

DCO 303/2013/R/GAS
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO
DI DISTRIBUZIONE DEL GAS PER IL QUARTO
PERIODO DI REGOLAZIONE
Orientamenti finali
Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 09 agosto 2013

Versione 1.0 con modifiche ed integrazioni del 4 settembre 2013

Premessa

Anigas presenta le proprie osservazioni e proposte al DCO 303/2013/R/gas (di seguito DCO) con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) ha posto in consultazione i propri orientamenti finali in materia di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione del gas per il IV° periodo (2014 – 2019).

Vista l'importanza degli argomenti trattati e la ristretta tempistica lasciata a disposizione per la consultazione (poco più di un mese, in concomitanza - per di più - con il periodo estivo di ferie del personale delle aziende e con scadenza fissata subito dopo Ferragosto), **si ritiene**, come premessa generale, **di chiedere comunque una proroga della scadenza per l'invio di ulteriori osservazioni e proposte**.

Anigas si riserva, in ogni caso, di formulare eventuali integrazioni al presente documento anche dopo il termine del 20 agosto, laddove emergessero ulteriori considerazioni o elementi di rilievo e utili ai fini del procedimento in corso.

1 - OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

In questa parte del documento di risposta Anigas presenta le proprie osservazioni e proposta agli orientamenti finali dell'Autorità anche per temi che non vengono trattati negli spunti per la consultazione per la Parte I del DCO (SICUREZZA E CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS).

In merito alla Parte II del DCO (QUALITA' COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS) sulla quale non sono presentati spunti di consultazione, si rimanda a quanto rilevato al paragrafo 1.2 di questo capitolo.

1.1 Parte I – SICUREZZA E CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

Per quanto riguarda la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio Anigas ribadisce la necessità di approcci regolatori che favoriscano e semplifichino la loro applicazione alle nuove gestioni d'ambito in cui il nuovo gestore subentrerà progressivamente, in particolare in merito all'individuazione dei perimetri cui applicare i meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza e alla semplificazione degli adempimenti legati all'anagrafica territoriale e alle dinamiche di aggiornamento conseguenti alle gare d'ambito, con massicci trasferimenti di gestioni da un operatore ad un altro.

Inoltre Anigas ritiene che sia inefficiente e non corretto introdurre forme di regolazione che si sovrappongano alla normativa tecnica di riferimento la cui stesura è demandata ad organismi di normazione competenti (es. UNI, CIG, APCE, ecc).

Incentivazione degli investimenti

Anigas, pur comprendendo l'esigenza dell'Autorità di istituire un legame tra il riconoscimento del maggior ricavo e la performance del sistema distributivo in termini di sicurezza del servizio, rileva che in generale l'attuale formulazione dei fattori incentivanti correlati alla ghisa ed all'ammodernamento degli impianti di odorizzazione non garantiscono l'equiparabilità dei due regimi.

Risanamento delle condotte in ghisa grigia [rif.3.13]

In merito all'introduzione degli incentivi per la sostituzione delle condotte in ghisa non si esprimono particolari osservazioni, ma sarebbe auspicabile che fosse **chiarito in che modo il fattore incentivante verrà introdotto nella formula** per il calcolo degli incentivi, al fine di valutarne gli effetti.

Le indicazioni desumibili dal DCO identificano, infatti, solamente gli orientamenti generali dell'Autorità, secondo cui l'adozione di tale metodo sarebbe, in termini di incentivazione, orientativamente pari a quello precedentemente gestito nell'ambito della vigente RQDG. Tale difficoltà risulta particolarmente significativa per quei distributori con importanti quantitativi di rete in ghisa giunti canapa piombo; sennonché l'assenza della specifica formula non consente – come rilevato – di valutarne gli effetti.

Il metodo proposto, inoltre, **potrebbe vanificare gli sforzi fatti per la sostituzione delle condotte in ghisa**, poiché il risultato derivante dall'introduzione del coefficiente nella formula per il calcolo dell'incentivo, potrebbe essere condizionato da un eventuale peggioramento delle dispersioni in altra parte d'impianto e pertanto il meccanismo risulterebbe in contrapposizione con lo scopo originario finalizzato all'incentivazione della sostituzione delle tratte in ghisa.

Ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI [rif.da 3.14 a 3.16]

Anigas **non** condivide l'approccio globale all'introduzione di "impianti a dosaggio diretto dell'odorizzazione con allarmi trasmessi mediante telecontrollo" [rif. 3.16] in quanto sia le norme tecniche vigenti sia l'esperienza delle più importanti imprese di distribuzione non confermano questa scelta tecnica quale elemento tecnicamente qualificante e massimizzante l'efficacia dell'odorizzazione. Si ritiene pertanto che il valore fattore ϵ_{od} **non debba comportare una decurtazione dei premi** così come prefigurato al punto 3.15. Pertanto, si ritiene che il valore del coefficiente ϵ_{od} modulato debba essere compreso tra 1 e un valore maggiore di 1.

In generale Anigas segnala, inoltre, che a seguito della scadenza avvenuta a fine 2012 di numerose concessioni gas gli investimenti potrebbero **non** essere autorizzati dagli enti concedenti, penalizzando così le imprese di distribuzione.

In merito a quanto previsto al punto 3.17 del DCO, circa l'aggiornamento del dato di partenza al 2013 e del dato corrente in caso di variazione a seguito di acquisizione o cessazione di impianti, si rileva che per effetto della dinamica delle gare d'ambito

potrebbero presentarsi situazioni di notevole penalizzazione di talune imprese (che cedono impianti con un elevato tasso di impianti di odorizzazione ammodernati a fronte dell'acquisizione di altri con tassi di ammodernamento molto inferiori), a fronte delle quali dovrebbero essere introdotte opportune condizioni di deroga o di azzeramento della penalizzazione.

