

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

338/2019/R/GAS

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

Mercato di incidenza: gas naturale

30 luglio 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 529/2018/R/GAS) ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.

Il documento fa seguito alla pubblicazione della consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/GAS), nella quale sono state illustrate le linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione.

Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla durata del periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità che troveranno applicazione a partire dall'anno 2020.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica all'indirizzo infrastrutture@arera.it, **entro il 25 settembre 2019**.*

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione, priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

*e-mail: infrastrutture@arera.it
sito internet: www.arera.it*

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI _____	4
1 Oggetto della consultazione _____	4
2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità _____	5
3 Struttura del documento _____	6
PARTE II DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO _____	7
4 Durata del periodo regolatorio _____	7
5 Ipotesi di introdurre un periodo transitorio di durata annuale _____	7
PARTE III SICUREZZA E CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS _____	9
6 Contesto normativo vigente _____	9
7 Regolazione della sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione _____	12
8 Motivi e obiettivi dell'intervento _____	17
9 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza _____	18
10 Orientamenti in merito all'aggiornamento dei meccanismi premi-penalità _____	20
11 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi in materia di comunicazione dell'impresa distributrice all'Autorità delle informazioni e dei dati forniti _____	25
12 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli indicatori di sicurezza _____	26
13 Emergenze di servizio _____	27
14 Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione _____	28
PARTE IV QUALITÀ COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS _____	32
15 Contesto normativo vigente _____	32
16 Qualità commerciale nel quarto periodo di regolazione _____	33
17 Orientamenti per la qualità commerciale nel quinto periodo di regolazione _____	36
PARTE V MONITORAGGIO DEI DATI DI SICUREZZA E QUALITÀ COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS _____	39
18 Orientamenti in materia di monitoraggio dati _____	39
APPENDICE I: Elementi quantitativi relativi alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas _____	41
APPENDICE II: Elementi quantitativi relativi alla qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas _____	55

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.
- 1.2 Il documento fa seguito alla pubblicazione della consultazione 170/2019/R/GAS (di seguito: dco 170/2019), nella quale sono state illustrate le linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione.
- 1.3 Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla durata del periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità che troveranno applicazione a partire dell'anno 2020. Saranno invece oggetto di successivi documenti per la consultazione gli orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria.
- 1.4 In relazione alla regolazione della qualità il presente documento delinea gli orientamenti dell'Autorità in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione. Tali orientamenti:
 - a) tengono conto dei contributi forniti in esito alla pubblicazione del dco 170/2019;
 - b) si basano sull'analisi dei principali risultati della regolazione ottenuti nel periodo 2014-2019.
- 1.5 Nell'ultimo trimestre del 2019 è prevista, inoltre, la pubblicazione di un documento per la consultazione che indicherà gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas.
- 1.6 In materia di *performance* del servizio di misura del gas l'Autorità tenuto conto delle osservazioni pervenute in esito alla pubblicazione del dco 170/2019 e della modesta quantità di dati acquisiti relativi all'anno 2018, ai sensi dell'articolo 81 dell'Allegato A alla deliberazione 574/2013/R/GAS (di seguito: RQDG), prevede di illustrare i propri orientamenti in uno specifico documento in vista di una possibile revisione complessiva della disciplina relativa alla performance che decorra dal 2021, in coerenza con quanto prospettato anche in relazione alla revisione dei criteri di regolazione tariffaria nel dco 170/2019.
- 1.7 Le tematiche relative all'innovazione nelle reti di distribuzione saranno sviluppate in un documento congiunto con le tematiche relative all'innovazione nelle reti di trasporto del gas, in ragione dell'esigenza di trattare in modo organico questioni che, in misura significativa, appaiono congiunte e trasversali ai servizi in questione. In tale documento saranno anche affrontate le ipotesi di intervento relative alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in atmosfera. Nel presente documento le dispersioni di gas sono invece analizzate sotto il profilo della sicurezza.

2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 Nel dco 170/2019 l'Autorità ha individuato le quattro principali sfide che interessano il settore della distribuzione del gas naturale in Italia: il processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio mediante gare d'ambito; gli obiettivi di combattere il cambiamento climatico, che implicano l'adozione di politiche di decarbonizzazione dell'energia; la digitalizzazione; il decentramento produttivo.
- 2.2 In questo contesto, come sottolineato nel Quadro strategico 2019-2021, approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A (di seguito: Quadro strategico 2019-2021), *“Anche nei segmenti monopolistici delle filiere, le scelte di investimento si confrontano con incertezze molto superiori a quelle del passato e richiedono una maggiore capacità di programmazione e una sempre maggiore integrazione tra i diversi settori, in particolare per la definizione degli scenari nei quali collocare le valutazioni dei benefici e dei costi.”*
- 2.3 Sempre in relazione agli investimenti nei segmenti monopolistici dei settori regolati, il Quadro strategico 2019-2021 individua nel perseguimento dell'efficienza dei costi, nel miglioramento della qualità del servizio e nell'adeguatezza delle infrastrutture rispetto alle sfide della sostenibilità il minimo comune denominatore cui si orienta l'azione regolatoria dell'Autorità in tutti i settori di competenza (OS.20, OS.21).
- 2.4 Rispetto alle tematiche della decarbonizzazione, nel Quadro strategico 2019-2012 è rimarcato che *“la regolazione dovrà fornire le leve e la flessibilità necessaria ad accompagnare, al minore costo possibile, lo sviluppo e l'aggiornamento tecnologico delle infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione assunti dal Paese nel quadro europeo.”* (OS.4)
- 2.5 Nel Quadro strategico 2019-2021 sul settore della distribuzione del gas impattano alcune linee di intervento specifiche: il completamento del percorso di allineamento del costo riconosciuto verso costi efficienti e standardizzati, superando le attuali differenziazioni esistenti in base alla scala dell'operatore; la revisione dei criteri di allocazione dei costi di alle diverse tipologie di utenza, nonché dei criteri per la definizione dei contributi di connessione, il rafforzamento degli strumenti, anche regolatori, per prevedere la valutazione integrata dei piani di sviluppo infrastrutturale.
- 2.6 Anche alla luce degli orientamenti nel complesso delineati nel Quadro strategico 2019-2021, l'Autorità ritiene possano essere confermata gli obiettivi generali individuati nell'ambito della deliberazione 529/2018/R/GAS, di avvio del procedimento per la fissazione dei criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione:
 - a) promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, nel rispetto delle esigenze di efficienza allocativa e tenuto conto degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale in relazione alla decarbonizzazione dell'energia, prevedendo che il riconoscimento dei nuovi investimenti, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione sia subordinato allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità nell'ambito delle valutazioni dei bandi di gara;

- b) favorire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio, prevedendo in particolare che sia perseguito il processo di graduale assorbimento della differenziazione nei costi riconosciuti per classi di imprese;
- c) favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie che apportino esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione;
- d) assicurare l'assenza di vincoli regolatori rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico, anche nella prospettiva di utilizzo dell'infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico;
- e) favorire l'efficienza e l'efficacia del servizio di misura;
- f) promuovere la concorrenza anche in relazione allo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio;
- g) favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l'*enforcement*.

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

3 Struttura del documento

3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori quattro parti e in particolare:

- Parte II – durata del periodo regolatorio e tempistiche di implementazione delle riforme;
- Parte III - orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas
- Parte IV - orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas;
- Parte V - orientamenti dell'Autorità in materia di monitoraggio dei dati di sicurezza e qualità del servizio di distribuzione del gas.

3.2 Il documento è completato da due appendici contenenti:

- a) elementi quantitativi relativi alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas (Appendice I);
- b) elementi quantitativi relativi alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas (Appendice II).

PARTE II

DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO

4 Durata del periodo regolatorio

- 4.1 Nel dco 170/2019 rispetto alla durata e all'articolazione del periodo regolatorio l'Autorità, considerato che lo schema applicato nel quarto periodo ha consentito di dare certezza e stabilità, ha indicato l'orientamento a confermare l'impostazione già adottata nel quarto periodo di regolazione, con la previsione di due semi-periodi di regolazione della durata di tre anni ciascuno.
- 4.2 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso tale impostazione.
- 4.3 L'Autorità, tenuto conto delle osservazioni pervenute è orientata a confermare l'ipotesi di prevedere un periodo regolatorio di durata di sei anni, suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno.

5 Ipotesi di introdurre un periodo transitorio di durata annuale

- 5.1 L'Autorità nel medesimo dco 170/2019 ha poi sollecitato, in un apposito spunto (S25), osservazioni e valutazioni in relazione all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale, nel quale di fatto prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione. Tale ipotesi, è stata messa in consultazione anche tenendo conto delle incertezze sullo sviluppo delle gare gas e all'esigenza di definire la politica regolatoria una volta assestato il quadro della politica energetica del Paese, con il consolidamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, sia in relazione alla possibilità di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con attivo, sin dal primo anno, anche uno schema regolatorio incentivante in relazione al riconoscimento delle spese di capitale.
- 5.2 Le posizioni degli operatori del settore su questa ipotesi sono ben rappresentate dalle posizioni assunte dalle loro associazioni di categoria di rispettiva appartenenza:
 - un'associazione di operatori si è dichiarata contraria all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio di durata annuale, in quanto si determinerebbe una situazione di incertezza sul futuro regolatorio. Il nuovo periodo di regolazione tariffaria dovrebbe avviarsi nel 2020 con un quadro di regole ben definite ed eventuali aggiustamenti nel corso del periodo regolatorio dovrebbero essere previsti solo in occasione dell'aggiornamento infra-periodo, ossia al termine del primo semi-periodo di durata triennale;
 - un'associazione di operatori ha segnalato che tempistiche prospettate dall'Autorità appaiono troppo stringenti, ritenendone auspicabile un posticipo;
 - un'associazione di operatori ha evidenziato che negli ultimi anni per la distribuzione del gas non si sono registrati elementi di discontinuità rispetto al quarto periodo regolatorio, né normativi, né tecnologici, né, infine, di assetto

generale del settore, tali da rendere urgente il passaggio a nuovi criteri regolatori. Di conseguenza tale soggetto ha considerato favorevolmente l'ipotesi di prevedere un periodo transitorio nel quale prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo, auspicando una durata del periodo transitorio superiore all'anno, in particolare nel caso in cui ciò consentisse di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con la partenza dello schema incentivante per le spese di capitale;

- un'associazione di operatori si è espresso favorevolmente rispetto all'ipotesi di proroga per tutto il 2020 la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione, con la condizione di posticipare al 2021 la determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi, l'aggiornamento dell'*X-factor* e la definizione del parametro β .

