

DCO 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 e proposte ANIGAS

Milano, 24 settembre 2019

Premessa

Anigas presenta le proprie osservazioni e proposte al DCO 338/2019/R/gas (di seguito DCO) con cui l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla durata del periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità che troveranno applicazione a partire dall'anno 2020, con specifico riferimento agli aspetti in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

In termini generali, Anigas ritiene condivisibili gli obiettivi generali proposti, con specifico riferimento agli aspetti trattati dal DCO.

Relativamente alla durata del periodo regolatorio, Anigas condivide la proposta di confermare un periodo regolatorio di sei anni suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno e valuta positivamente l'avvio dal 2020. Come già espresso, l'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale (rif. DCO 170/2019) non appariva condivisibile in quanto si ritiene necessario che la regolazione debba garantire un quadro di riferimento stabile e certo.

Si condivide inoltre la volontà di garantire prevedibilità e gradualità in relazione alle tempistiche di evoluzione della regolazione, anche se, con riferimento a tali prospettive, sarebbe stato utile disporre già in questa fase di elementi relativi alle dinamiche evolutive che l'Autorità, pur nel contesto di una struttura stabile del periodo regolatorio, ipotizza per gli anni dal 2020 in avanti. Eventuali ulteriori osservazioni verranno pertanto presentate in risposta agli orientamenti che l'Autorità ha anticipato verranno illustrati nell'ambito della prossima consultazione dedicata esclusivamente ai criteri tariffari. Si ritiene comunque che le dinamiche evolutive di cui sopra andrebbero definite e rese note almeno entro i primi mesi del 2020.

Con riferimento alla sicurezza e continuità, e più nello specifico agli obblighi di servizio, si evidenzia la necessità di rivalutare l'approccio che induce a proporre *target* in termini percentuali prossimi al 100%, in quanto tali percentuali pensate in astratto non contemplano le fisiologiche difficoltà che possono derivare da fattispecie specifiche che il distributore affronta nella concreta gestione dell'infrastruttura, nell'interazione con altri soggetti e con riferimento alle specificità dei territori sui quali opera.

Più in generale, nell'aggiornare gli obblighi di servizio, andrebbero considerate anche le criticità che possono emergere in caso di discontinuità della gestione per effetto delle gare d'Atem. Opportuni meccanismi di gradualità e franchigie andrebbero previsti qualora per il nuovo gestore emergano criticità puntuali che possono essere individuate e sistemate soltanto in fase di conduzione dell'impianto.

Relativamente alla regolazione incentivante per il miglioramento della sicurezza e continuità del servizio, il necessario aggiornamento degli strumenti non dovrebbe condurre ad una riduzione complessiva delle risorse destinate all'incentivazione del miglioramento della qualità e dell'innovazione del sistema, ma piuttosto ad una rifocalizzazione degli obiettivi qualora quelli sinora incentivati dovessero risultare in buona parte raggiunti. Inoltre, l'eventuale rimodulazione dei parametri incentivanti degli attuali meccanismi di incentivazione deve evitare distorsioni in termini di penalizzazione dei soggetti che per primi hanno intrapreso interventi volontari ai fini del miglioramento della sicurezza e dell'innovazione del servizio.

Per quanto concerne la qualità commerciale, si condivide l'orientamento generale dell'Autorità di confermare anche per il V periodo di regolazione il quadro attualmente previsto in quanto i processi correlati risultano essere ormai consolidati. Sono, pertanto, da valutare attentamente eventuali modifiche che in linea teorica sembrerebbero condurre a miglioramenti, ma che se tradotti nella pratica rischiano di destabilizzare quei modelli gestionali che hanno permesso ai distributori di assicurare le buone performance sinora riscontrate dalla stessa Autorità. Occorre infatti evidenziare che tempi standard più stringenti ed un conseguente incremento dei fuori standard (seppur corrispondente a maggiori indennizzi automatici da erogare) non corrisponde necessariamente ad un miglioramento della qualità commerciale percepita dai clienti finali. Un miglioramento effettivo della qualità commerciale potrebbe infatti essere efficacemente perseguito razionalizzando le procedure correlate alle prestazioni (ad esempio snellendo gli adempimenti connessi all'attivazione della fornitura ai sensi della delibera 40/2014/R/gas), introducendo un meccanismo premiante per le imprese che "performano" meglio degli standard attualmente vigenti e armonizzando alcune disposizioni della regolazione, resolvendo, ad esempio, l'illogica anomalia per cui il tempo a disposizione del distributore per effettuare la prestazione è eroso dal giorno a disposizione del venditore per fissare l'appuntamento con il cliente finale.