Perimetro ottimale per la regolazione premi-penalità, perimetri e imprese di minori dimensioni

Perimetro per la regolazione premi/penalità

Anigas **condivide l'Opzione 1.A** di adottare come periodo per la regolazione premi/penalità per il IV° periodo l'impianto di distribuzione [rif. 4.1 b)]

Impianti di ridottissime dimensioni [rif. 4.9]

Circa la proposta formulata nel DCO per gli impianti di ridottissime dimensioni (orientativamente con meno di 100 clienti finali serviti) di accorparli, ai fini della regolazione della qualità, agli impianti confinanti territorialmente eserciti dalla medesima impresa, anche se non fisicamente interconnessi, ma appartenenti al medesimo Comune, si ricorda quanto meno la necessità di distinguere tra impianti con distribuzione del medesimo tipo di gas (non accorpando, quindi, impianti con distribuzione di GPL, ad impianti con distribuzione di gas naturale).

Regolazione premi penalità: componente odorizzazione

~~Anigas condivide l'innalzamento della soglia minima del numero minimo di misure obbligatorie del grado di odorizzazione (NOD_{min}) [rif. 5.1 b)].~~

~~Si fa notare però che, nel caso di impianti con estensione della rete molto ridotta (ad esempio solo con alcune centinaia di metri, quali i piccoli impianti in derivazione da Comuni gestiti da altra impresa di distribuzione), la rilevazione di un numero maggiore di misure previsto rispetto all'attuale minimo risulta di difficile realizzazione o addirittura impossibile, se non effettuando più misure sullo stesso punto. A questo proposito si ricorda che la RQDG, per le misure del grado di odorizzazione all'articolo 8 comma 8.2 lettera c) prescrive di non effettuare più di 2 misure sullo stesso punto.~~

Anigas ritiene che le **verifiche documentali relative ai controlli sull'odorizzazione** per i distributori che si avvalgono di un laboratorio accreditato ACCREDIA, non riguardino argomenti già coperti dall'accreditamento stesso [rif. 5.3].

Infatti un laboratorio accreditato, essendo già oggetto di verifica da parte di un ente terzo (ACCREDIA) che ne accerta la conformità alla Norma UNI 7133 e alla Norma

UNI CEI EN ISO/IEC 17025, è sicuramente idoneo a eseguire le prove richieste; per contro un laboratorio **non** accreditato deve dimostrare di esserlo fornendo evidenza dell'idoneità della strumentazione, della corretta gestione della stessa, della disponibilità di procedure/istruzioni che ne regolamentino l'attività e della formazione/aggiornamento del personale (cfr. art. 6.4.1 della norma UNI 7133-12).

Regolazione premi penalità: componente dispersioni

Anigas condivide **l'orizzonte temporale** di lungo termine [rif. 6.4] per il raggiungimento del livello obiettivo di 7.5 dispersioni convenzionali localizzate su segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali fissato a 7 anni.

In merito alla proposta di registrare una **segnalazione di dispersione di un dipendente dell'impresa distributrice** non come segnalazione di terzi [rif. 6.3] si ritiene che sia opportuno riverificare nel concreto i criteri di determinazione del numero complessivo delle dispersioni con riferimento alla **opportunità di non far confluire** nel novero delle segnalazioni di terzi quelle effettuate dal personale del distributore o delle imprese operanti per conto dello stesso nel corso dello svolgimento delle attività di sorveglianza dell'impianti di distribuzione gas. Infatti tali attività sono del tutto complementari alle attività di ispezione programmata delle condotte della rete gas e contribuiscono in maniera determinante al conseguimento della sicurezza complessiva del servizio.

Con riferimento alla determinazione dei livelli di partenza e quindi quelli tendenziali [rif. 6.6] Anigas, sulla base delle esperienze maturate negli ultimi 5 anni di adesione al meccanismo incentivante e delle analisi effettuate dalle singole aziende di distribuzione associate, ritiene che si potrebbe lasciare al distributore la scelta di ricalcolare o meno il livello di partenza al fine di consentirgli una pianificazione più armonica per il raggiungimento dell'obiettivo. Tale scelta sarebbe da applicarsi all'intero periodo di regolazione.

Peraltro tale opzione è in linea con l'orientamento finale espresso al punto 4.5 del DCO, che lascia discrezionalità all'impresa di distribuzione, per il IV° periodo di regolazione, in merito alla scelta di far partecipare alla regolazione incentivante tutti gli impianti con meno di 1.000 clienti finali serviti.

Fattori incentivanti il telecontrollo [rif. 6.18 e 6.19]

In merito ai fattori incentivanti il telecontrollo **si ritiene ragionevole l'intendimento di aumentare l'indicatore di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale I_p** al fine di aumentare il grado di sicurezza incentivando le imprese distributrici ad installare un numero crescente di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione.

Si evidenzia però che i benefici riguardanti la sicurezza si raggiungerebbero

comunque anche con l'installazione di un numero minore di sistemi di telecontrollo, **purché installati in zone significative della rete di distribuzione**, rispetto a quelle proposte dall'Autorità al punto 6.19 b) dove si prevede un fattore incentivante massimizzante, a condizione che l'indicatore I_p sia superiore a 0,50 per il biennio 2014 - 2015 e a 0,80 per il biennio 2016 - 2017. L'installazione di un così elevato numero di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione porterebbe ad un aumento ingiustificato del valore degli investimenti, concentrati tra l'altro in un arco temporale ridotto, con conseguente notevole impatto sui piani di budget delle aziende. Inoltre una presenza elevata di tali sistemi causerebbe un inevitabile incremento dei relativi costi operativi (riparazioni, sostituzione batterie, ecc) per i quali sarà necessario valutarne il riconoscimento.

Pertanto si propone di rivedere le soglie rimodulando il parametro I_p a valori più contenuti. Con riferimento ai **valori dei fattori incentivanti il telecontrollo** proposti dall'Autorità [rif. 6.19], Anigas ritiene quindi necessario che venga rivisto il valore di I_p pari 0,50 per il biennio 2014 – 2015 e I_p pari a 0,80 per il biennio 2015-2016. Tale obiettivo, non pare tecnicamente raggiungibile dai distributori, in quanto si stima che sia possibile telecontrollare circa un 10% di gruppi all'anno, questo per ragioni di continuità di esercizio e di tempi per l'adeguamento degli esistenti gruppi.