5.3 L'Autorità, tenuto conto delle osservazioni pervenute è orientata a confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione dell'anno 2020, ritenendo che la stabilità e la certezza della regolazione siano obiettivi primari da perseguire. Allo stesso tempo, intende tenere conto della segnalata necessità di garantire prevedibilità e gradualità in relazione alle tempistiche di evoluzione della regolazione. In relazione a tali aspetti l'Autorità sottoporà a consultazione i propri orientamenti, maggiormente dettagliati, nell'ambito della consultazione dedicata ai criteri tariffari.

PARTE III

SICUREZZA E CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

6 Contesto normativo vigente

- 6.1 Il contesto normativo di riferimento in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas è costituito da:
- a) disposizioni dell'Autorità;
 - b) normativa primaria e secondaria;
 - c) norme e linee guida dell'UNI CIG (Comitato Italiano Gas);
 - d) linee guida dell'APCE (Associazione per la Protezione dalle Corrosioni Elettrolitiche).

Disposizioni dell'Autorità

- 6.2 La regolazione di riferimento è costituita dal Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (TUDG) la cui Parte I è costituita dalla RQDG, suddivisa in sei sezioni. Le sezioni principali che riguardano la sicurezza e continuità del servizio sono:

Sezione II: sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas;

Sezione IV: verifica dei dati di qualità.

Normativa primaria e secondaria

- 6.3 La normativa primaria e secondaria afferente alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas è costituita da:
- a) la legge 1083 del 6 dicembre 1971 recante norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile; tale legge dispone, tra l'altro, gli obblighi di odorizzazione del gas;
 - b) il decreto legislativo 164/00, recante norme comuni per il mercato interno del gas;
 - c) il decreto legislativo 21 febbraio 2019, n. 23 recante l'attuazione della delega di cui all'articolo 7, commi 1 e 3, della legge 25 ottobre 2017, n. 163, per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2016/426 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 marzo 2016, sugli apparecchi che bruciano carburanti gassosi e che abroga la direttiva 2009/142/CE;
 - d) il decreto ministeriale del 16 aprile 2008 recante la regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8;

- e) il decreto ministeriale del 19 gennaio 2011 recante la determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale;
- f) il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante l'attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale;
- g) il decreto ministeriale del 12 novembre 2011, n. 226 e s.m.i recante il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale;
- h) il decreto ministeriale 4 aprile 2014 recante le norme tecniche per gli attraversamenti ed i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto;
- i) il decreto ministeriale 30 settembre 2015 recante l'approvazione delle norme tecniche per la salvaguardia della sicurezza relativamente ai materiali, agli apparecchi, alle installazioni e agli impianti alimentati con gas combustibile e all'odorizzazione del gas;
- j) il decreto ministeriale 3 febbraio 2016 recante l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8.

Norme e linee guida UNI/CIG

6.4 Le principali norme e linee guida UNI/CIG¹ afferenti alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas sono:

- a) norma UNI EN 12007: parte 1, 2, 3, 4 e 5 - Infrastrutture del gas/Trasporto e distribuzione di gas - Condotte con pressione massima di esercizio non maggiore di 16 bar;
- b) norma UNI EN 12186 Infrastrutture del gas - Stazioni di regolazione della pressione del gas per il trasporto e la distribuzione - Requisiti funzionali;
- c) norma UNI EN 12279 Trasporto e distribuzione di gas - Installazioni per la regolazione della pressione del gas sulle reti di distribuzione - Requisiti funzionali;
- d) norma UNI EN 15001-1 Infrastrutture gas - Installazione della tubazione di gas con pressione di esercizio maggiore di 0,5 bar per installazioni industriali e maggiore di 5 bar per installazioni industriali e non industriali - Parte 1: Requisiti funzionali dettagliati per progettazione, materiali, costruzione, ispezione e prova;
- e) norma UNI EN 15001-2 Infrastrutture gas - Installazione della tubazione di gas con pressione di esercizio maggiore di 0,5 bar per installazioni industriali e maggiore di 5 bar per installazioni industriali e non industriali - Parte 2: Requisiti funzionali dettagliati per messa in esercizio, funzionamento e manutenzione;
- f) norma UNI EN 15399 - Infrastrutture del gas - Sistema di gestione della sicurezza per reti gas con pressione massima di esercizio fino a 16 bar;
- g) norma UNI CEN/TS 15399 Trasporto e distribuzione del gas - Linee guida per sistemi di gestione per reti di distribuzione del gas;

¹ Sul sito internet del CIG, ai seguenti indirizzi: <https://www.cig.it/Normazione/elenco-norme-tecniche/> e [https://www.cig.it/pubblicazioni/ sono](https://www.cig.it/pubblicazioni/sono) disponibili l'elenco completo delle norme tecniche e delle linee guida afferenti l'intera filiera gas.

- h) norma UNI CIG 7133: parte 1, 2, 3 e 4 – Odorizzazione di gas per uso domestico e similare;
- i) norma UNI CIG 8827: parte 1 e 2 – Impianti di riduzione finale della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 e 5 bar;
- j) norma UNI CIG 9165 – Reti di distribuzione del gas – Condotte con pressione massima di esercizio minore o uguale di 5 bar;
- k) norma UNI 9167 Impianti di ricezione e prima riduzione del gas naturale - Progettazione, costruzione e collaudo;
- l) norma UNI 9571-1 - Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Parte 1: Sorveglianza;
- m) norma UNI 9571-2 - Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura;
- n) norma UNI 9860 - Impianti di derivazione di utenza del gas. Progettazione, costruzione, collaudo, conduzione, manutenzione e risanamento;
- o) norma UNI CIG 9463: parte 1, 2 e 3 – Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari;
- p) norma UNI CIG 10390 – Impianti di riduzione finale della pressione del gas naturale funzionanti con pressione a monte compresa fra 5 e 12 bar;
- q) norma UNI CIG 10702 – Sistemi di controllo della pressione e/o impianti di misurazione del gas funzionanti con pressione a monte compresa tra 0,04 bar e 12 bar - Parte 1: Sorveglianza del controllo della pressione;
- r) norma UNI 10682 - Piccole centrali di GPL per reti di distribuzione – Progettazione, costruzione, installazione, collaudo ed esercizio;
- s) norma UNI 11137 - Impianti a gas per uso domestico e similare – Linee guida per la verifica e per il ripristino della tenuta di impianti interni – Prescrizioni generali e requisiti per i gas della II e III famiglia;
- t) norma UNI/TS 11297 – Metodologia di valutazione rischi di dispersione gas;
- u) norma UNI/TS 11537 – Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale;
- v) norma UNI 10576 – Protezione delle tubazioni gas durante i lavori nel sottosuolo;
- w) norma UNI 10682 - Piccole centrali di GPL per reti di distribuzione – Progettazione, costruzione, installazione, collaudo ed esercizio;
- x) norma UNI 11632 - Attività professionali non regolamentate – Figura professionale del personale addetto alle attività di sorveglianza degli impianti di distribuzione del gas naturale – Requisiti di conoscenza, abilità e competenza;
- y) norma UNI/PdR 39 - Raccomandazioni per la valutazione di conformità ai requisiti definiti dalla UNI 11632:2016 “Attività professionali non regolamentate - Figura professionale del personale addetto alle attività di sorveglianza degli impianti di distribuzione del gas naturale - Requisiti di conoscenza, abilità e competenza”;
- z) norma UNI/TR 11631:2016 - Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione (VII specie);
- aa) linee guida CIG n. 02- Linee guida riguardanti la protezione contro le esplosioni nelle attività di installazione e/o sorveglianza di apparecchi utilizzati negli impianti di controllo della pressione, di misura e di odorizzazione nelle reti di trasporto e distribuzione del gas combustibile

- bb) linee guida CIG n. 04 – La gestione delle emergenze da gas combustibile sull'impianto di distribuzione;
- cc) linee guida CIG n. 07 – Classificazione delle dispersioni di gas sull'impianto di distribuzione;
- dd) linee guida CIG n. 10 – L'esecuzione delle attività di pronto intervento gas;
- ee) linee guida CIG n. 12 – Attivazione o riattivazione dell'impianto del cliente finale;
- ff) linee guida CIG n. 13 - Linee guida per l'applicazione della normativa sismica nazionale alle attività di progettazione, costruzione e verifica dei sistemi di trasporto e distribuzione del gas combustibile;
- gg) linee guida CIG n. 15 - La gestione degli incidenti da gas combustibile distribuito a mezzo di reti e comunicazione delle emissioni di gas in atmosfera;
- hh) linee guida CIG n. 16 - Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzazione delle dispersioni sulla rete di distribuzione per gas con densità < 0,8 e con densità > 0,8;
- ii) linee guida CIG n. 17 – Le forniture di emergenza di gas naturale mediante carro bombolaio e/o veicolo cisterna.

Linee guida APCE

- 6.5 Per quanto concerne la protezione catodica delle reti in acciaio di distribuzione del gas attualmente è in vigore la seguente linea guida APCE²: “Protezione catodica della rete in acciaio di distribuzione del gas – Quinta edizione, rev.1 del 18/12/2015”.

7 Regolazione della sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione

- 7.1 La regolazione della sicurezza e continuità del servizio nel quarto periodo regolatorio è disciplinato dall'allegato A “Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (di seguito: RQDG)” approvata con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas e successive modifiche e integrazioni.
- 7.2 La RQDG regola alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas quali il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni, sia a seguito di ispezione che di segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. L'insieme delle regole in vigore ha l'obiettivo di indurre le imprese ad attuare tutte le opportune azioni tese a minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose.
- 7.3 Sono tenuti al rispetto della RQDG le **imprese distributrici di gas naturale e le imprese di gas diversi dal gas naturale**³ e il rispetto va garantito **per ogni impianto di**

² Sul sito internet dell'APCE, all'indirizzo <http://www.apce.it/protezione-catodica/> sono disponibili le linee guida inerenti alla protezione catodica delle reti in acciaio dell'intera filiera gas.

distribuzione. L'ampiezza del campo di applicazione è però diversa: le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale devono rispettare un sottoinsieme di regole che tengono conto, tra l'altro, di fattori come numero di clienti finali serviti, lunghezza delle reti, tipo di materiale utilizzato per la realizzazione delle reti, età media degli impianti, normativa tecnica di settore. Gli impianti che distribuiscono gas nei comuni in avviamento⁴, indipendentemente dal gas distribuito, devono rispettare solo alcune norme relative al pronto intervento.