Si rimanda agli spunti di consultazione alcune considerazioni e/o proposte volte a migliorare ed efficientare alcuni aspetti degli attuali processi.

OSSERVAZIONI PUNTUALI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Aspetti introduttivi

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

In termini generali, Anigas ritiene condivisibili gli obiettivi dell'intervento, in quanto prefigurano per il gas naturale e per l'infrastruttura di rete ad esso correlata un ruolo essenziale, non solo nella fase transizione energetica ma anche in seguito, nel nuovo assetto di decarbonizzazione del sistema.

In proposito, si accoglie con favore la rilevanza che l'Autorità continua ad assegnare all'infrastruttura di distribuzione come vettore energetico di lungo periodo a supporto delle fonti energetiche rinnovabili (tra le quali si annovera il biometano e i gas di sintesi da *power-to-gas*), proponendosi di regolarne gli sviluppi in termini di innovazione (seppur rinviando l'analisi di questi specifici aspetti ad un successivo DCO). Anche alla luce dell'attenzione già mostrata dall'Autorità con i precedenti DCO 139/2019/A e 170/2019/R/GAS, relativamente ai temi dell'innovazione tecnologica, si coglie l'occasione per evidenziare l'importanza dell'introduzione di meccanismi regolatori *ad hoc* a supporto della stessa, tali da garantire il congruo supporto e riconoscimento delle iniziative intraprese dai distributori (ad esempio, progetti pilota/strumenti regolatori a supporto dell'innovazione/regulatory sandbox).

Particolarmente importante, ai fini degli argomenti trattati nel presente DCO, è l'obiettivo di *“favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l'enforcement”*. Come verrà rappresentato più nel dettaglio in risposta allo spunto per la consultazione S14, la volontà di semplificare gli attuali meccanismi regolatori e gli indicatori generali di controllo utilizzati da l'Autorità è percepita in linea di principio come positiva, purché nello specifico gli operatori possano continuare a disporre di riferimenti chiari, stabili ed oggettivi -seppur semplificati - relativamente alle modalità con cui l'Autorità effettuerà le proprie verifiche circa l'operato dei distributori.

Ciò premesso, come sarà evidenziato più in dettaglio nelle risposte ai singoli spunti di consultazione, diversi tra gli strumenti prospettati risultano ancora descritti ad un livello generale che non consente di valutarne appieno l'efficacia al fine del conseguimento degli obiettivi fissati.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione

Aggiornamento obblighi di servizio

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

Protezione catodica

Anigas condivide l'orientamento dell'Autorità di rafforzare gli attuali valori percentuali di messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio in quanto la protezione catodica rappresenta uno dei parametri più significativi correlati sia agli aspetti inerenti alla sicurezza sia al contenimento delle emissioni di gas in atmosfera.

Per quanto concerne i valori proposti si evidenzia tuttavia che - essendo prossimi al 100% - i distributori potrebbero trovare complesso garantirne sempre il rispetto/raggiungimento in ogni anno. Il distributore opera infatti in un sistema complesso in cui non è l'unico attore e la sua *performance* può essere influenzata dagli interventi di altri soggetti, nonché dalle caratteristiche del territorio in cui opera. 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 che rendono difficoltosa la posa dei dispersori e/o la conduzione di elettricità, oppure danneggiamento accidentale da parte di soggetti terzi dei cavi elettrici che garantiscono la protezione catodica).

In considerazione di ciò, si condivide l'intenzione dell'Autorità di aumentare la percentuale di protezione catodica rispetto al valore odierno, ma si propone di fissare un target massimo pari a 97%-98%, anziché 99%. Più in generale, si propone di impostare l'obbligo di servizio prescrivendone il raggiungimento almeno in un anno all'interno di un arco temporale di 2/3 anni in quanto problematiche occasionali e relative anche a piccoli tratti di rete possono impedire sistematicamente al distributore in un singolo anno di garantire il raggiungimento dell'obbligo di servizio.