Meccanismi di contenimento del rischio

Anigas non rileva particolari controindicazioni circa l'orientamento finale prospettato per quanto riguarda l'impatto degli incidenti gas di responsabilità del distributore.

Anigas condivide infatti che **l'impatto degli incidenti gas di responsabilità del distributore** preveda un fattore di decurtazione dei premi sostanzialmente uguale per tutti gli impianti/imprese in caso di incidente da gas, anche se modulato in funzione delle dimensioni dell'impianto tramite l'adozione della dimensione su base nazionale per impresa del valore DIM_{max_imp} , nella formula di decurtazione dei premi, ritenendo che tale proposta risponda in maniera più adeguata ai criteri di contenimento del rischio relativamente all'impatto degli incidenti da gas per responsabilità del distributore dato che contiene, al crescere della dimensione dell'impianto, la decurtazione del premio.

Effetti del mancato rispetto di uno degli obblighi di sicurezza del servizio

In relazione a quanto espresso al punto 8 del DCO, con introduzione dell'annullamento dei premi per il mancato rispetto dell'obbligo di servizio di cui all'articolo 25 della RQDG e tenuto conto che alcuni obblighi di servizio sono riferiti a caratteristiche dell'intera azienda (ad esempio la registrazione garantita delle chiamate telefoniche di cui la delibera 120/08 art.25, comma 25.1, lettera g), a differenza di altri che sono invece riconducibili al singolo impianto (ad esempio sospensione della fornitura di cui la delibera 120/08 art. 25, comma 25.1, lettera f)

Anigas ritiene che, in caso di mancato rispetto di questi ultimi, l'annullamento dei premi debba essere limitato al solo impianto interessato.

Obblighi di servizio relativi alla sicurezza

Obbligo di ispezione della rete [rif. da 9.1 a 9.7]

Vedi risposta a quesito Q2

Protezione catodica delle reti in acciaio [rif da 9.9 a 9.15]

Vedi risposta al quesito Q4

Servizio di pronto intervento

Come già evidenziato nella risposta al precedente DCO 50/2012/R/gas, si ribadisce che l'attuale obbligo di servizio del pronto intervento è già un indicatore congruo a registrare un adeguato livello di sicurezza del servizio. **Non si concorda** pertanto con l'orientamento dell'Autorità di elevare la percentuale minima di chiamate telefoniche per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti dal 90% al 95% lasciando invariata la franchigia pari ad una telefonata.

Premesso che l'obiettivo di ogni distributore al fine di prevenire qualsiasi situazione di pericolo è quello del raggiungimento del luogo di chiamata nel minore tempo possibile si sottolinea che non si è a conoscenza di situazioni nelle quali l'eventuale arrivo tardivo sul luogo della chiamata abbia contribuito all'evolversi dell'incidente. Si ritiene pertanto che l'attuale sistema di regolamentazione fornisca già ai clienti finali un servizio altamente qualificato e sicuro.

Pur constatando che solo in situazioni remote le imprese distributrici sono dovute ricorrere al pagamento della penalità al CCSE per il mancato rispetto dello standard generale (95% di chiamate con arrivo sul luogo della chiamata entro 60 minuti) , si ritiene che l'innalzamento della soglia limite dell'obbligo di servizio comporterebbe una serie di costi aggiuntivi per il sistema gas, legati ad un diverso gestione delle squadre di pronto intervento, a fronte di un marginale miglioramento di un servizio già molto performante.

Stante l'attuale regolamentazione infatti, Il mancato rispetto dello standard di servizio (90% di chiamate con arrivo entro 60 minuti) ha ripercussioni economiche ben superiori a quelle generate dal mancato raggiungimento dello standard generale (95% di chiamate con arrivo entro 60 minuti). Nel secondo caso l'azienda è tenuta al "solo" versamento di € 500 per ogni chiamata al di fuori dello standard generale,

mentre nel primo caso l'azienda verrebbe sanzionata (a seguito dell'apertura di un'istruttoria ad hoc) in maniera proporzionale al suo fatturato complessivo. A tal proposito siamo a conoscenza di sanzioni comminate per diverse centinaia di migliaia di euro a fronte di un numero esiguo di situazioni nelle quali il personale tecnico è arrivato sul luogo della chiamata solo con qualche minuto di ritardo rispetto allo standard di 60 minuti.

Per far fronte a questo quadro regolatorio, normalmente le aziende di distribuzione, sulla scorta dei dati storici e mediante la conoscenza del territorio, strutturano la propria organizzazione delle squadre di pronto intervento in modo tale da rispettare ragionevolmente il raggiungimento dello standard generale (95% di chiamate entro 60 minuti). In questo modo qualsiasi situazione anomala ed eccezionale porterebbe portare, come i dati dimostrano in un numero limitato di casi, al mancato rispetto dell'obbligo generale (95%) ma sempre restando al di sopra dell'obbligo di servizio (90%). La conseguenza dell'evento eccezionale si tradurrebbe pertanto nel "solo" versamento della penale di € 500 per ogni chiamata fuori standard. In questo modo, di fatto, la forchetta di chiamate tra il 90% ed il 95% attenua il rischio economico per le aziende distributrici, permettendo loro di gestire in modo più razionale le squadre di pronto intervento. In ogni caso il numero esiguo di situazioni nelle quali non sia stato raggiunto lo standard generale del 95% dimostra l'assoluta volontà dei distributori di non utilizzare questo quadro normativo per scopi opportunistici, perseguendo sempre l'obiettivo della sicurezza.