Imprese distributrici di gas naturale – obblighi di servizio

- 7.4 La RQDG fissa gli obblighi di servizio per le attività rilevanti ai fini della sicurezza quali la ricerca ed eliminazione delle dispersioni gas, l'odorizzazione del gas, il pronto intervento (sezione II della RQDG). Al fine di controllare il rispetto di tali obblighi in capo alle imprese distributrici è stato definito un obbligo di registrazione (articolo 26 della RQDG) e di comunicazione dei dati rilevanti ai fini della sicurezza (articolo 28 della RQDG).
- 7.5 In particolare, le imprese sono tenute all'obbligo dell'**ispezione della rete** in alta/media pressione e in bassa pressione ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettere a) e b) della RQDG. Nel dettaglio per ogni impianto deve essere effettuata l'ispezione della rete pari al 100% con periodicità di ispezione pari a 3 anni mobili per la rete in alta/media pressione e con periodicità pari a 4 anni mobili per la rete in bassa pressione.
- 7.6 Un ulteriore obbligo in capo alle imprese è quello dell'ispezione annuale della rete in **materiale diverso** da acciaio protetto catodicamente in modo efficace (comprensivo di quello protetto con anodi galvanici le cui misurazioni di potenziale hanno espresso valori conformi a quelli previsti dalle norme tecniche vigenti in materia e/o dalla pertinente linea guida APCE), polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettera c) della RQDG. In particolare, per ogni impianto deve essere effettuata l'ispezione annuale della rete pari al 100%.
- 7.7 La regolazione (articolo 12, comma 12.2, lettera d) della RQDG) prevede, inoltre, l'obbligo di effettuare un **numero di misure del grado di odorizzazione** pari al numero minimo di misure del grado di odorizzazione ai sensi dell'articolo 8.5, comma 8.5 della RQDG. Tale numero, direttamente proporzionale all'estensione della rete dell'impianto di distribuzione dell'anno di riferimento e inversamente proporzionale al numero di clienti finali dell'anno precedente a quello di riferimento, deve essere maggiore o uguale a 3 per ogni impianto di distribuzione.
- 7.8 L'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG fissa una **percentuale pari al 90% di chiamate telefoniche per pronto intervento** per le quali l'impresa deve giungere sul luogo di chiamata entro 60 minuti in relazione a quanto stabilito sul tempo di arrivo sul luogo di chiamata dall'articolo 10 della RQDG. L'articolo fissa in capo all'impresa una

³ Nei gas diversi dal gas naturale, come da dichiarazione delle stesse imprese, rientrano ad esempio gpl, aria propanata, gas incondensabile da raffineria ecc..

⁴ "periodo di avviamento" è il periodo intercorrente tra la data di messa in esercizio dell'impianto di distribuzione del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di messa in esercizio dell'impianto di distribuzione del gas;

percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari a 90%.

- 7.9 L'obbligo di cui all'articolo 12, comma 12.6 della RQDG prevede che l'impresa distributrice che gestisca reti in acciaio sia tenuta a **proteggere catodicamente in modo efficace**, fatto salvo quanto previsto dalla normativa vigente, il 100% delle reti in alta/media pressione (dal 2014), il 90% delle reti in bassa pressione (per gli anni 2015 e 2016) e il 95% delle reti in bassa pressione (per gli anni successivi al 2016).
- 7.10 Le imprese hanno, inoltre, l'obbligo di registrare e comunicare una serie di informazioni ai sensi del titolo VI della RQDG. In particolare, l'articolo 26 fissa gli elementi di dettaglio da **registrare** e l'articolo 28 individua le informazioni rilevanti (esiti delle attività svolte anche in termini di dichiarazioni) che l'impresa deve **comunicare** annualmente all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno.
- 7.11 In aggiunta ai precedenti obblighi, ve ne sono di ulteriori per i quali vengono raccolte, esclusivamente, delle **dichiarazioni di rispetto** mediante la comunicazione di cui all'articolo 28 della RQDG. L'impresa, ai sensi dell'articolo 12, comma 12.1 dalla lettera a) alla lettera f), ha l'obbligo di: a) dotare ogni punto di consegna di idoneo gruppo di misura del gas immesso in rete e garantirne il regolare funzionamento in conformità alle norme tecniche vigenti in materia; b) garantire il regolare funzionamento dei gruppi di misura del gas, in conformità alle norme tecniche vigenti in materia, installati sui punti di interconnessione con impianti gestiti da altre imprese; c) predisporre la cartografia, con aggiornamento della stessa entro quattro mesi da ogni modifica intervenuta o in termini di materiali di condotte o in termini di diametri delle stesse o di pressioni di esercizio o per l'aggiunta di parti di nuova realizzazione, con esclusione degli impianti di derivazione di utenza e dei gruppi di misura; d) predisporre una cartografia provvisoria per le parti di impianto di distribuzione di nuova realizzazione o per le modifiche degli impianti esistenti, in modo che sia disponibile all'atto della loro messa in esercizio, con esclusione degli impianti di distribuzione di utenza e dei gruppi di misura, che non siano ancora stati riportati nella cartografia di cui alla precedente lettera c); e) pubblicare a consuntivo, sul sito internet e con visibilità per almeno 24 mesi, il piano di ispezione mensile degli impianti entro il mese successivo quello dell'ispezione, indicando il Comune, il codice e la denominazione dell'impianto di distribuzione, l'elenco delle vie/piazze/strade oggetto di ispezione, le parti dell'impianto ispezionate, distinguendo tra rete in AP/MP, rete in BP, impianto di derivazione di utenza parte interrata, impianto di derivazione di utenza parte aerea, gruppo di misura; rispettare le disposizioni dell'articolo 14, commi 14.1 e 14.2 in materia di pronto intervento.
- 7.12 L'articolo 12, comma 12.4 della RQDG stabilisce che l'impresa predisponga per ogni impianto di distribuzione il "**Rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersioni di gas**" (di seguito: RVR) in conformità alle norme tecniche vigenti. Con la deliberazione 741/2017/R/gas, ai fini di rendere graduale il recepimento della norma, l'Autorità ha precisato che, a partire dall'anno 2017, l'RVR va predisposto sempre, anche in assenza di materiale critico.
- 7.13 L'articolo 12, comma 12.5 della RQDG stabilisce che l'impresa predisponga il "**Rapporto annuale dello stato elettrico dell'impianto di distribuzione**" (di seguito: RSE) secondo quanto previsto dalla normativa vigente, ove applicabile, nel rispetto delle linee guida predisposte dall'Apce.

- 7.14 In conclusione l'ultimo obbligo, previsto dall'articolo 12, comma 12.8 della RQDG riguarda la **predisposizione di procedure operative** nel rispetto delle norme tecniche vigenti e, ove mancanti, delle linee guida di cui all'articolo 25, comma 25.2 della RQDG, almeno per le seguenti attività di: a) pronto intervento; b) odorizzazione del gas; c) attivazione della fornitura; d) classificazione delle dispersioni localizzate; e) ricerca programmata delle dispersioni; f) protezione catodica; g) sorveglianza degli impianti di riduzione, di odorizzazione, ove previsti, e di attrezzature a pressione al fine di garantire la sicurezza e mantenere in efficienza tali impianti e garantire la continuità di esercizio; d) gestione delle emergenze; i) gestione degli incidenti da gas.
- 7.15 Anche per il rispetto degli obblighi di cui alla predisposizione dell'RVR, l'RSE e delle procedure le imprese procedono con una dichiarazione di rispetto mediante la comunicazione di cui all'articolo 28 della RQDG.

Imprese di distribuzione del gas naturale - meccanismi premi-penalità

- 7.16 Alla regolazione incentivante partecipano, ai sensi dell'articolo 30, commi 30.1 e 30.2 della RQDG, gli impianti di distribuzione di gas naturale con almeno 1.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, mentre per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, a ciascuna impresa è stato consentito di richiederne la partecipazione all'inizio del periodo di regolazione così come previsto dal comma 30.3 della RQDG.
- 7.17 Il meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza (limitatamente ai premi) è basato su due componenti indipendenti e calcolate a livello di impianto di distribuzione. In particolare:
- a) la prima (componente dispersioni) incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento agli obiettivi di miglioramento fissati *ex-ante* (livelli tendenziali); tale componente può sostanzarsi in premi (laddove ricorrano le condizioni per totalizzare premi) ma anche in penalità (articolo 32 della RQDG);
 - b) la seconda (componente odorizzazione) incentiva l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG; tale componente si traduce in premi, laddove ricorrano le condizioni per totalizzare premi (articolo 31 della RQDG).
- 7.18 La componente dispersione, basata sulla riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi, è incentrata sulla verifica del raggiungimento dei livelli tendenziali. In particolare, ad ottobre 2014, l'Autorità ha fissato con apposito provvedimento, per ogni impianto di distribuzione interessato, i livelli di partenza e i livelli tendenziali annuali sulla base delle dispersioni segnalate da terzi e sui clienti finali. All'impresa distributrice è richiesto il raggiungimento di tali livelli annuali e di effettuare, nel corso del periodo di regolazione, un percorso di miglioramento finalizzato a contenere progressivamente il numero delle dispersioni segnalate da terzi. Nel caso di raggiungimento del livello tendenziale annuale l'impianto totalizzerà premi, viceversa penalità (a meno di quelli in franchigia che non totalizzeranno nulla).
- 7.19 Inoltre, il predetto meccanismo si basa sull'incentivazione degli investimenti nella sostituzione/risanamento delle reti in ghisa con giunti in canapa attraverso un meccanismo *output-based* con effetto *ex-post* sui premi e sulle penalità della

regolazione incentivante (maggiorazione e decurtazione dei premi e maggiorazione delle penalità) sulla base della effettiva virtuosità delle imprese di distribuzione nel risanare le condotte in ghisa con giunti canapa e piombo.

