche tenendo conto dei costi per l'implementazione ed esercizio di simili sistemi rispetto ai benefici dagli stessi ritraibili, al fine di introdurre eccessivi elementi di complessità impiantistica senza particolari vantaggi da un punto di vista pratico. Ci si riservano, quindi, ulteriori e più approfondite valutazioni ai maggiori dettagli che potranno essere forniti in proposito nell'ambito dell'annunciata successiva consultazione relativa alle

tematiche di innovazione nelle reti di trasporto e distribuzione del gas (cfr. par. 1.7 del DCO), anche in termini di eventuali analisi costi-benefici che l'Autorità intenderà condurre circa l'introduzione di una simile previsione.

S10. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di aggiornamento degli standard di qualità commerciale.

Non si condivide l'ipotesi di ridurre i tempi previsti dagli standard in vigore nel quarto periodo di regolazione. L'analisi condotta dall'Autorità, riferita solamente ai tempi effettivi medi registrati nel triennio 2014-2018, non prende in considerazione la "distribuzione" dei tempi effettivi con i quali le imprese eseguono le prestazioni oggetto di standard di qualità e non sembra considerare che:

- il tempo a disposizione del distributore per effettuare la prestazione, come già evidenziato nelle *Osservazioni generali*, è già oggi eroso dal giorno a disposizione del venditore per fissare l'appuntamento con il cliente finale di cui al comma 52.7 della RQDG;
- i tempi medi registrati sono condizionati anche dalla presenza di eventuali standard migliorativi presenti nei singoli contratti di concessione;
- gli operatori, per raggiungere il livello di *performance* riscontrato, si dotano di un'organizzazione volta a mantenere - nei tempi consentiti - i fuori standard (ed il pagamento dei corrispondenti indennizzi automatici) al di sotto di una certa soglia ritenuta plausibile¹.

Laddove l'Autorità attuasce una riduzione degli attuali tempi *standard*, infatti, l'impatto in termini di indennizzi per le imprese di distribuzione potrebbe essere anche rilevante. Sulla base di analisi dei dati aziendali relativi ai tempi di esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale eseguite entro il tempo *standard* nell'ultimo anno (2018), si evidenzia che una riduzione degli *standard* - a parità di strutture e modelli organizzativi, quindi a meno di onerosi interventi sugli stessi - andrebbe ad incrementare notevolmente la numerosità (e quindi l'importo complessivo) degli indennizzi da erogare, per effetto della distribuzione delle "code" di prestazioni eseguite in tempi superiori al tempo medio, comunque entro lo standard. Al riguardo la riduzione anche solo di 1 o 2 giorni del tempo standard di esecuzione delle prestazioni, in considerazione dei contenuti tassi di fuori standard (attualmente raggiunti attraverso efficientamenti organizzativi ormai prossimi al massimo perseguibile), porterebbe sempre ad un aumento molto rilevante (per alcune prestazioni addirittura di quasi 70 o 100 volte!) del numero di prestazioni fuori standard.

Solo a titolo esemplificativo: una riduzione di 1 solo giorno lavorativo del tempo di esecuzione di lavori semplici più che decuplicherebbe i fuori *standard*; un abbassamento da 5 a 3 giorni lavorativi per la prestazione di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale incrementerebbe i casi di mancato rispetto da indennizzare di quasi 70 volte (!); una rideterminazione da 10 a 7 giorni per l'attivazione aumenterebbe di circa 7 volte i casi di mancato rispetto dello *standard* e una riduzione da 15 a 10 giorni lavorativi per la preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici farebbe aumentare i fuori *standard* di quasi 60 volte (!).

Una riduzione di 1 giorno per la prestazione di riattivazione della fornitura dopo sospensione per morosità (che già patisce l'anomalia del giorno a disposizione del venditore per la fissazione

¹ Non avrebbe infatti senso cercare di azzerare del tutto i fuori standard ove un simile sforzo dovesse comportare uno sproporzionato impiego di risorse che, proprio in quanto non illimitate, è preferibile e più ragionevole indirizzare diversamente, anche in un'ottica costi-benefici.

dell'appuntamento con il cliente finale) porterebbe addirittura quasi ad 1 prestazione fuori *standard* ogni 3, aumentando i casi di mancato rispetto di quasi 100 volte (!).