La naturale conseguenza del fatto che la soglia del 95% diventi standard di servizio sarebbe quindi quella di togliere questa "zona grigia" che porterebbe ad una massiccia implementazione delle squadre di pronto intervento, con conseguenti importanti aumenti dei costi operativi di esercizio, per cercare di azzerare il rischio di sconfinare nel mancato rispetto dell'obbligo stesso. Per quanto detto in precedenza i significativi aumenti dei costi di gestione si tradurrebbero in un minimo miglioramento di un servizio già molto performante.

Le situazioni sopra esposte hanno maggior probabilità di accadimento sugli impianti di piccola dimensione (che rappresentano una porzione rilevante nel panorama nazionale), in considerazione del numero esiguo di chiamate ricevute. La situazione più estrema si crea per impianti su cui confluiscono meno di 20 chiamate annue, dove sarebbe sufficiente una chiamata (oltre a quella di franchigia) per la quale non vengano rispettati i 60 minuti per trovarsi al di sotto dell'obbligo di servizio.

Si segnala inoltre che, in alcuni casi, fattori esterni non sempre facilmente controllabili da parte del distributore (quali ad esempio condizioni eccezionali di traffico o di eventi climatici sfavorevoli) possono concorrere, anche solo per pochi minuti, al mancato arrivo sul luogo della chiamata in 60 minuti. La conseguenza per l'azienda di distribuzione sarebbe l'apertura di una istruttoria con relativa sanzione proporzionata al fatturato.

Si ritiene peraltro che la franchigia di una chiamata telefonica per la quale l'impresa di distribuzione non sia giunta sul luogo della chiamata entro 60 minuti non tenga conto adeguatamente di tutte le situazioni che si possono prospettare, in particolare di quelle caratterizzate da un numero ridotto di chiamate e si reputa quindi

necessario rimodulare tale franchigia tenendo conto anche della causale delle eventuali chiamate evase oltre lo standard.

Si ritiene pertanto che la franchigia debba essere modulata in funzione della dimensione impiantistica o del numero di chiamate in arrivo su un determinato impianto di distribuzione. A tal proposito, come già rilevato in altre occasioni, si ritiene che debbano essere maggiormente specificate le disposizioni per il servizio di pronto intervento in caso di impianti con un esiguo numero di chiamate, così da garantire un livello generale ed un obbligo di servizio che non corrano il rischio di essere compromessi da un numero limitatissimo di eventi o, nel caso peggiore, dal singolo evento oltre all'unico in franchigia.

Non si ritiene infatti idonea, e quindi non si condivide, l'adozione di una franchigia limitata ad un solo evento in assoluto (come la franchigia esistente), perché **non sufficiente** a tenere in adeguata considerazione le su esposte situazioni.

Si ritiene, per contro, necessario introdurre una franchigia riferita al numero di chiamate ricevute nel corso di un anno (considerando, ad esempio una franchigia pari a 3 chiamate, per impianti con meno di 30 chiamate l'anno).

Rispetto alla proposta dell'Autorità di **elevare la percentuale minima di chiamate telefoniche per pronto intervento** entro il tempo massimo di 60 minuti corrispondente all'obbligo di servizio dal 90% al 95% lasciando invariata la franchigia pari ad una telefonata, oltre a quanto sopra proposto riguardo la franchigia, potrebbe essere elevato l'importo della penalità o diversamente elevato a percentuali del 96-97% l'attuale livello generale.

In alternativa, si ritiene che tale obbligo (mancato rispetto dell'obbligo di servizio pari al 95% delle chiamate per pronto intervento), vada esteso a livello di impresa distributrice o all'ambito provinciale d'impresa e non all'impianto, in quanto il servizio di pronto intervento è trasversale agli impianti serviti. Questo permetterebbe di evitare che su piccoli impianti, quelli con poche chiamate dove anche al netto della franchigia (1 chiamata oltre 60 minuti) possa bastare un'altra chiamata per non rispettare l'obbligo di cui sopra.

L'aggregazione a livello di distributore o di ambito provinciale d'impresa, inoltre, fornirebbe un dato che rispecchia maggiormente la realtà del servizio di pronto intervento per le ragioni sopracitate (unico centro di segnalazione guasti per più impianti facenti capo ad un unico distributore).

Come ulteriore alternativa si propone l'introduzione di un criterio di riduzione dei premi per il mancato rispetto della percentuale corrispondente al livello generale del 95%, piuttosto che un criterio on/off.

Chiamate di pronto intervento non correlabili ad effettive dispersioni di gas riconducibili alla reti di distribuzione del gas [rif. 10.6 b)]

Si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere per gli interventi non correlabili ad effettive dispersioni di gas riconducibili alle reti di distribuzione **una registrazione semplificata degli interventi** collegati alla prima chiamata per pronto intervento.

Indicazione del numero di pronto intervento sul misuratore gas [rif. 10.8]

Vedi risposta al quesito Q 5

Controlli e verifiche ispettive

Anigas condivide quanto proposto nel DCO

Altri orientamenti in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas

Monitoraggio della pressione di esercizio per le reti BP

Anigas condivide l'avvio, all'inizio del 2014, di un tavolo tecnico ad hoc coordinato dal CIG [rif. 12.6] per approfondire ulteriormente quanto proposto quale orientamento finale di regolazione del **monitoraggio della pressione** per le reti esercite in bassa pressione. A tale tavolo dovrà essere assegnato il compito di definire i criteri di monitoraggio, le metodologie tecniche esecutive nonché l'individuazione dei relativi indicatori.

Incidenti da gas

Anigas, ribadendo che l'attuale **definizione di incidente da gas** [rif 12.8] è stata mutuata a suo tempo dal CIG che l'utilizza a fini statistici, propone le seguenti modifiche all'art. 27 comma 1 “.....danni a cose per un valore non inferiore a **5.000 euro**” anziché 1.000 e all'art. 27 comma 2 dell'RQDG incidenti che comportano “.....il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno **7 giorni solari**” anziché 24 ore.