- 7.20 Il meccanismo incentivante relativo alla componente odorizzazione è finalizzato a favorire livelli adeguati di odorizzazione del gas naturale distribuito. Il meccanismo riconosce premi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, con un tetto massimo fissato in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto. Il premio è modulato in funzione del grado di ammodernamento dei sistemi di odorizzazione.
- 7.21 Ulteriore elemento da considerare per il calcolo dei recuperi è il differimento delle penalità ai sensi dell'articolo 33 della RQDG. In generale le penalità di impianto sono differite agli anni successivi. La quota annuale delle penalità è annullata qualora l'impianto raggiunga il livello tendenziale annuale assegnato.
- 7.22 In ultimo la determinazione finale delle precedenti componenti (premi e penalità) dipende ai sensi della RQDG:
- a) dagli esiti delle verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici effettuate al fine di verificare la corretta applicazione del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza; nel caso venissero rilevate delle non conformità la RQDG prevede l'eventuale riduzione dei premi conseguiti o l'eventuale maggiorazione delle penalità (articolo 36 della RQDG); dall'accadimento di un incidente a causa dell'impresa distributtrice; in questo caso è prevista la riduzione dei premi totalizzati (articolo 35, comma 35.1 della RQDG);
 - b) dal riscontro di odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente accertata da un controllo della qualità del gas effettuato dall'Autorità; in questo caso è prevista la perdita dei premi totalizzati (articolo 35, comma 35.3 della RQDG);
 - c) dall'accertamento del mancato rispetto di uno o più obblighi previsti dall'articolo 12 RQDG (ad esempio: numero di misure del grado di odorizzazione minimo, periodicità di ispezione della rete, percentuale minima di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata entro 60 min, ecc.); in questo caso è prevista la perdita dei premi totalizzati (articolo 35, comma 35.4 della RQDG).
- 7.23 La Tabella 4 riporta i premi e le penalità determinate ed erogate con riferimento agli anni 2014, 2015. In relazione all'anno 2014, primo anno del periodo di regolazione 2014-2019, tutte le penalità conseguite sono state differite in cinque rate uguali agli anni 2015-2019 ai sensi dell'articolo 33, comma 33.1 della RQDG. Tali penalità, anno per anno, possono essere annullate se l'impianto interessato raggiunge il livello tendenziale assegnato. Le penalità conseguite nel 2015 sono state invece corrisposte dalle imprese interessate in misura pari ad un quinto. Le rimanenti penalità sono state differite agli anni 2016-2019.

Tabella 4: Premi e penalità erogati negli anni 2014 e 2015⁵

⁵ Dal calcolo dei premi dell'anno 2015 sono esclusi alcune imprese ai sensi della deliberazione 75/2019/R/gas.

Anno	Premi e penalità per la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi (componente dispersione - art. 32 della RQDG)	Premi per le misure del grado di odorizzazione (componente odorizzazione - art. 31, comma 31.3 della RQDG)
2014	37.704.374,98	13.673.095,97
2015	31.133.951,35	12.989.843,96

- 7.24 Con la deliberazione 421/2018//R/gas l'Autorità ha disposto un'anticipazione in acconto pari all'80% dell'importo complessivo netto dei premi spettanti per l'anno 2015 alle imprese che hanno dato il proprio benestare agli esiti delle pre-risultanze istruttorie, messi a disposizione nel corso del mese di luglio 2018.
- 7.25 Tale misura si è resa necessaria in considerazione del ritardo accumulato nella gestione dei meccanismi incentivanti a causa dell'elevato numero delle imprese coinvolte, e quindi dei connessi procedimenti individuali gestiti caratterizzati da una rilevante onerosità amministrativa.

Imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale

- 7.26 Come detto, le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale sono tenute al rispetto di un sottoinsieme di obblighi: l'attività relativa al pronto intervento e all'ispezione della rete. In relazione al tema del pronto intervento devono rispettare l'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG che fissa una **percentuale pari al 90% di chiamate telefoniche per pronto intervento** per le quali l'impresa deve giungere sul luogo di chiamata entro 60 minuti in relazione a quanto stabilito sul tempo di arrivo sul luogo di chiamata dall'articolo 10 della RQDG. Passando al tema dell'ispezione della rete le imprese sono tenute all'obbligo dell'**ispezione di tutta la rete** ai sensi dell'articolo 12, comma 12.9 della RQDG. Nel dettaglio per ogni impianto deve essere effettuata l'ispezione della rete pari al 100% con periodicità di ispezione pari a 4 anni mobili. In ultimo le imprese devono registrare e comunicare un sottoinsieme di dati in coerenza con gli obblighi prima esposti.

8 Motivi e obiettivi dell'intervento

- 8.1 In un'ottica di sviluppo efficiente delle infrastrutture del gas, la sicurezza rappresenta un aspetto di prioritaria rilevanza sia ai fini della tutela di persone e cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi del sistema di distribuzione del gas sia ai fini della tempestività degli interventi di ripristino delle condizioni operative. Elementi indispensabili per garantire la sicurezza del servizio di distribuzione sono la corretta progettazione, realizzazione e manutenzione degli impianti nel rispetto delle leggi e delle normative tecniche vigenti in materia.
- 8.2 La continuità del servizio di distribuzione riguarda le interruzioni e le riduzioni di pressione/portata. In particolare, le interruzioni o riduzioni di pressione/portata ai punti di riconsegna oltre a determinare il mancato rispetto dei livelli specifici di qualità del servizio possono compromettere la sicurezza dei clienti finali.

- 8.3 In materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas i principali obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire nel quinto periodo di regolazione, sono:
- a) sviluppare e migliorare l'efficienza, l'affidabilità e la sicurezza delle reti di distribuzione del gas, attraverso il monitoraggio della pressione nelle reti in bassa pressione e l'introduzione di nuovi indicatori;
 - b) aumentare il livello di tutela e di consapevolezza dei clienti finali, sia mediante i controlli che attraverso la pubblicazione, da parte di ciascuna impresa distributrice sul proprio sito internet, di informazioni e dati tecnico-gestionali relativi agli impianti;
 - c) assicurare stabilità e sostenibilità all'azione regolatoria.
- 8.4 Nel dco 170/2019 l'Autorità ha delineato alcune linee di intervento in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas che sono oggetto di approfondimento nel presente documento, tra le quali:
- confermare per il quinto periodo regolatorio l'attuale meccanismo premi-penalità, previa analisi volta a migliorarne l'efficacia e a semplificarne le modalità operative;
 - avviare l'implementazione del monitoraggio della pressione nelle reti in bassa pressione;
 - valutare l'incentivazione all'installazione di sistemi di telecontrollo presso i gruppi di riduzione finale;
 - valutare l'introduzione di un indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle tubazioni di rete in AP/MP e in BP;
 - valutare l'assegnazione al Comitato Italiano Gas (CIG) dell'incarico di predisporre delle linee guida sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino di pronto intervento gas.

Nell'ambito della consultazione l'impostazione ipotizzata dall'Autorità è stata in linea generale condivisa.

- 8.5 Gli orientamenti in materia di evoluzione e affinamento della regolazione sviluppati nei capitoli successivi, come già precisato nelle parti introduttive, tengono inoltre conto degli effetti complessivamente positivi della regolazione vigente che si possono desumere dall'analisi dei principali risultati raggiunti nel periodo 2014-2019 ripresi nelle appendici del presente documento.

9 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza

Protezione catodica delle reti in acciaio

- 9.1 Con riferimento alla protezione catodica delle reti in acciaio, l'articolo 12, comma 6 della RQDG, disciplina le tempistiche per la messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio, fatto salvo quanto prescritto dalla normativa vigente, per ogni anno del periodo 2014-2019:

- a) il 100% delle reti in AP/MP;
- b) il 90% delle reti in BP per gli anni 2015 e 2016;
- c) il 95% delle reti in BP per gli anni successivi al 2016.

9.2 Considerato che la protezione catodica rappresenta l'elemento fondamentale per preservare le condotte in acciaio dai fenomeni corrosivi e pertanto costituisce uno dei parametri più significativi da tenere sotto costante controllo ai fini sia della sicurezza del sistema di distribuzione gas che del contenimento delle emissioni di gas in atmosfera⁶, l'Autorità per il quinto periodo di regolazione è orientata a rafforzare ulteriormente la regolazione oggi vigente rimodulando i valori percentuali di messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio, come segue:

- a) il 100% delle reti in AP/MP;
- b) il 95% delle reti in BP per gli anni 2020 e 2021;
- c) il 97% delle reti in BP per gli anni 2022 e 2023.
- d) il 99% delle reti in BP per gli anni successivi al 2023.

Tempo di riparazione/eliminazione di una dispersione gas

9.3 Le linee guida CIG n.7 prevedono, tra l'altro, che una dispersione di gas una volta localizzata venga classificata e quindi riparata in funzione del livello di pericolosità:

- a) “dispersione di classe A1” è la dispersione di massima pericolosità che a giudizio dell’impresa distributrice ed in base alle norme tecniche vigenti deve essere riparata con priorità immediata e comunque entro le 24 ore successive all’ora della sua localizzazione;
- b) “dispersione di classe A2” è la dispersione che a giudizio dell’impresa distributrice ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione entro il tempo massimo di 7 giorni solari dalla sua localizzazione;
- c) “dispersione di classe B” è la dispersione che a giudizio dell’impresa distributrice ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione entro il tempo massimo di 30 giorni solari dalla sua localizzazione;
- d) “dispersione di classe C” è la dispersione che a giudizio dell’impresa distributrice ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione oltre i 30 giorni solari ed entro il tempo massimo di 6 mesi dalla sua localizzazione.

9.4 L'Autorità intende introdurre come nuovo obbligo di servizio il rispetto del tempo di riparazione/eliminazione di una dispersione gas previsto dalle sopra richiamate linee guida.

⁶ I “fattori di emissione” riportati nelle linee guida dell’organizzazione europea Marcogaz (“*Guidelines for choosing methane emission factors*”) evidenziano che nel caso di reti di distribuzione gas in acciaio in bassa pressione protette catodicamente il fattore di emissione è pari a 485 m³/km mentre nel caso di quelle non protette catodicamente il fattore di emissione è pari a 2357 m³/km.