Poste le problematiche sopra riportate, inoltre, si ritiene opportuno che venga in ogni caso rivista anche l'attuale percentuale prevista per le reti in AP/MP, in considerazione del fatto che i distributori potrebbero trovarsi nell'impossibilità di garantire il 100% per le cause più sopra esemplificate.

Tempo di riparazione/eliminazione gas

Anigas, pur condividendo in termini generali l'introduzione di un nuovo obbligo di servizio relativo al rispetto di riparazione/eliminazione previsto dalle Linee Guida CIG n.7, ritiene opportuno dei chiarimenti in merito alla *ratio* che ha condotto il Regolatore taleproposta.

Trattandosi di un obbligo di servizio relativo alle attività rilevanti ai fini della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, il concetto di eliminazione della dispersione andrebbe riferito esplicitamente alla definizione di *“riparazione ai fini dell’eliminazione della dispersione”* che, come previsto dalla Linea Guida di riferimento CIG n. 7, corrisponde a *“un intervento di riparazione provvisoria o definitiva atto a ripristinare la tenuta dell’impianto di distribuzione”*.

Si ritiene inoltre che, se introdotto, tale obbligo di servizio non debba essere strutturato sul singolo evento, ma come un valore percentuale calcolato, per operatore, sulla totalità delle dispersioni di ciascuna classe localizzate nell'anno di riferimento, fissato in funzione della classe - quindi gravità - di dispersione secondo percentuali opportunamente graduate (ad esempio $A1=97\%\div98\%$; $A2=95\%\div96\%$; $B=93\%\div94\%$; $C=91\%\div92\%$). In subordine, qualora l'Autorità intendesse verificare il rispetto di tale obbligo di servizio per singolo impianto, andrebbe introdotta una franchigia (2÷3 eventi) per limitare l'impatto della penalizzazione in relazione a quegli impianti che hanno un numero di dispersioni esiguo/prossimo a zero.

Posto quanto sopra, si evidenzia che le disposizioni regolatorie dovrebbero limitarsi a fare un semplice rimando alle Linee Guida al fine di evitare che possano essere introdotte forme di regolazione in sovrapposizione alla normativa tecnica di riferimento la cui stesura/aggiornamento è demandata ad organismi di normazione competenti.

Pronto intervento

Come riportato nel documento Anigas di risposta al DCO 170/2019, si condivide l'orientamento di assegnare al CIG l'incarico di predisporre delle linee guida di comportamento del personale addetto al centralino di pronto intervento in quanto si andrebbe a definire una sorta di “prassi standard” valida come riferimento.

Si ritiene tuttavia che il mandato del CIG dovrebbe riguardare esclusivamente indicazioni comportamentali di carattere generale ai fini della gestione delle segnalazioni da parte del personale di centralino di pronto intervento, evitando

indicazioni operative di dettaglio, poiché l'operatore di centralino non conosce il

grado di preparazione, sensibilità e abilità del segnalante e dispone delle sole informazioni (non necessariamente complete e attendibili) che il segnalante riesce a riportare circa la situazione e il contesto in cui si trova.

Con riferimento, invece, all'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 presso gli operatori un certo grado di flessibilità organizzativa ed evitare un eccessivo irrigidimento delle procedure interne di gestione del personale addetto.

Aggiornamento meccanismi premi-penalità

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

Indice di rischio

Come già segnalato, l'attuale meccanismo di premi penalità volto ad incentivare la sicurezza del servizio attraverso la componente dispersioni e la componente odorizzazione è ormai consolidato. Ci si rende comunque disponibili a valutare eventuali soluzioni alternative all'attuale meccanismo, facendo tuttavia presente che, l'ipotesi prospettata di adottare l'indice di rischio di cui allo standard tecnico UNI TS 11297, quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti, richiede un maggior grado di approfondimento che al momento non è possibile condurre in quanto non si hanno a disposizione elementi sufficienti da parte dell'Autorità.