Anigas ritiene condivisibile che le imprese di distribuzioni comunichino al CIG gli eventi, essenzialmente segnalazioni di possibili dispersioni gas, che vedono la presenza, oltre che degli operatori dell'impresa di distribuzione, anche personale dei VV.FF. e/o delle forze di pubblica sicurezza [rif. 12.10] ai soli fini informativi. Si sottolinea che tali eventi **non devono essere conteggiati come incidenti da gas**; infatti i due fenomeni dispersioni e incidenti non sono per forza consequenziali.

Periodo di subentro

Anigas ribadisce la necessità di prevedere una specifica **regolazione del periodo di subentro** [rif 12.18] prevedendo uno specifico obbligo di comunicazione sull'impresa uscente nei confronti di quella subentrante. Si sottolinea che il passaggio di consegna dei dati tra gestore uscente ed entrante risulta di fondamentale importanza in vista delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio per una molteplicità di

processi tra cui ovviamente quelli relativi alla sicurezza e alla continuità. Nello specifico, per quanto concerne gli obblighi di sicurezza del servizio, il trasferimento dei dati tra gestori, infatti, se non adeguatamente regolato, può ingenerare possibili inefficienze nella gestione delle attività delle imprese, come ad esempio quelle inerenti l'ispezione della rete o la raccolta delle misure del grado di odorizzazione.

Comunicazioni annuali dei dati di sicurezza del servizio

Per quanto riguarda gli orientamenti in tema di **comunicazioni annuali** Anigas propone che in materia di obblighi di registrazione dei dati di sicurezza, al comma 29.2, lettera s) della RQDG [rif. 12.26 a)], di specificare tra i gruppi di riduzione finale **solo**, e non anche, il numero di quelli con portata nominale maggiore di 1.200 kW.

Continuità del servizio

Anigas non concorda con l'orientamento finale volto all'introduzione di una **causa di secondo livello** mirata a monitorare interruzioni della fornitura di gas conseguenti a irregolarità dei valori di pressione di fornitura all'utenza [rif. 13.4] per i seguenti motivi:

- non si comprende la casistica riferita agli stabilizzatori di pressione in quanto non dotati di meccanismi di blocco dell'erogazione del gas;
- gli interventi di blocco dell'erogazione del gas, conseguenti all'intervento del riduttore, non sono univocamente riferibili a problematiche della rete di distribuzione, ma anche dovuti a problematiche e/o anomalie sull'impianto del cliente finale o a difetti delle apparecchiature di utilizzazione installate;
- eventuali anomalie della rete che comportassero l'intervento dei riduttori riguarderebbero non un singolo riduttore ma tutti i riduttori del tratto di rete interessato (tale anomalia risulta già monitorata mediante la registrazione degli eventi di "interruzione del servizio" all'interno della quale potrebbe essere prevista una specifica causale).

Si ribadisce inoltre che l'introduzione di nuove registrazioni, oltre a determinare un inevitabile appesantimento gestionale per gli operatori, risulta anche in contrasto con gli obiettivi di semplificazione della regolazione generali individuati dall'Autorità.

Si rileva infine la registrazione del codice dei PdR coinvolti in ogni interruzione (come indicato al 13.12 del DCO); questa previsione comporterebbe importanti e costose modifiche ai sistemi gestionali dei distributori.

1.2 Parte II – QUALITA' COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

Per quanto riguarda la regolazione della qualità del servizio di distribuzione, Anigas pur recependo la volontà espressa dall'Autorità di allineare la regolazione del settore

gas a quella del settore elettrico per favorire il cliente finale, sottolinea in ogni caso la necessità di tenere in dovuta considerazione le specifiche peculiarità del settore gas e di quello elettrico.

Aggiornamento degli standard di qualità commerciale [rif. da 14.1 a 14.5]

Anigas concorda con i nuovi valori degli standard specifici proposti del DCO ad eccezione della prestazione di attivazione della fornitura; infatti in merito a tale prestazione, infatti, non concorda con i valori attribuiti in quanto i tempi medi rilevati non possono essere considerati riferimento assoluto.

Disciplina delle risposte motivate ai reclami e alle richieste di informazioni [rif. 14.12]

Anigas concorda con i nuovi valori degli standard generali proposti del DCO per le risposte ai reclami e richiesta di informazioni scritti e al contenuto della risposta motivata ad eccezione dell'innalzamento del livello di riferimento dello standard generale al 95% in quanto si ritiene che l'aumento dello standard generale sia comunque troppo sfidante e possa generare il possibile aumento di percentuale fuori standard.

Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità [rif. da 14.16 a 14.18]

Per quanto riguarda la qualità commerciale Anigas constata il permanere le criticità di poter gestire la prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità in un tempo di due giorni feriali che la proposta formulata nel DCO non risolve: pertanto si ribadisce a quanto rilevato e proposto nei propri documenti di risposta al DCO 341/2012 e al DCO 501/2012.

Ad integrazione sottolinea che è interesse dei venditori provvedere a fissare gli appuntamenti per la riattivazione della fornitura in maniera tempestiva e comunque nel rispetto dello standard generale di un giorno lavorativo; ciò detto, non è percorribile la proposta dell'immediata fissazione di appuntamento con il cliente per le richieste inviate entro il termine previsto per il giorno di venerdì considerato che tale processo non può essere automatizzato e dipende da una serie di fattori (es. reperibilità cliente finale; concessione di fasce orarie da parte del distributore) che non sono sotto l'immediato controllo del venditore.

Nuovo standard specifico su ripristino della pressione di fornitura [rif. 14.19]

Per quanto riguarda la conferma da parte dell'Autorità di introdurre uno standard specifico [rif.14.19] in tema di **ripristino della pressione di fornitura**, Anigas sottolinea che il 1 giorno solare può essere riferito solo a quelle situazioni che

prevedo interventi di manutenzione su stabilizzatore e/o riduttore di pressione, escludendo tutti gli altri casi per i quali i tempi sono ben maggiori e comunque non standardizzabili.