Servizio di Pronto Intervento

- 9.5 L'articolo 14, comma 1, lettera a) della RQDG prevede che l'impresa distributrice per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento, in conformità alle norme tecniche vigenti in materia, debba disporre, tra l'altro, di adeguate risorse umane. Il medesimo articolo al comma 1, lettera c) sub (iii), prevede che l'impresa distributrice debba disporre, per ogni impianto di distribuzione gestito, di uno o più centralini di pronto intervento in grado di fornire al segnalante, qualora necessario, istruzioni sui comportamenti e i provvedimenti generali da adottare immediatamente per tutelare la propria e l'altrui incolumità in attesa dell'arrivo sul luogo della squadra di pronto intervento.
- 9.6 L'Autorità al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza e di assicurare il corretto operato del personale addetto al servizio di pronto intervento ritiene opportuno valutare l'ipotesi di assegnare al Comitato Italiano Gas (CIG) l'incarico di predisporre delle linee guida sia per quanto riguarda la gestione delle segnalazioni da parte del personale addetto al centralino di pronto intervento gas sia per quanto concerne la qualificazione e valutazione del personale addetto alle attività di pronto intervento gas (requisiti di conoscenza, abilità e competenza).

Spunti per la consultazione

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

10 Orientamenti in merito all'aggiornamento dei meccanismi premi-penalità

Indice di rischio

- 10.1 Con il dco 170/2019 l'Autorità ha proposto per il quinto periodo di regolazione l'adozione dell'indice di rischio contenuto nella norma UNI/TS 11297 quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti di distribuzione da utilizzare per il calcolo dei premi-penalità in sostituzione delle componenti odorizzazione e dispersioni.
- 10.2 Dalle osservazioni pervenute al dco 170/2019 è emersa la necessità di effettuare ulteriori approfondimenti in merito ai parametri da adottare per la determinazione di un indice di rischio che non tenga conto solo delle dispersioni localizzate su rete a seguito di segnalazioni di terzi e dell'estensione delle diverse tipologie di rete. L'Autorità, tenuto conto degli esiti della consultazione, ritiene opportuno, da un lato confermare l'intenzione di adottare un indicatore sintetico della sicurezza degli impianti per il calcolo dei premi-penalità in sostituzione delle componenti odorizzazione e dispersioni, dall'altro ritiene necessario prevedere la sua adozione solo a partire dalla seconda parte del periodo di regolazione (2023), onde poter disporre di tempi adeguati per il suo sviluppo.

Ambito di applicazione dei meccanismi premi-penalità

- 10.3 Con il dco 170/2019 l'Autorità ha proposto per il quinto periodo:
- il campo di applicazione già previsto per la regolazione del quarto periodo, mantenendo soggette al sistema incentivante le imprese distributrici di gas naturale che gestiscono impianti di distribuzione con almeno 1.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2019, con facoltà per le imprese di richiedere la partecipazione ai recuperi di sicurezza per tutti gli impianti di distribuzione gestiti con meno di 1.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2019;
 - l'ipotesi di considerare l'impianto come l'elemento base a cui riferire i sistemi di incentivo ai recuperi di sicurezza.
- 10.4 Gli impianti con meno di 1.000 clienti finali partecipanti, in via facoltativa, ai meccanismi dei recuperi di sicurezza per il periodo 2014-2019 rappresentano 1/4 del numero complessivo degli impianti partecipanti ai meccanismi incentivanti. Gli impianti esclusi rappresentano una parte residuale. In considerazione di questa alta adesione si potrebbe pensare di rendere obbligatoria la partecipazione di tutti gli impianti, fatta eccezione per gli impianti per i quali non sono disponibili i dati di interesse. Con riferimento al IV periodo di regolazione sono stati esclusi, ad esempio, gli impianti che distribuivano gas naturale in comuni in periodo di avviamento. Tale esclusione è motivata dal campo di applicazione della RQDG che, limitatamente a tale periodo, dispone il rispetto delle sole disposizioni relative al pronto intervento.
- 10.5 L'insieme degli impianti così determinato rappresenterebbe il perimetro per il quale calcolare le componenti dei premi e delle penalità.
- 10.6 Per tali impianti verrebbero determinati dei percorsi di miglioramento con l'obiettivo di perseguire una maggiore sicurezza delle reti (livelli di partenza e livelli tendenziali). A tale proposito il documento 170/2019/R/gas, pur confermando la volontà di mantenere i meccanismi di premi e penalità disciplinati dagli articoli 31 e 32 della RQDG, al paragrafo 11.2 introduce l'ipotesi di avviare una riflessione con gli operatori sulle esigenze di revisione degli attuali meccanismi di regolazione, da un lato in relazione all'esigenza di migliorare l'efficacia, dall'altro per semplificare le modalità applicative che hanno condotto nel quarto periodo a ritardi nell'attuazione.
- 10.7 Una prima semplificazione potrebbe essere quella di considerare, come dati da utilizzare per la determinazione dei percorsi di miglioramento, i dati relativi ad un solo anno e in particolare quelli che verranno acquisiti nel 2019. Tale scelta avrebbe due vantaggi: individuare con facilità tutti gli impianti realmente esistenti alla data fissata ed utilizzare i dati già inviati all'Autorità, senza ulteriori aggravii per gli operatori.
- 10.8 Tale riflessione nasce anche alla luce di quanto già accaduto per la fissazione dei livelli di partenza e tendenziali per il periodo 14-19. Per il calcolo sono stati utilizzati i dati del triennio 11-13. Questa scelta ha comportato la necessità di riacquisire i dati per tutti gli impianti esistenti al 31 dicembre 2013, compresi quelli che in passato servivano comuni in stato di subentro (per i quali la vecchia regolazione prevedeva la comunicazione di un sottoinsieme ristretto di dati) e per gli impianti modificati alla data del 31 dicembre 2013 come se modificati già a partire dall'anno 2011. Dall'analisi dei dati ri-acquisiti mediante ulteriore raccolta *ad hoc*, sono emerse per un insieme di impianti delle incongruenze tra quanto già comunicato in relazione agli anni 2011, 2012, 2013 e

quanto riacquisito ai sensi dell'articolo 28.17 della RQDG. Al fine di sanare tali incongruenze è stato necessario avviare un approfondimento con la deliberazione 30 ottobre 2014, 532/2014/R/gas poi conclusosi con la deliberazione 18 giugno 2015, 590/2015/R/gas.

- 10.9 Alla luce di ciò l'ipotesi è quella di considerare tutti gli impianti per i quali le imprese hanno comunicato i dati in relazione all'anno 2019. Tale ipotesi eviterebbe alle imprese di ri-comunicare i dati, eliminare le problematiche dovute ad eventuali incongruenze, evitando di dover ricostruire, virtualmente e a ritroso, impianti modificati successivamente. Una particolare precisazione va fatta in merito ad eventuali dati non comunicati (o uguali a zero) che potrebbero determinare, in generale, l'impossibilità di calcolare i livelli di partenza e livelli tendenziali. L'eventuale impossibilità ad eseguire il calcolo verrebbe superata assegnando all'impianto un livello pari a livello obiettivo opportunamente individuato (l'attuale regolazione prevede un livello obiettivo pari a 7,5 ai sensi dell'articolo 32, comma 32.4 della RQDG).
- 10.10 Per quanto riguarda la gestione delle modifiche impiantistiche l'Autorità intende confermare anche per il quinto periodo di regolazione le regole previste dall'articolo 34 della RQDG ovvero un impianto con livelli tendenziali che si separa o si interconnette con un altro impianto con o senza livelli deve continuare ad essere incluso secondo le regole prefissate.

Regolazione incentivante l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione

- 10.11 L'articolo 31 della RQDG disciplina i premi per le misure del grado di odorizzazione e prevede una formula premiante da applicare al singolo impianto di distribuzione che:
- non eroga premi se il numero di misure del grado di odorizzazione è inferiore al minimo previsto dall'articolo 8 della RQDG;
 - eroga premi crescenti in modo lineare se il numero di misure del grado di odorizzazione è superiore al numero minimo previsto dall'articolo 8 ed è inferiore o uguale a tre volte tale numero minimo;
 - limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto dall'articolo 8 della RQDG ponendolo pari a quello ottenibile con tale numero di misure del grado di odorizzazione.

Il premio complessivo, calcolato su base impresa, viene moltiplicato per il fattore modulante ε_{od} ⁷ sulla base dei coefficienti A e B riportati in un'apposita tabella e del rapporto SA_t / SNA_{2013} , dove:

- SNA_{2013} è il numero di punti di consegna dotati di impianti di odorizzazione non ammodernati al 31 dicembre 2013;

⁷ $\varepsilon_{od} = 1,14 * (A + B * (SA_t / SNA_{2013}))$

- SA_t è il numero di punti di consegna dotati di impianti di odorizzazione ammodernati, a partire da SNA_{2013} , messi in servizio dal 1° gennaio 2014 sino al 31 dicembre dell'anno t di riferimento.

10.12 Con riferimento alla formula che premia, a livello di impianto, le misure del grado di odorizzazione, l'Autorità intende proporre l'utilizzo del fattore modulante ε_{od} , fino al 2022 con i seguenti valori dei coefficienti A e B:

Anno	A	B
2020	0,277	0,723
2021	0,177	0,823
2022	0,077	0,923

In particolare, l'ipotesi è quella di considerare tutti i dati relativi ai punti di consegna dotati di impianti di odorizzazione, ammodernati e non, alla data del 31 dicembre 2019 quindi:

- SNA_{2019} rappresenterebbe il numero di punti di consegna dotati di impianti di odorizzazione non ammodernati al 31 dicembre 2019;
- SA_t rappresenterebbe il numero di punti di consegna dotati di impianti di odorizzazione ammodernati, a partire da SNA_{2019} , messi in servizio dal 1° gennaio 2020 sino al 31 dicembre dell'anno t di riferimento (2022).

Nell'Appendice I sono stati riportati alcuni esempi di modulazione del fattore ε_{od} nel periodo 2020-2022 in funzione dell'effettivo comportamento dell'impresa distributrice nell'ammodernamento degli impianti di odorizzazione installati nei punti di consegna.

10.13 Al fine di migliorare il livello di sicurezza degli impianti e nello stesso tempo accelerare il processo di ammodernamento degli impianti di odorizzazione, l'Autorità intende introdurre, a partire dal 2023, l'obbligo per le imprese distributrici di avere nei punti di consegna solo impianti di odorizzazione ammodernati.