Si coglie, tuttavia, l'occasione per presentare una proposta alternativa che potrebbe essere implementata partendo dall'attuale regolazione. Si potrebbe pensare di modificare le vigenti formule del meccanismo trasformando l'indicatore della componente odorizzazione in un fattore modulante del parametro che misura le dispersioni, tenuto conto che una maggiore odorizzazione consentirebbe di rilevare più facilmente dispersioni anche di limitata e limitatissima entità. Il meccanismo potrebbe essere il seguente: laddove l'odorizzazione sia realizzata ad un livello superiore ad una certa soglia rispetto al minimo previsto dalla normativa, il superamento di tale soglia potrebbe produrre un coefficiente che va a ridurre l'impatto/peso del numero di dispersioni che concorrono al calcolo dei premi e penalità per la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi.

Si condivide ad ogni modo l'orientamento di prevedere l'eventuale adozione di

un meccanismo alternativo a quello vigente solo a partire dalla seconda parte del periodo di regolazione; ciò al fine di consentire agli operatori di analizzare nel dettaglio i parametri che verranno individuati e proposti ai fini del calcolo dell'indicatore nonché le tempistiche necessarie per implementare i sistemi degli stessi operatori.

Ambito di applicazione meccanismi premi-penalità

Si condivide sia l'ipotesi di mantenere l'impianto come elemento base a cui riferire i sistemi di incentivo ai recuperi di sicurezza sia la proposta di rendere obbligatoria la partecipazione di tutti gli impianti ai meccanismi incentivanti.

Per quanto concerne invece le proposte illustrate circa le modalità di definizione dei livelli di partenza e tendenziali, non si condivide l'orientamento dell'Autorità di utilizzare i dati relativi ad un solo anno per la determinazione dei percorsi di miglioramento.

Si ritiene invece che debba essere mantenuto l'attuale meccanismo di calcolo che prevede l'utilizzo dei dati relativi al triennio precedente in quanto risulta essere più cautelativo in un'ottica di stabilizzazione degli impatti economici (sia in positivo sia in negativo) in carico alle imprese di distribuzione. Si reputa, infatti, che continuare ad utilizzare il triennio, anziché il singolo anno, consenta di ottenere dei valori di tendenziale maggiormente stabili ("sterilizzando" la presenza di eventuali anomalie circoscritte ad un singolo anno) e, quindi, più rappresentativi dello stato effettivo dell'impianto.

Tale stabilizzazione si ritiene adeguata e necessaria anche al fine di predisporre puntuali piani di budget annuali e pluriennali.

Con riferimento alla nuova determinazione dei percorsi di miglioramento, come anticipato nelle Osservazioni generali, andrebbero individuate idonee modalità che evitino una penalizzazione per gli operatori che hanno già raggiunto obiettivi oltre i quali è fisiologicamente difficile perseguire nel percorso di miglioramento.

Misure del grado di odorizzazione

In termini generali, si ritiene ragionevole l'introduzione, a partire dal 2023, dell'obbligo per le imprese di distribuzione di avere nei Punti di consegna (REMI e City Gate) solo impianti di odorizzazione ammodernati. Tuttavia, è necessario evidenziare che la fattibilità dell'operazione potrebbe essere impedita da fattori indipendenti dalla volontà del distributore, quali ad esempio la collocazione dell'impianto che non ne consente l'ammodernamento (perché ad es. 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 terzo proprietario non

acconsente all'intervento di ammodernamento.

Anche con riferimento all'ipotesi di rimodulare i parametri concorrenti al calcolo del fattore modulante ξ_{od} relativo ai premi da misure di odorizzante, si ritiene necessario che la regolazione definisca opportune modalità per non penalizzare implicitamente gli operatori che si sono già portati avanti con l'ammodernamento degli impianti di odorizzazione e che continueranno a sostenerne i maggiori costi e che quindi dovrebbero continuare a ricevere l'incentivo (come le imprese che hanno deciso per l'ammodernamento in un secondo momento) fino a che non verrà introdotto come obbligo l'ammodernamento di tutti gli impianti.