Anigas rileva che i riferimenti alla normativa tecnica vigente in materia sono identificabili nella norma UNI/TS 11323 del marzo 2009 e non concorda con quanto affermato dall'Autorità nel DCO 1/08 che la norma UNI EN 437 fornisca un riferimento normativo vincolante per quanto riguarda le pressioni minime garantite sulle reti di distribuzione del gas esercite in BP. Per la precisione si segnala che l'unico riferimento alla sicurezza in senso lato rintracciabile nella UNI EN 437 è la "pressione di interaccensione", fissata dalla norma a 14 mbar all'utilizzatore.

Attivazione e disattivazione della fornitura con esecuzione ritardata [rif. 14.22]

Anigas ribadisce che la regolazione in essere "disciplina degli appuntamenti posticipati" di cui articolo 45 del RQDG possa coprire il caso della c.d. **"esecuzione ritardata"** [rif. 14.22].

Anigas ritiene che non possa essere giustificata l'affermazione *"Inoltre la non disponibilità di sistemi di comunicazione evoluti avrebbe pari effetto qualunque sia la soluzione adottata. Ragioni per le quali l'Autorità conferma la propria proposta iniziale"* in quanto questo implicitamente sancisce che l'obbligo dei distributori a mettere a disposizione sistemi evoluti fin dal 1° aprile 2010 a oggi non è stato rispettato.

Applicabilità del preventivo rapido [rif. 14.29]

Anigas, come già dichiarato nel proprio documento di risposta al DCO 501/2012/R/gas, ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di introdurre, in via prudenziale, il preventivo rapido per prestazioni di attivazione, disattivazione e riattivazione (senza modifica della potenzialità) della fornitura e ribadisce che sarà necessario tenere anche in considerazione le peculiarità dei regolamenti di fornitura stipulati tra ente concedente ed ente concessionario che definiscono le modalità di preventivazione e i corrispettivi delle prestazioni che i clienti finali devono corrispondere per le varie tipologie di lavori e prestazioni.

Si ricorda che nel settore gas la modifica di potenziali della fornitura può comportare non solo la semplice sostituzione del misuratore, ma anche modifiche al *piping* e al sito di installazione.

Si segnala la necessità per i venditori di disporre di uno strumento informatico che permetta di in tempo reale e con modalità univoche la valorizzazione del preventivo per tutti i distributori sulle cui reti operano.

Preventivazione di lavori

Anigas ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità, ma propone che vengano standardizzate a livello nazionale le modalità di manifestazione di accettazione del

preventivo da parte del cliente finale [rif. 14.32 a)] e, a questo proposito, segnala che lo standard di comunicazione di cui la determinazione n. 9/2013 il flusso 4.2.1 “Trasmissione al distributore della richiesta lavori da preventivo” (Servizio E01 flusso 0050 dei tracciati schema XML) implementa già la previsione proposta del DCO

Infine ritiene necessario che l'accettazione del preventivo [rif. 14.32 b)] ne prolunghi la validità fino l'esecuzione della prestazione (**con un limite temporale pari ad un anno solare**) e standardizzare una procedura di pagamento dei preventivi che dia alla società di vendita la possibilità di saldare i lavori effettuati solo una volta realizzati

Verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale

Per quanto riguarda gli orientamenti finali proposti dall'Autorità nel DCO, Anigas presenta osservazioni e proposte sui seguenti punti

- **standard specifici [rif. 14.37 b)]**: per quanto concerne gli standard specifici proposti dall'Autorità per le verifiche metrologiche, si ribadiscono le osservazioni Anigas al DCO 202/2013 Segnatamente, si ritiene che lo standard specifico per la sostituzione del gruppo di misura debba essere mantenuto a 10 giorni e che quello relativo alla messa a disposizione del venditore del resoconto di verifica debba essere portato a 25 giorni lavorativi, non considerando nel conteggio (nel caso di verifiche effettuate presso laboratori) il tempo intercorrente tra la spedizione del contatore al laboratorio e la ricezione del certificato di prova.
- **conservazione misuratore rimosso per sostituzione [rif. 14.38 a)]**: Anigas non si concorda con l'orientamento finale dell'Autorità di prevedere l'obbligo da parte delle imprese di distribuzione di conservare per almeno 2 mesi i contatori sostituiti, al fine di renderli disponibili per un'eventuale verifica richiesta dai clienti finali successivamente alla sostituzione. Infatti, tale obbligo costringerebbe le imprese di distribuzione a sostenere costi rilevanti per poter gestire la conservazione, in considerazione del numero elevato dei contatori interessati, derivante dal piano di *roll out* della telelettura del *mass market*; a livello Italia, considerando l'attuale piano di *roll out* previsto dall'Autorità, dovrebbero essere sostituiti circa 3.000.000 di contatori all'anno, il che comporterebbe la conservazione per 2 mesi di circa 500.000 contatori che per le maggiori imprese di distribuzione corrisponderebbero a oltre 100.000 contatori, con le seguenti problematiche:
 - necessità di sigillare e imballare i contatori dopo la sostituzione, in previsione di un'eventuale spedizione al laboratorio per le prove, con conseguente maggiorazione del costo di sostituzione;
 - necessità di reperire adeguati spazi protetti per la custodia dei contatori
 - necessità di adottare modalità di gestione informatiche/automatizzate per la rotazione dello stoccaggio, il pronto reperimento dei contatori in caso di richiesta di verifica, ecc.