Regolazione incentivante gli investimenti di risanamento o sostituzione delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo

10.14 L'articolo 32, comma 13 della RQDG prevede che previa comunicazione di cui all'articolo 28, comma 17 della RQDG, l'impresa possa scegliere se aderire all'obbligo di risanamento o sostituzione delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo entro il 2016 o, in alternativa, al meccanismo incentivante disciplinato ai commi da 15 a 18 del medesimo articolo 32 della RQDG, applicabile su base impianto di distribuzione. Mentre per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, che alla stessa data non hanno completato il risanamento o la sostituzione delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo e che non partecipano alla regolazione incentivante, sono obbligati a risanare o sostituire le condotte in ghisa con giunti canapa e piombo entro il 2016.

- 10.15 L'articolo 32, ai commi 15 e 16 definisce il fattore modulante ε_{gh} che ha lo scopo di modulare i premi e le penalità in funzione dell'effettivo comportamento dell'impresa nel risanare o sostituire le condotte in ghisa con giunti canapa e piombo. Quanto prima l'impresa realizza gli investimenti tanto prima, e più, il fattore modulante ε_{gh} maggiore i premi moltiplicandoli per il coefficiente QGH^8 . Quanto più l'impresa ritarda la realizzazione degli investimenti, tanto più il fattore modulante ε_{gh} riduce i premi, sino a dimezzarli, e aumenta le penalità sino a raddoppiarle.
- 10.16 L'articolo 35, comma 5 della RQDG prevede con riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 32, comma 13, lettera a), a partire dal 2016, l'annullamento dei premi per l'impianto di distribuzione che non abbia rispettato l'obbligo di sostituzione o risanamento delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo.
- 10.17 L'Autorità al fine di migliorare il livello di sicurezza degli impianti di distribuzione del gas naturale e di semplificare il meccanismo premi-penalità, è orientata a prevedere per il prossimo periodo di regolazione che le tubazioni di rete in materiale critico⁹ vengano sostituite/risanate da parte delle imprese distributrici entro il 2022¹⁰, escludendo qualsiasi forma di meccanismo premiale e che, a partire dal 2023, tale disposizione si trasformi in un obbligo di servizio.

Effetto degli incidenti da gas di responsabilità dell'impresa distributtrice sui recuperi di sicurezza.

- 10.18 L'articolo 35, comma 1 della RQDG, prevede che l'accadimento di un incidente da gas di responsabilità dell'impresa distributtrice comporti per l'impianto di distribuzione nel quale si è verificato l'incidente una riduzione degli eventuali premi in misura proporzionale al rapporto tra il numero di clienti finali dell'impianto in questione (NU_j) ed il numero di clienti finali dell'impianto che, su scala nazionale (considerate tutte le imprese distributrici), ha il numero maggiore di clienti finali (NU_{max}). Riduzione = $2/3 - 1/6 * (NU_j / NU_{max})$. Entrambi i numeri sono calcolati al 31 dicembre dell'anno di riferimento in cui avviene l'incidente.
- 10.19 L'Autorità intende da un lato rivedere la formula, eliminando la modulazione relativa al numero di utenti serviti nell'impianto e prevedendo un coefficiente di riduzione pari a 0,5 e inoltre, al fine di garantire in qualsiasi circostanza un elevato livello di sicurezza, intende prevedere l'annullamento degli eventuali premi nel caso in cui in un impianto si verificano due o più incidenti da gas di responsabilità dell'impresa distributtrice.

⁸ Coefficiente che in base alla lunghezza delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo al 31 dicembre 2013 (LGH_{2013}) vale rispettivamente: 1,08 se LGH_{2013} è inferiore o uguale a 1.000 metri; 1,16 se LGH_{2013} è superiore a 1.000 metri e inferiore o uguale a 10.000 metri; 1,24 se LGH_{2013} è superiore a 10.000 metri.

⁹ Per tubazioni in materiale critico si intendono quelle in: ghisa con giunti in canapa e piombo non risanata, pvc, cemento amianto e altro materiale non previsto dalle norme tecniche.

¹⁰ Dai dati comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità, emerge che al 31/12/2018 il quantitativo delle condotte di rete in materiale critico da sostituire/risanare è pari a circa 820.495 metri, di cui 332.144 metri si riferiscono alla rete classificata come "Altro materiale".

Fattori incentivanti il telecontrollo

- 10.20 L'articolo 32 della RQDG prevede, tra l'altro, che i premi e le penalità determinati dalla regolazione che incentiva a livello di impianto la riduzione del numero di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi possano essere corretti, aumentando il premio o riducendo la penalità, a seconda del grado di copertura del telecontrollo dei sistemi di protezione catodica della rete in acciaio (parametro I_{pc}) e dei gruppi di riduzione finale con portata nominale maggiore di o uguale a 1.200 kW (parametro I_p).
- 10.21 Dall'esame dei dati comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità nel periodo 2014 – 2018, si osserva che al 31/12/2018 il numero totale dei gruppi di riduzione finale con portata nominale maggiore di o uguale a 1.200 kW è pari a 41.440 mentre il numero di quelli dotati di telecontrollo risulta essere pari a 16.292 che in termini percentuali corrisponde al 39% (nel 2017 la percentuale era pari al 31%).
- 10.22 L'Autorità è orientata a confermare per il quinto periodo di regolazione soltanto il fattore incentivante il telecontrollo dei gruppi di riduzione finale con portata nominale maggiore di o uguale a 1.200 kW e inoltre al fine di favorire e accelerare il processo di implementazione del telecontrollo dei suddetti gruppi di riduzione finale, è orientata a prevedere per il fattore incentivante l'installazione di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale (ϵ_p) un valore ricompreso nell'intervallo 0,18-0,22 e per l'indicatore di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale I_p , valori compresi nell'intervallo 0,50-0,80.

Spunti per la consultazione

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

11 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi in materia di comunicazione dell'impresa distributtrice all'Autorità delle informazioni e dei dati forniti

- 11.1 L'articolo 28, comma 4, lettera b) della RQDG, prevede che l'impresa distributtrice comunichi, annualmente per ciascun impianto gestito, il numero di dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi con esclusione di quelle dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi, suddivise in classe A1, classe A2, classe B e classe C, a sua volta distinguendo:
- (i) su rete;
 - (ii) su impianto di derivazione di utenza parte interrata;
 - (iii) su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
 - (iv) su gruppo di misura.
- 11.2 L'Autorità al fine di poter disporre del numero annuo effettivo di dispersioni che sono state localizzate su segnalazione di terzi in un determinato impianto di distribuzione di gas e allo scopo di poter monitorare le tempistiche di riparazione/eliminazione delle dispersioni, è orientata a prevedere che l'impresa distributtrice comunichi, annualmente

per ciascun impianto gestito, anche il numero di dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi dovute a danneggiamento di tubazioni/impianti da parte di terzi, suddivise in classe A1, classe A2, classe B e classe C, a sua volta distinguendo:

- (i) su rete;
- (ii) su impianto di derivazione di utenza parte interrata;
- (iii) su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
- (iv) su gruppo di misura.

Gas diversi dal gas naturale

11.3 L'Autorità al fine di poter disporre di un quadro informativo completo sulle dispersioni di gas riscontrate negli impianti che distribuiscono gas diversi dal gas naturale, intende estendere gli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi alle dispersioni di gas di cui ai commi 26.4, 26.5 e 28.4 della RQDG, oggi previsti per le sole imprese di distribuzione di gas naturale, anche alle imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale.

12 Orientamenti in merito all'aggiornamento degli indicatori di sicurezza

12.1 Gli indicatori di sicurezza del servizio di distribuzione gas previsti dall'articolo 3, comma 1, della RQDG sono:

- percentuale annua di rete in alta e media pressione sottoposta ad ispezione;
- percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione;
- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete;
- numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali;
- tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento;
- tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento;
- tempo di messa in sicurezza dell'impianto di distribuzione;
- numero di dispersioni convenzionali localizzate a seguito di segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali.

12.2 L'articolo 9, comma 3, lettera d. del decreto ministeriale 226/11 (Regolamento gare gas) prevede che la stazione appaltante nella predisposizione delle linee guida programmatiche d'ambito ed in particolare delle condizioni minime di sviluppo, possa fare riferimento, tra l'altro, alla vita residua media ponderata dell'impianto al di sotto della quale, qualora si superi anche un valore limite del tasso di dispersione per km di rete, è obbligatoria la sostituzione di alcuni tratti di rete e/o impianti.

- 12.3 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 1975¹¹ l'Autorità, al fine di monitorare il grado di vetustà degli impianti di distribuzione di gas naturale, è orientata a introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire per ogni impianto, la vita residua media ponderata sia delle tubazioni di rete esercite in AP/MP, sia di quelle esercite in BP.
- 12.4 Per la determinazione di tale indicatore si dovrà fare riferimento allo stato di consistenza impiantistico per quanto riguarda l'anno di posa, la lunghezza e la specie delle condotte mentre per quanto concerne la vita utile delle tubazioni di rete si prenderà a riferimento il valore di 60 anni.
- 12.5 Per ciascun impianto di distribuzione del gas naturale, la vita residua media ponderata delle tubazioni di rete in AP/MP e in BP, espressa in anni, è calcolata mediante la seguente formula:

$$VRMP = 60 - \left(A_{rif} - \frac{\sum_{i=1}^n A_i L_i}{\sum_{i=1}^n L_i} \right)$$

dove:

A_{rif} è l'anno di riferimento;

A_i è l'anno di posa i-esimo delle tubazioni di rete in AP/MP o in BP;

L_i è la lunghezza, espressa in metri, delle tubazioni di rete in AP/MP o in BP posate nell'anno i-esimo;

60 è la vita utile, espressa in anni, delle tubazioni di rete.

13 Emergenze di servizio

- 13.1 L'articolo 17, comma 5, della RQDG prevede che l'impresa distributrice comunichi al CIG, entro 15 giorni dal loro accadimento, eventuali emissioni di gas in atmosfera, dalla rete di distribuzione, che non hanno causato incidenti, ma che, per la loro rilevanza, oltre all'intervento dell'impresa distributrice, abbiano richiesto l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o di forze di pubblica sicurezza (Carabinieri, Polizia, ecc.) per l'eventuale chiusura al traffico veicolare di tratti di autostrada e/o di strada statale e/o regionale, interruzione del transito su linee ferroviarie, etc.
- 13.2 L'Autorità, al fine di poter disporre di un quadro informativo completo, con l'obiettivo di favorire la riduzione delle emissioni di gas in atmosfera, intende estendere tale regola anche ai casi in cui l'intervento dei Vigili del Fuoco e/o di forze di pubblica sicurezza (Carabinieri, Polizia, ecc.) per l'eventuale chiusura al traffico veicolare abbia interessato tratti di strada comunale.