Riduzione e annullamento premi

Si ritiene condivisibile la finalità della proposta, ovvero garantire sempre un elevato livello di sicurezza. Tuttavia, la revisione della formula ipotizzata – nuovo coefficiente di riduzione pari a 0,5 ed eliminazione della modulazione relativa al numero di utenti serviti nell'impianto – risulta essere eccessivamente penalizzante nei confronti degli impianti di distribuzione con un elevato numero di clienti e quindi con probabilità più elevata di eventi classificabili come "incidenti da gas" rispetto agli impianti con un esiguo numero di clienti. Si ritiene pertanto opportuno che il coefficiente di riduzione mantenga una parametrizzazione in funzione della dimensione dell'impianto, prevedendo una maggiore gradualità nella riduzione dell'incentivo, su non meno di 3 livelli (ai quali potrebbero essere corrispondentemente abbinati, ad esempio, *range* percentuali di riduzione, con valori all'interno di ciascun *range* modulati in funzione del numero di pdr dell'impianto).

Fattori incentivanti il telecontrollo

Si condivide quanto proposto dall'Autorità.

Comunicazione dati e informazioni, di indicatori di sicurezza ed emergenze di servizio

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

Dispersioni gas localizzate su segnalazione terzi dovute a danneggiamento terzi

Non si evidenziano particolari osservazioni in merito all'orientamento di prevedere che le imprese di distribuzione comunichino annualmente anche il

numero di dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi dovute a danneggiamento di tubazioni/impianti da parte di terzi.

Si evidenzia tuttavia che tale proposta comporta un intervento nei

sistemi/processi dei distributori, pertanto, è necessaria una tempistica di entrata in vigore congrua al fine di consentire agli operatori di organizzarsi e procedere con l'implementazione.

Indicatori di sicurezza

Permangono ancora perplessità in merito all'ipotesi di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle condotte di rete. Non si comprendono le finalità legate alla sicurezza che l'Autorità intende perseguire con l'adozione di tale indicatore.

La proposta riportata nel DCO, citando le considerazioni contenute nel DM 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), misura tuttavia soltanto la vetustà delle condotte, ma non considera gli altri elementi dell'impianto (es. cabine REMI) che potrebbero non essere altrettanto vetusti. Essa non chiarisce gli eventuali effetti che si avrebbero sull'indicatore qualora il distributore decidesse di intervenire autonomamente con sostituzioni di tratti di rete ai fini della sicurezza. Sono infine opportune delucidazioni su come verrebbe disciplinata l'eventuale casistica di acquisizione di reti la cui vetustà dovesse risultare superiore alla soglia fissata per tale indicatore.

Si ritiene pertanto maggiormente efficiente l'istituzione di uno specifico tavolo tecnico di confronto con gli attori coinvolti al fine di individuare la migliore soluzione.

Emergenze di servizio

La proposta di estendere la comunicazione al CIG di cui all'articolo 17.5 della RQDG anche ai casi in cui l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o Forze di pubblica sicurezza per l'eventuale chiusura al traffico abbia interessato tratti di strada comunale solleva qualche incertezza.

Pur comprendendo la necessità per l'Autorità di disporre di un quadro informativo completo circa le emissioni di gas in atmosfera, la proposta avanzata (che, se perseguita, comporterebbe un notevole incremento dei dati da monitorare e comunicare al CIG e significative difficoltà per alcuni distributori) 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. Andrebbe, inoltre, specificato che per "chiusura al traffico veicolare", si intendono soltanto i casi di chiusura al traffico disposti con

provvedimenti pubblici (es. ordinanza del sindaco).

Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

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

Non si forniscono particolari osservazioni in relazione al presente spunto per la consultazione.

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.

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.

In termini generali, si ritiene percorribile quanto proposto. Si evidenzia tuttavia che la data del 31 dicembre 2022, proposta come termine entro il quale le imprese di distribuzione dovranno completare l'installazione – presso ciascun impianto di distribuzione – del numero minimo di strumenti per la rilevazione della pressione di esercizio nelle reti di bassa pressione, potrebbe presentare alcune criticità alla luce di quanto segue.

L'installazione e il completamento dipenderà dalla situazione di partenza in cui si trovano gli impianti di distribuzione di ciascun distributore, nonché dalla capacità dei fornitori degli strumenti di soddisfare le richieste del mercato senza incorrere in situazioni di "sofferenza"; pertanto, si ritiene opportuno che per la definizione della tempistica vengano presi in considerazione anche tali aspetti.