Anigas ritiene che gli obblighi di comunicazione previsti dal combinato disposto delle delibere 155/08 e 120/08 a carico del distributore renda più che informato il cliente finale della prevista sostituzione del misuratore e della possibilità di chiedere la verifica relativamente a quello rimosso, di seguito le scansioni dell'obbligo di comunicazione:

- con anticipo non inferiore a tre a nove mesi e non superiore a nove mesi 1^ comunicazione (155/08);
 - con un anticipo di 15 giorni lavorativi prima della data prevista della sostituzione (RQDG);
 - con un anticipo non inferiore a dieci giorni solari (155/08).
- **normativa da applicare nelle verifiche:** relativamente a quanto detto nel DCO *“..vale la pena sottolineare come la norma UNI 11003:2013 prevede che la verifica metrologica del misuratore possa essere effettuata di norma presso il cliente finale.” [rif. 14.38 d)]* Anigas rileva che la norma citata, non vieta la verifica in campo e non prevede che di norma debba essere effettuata presso il cliente finale; d'altra parte, la norma regola la strumentazione da utilizzare prevedendo che *“l'incertezza estesa dello strumento campione deve essere non superiore a 1/3 dell'errore massimo previsto per il controllo da eseguire.”*

Pertanto supponendo di dover riscontrare un errore del 2% di un contatore in verifica con bollo CEE, l'incertezza estesa del contatore di controllo deve essere inferiore a 0,66%; se si considera che già la sua taratura ha un'incertezza tipica pari a $0,40\% \div 0,45\%$ e se a questa si aggiungono le incertezze di risoluzione e ripetizione, risulta assai difficile con un contatore di controllo utilizzato in campo riuscire a contenere l'errore complessivo entro 0,66%. Se poi la verifica riguarda un contatore marcato MID, il cui errore massimo ammesso è 1,5 %, l'errore del contatore di controllo dovrà rientrare nel 0,5%.

- **normativa vigente [rif. 14.39]:** Anigas ritiene che venga chiarito se per “normativa vigente” si intende quella tecnica o quella metrologica. Nel caso si consideri quella metrologica si chiede all'Autorità di indicare quali criteri devono essere adottati per dichiarare conforme o meno il contatore verificato. Ad esempio, l'errore massimo ammesso (MPE) per i contatori MID può diventare:
 - MPE = errore della norma di prodotto + 50%, se la verifica richiesta dal cliente finale viene considerata verifica casuale ai sensi del DM 75/12,
 - MPE = il doppio dell'errore della norma di prodotto come da OIML R 137-1, se la verifica richiesta dal cliente finale viene considerata come verifica periodica ai sensi del DM 75/12,
 - MPE = errore della norma di prodotto, se la verifica richiesta dal cliente finale non viene considerata ai sensi del DM 75/12,

Sistemi informativi e standard di comunicazione tra venditori e distributori

In riferimento ad dichiarato dell'Autorità che “terrà conto dei tempi necessari di **adeguamento dei sistemi informativi ..**” [rif. 14.52] Anigas ricorda che saranno da aggiornare anche i flussi e gli schemi XDS - XLM dello standard di comunicazione.

Prestazioni non evase in caso si switching [rif. 14.44 lettera b)]

Si ritiene che prima dell'applicazione di quanto previsto nel DCO debba essere previsto l'adeguamento degli standard di comunicazione tra venditori e distributori in materia di *switching*.

In merito alla prestazione di riattivazione, si coglie inoltre l'occasione per evidenziare la necessità di regolamentare, per ciò che riguarda la fissazione dell'appuntamento, il caso previsto dall'art. 8 del TIMG, riguardante la riattivazione alla prima data utile di un punto di riconsegna sospeso per morosità e su cui viene effettuato uno *switching*.

2 - RISPOSTE AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Q.1 Quale alternativa si ritiene preferibile in materia di decurtazione dei premi in casi di incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributrice (cfr. punti da 7.1 a 7.4)?

In materia di decurtazione dei premi in casi di incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributrice, si ritiene preferibile la soluzione prospettata al punto 7.4, purché il valore ***DIM_{max_imp}*** sia riferito all'impianto di maggiori dimensioni, su base nazionale, del singolo distributore, che pur applicando il criterio generale della decurtazione di 2/3 dell'incentivo, modula la decurtazione stessa in funzione della dimensione dell'impianto.

Q.2 Quale alternativa si ritiene preferibile in materia di pubblicazione da parte delle imprese distributrici del piano di ispezione programmata della rete (cfr. punto 9.7)?

Anigas ritiene che l'obbligo in capo alle imprese di distribuzione di pubblicare il piano di ispezione programmata della rete non costituisca lo strumento più efficiente ed efficace per prevenire i comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni. Tale piano difatti potrebbe essere soggetto a variazioni non prevedibili (condizioni atmosferiche, variabilità della programmazione lavori attribuibili alla dinamicità della gestione degli appalti, criticità legate alla viabilità, interferenze con lavori con altri sottoservizi, ecc).

I costi e le complessità per la gestione di una simile attività di pubblicazione mensile

del piano di ispezione programmata della rete (che arriverebbe, a quanto si è capito persino a richiedere l'indicazioni dei civici o di segnali di progressiva chilometrica per tratti parziali di vie o strade) paiono inoltre davvero sproporzionati rispetto all'obiettivo dichiarato dall'Autorità di prevenire eventuali comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni.

Se infatti l'obiettivo è quello di prevenire eventuali comportamenti opportunistici in fase di registrazione delle dispersioni, quale ad esempio l'impropria attribuzione di una dispersione di gas segnalata da terzi come già nota all'impresa distributrice a seguito di ispezione programmata, tale obiettivo potrebbe essere più efficacemente perseguito chiedendo alle imprese di comunicare, in sede di rendicontazione annuale dei dati di sicurezza, anche le eventuali dispersioni di gas segnalate da terzi come già note all'impresa, in maniera documentabile, a seguito di ispezione programmata. L'effettiva documentabilità di eventuali dispersioni già note (da ricerca programmata) all'atto della ricezione della segnalazione di terzi potrebbe essere poi verificata dall'Autorità durante le verifiche ispettive relative ai meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza o a campione in altro modo.

Al fine di commentare comunque la proposta dell'Autorità, Anigas riterrebbe al limite preferibile l'alternativa B prospettata al punto 9.7 del DCO, ovvero la pubblicazione a consuntivo del resoconto dell'attività svolta di ispezione programmata della rete.