Pur condividendo l'obiettivo di rendere il più possibile omogenee le condizioni di erogazione del servizio svolto dalle imprese di distribuzione, si ritiene che il miglioramento della qualità commerciale possa essere più efficacemente perseguito semplificando/razionalizzando le procedure a corredo delle prestazioni di qualità commerciale (ad es.: adempimenti connessi alla delibera 40) e magari introducendo un meccanismo premiante per le imprese che "performano" meglio degli attuali standard. Dovrebbe anche essere rimossa l'illogica anomalia per cui la regola in base alla quale il tempo a disposizione del distributore per eseguire la prestazione è eroso dal giorno riservato al venditore per fissare l'appuntamento con il cliente finale, nel caso di riattivazione della fornitura sospesa per morosità (R01) può determinare richieste non eseguibili entro lo standard. Difatti, qualora le richieste vengano acquisite di venerdì, il venditore ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento che inevitabilmente, nel caso lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, verrà assegnato al più presto il giorno successivo (ovvero martedì), già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando quindi un fuori standard per il distributore. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non lavori di sabato. Come evidenziato in precedenza, tale criticità potrebbe essere risolta computando i tempi di esecuzione delle prestazioni dalla data di fissazione dell'appuntamento da parte della società di vendita - e non già dalla richiesta di prestazione inoltrata all'impresa di distribuzione - oppure, in subordine, utilizzando il giorno lavorativo anche nel calcolo della tempistica standard a carico del distributore (ovvero fissando lo standard in 2 giorni lavorativi anziché feriali).

S11. Si ritiene necessario integrare la disciplina degli indennizzi per i casi di mancato rispetto della fascia di puntualità per gli appuntamenti con i clienti finali?

Non essendo esplicitato su quali aspetti dell'attuale regolazione siano ipotizzate integrazioni alla disciplina degli indennizzi, risulta difficile formulare eventuali osservazioni. Ove ci si riferisse alle cause di mancato rispetto degli appuntamenti, la disciplina pare già sufficientemente articolata, tenuto anche conto dei vigenti obblighi di documentabilità delle cause previsti dal comma 58.2 e dal comma 63.1, lettera c) della RQDG.

S12. Osservazioni sugli orientamenti in materia di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.

Per quanto riguarda la proposta dell'ARERA relativa alla verifica di pressione su richiesta del cliente finale, si condivide che tale verifica venga svolta nel rispetto della norma tecnica UNI 11323. Tuttavia, come già osservato in risposta al DCO 170/2019/R/gas, non si ritiene condivisibile la proposta di prevedere un tempo di osservazione e una conseguente durata della prova non inferiore a 24 ore. Ciò in quanto la stessa norma tecnica stabilisce che sia il distributore a scegliere la modalità di verifica oraria o giornaliera alla luce dei seguenti elementi:

- la valutazione degli aspetti tecnici e di sicurezza connessi alle caratteristiche del gruppo di misura (in termini di alloggiamento, luogo/locale di installazione, accessibilità);
- la possibilità di effettuare la verifica presso un altro punto dell'impianto di derivazione d'utenza;

- la possibilità o meno di presidio continuativo da parte dell'operatore e del cliente.

Ciò premesso, si valuta comunque positivamente la ragionevole impostazione ipotizzata dall'Autorità per i casi in cui il distributore risulti impossibilitato a svolgere la verifica della pressione adottando la modalità "giornaliera", ossia nei casi in cui, come previsto dalla stessa norma tecnica UNI 11323, *"la situazione impiantistica e il contesto di installazione richiedono la sorveglianza continua durante l'esecuzione della verifica"*.

S13. Osservazioni in merito all'introduzione di un meccanismo che consenta all'impresa distributrice di fornire a pagamento servizi "accelerati".