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 adottare, rispetto al valore ipotizzato nel DCO, un importo del costo standard superiore di circa il 20% (in modo da considerare quindi anche i maggiori costi di avvio nell'impiego delle

nuove apparecchiature) con un'eventuale sua graduale successiva rimodulazione alla luce degli sviluppi nella produzione industriale delle medesime apparecchiature, e quindi anche nella dinamica del loro costo, che dovesse emergere dai monitoraggi che l'Autorità riterrà più opportuni. Rimarrebbe

comunque la necessità di individuare idonee modalità di riconoscimento degli specifici costi di gestione/manutenzione della nuova tipologia di apparati, tra i quali, ad esempio, per la loro rilevanza, i costi di sostituzione delle batterie, da rimpiazzare con ogni probabilità mediamente 2/3 volte nel corso della vita utile dell'apparecchiatura.

Circa le modalità di rendicontazione tariffaria dei costi di capitale, considerato che l'apparecchiatura in oggetto ha una durata di vita di gran lunga inferiore alle 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.

Con l'occasione, tenuto conto dell'evoluzione tecnologica e della disponibilità negli ultimi anni di nuove tipologie di apparecchiature accessorie, si potrebbe avviare una riflessione più ampia in merito alle modalità di rendicontazione tariffaria delle diverse tipologie di cespiti, valutando in relazione a quali di queste apparecchiature accessorie, anche nella prospettiva dell'adozione di costi standard, possa essere opportuno pervenire alla definizione di nuove 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 evidenziando particolari criticità, mal si comprende l'utilità che possa avere (soprattutto per il cliente finale) la pubblicazione dei dati del monitoraggio della pressione di esercizio delle reti sui siti internet dei distributori, adempimento, questo, che determina peraltro uno sviluppo dei sistemi informatici degli operatori. Maggiormente condivisibile sarebbe l'introduzione di un obbligo di monitoraggio dei dati con conseguente obbligo di messa a disposizione degli stessi su richiesta.

Ad ogni modo, si ritiene che la pubblicazione dei dati e delle informazioni inerenti al sistema di monitoraggio della pressione debba essere preceduta da una fase di test del sistema.

Pertanto, sarebbe opportuno che le tempistiche di vigenza di tale nuovo obbligo, qualora introdotto, venissero definite garantendo ai distributori un tempo congruo (almeno un anno a partire dalla conclusione del periodo previsto per l'installazione degli strumenti) per le relative implementazioni.

Si evidenzia inoltre che la pressione di esercizio delle reti non sembra costituire una criticità rilevante in quanto negli ultimi 5 anni si sono registrate - al livello nazionale - poco più di un centinaio di richieste di verifica della pressione ogni 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 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. Ciò premesso, si rimandano le valutazioni più approfondite ai maggiori dettagli che verranno forniti in relazione a questo aspetto - anche in relazione ad eventuali analisi costi benefici da parte dell'Autorità in relazione all'introduzione di una simile previsione - nell'ambito.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Di seguito si riportano alcune proposte/considerazioni di affinamento della regolazione vigente in merito ad alcuni aspetti che seppur non trattati nel presente DCO, potrebbero essere comunque oggetto di intervento con l'avvio del nuovo periodo di regolazione.

- *Gestione appuntamento con il cliente finale:* in termini generali, il giorno lavorativo a disposizione del venditore per definire l'appuntamento con il cliente finale genera un'ingiustificata erosione del tempo a disposizione del distributore per l'esecuzione della prestazione stessa. In particolare, relativamente alla prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità (R01), tale aspetto genera un'illogica anomalia per cui 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 automaticamente un fuori standard per il distributore. Si propone pertanto di computare 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, di unificare quantomeno l'unità di misura del tempo per la R01 allineandola a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero utilizzando il giorno lavorativo.

Con l'occasione, l'Autorità potrebbe anche specificare più nel dettaglio la modalità operativa di gestione della riattivazione di un PdR precedentemente sospeso per morosità oggetto di switching, di cui all'art. 8, comma 8.3 del TIMG.