¹¹ Il numero di Comuni metanizzati nel 1975 risultava essere pari a 1175, di cui 1000 sono stati metanizzati nel periodo 1960-1975.

Spunti per la consultazione

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

14 Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

- 14.1 In attuazione delle disposizioni previste dalla deliberazione 574/2013/R/gas, la Direzione Infrastrutture ha avviato un Tavolo di lavoro, coordinato dal Comitato Italiano Gas (CIG), mirato alla definizione di criteri e modalità funzionali alla effettuazione del monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione ed alla pubblicazione di una norma che disciplini tale materia.
- 14.2 Il CIG in ottemperanza all'incarico conferito, ha redatto il rapporto tecnico, pubblicato dall'UNI in data 7 aprile 2016, UNI/TR 11631: 2016 dal titolo "Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione (VII specie)" (di seguito: UNI/TR 11631:2016).
- 14.3 La norma UNI/TR 11631:2016, definisce, a livello di singolo impianto di distribuzione di gas naturale, sia i criteri per l'individuazione dei punti di rilevazione della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione sia le modalità di acquisizione ed elaborazione dei rispettivi valori di pressione rilevati. Inoltre, la norma, per le reti in bassa pressione non stabilizzate, prevede la possibilità di definire attraverso il parametro di efficienza impianto (P_{eff}) il livello di performance annuale dell'impianto di distribuzione.
- 14.4 I principali obiettivi che l'Autorità intende perseguire con il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione, possono essere così sintetizzati:
- a) raccogliere elementi conoscitivi da rendere pubblicamente disponibili sui valori delle pressioni di esercizio che caratterizzano le reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione;
 - b) correlare i dati raccolti alle caratteristiche delle reti di distribuzione gas in bassa pressione e alla qualità del servizio offerto ai clienti finali allacciati alle reti di distribuzione gas in bassa pressione;
 - c) utilizzare le rilevazioni dei punti di misura per individuare eventuali indicatori di performance (KPI) che tengano conto delle caratteristiche della rete di distribuzione gas;
 - d) valutare in prospettiva sulla base delle misure raccolte e nell'ambito del processo di riforma del sistema energetico europeo, possibili sviluppi di meccanismi di regolazione economica.

Caratteristiche del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione

- 14.5 Il sistema di monitoraggio dovrà essere applicato indistintamente a tutte le reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.
- 14.6 L'individuazione e la quantificazione dei punti di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione dovrà essere effettuata secondo i criteri previsti dal paragrafo 5.2 della UNI/TR 11631:2016. A tal proposito si precisa che qualora gli strumenti di rilevazione della pressione venissero installati su punti di impianto diversi dalla rete (allacciamento/contatore), il valore della pressione in rete dovrà essere determinato tenendo conto delle perdite di carico definite dalle norme di riferimento (allacciamento/contatore)¹².
- 14.7 I punti di rilevazione della pressione di esercizio nelle reti di bassa pressione di ciascun impianto di distribuzione, dovranno essere identificati e riportati su cartografica scala almeno 1:2000, mediante un codice univoco alfanumerico formato dal codice impianto (ID-ARERA) cui aggiungere il suffisso "P" e il numero progressivo del punto.
- 14.8 La strumentazione per la registrazione dei valori di pressione nei punti di rilevazione dovrà essere esclusivamente di tipo digitale e dovrà garantire una precisione di $\pm 0,7$ mbar nel campo di applicazione compreso tra 5 mbar e 70 mbar e una risoluzione $\leq 0,1$ mbar. Inoltre la strumentazione dovrà disporre di una capacità di immagazzinamento dati non inferiore a 60 gg..
- 14.9 La strumentazione per la registrazione dei valori di pressione associata a ciascun punto di rilevazione dovrà essere identificata con un codice univoco.
- 14.10 Il periodo di acquisizione dei valori di pressione nei punti di rilevazione non dovrà essere maggiore di 15 minuti e le modalità di acquisizione dei dati di pressione dallo strumento di registrazione installato in campo potrà essere effettuata in situ mediante operatore o da remoto mediante telelettura con periodicità massima mensile.
- 14.11 Per ciascun punto di rilevazione della pressione dovranno essere elaborati e resi disponibili, su base mensile, i seguenti dati e informazioni:
- a) codice e denominazione dell'impianto di distribuzione di appartenenza;
 - b) codice identificativo punto di rilevazione;
 - c) luogo di ubicazione del punto di rilevazione (codice Istat Comune, Comune, via/piazza, n° civico e parte impianto (rete, impianto di derivazione di utenza parte interrata, ecc.));
 - d) codice identificativo strumentazione di registrazione della pressione;
 - e) mese e anno periodo di osservazione;
 - f) giorno, ora e valore della pressione minima (Pmin) rilevato durante il periodo di osservazione;
 - g) giorno, ora e valore della pressione massima (Pmax) rilevato durante il periodo di osservazione;

¹² Rif. paragrafo 5.1 della UNI/TR 11631:2016.

- h) valore della pressione media (Pmed) calcolata con riferimento ai dati rilevati durante il periodo di osservazione;
- i) tempo, espresso in minuti, con dato disponibile durante il periodo di osservazione;
- j) scarto quadratico medio;
- k) incertezza di misura della strumentazione utilizzata, espressa in mbar;
- l) eventuali valori di pressione rilevati durante:
 - i. le giornate con condizioni di temperatura inferiori a quelle di progetto previste dalla norma tecnica vigente per la progettazione degli impianti termici negli edifici per lo specifico territorio;
 - ii. giornate con condizioni climatiche che eccedono l'intervallo di temperatura di funzionamento delle apparecchiature;
 - iii. disservizi a seguito di emergenze gas;
 - iv. eventi di causa di forza maggiore (per esempio: estesi black-out elettrici con conseguente interruzioni del normale funzionamento delle apparecchiature).

I valori di pressione dovranno essere espressi in millibar (mbar), con arrotondamento al primo decimale.

- 14.12 Le imprese distributrici dovranno provvedere alla installazione degli strumenti di rilevazione, prevedendo tutte le attività necessarie per la loro corretta messa in opera e funzionamento.
- 14.13 L'installazione presso ciascun impianto di distribuzione del numero minimo di strumenti per la rilevazione della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione così come previsto dal paragrafo 5.2 della UNI/TR 11631:2016, dovrà essere completata entro il 31 dicembre 2022.
- 14.14 I costi di capitale sostenuti per fornitura, installazione e attivazione degli strumenti per la rilevazione della pressione sono rendicontati dalle imprese nell'ambito della raccolta RAB. L'Autorità intende valutare l'ipotesi di mettere un tetto a tali riconoscimenti, sia mediante l'introduzione di una valutazione a costo standard, pari a 860,00 euro per singolo strumento, sia mediante l'azzeramento dei costi sostenuti per fornitura, installazione e attivazione di punti di rilevazione superiore al numero minimo previsto dal paragrafo 5.2 della UNI/TR 11631:2016, in assenza di giustificate motivazioni da sottoporre all'approvazione dell'Autorità.
- 14.15 A partire dal 1 gennaio 2023, l'impresa di distribuzione è tenuta, per ogni impianto di distribuzione del gas naturale oggetto di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione, a pubblicare mensilmente sul proprio sito internet e con visibilità per almeno 36 mesi, i seguenti dati e informazioni:
 - a) il codice e la denominazione dell'impianto di distribuzione;
 - b) il valore massimo orario della pressione di esercizio riscontrato nel mese di riferimento tra tutti i punti di rilevazione presenti nell'impianto, la data e l'ora della rilevazione, il codice identificativo del punto di rilevazione con i relativi

riferimenti (codice Istat Comune, Comune, via/piazza, n° civico e parte impianto (rete, impianto di derivazione di utenza parte interrata, ecc.));

- c) il valore minimo orario della pressione di esercizio riscontrato nel mese di riferimento tra tutti i punti di rilevazione presenti nell'impianto, la data e l'ora della rilevazione, il codice identificativo del punto di rilevazione con i relativi riferimenti (codice Istat Comune, Comune, via/piazza, n° civico e parte impianto (rete, impianto di derivazione di utenza parte interrata, ecc.));
- d) media dei valori orari della pressione di esercizio riscontrati nel mese di riferimento in ciascun punto di rilevazione presente nell'impianto, il codice identificativo del punto di rilevazione con i relativi riferimenti (codice Istat Comune, Comune, via/piazza, n° civico e parte impianto (rete, impianto di derivazione di utenza parte interrata, ecc.)).

I valori di pressione dovranno essere espressi in millibar (mbar), con arrotondamento al primo decimale.

- 14.16 Le tematiche relative alle interazioni tra la gestione dinamica delle pressioni – per lo più su reti di alta e media pressione – e le emissioni in atmosfera di gas naturale saranno sviluppate nell'ambito del documento per la consultazione richiamato nel paragrafo 1.7. In particolare, in tale documento sarà valutata 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.

Spunti per la consultazione

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

PARTE IV

QUALITÀ COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

15 Contesto normativo vigente

- 15.1 Il contesto normativo di riferimento in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas è costituito da:
- a) disposizioni dell'Autorità;
 - b) normativa primaria e secondaria;
 - c) norme dell'UNI-CIG (Comitato Italiano Gas).

Disposizioni dell'Autorità

- 15.2 Con riferimento alla RQDG, la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas è disciplinata dalle disposizioni riportate nella Sezione III:
- Titolo I – Indicatori di qualità commerciale dei servizi gas;
 - Titolo II – Livelli specifici e generali di qualità commerciale del servizio gas;
 - Titolo III – Indennizzi automatici;
 - Titolo IV – Obblighi di registrazione e di comunicazione.
- 15.3 Con la delibera 108/06, l'Autorità ha approvato il Codice di rete Tipo del servizio di distribuzione gas che contiene le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas e prevede, tra l'altro, la pubblicazione da parte dell'impresa distributrice di un prezzario per prestazioni di carattere commerciale regolate dalla RQDG.
- 15.4 Con la delibera ARG/com 164/08 e s.m.i., l'Autorità ha disciplinato, attraverso standard generali e specifici, le richieste di rettifica di fatturazione e i reclami presentati dai clienti finali alle società di vendita, e gli obblighi inerenti alla qualità dei servizi telefonici delle società di vendita.
- 15.5 Con la delibera ARG/gas n. 64/09 e s.m.i., l'Autorità ha disciplinato, tra l'altro, gli obblighi in materia di modalità e frequenza di rilevazione dei consumi di gas naturale nei punti di riconsegna dei clienti finali.