L'ipotesi di fornire a pagamento servizi "accelerati" potrebbe essere attuata ove l'Autorità si orientasse a confermare gli attuali tempi previsti per gli standard. Soltanto partendo dall'impostazione odierna si ritiene infatti che le imprese possano riuscire ad organizzarsi per offrire volontariamente, in alcuni casi e/o per alcune prestazioni, un più livello di servizio "plus" per assicurare, a fronte di un corrispettivo più elevato, tempi "accelerati". Tale attività dovrebbe essere comunque configurata per i distributori come facoltativa e l'accesso ai servizi "accelerati" dovrebbe avvenire con un meccanismo - appunto opzionale - di capacità ad esaurimento, analogo a quello previsto nel contesto della morosità per l'ulteriore capacità mensile di sospensione che i distributori possono volontariamente offrire (art. 5, comma 5.11 del TIMG).

Per quanto riguarda eventuali misure atte ad evitare che l'introduzione di servizi specifici di questo tipo possa andare a detrimento della qualità per il resto dei clienti finali, si ritiene che, prima di ipotizzare eventuali misure preventive in tal senso, l'Autorità, in caso di introduzione di una possibilità come quella delineata, dovrebbe effettuare anzitutto un'attività di monitoraggio e raffronto (sulla base dei dati che i distributori già oggi forniscono con le raccolte dati), per verificare la sussistenza o meno di eventuali situazioni pregiudizievoli per il complesso dei clienti finali.

Sulla base del percepito aziendale nel rapporto con i clienti finali e dai risultati di una pur limitata *survey* condotta nei confronti degli stessi, non è emerso, tuttavia, un particolare interessamento nei confronti di ipotetici servizi "accelerati" a pagamento, soprattutto in relazione a prestazioni - quali ad esempio l'attivazione della fornitura - che il cliente finale si trova di norma a richiedere soltanto poche volte nel corso della propria vita. Gli unici aspetti che hanno suscitato un qualche tipo di interessamento da parte dei clienti finali hanno riguardato l'ipotesi di introdurre, a pagamento, una fascia di puntualità per gli appuntamenti più ristretta e/o prestazioni su appuntamento effettuate in orari serali o al sabato.

* * *

Altre osservazioni in tema di aggiornamento della regolazione della qualità commerciale.

Con l'occasione della presente consultazione si evidenziano di seguito due aspetti che, pur non trattati nel DCO, potrebbero essere oggetto di considerazione/intervento con l'avvio del nuovo periodo di regolazione, per risolvere alcune criticità e affinare ulteriormente la gestione di alcune prestazioni (per il primo aspetto evidenziato) e per codificarne di nuove come evoluzione della regolazione (per il secondo).

In merito alla riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità di pdr oggetto di

richiesta di switching, si ritiene che l'Autorità dovrebbe intervenire per chiarire e rendere uniforme la modalità di gestione di questa prestazione che, per sue peculiarità intrinseche, si differenzia dalla classica R01 in continuità di società di vendita. Nell'impostazione generale dell'attuale regolazione della qualità commerciale, per le prestazioni in presenza di un contratto di fornitura, qualora sia necessario un appuntamento, la fissazione di quest'ultimo con il cliente finale viene gestita dalla società di vendita. Come ricordato in precedenza, stante - nel caso di *switching* - la presenza di una società di vendita entrante diversa da quella uscente (che aveva richiesto la sospensione della fornitura per morosità), dovrebbero essere opportunamente chiarite le modalità di fissazione da parte del nuovo venditore e/o di presa in carico da parte del distributore dell'appuntamento con il cliente finale per la riattivazione del pdr. In particolare, si ritiene che una modalità efficiente di gestione della prestazione potrebbe prevedere un primo tentativo di riattivazione da parte del distributore da effettuarsi alla data di decorrenza dello *switching* (previa comunicazione alla società di vendita entrante dell'avvenuta schedulazione del tentativo) con successiva comunicazione alla società di vendita dell'esito della prestazione e, qualora quest'ultimo sia negativo, possibilità per la società di vendita di fissare direttamente con il cliente finale l'appuntamento per la riapertura della fornitura (dopo il primo tentativo effettuato dall'impresa di distribuzione e non andato a buon fine).