Per quanto concerne gli elementi contenuti nel resoconto, in ogni caso, dovrebbe essere quanto meno prevista:

- l'eliminazione dell'indicazione delle vie dove sono ubicati i tratti di rete da ispezionare;
- la possibilità di fornire i dati tramite il tracciato GPS che le imprese appaltatrici del servizio di ispezione programmata già adesso forniscono. Questo permetterebbe di superare l'ostacolo dello stradario completo per area di ispezione, in quanto la verifica potrebbe essere fatta graficamente, confrontando le aree che il distributore ha previsto nel piano e i tracciati GPS dei tratti effettivi di ispezione. Il tracciato GPS contiene tutte le informazioni necessarie alla verifica (tempi di passaggio, posizione geografica, e in caso di rilevamento di segnale (possibile dispersione), anche la posizione GPS dello stesso.

Q.3 Quali altri o alternativi elementi oggettivi potrebbero essere tenuti in considerazione in sede di verifica ispettiva ai fini del rispetto delle norme riguardanti il servizio di Pronto Intervento (cfr. punto 11.5a))?

Non si ravvisa ulteriori elementi oggettivi da tenere in considerazione in sede di verifica ispettiva ai fini del rispetto delle norme riguardanti il servizio di Pronto Intervento.

Q.4 Si intravedono controindicazioni all'introduzione della regola secondo cui i tratti di rete in materiali diversi da acciaio protetto catodicamente, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo, debbano essere

ispezionati al 100% ogni anno (cfr 9.6)?

Non si ravvisa controindicazioni circa l'introduzione della regola secondo cui i tratti di rete in materiali diversi da acciaio protetto catodicamente, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo, debbano essere ispezionati al 100% ogni anno.

Si evidenzia tuttavia che nella definizione di rete non protetta catodicamente delineata al punto 9.9 del DCO sono state inserite le condotte in acciaio con lunghezza minore o uguale a 12 metri (UNI 9165) che non sono soggette agli obblighi di protezione catodica.

Di conseguenza, Anigas ritiene necessario un chiarimento circa la loro classificazione, in quanto normativamente tali reti, analogamente alle reti in acciaio aeree, non hanno l'obbligo di messa in protezione catodica; pertanto dovrebbero essere considerate o protette, o classificate separatamente.

Si condivide la proposta di anticipare l'inoltro del rapporto annuale dello stato elettrico dell'impianto di distribuzione *[(rif. 9.15 b)]* al mese di maggio, anziché al mese di aprile per disporre di tempo maggiore per la corretta predisposizione dei dati.

Q.5 Quali controindicazioni si intravedono nel prevedere l'applicazione di una etichetta adesiva (o cartellino) sui misuratori del gas che riporti il numero di Pronto Intervento dell'impresa distributrice (cfr. 10.8)?

In relazione all'orientamento circa l'apposizione di un'etichetta adesiva (o cartellino) sui misuratori recante il numero di pronto intervento, pur condividendo lo spirito dell'iniziativa volta alla contrazione dei tempi di segnalazione al servizio di Pronto Intervento, si ritiene che tale indicazione possa non trovare facile adozione soprattutto in relazione ai contatori non accessibili che, in impianti datati, costituiscono un'alta percentuale, e risultare addirittura controproducente.

Pertanto, si segnala che in occasione di attività di subentro di altro gestore (situazione nel medio-breve periodo facilmente prevedibile con l'avvio delle gare d'ambito), occorrerebbe procedere alla applicazione di una nuova etichetta adesiva con ulteriori oneri gestionali a carico del distributore. Inoltre, nel caso di contatori inaccessibili o divenuti tali, risulterebbe difficoltosa la rimozione della precedente etichetta recante il numero di pronto intervento del distributore uscente, costituendo quindi un'erronea indicazione in caso di necessità da parte del cliente generando situazioni di potenziale fraintendimento e pericolo.

Q.6 Si condivide la proposta di rimodulazione dei tempi di aggiornamento della cartografia e della stesura del rapporto annuale dello stato elettrico, con l'obiettivo anche di comunicare una sola volta i dati di consistenza della rete (cfr 9.15 e 12.20)?

In relazione all'orientamento di ridurre a 3 mesi l'obbligo di aggiornamento della cartografia per rendere disponibile il dato aggiornato dell'anno di riferimento al 31

marzo dell'anno successivo, pur ribadendo che l'attuale tempistica di 6 mesi risulta adeguata per consentire alle aziende – soprattutto se di grandi dimensioni – di effettuare tutti i controlli necessari alla certificazione del dato (elemento di base fondamentale per il corretto calcolo e la conseguente rendicontazione degli obblighi di servizio, quali ad esempio quelli relativi alla percentuale di rete ispezionata in AP/MP e BP di cui all'articolo 31 comma 1 della RQDG e quelli relativi al calcolo del numero minimo delle misure di odorizzante di cui all'articolo 8 comma 3 della RQDG), si ritiene conseguentemente necessario adeguare la tempistica della scadenza per la rendicontazione annuale attuale, prevedendone il differimento di 1/2 mesi

Relativamente alla redazione del rapporto annuale dello stato elettrico dell'impianto di distribuzione previsto dalle linee guida APCE, non si ravvisano particolari criticità nell'anticipare la sua stesura, tenendo conto però delle tempistiche differite connesse alla rendicontazione annuale prospettate al precedente punto.

Q.7 A fronte dell'analisi delle informazioni fornite all'Autorità (cfr. 12.24), si ritiene vi siano controindicazioni all'abbassamento della frequenza di ispezione del 100% delle reti di distribuzione di altri gas a 4 anni dai 5 vigenti (cfr. 12.25)?

Non si ravvisano controindicazioni all'abbassamento della frequenza di ispezione del 100% delle reti di distribuzione di altri gas a 4 anni dai 5 vigenti.