- *Presenza cliente per Disattivazione della fornitura (D01):* nel caso di PdR fisicamente accessibile, si ritiene opportuno che il distributore possa effettuare la prestazione nel caso in cui il cliente finale non sia presente. Ciò potrebbe richiedere un chiarimento regolatorio, esclusivamente riferito ai PdR fisicamente accessibili o, in alternativa, un'integrazione degli attuali flussi standard (D01).
- *Standardizzazione delle modalità di erogazione degli indennizzi* da parte dei distributori che consentano alle imprese di vendita di ricondurre puntualmente il rimborso ricevuto al cliente destinatario dell'indennizzo.
- *Verifica del contatore:* tenuto 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) tali casistiche.

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 attuali standard prendendo come riferimento i livelli effettivi medi riportati nell'Appendice II.

I tempi medi rilevati non possono essere considerati un riferimento assoluto in quanto sono poco rappresentativi dell'effettivo sforzo organizzativo che i distributori intraprendono per minimizzare i fuori standard e mantenerli al di sotto di una certa soglia.

L'analisi effettuata dall'Autorità non considera la distribuzione dei tempi effettivi con cui vengono portate a termine le prestazioni, non tiene conto che il tempo a disposizione del distributore per effettuare la prestazione 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 e che i tempi medi registrati risentono anche della presenza degli standard migliorativi (eventualmente derivanti dai singoli contratti di concessione) rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione. Peraltro, il trend rappresentato nella figura 23 non sembra sempre positivo nel corso degli anni.

Laddove si decidesse per una decurtazione degli standard, quindi, l'impatto in termini di indennizzi potrebbe essere anche rilevante. In particolare, dai dati raccolti da un primo campione di aziende Anigas, è emerso che una riduzione

degli standard attuali, anche di un solo giorno, comporterebbe per alcune prestazioni un innalzamento dei fuori standard (e dei conseguenti indennizzi automatici da erogare) molto consistente. Solo a titolo esemplificativo, per la prestazione *“esecuzione di lavori semplici”* si passerebbe dall'attuale 1% circa a

più del 10%, mentre per la prestazione di “*disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale*” si passerebbe da un valore inferiore all’1% a più del 3% (circa il 10% se l’attuale standard venisse ridotto di due giorni).

Si rileva peraltro che una riduzione delle tempistiche non è sempre strettamente correlata ad un aumento della qualità del servizio offerto, pertanto, sarebbe preferibile/auspicabile che fosse approfondita l’opportunità di rendere le procedure a corredo delle prestazioni più snelle e semplici (ad es.: con riferimento agli adempimenti connessi alla delibera 40) e magari introducendo un meccanismo premiante per le imprese che “performano” meglio degli attuali standard.

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 esplicitati su quali aspetti dell’attuale regolazione siano ipotizzate integrazioni alla disciplina degli indennizzi, risulta difficile formulare eventuali osservazioni.

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

Per quanto riguarda la proposta dell’Autorità 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 soluzione di compromesso 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 verifica giornaliera “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" potrebbero essere in linea teorica fattibile a condizione che siano mantenuti gli attuali tempi previsti per gli standard. Soltanto partendo dall'organizzazione odierna si riuscirebbe infatti a garantire la possibilità di incrementare il servizio per assicurare, a fronte di un corrispettivo più elevato, tempi "accelerati". Tale attività dovrebbe essere configurata come opzionale per i distributori e l'accesso ai servizi "accelerati" dovrebbe avvenire con un meccanismo 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 le misure atte ad evitare che l'introduzione di servizi specifici possa andare a detrimento della qualità per il resto dei clienti finali, si ritiene che debba essere la stessa Autorità ad effettuare un'attività di monitoraggio sulla base dei dati che i distributori già oggi forniscono con le raccolte dati.

Monitoraggio dei dati di sicurezza e qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

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?

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

Qualora si intendesse dare seguito all'orientamento di abrogare la sezione IV della RQDG andrebbero comunque garantite agli operatori delle indicazioni specifiche, seppur semplificate, note a priori relativamente alle modalità con cui l'Autorità, in caso di verifica ispettiva, intende verificare i dati della qualità commerciale. In particolare:

- le modalità di comunicazione dell'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;

- 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'Autorità intenderà trattare - soprattutto sotto il profilo della penalizzazione - i casi di prestazioni non valide/non conformi.