Tenuto anche conto dello sviluppo e della diffusione degli *smart meter*, nonché degli eventuali malfunzionamenti che nell'attuale contesto di consolidamento tecnologico di tali strumenti potrebbero - in via residuale rispetto ai sistemi di monitoraggio e intercettazione delle anomalie in essere presso i distributori – essere riscontrati dagli stessi clienti finali, si propone l'introduzione di una nuova prestazione di verifica del contatore per motivi diversi dalla verifica metrologica che permetta di gestire più opportunamente (rispetto all'attuale V01, utilizzata spesso impropriamente dalle società di vendita) tali casistiche.

S14. Si condivide l'ipotesi di semplificare la RQDG abrogando la parte relativa alla sezione IV confermando gli elenchi relative alle attività della sicurezza tabelle M, N, O, P dell'articolo 68, comma 68.6 lettera a), sub (i), (ii), (iii), (iv) della RQDG e gli elenchi relativi alla qualità commerciale tabelle Q, R, R1 dell'articolo 68, comma 68.6 lettera b) della RQDG"?

Come anticipato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene positivo un orientamento volto alla semplificazione degli attuali meccanismi regolatori e degli indicatori generali di controllo utilizzati da ARERA, ferma restando l'importanza per gli operatori di disporre di riferimenti chiari, stabili ed oggettivi relativamente alle modalità con cui l'Autorità effettuerà le proprie verifiche circa l'operato dei distributori.

Ciò premesso, si osserva che la proposta di abrogazione la sezione IV della RQDG, mantenendo in essere il solo articolo 68, comma 68.6 lettere a) e b), farebbe venire meno le indicazioni attualmente a disposizione delle imprese di distribuzione in relazione a:

- le modalità con cui l'Autorità comunica all'impresa di distribuzione la data di effettuazione del controllo (art. 68.4, dove si esplicita la necessità che ARERA indichi gli impianti di distribuzione e/o le province da sottoporre a verifica, l'anno interessato dalla verifica e gli eventi di sicurezza e/o le prestazioni di qualità da sottoporre a controllo);
- gli elementi indispensabili per la validazione dei dati di qualità (art. 69) e per la loro verifica di

- conformità (artt. da 70 a 75);
- la metodologia di stima degli eventi di sicurezza/delle prestazioni di qualità commerciale non validi/non conformi (art. 76);
- la metodologia di calcolo della penalità in caso di eventi di sicurezza/prestazioni di qualità commerciale stimati/riscontrati non validi e non conformi (artt. 77 e 78).

Tali elementi, in vista delle verifiche compiute dall'Autorità, rappresentano importanti indicazioni di riferimento per le attività aziendali interne di monitoraggio dei processi e di garanzia della *compliance* degli stessi processi con quanto è prescritto dalla regolazione.

Qualora in logica di semplificazione si intendesse dare seguito all'orientamento di abrogare la sezione IV della RQDG, andrebbero comunque mantenute/garantite per gli operatori indicazioni specifiche - pur semplificate - note a priori relativamente alle modalità con cui l'Autorità, in caso di verifica ispettiva, intende verificare i dati. In particolare:

- le modalità di effettuazione di una verifica ispettiva potrebbero essere eventualmente allegate ai provvedimenti che avviano l'effettuazione di controlli, come già oggi avviene per le verifiche ispettive in materia di sicurezza del servizio (di fatto confermando di anno in anno, a meno di progressive integrazioni e/o evoluzioni, contenuti e modalità di verifica);
- dovrebbero essere mantenuti dei riferimenti pubblici e oggettivi alla documentazione che l'Autorità richiederà in sede di verifica ispettiva (gli attuali "Elementi indispensabili per la validazione" di cui all'art. 69 della RQDG) e ai criteri di conformità dei dati ritenuti validi (attuali artt. da 70 a 75);
- andrebbe comunque specificato come l'ARERA intenderà trattare - soprattutto sotto il profilo della penalizzazione - i casi di prestazioni non valide/non conformi.