Normativa primaria e secondaria

- 15.6 La normativa primaria e secondaria afferente alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas è costituita da:

- 1) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare 22 gennaio 2008, n. 37 in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici¹³;
- 2) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 21 aprile 2017, n. 93 in materia di attuazione della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea.

Norme UNI/CIG

15.7 Le principali norme UNI/CIG¹⁴ inerenti alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas sono

- 1) norma UNI EN 437 - Gas di prova – Pressioni di prova – Categorie di apparecchi;
- 2) norma UNI 11003 - Contatori di gas con pressione di misura non maggiore di 0,07 bar – Criteri di verifica;
- 3) norma UNI 11323 – Pressione di fornitura del gas distribuito a mezzo rete, nel caso di fornitura in 7^a specie – Modalità di verifica (di seguito: UNI 11323);
- 4) norma UNI 11600: parte 1, 2 e 3 e 4 - Modalità operative per le verifiche metrologiche periodiche e casuali.

16 Qualità commerciale nel quarto periodo di regolazione

Ambito di applicazione

- 16.1 La sezione III della RQDG, relativa alla qualità commerciale, deve essere rispettata dalle imprese di distribuzione di gas naturale con clienti finali alimentati in bassa pressione. La sezione non si applica nei comuni in avviamento, limitatamente a tale periodo, e ai lavori che richiedono l'estensione e/o il potenziamento della rete.
- 16.2 Il cliente finale richiede le prestazioni esclusivamente mediante l'impresa di vendita di gas ad eccezione di alcuni casi in cui è possibile rivolgersi direttamente al distributore. I casi intermediati dall'impresa di vendita sono: 1) reclami scritti o richieste scritte di informazioni di cui all'Articolo 50 relativi ai servizi di distribuzione e misura, 2) richieste di preventivo per l'esecuzione di lavori in assenza di contratto di fornitura, 3) richieste di spostamento comune di almeno quattro gruppi di misura effettuate da amministratori di condominio per conto dei clienti finali, 4) richieste di spostamento

¹³ Tale decreto all'articolo 8, comma 3, prevede che il committente, entro 30 giorni dall'allacciamento di una nuova fornitura di gas, energia elettrica, acqua, negli edifici di qualsiasi destinazione d'uso consegna al distributore o al venditore copia della dichiarazione di conformità dell'impianto o copia della dichiarazione di rispondenza.

¹⁴ Sul sito internet del CIG, ai seguenti indirizzi: <https://www.cig.it/Normazione/elenco-norme-tecniche/> e [https://www.cig.it/pubblicazioni/ sono](https://www.cig.it/pubblicazioni/sono) disponibili l'elenco completo delle norme tecniche e delle linee guida afferenti l'intera filiera gas.

comune di colonne montanti effettuate da amministratori di condominio per conto dei clienti finali, 5) richieste di spostamento di allacciamenti non attivi se effettuate da un richiedente diverso dal subentrante.

- 16.3 Inoltre, il cliente finale si rivolge direttamente all'impresa distributrice in caso di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità previsto all'articolo 43, comma 43.5 della RQDG.
- 16.4 La RQDG prevede un obbligo anche per le imprese di vendita ovvero il venditore deve inviare all'impresa distributrice, nei casi previsti, la richiesta del cliente finale entro 2 giorni lavorativi.
- 16.5 La RQDG ha fissato livelli specifici (riferiti alla singola prestazione richiesta) e generali (riferiti al complesso delle prestazioni richieste). In caso di violazione dei livelli specifici (mancata erogazione della prestazione nei tempi previsti dalla regolazione) per causa dell'impresa distributrice sono previsti indennizzi automatici a favore dei richiedenti. Anche per il tema della qualità commerciale, la RQDG prevede degli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità (quest'ultimo da ottemperare entro il 31 marzo di ogni anno ai sensi dell'art. 64 della RQDG). Tali obblighi di comunicazione devono essere rispettati dalle imprese di gas naturale con un numero di clienti finali maggiore di 5.000 al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di comunicazione.
- 16.6 Con riferimento ai livelli specifici relativi alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura previsti all'articolo 38 della RQDG, si fa riferimento ai seguenti indicatori: tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici, tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, tempo di esecuzione di lavori semplici, tempo di attivazione della fornitura, tempo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale, tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità, tempo per l'effettuazione della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, tempo di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale, tempo di ripristino del valore corretto della pressione di fornitura, fascia di puntualità per gli appuntamenti con il cliente finale, tempo di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore.
- 16.7 Come detto la disciplina attualmente in vigore prevede il riconoscimento, nella prima bolletta utile, di un indennizzo automatico se non viene rispettata la tempistica di erogazione della prestazione previste dalle tabelle E ed F (quest'ultima in vigore dall'anno 2017) dell'articolo 56 della RQDG, di seguito riportate.

Tabella E: Livelli specifici di qualità commerciale del servizio di distribuzione

Indicatore	Livello specifico
Tempo massimo di preventivazione, di cui all'Articolo 40, per l'esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi
Tempo massimo di preventivazione, di cui all'Articolo 40, per l'esecuzione di lavori complessi	30 giorni lavorativi

Tempo massimo di esecuzione di lavori semplici di cui all'Articolo 41	10 giorni lavorativi
Tempo massimo di attivazione della fornitura di cui all'Articolo 43	10 giorni lavorativi
Tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale di cui all'Articolo 44	5 giorni lavorativi
Tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità di cui all'Articolo 45	2 giorni feriali
Tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per situazione di potenziale pericolo per la pubblica incolumità di cui al comma 43.5	2 giorni feriali
Tempo massimo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale di cui all'articolo 46	20 giorni lavorativi
Tempo massimo di sostituzione del gruppo di misura guasto di cui all'articolo 47	5 giorni lavorativi
Tempo massimo di verifica della pressione di fornitura di cui all'Articolo 48	10 giorni lavorativi
Tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura di cui all'articolo 49	1 giorno solare
Fascia di puntualità per appuntamenti di cui all'Articolo 52 (inclusi gli appuntamenti posticipati di cui all'Articolo 54)	2 ore

Tabella F: Livelli specifici di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici

Tipologia dati tecnici	Motivazione richiesta	Livello dall'1° gennaio 2017	Livello dall'1° luglio 2017	Livello dall'1° gennaio 2018	Livello dall'1° gennaio 2019
Dati acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	6 giorni lavorativi
Altri dati tecnici (M02)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi	6 giorni lavorativi
Altri dati tecnici complessi (M02C)	Reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	n.a.	15 giorni lavorativi	15 giorni lavorativi	12 giorni lavorativi

- 16.8 In relazione ai livelli generali la regolazione prevede per una percentuale di prestazioni erogate il rispetto di una tempistica massima. Di seguito vengono riportate le tabelle G e F (quest'ultima in vigore dal 2017) dell'articolo 56 della RQDG. Non è prevista nessuna disciplina indennizzante ma, è monitorato il mancato rispetto.

Tabella G: Livelli generali di qualità commerciale del servizio di distribuzione

Indicatore	Livello generale
Percentuale minima di richieste di esecuzione di lavori complessi realizzati entro il tempo massimo di 60 giorni lavorativi di cui all'Articolo 42	90%
Percentuale minima di risposte motivate a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni relativi al servizio di distribuzione comunicate entro il tempo massimo di 30 giorni solari di cui all'Articolo 50	95%

Tabella F: Livelli generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici

Tipologia dati tecnici	Motivazione richiesta	Livello dall'1° gennaio 2017	Livello dall'1° luglio 2017	Livello dall'1° gennaio 2018	Livello dall'1° gennaio 2019
Dati acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01)	Reclami/richieste ricevute dal venditore per telefono	n.a.	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	6 giorni lavorativi nel 95% dei casi
Altri dati tecnici semplici (M02)	Reclami/richieste ricevute dal venditore per telefono	n.a.	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	10 giorni lavorativi nel 95% dei casi	6 giorni lavorativi nel 95% dei casi

17 Orientamenti per la qualità commerciale nel quinto periodo di regolazione

- 17.1 Scopo della regolazione della qualità commerciale è garantire e migliorare la tutela dei clienti finali in termini di tempestività, puntualità ed accuratezza di trattamento delle richieste di carattere commerciale, oltre che di messa a disposizione dei dati rilevanti ai fini commerciali e di adeguamento di alcuni standard sulla base dei livelli effettivi rilevati nel corso degli ultimi anni.
- 17.2 Gli orientamenti delineati nel presente capitolo tengono conto, tra l'altro, dei contributi forniti in esito al documento 170/2019/R/GAS e dei dati di qualità commerciale comunicati all'Autorità dalle imprese distributrici. Resta inteso che per ogni aspetto di

regolazione per il quale non vengono formulate proposte di modifica si intende confermata per il quinto periodo la regolazione attualmente in vigore.

Aggiornamento degli standard di qualità commerciale

- 17.3 Con riferimento agli *standard* di qualità commerciale nel grafico di figura 23 (Appendice II), sono riportati i tempi effettivi medi registrati nel triennio 2014-2018. Sulla base dell'analisi dei tempi effettivi e del loro confronto con gli *standard* vigenti, emerge che in molti casi la performance delle imprese è di gran lunga migliore rispetto alla *standard*.
- 17.4 In merito, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di ridurre i tempi previsti dagli *standard* in vigore nel quarto periodo di regolazione riportandoli a livelli più prossimi ai livelli effettivi riscontrati, al fine di rendere il più possibile omogenee le condizioni di erogazione del servizio, sotto il profilo commerciale, riducendo il *gap* tra il cliente meglio servito e il cliente peggio servito.

Verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale

- 17.5 L'articolo 48, comma 5, lettera a) della RQDG prevede che l'impresa distributrice effettui la verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale secondo quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.
- 17.6 La norma UNI 11323 stabilisce le modalità per l'esecuzione della verifica della pressione di fornitura del gas distribuito a mezzo di rete su richiesta del cliente finale, compresi i criteri per l'attribuzione dell'esito della verifica. Tale norma si applica alle forniture di gas che soddisfano contemporaneamente le seguenti condizioni:
- 1) il gas distribuito appartiene alla seconda famiglia ai sensi della UNI EN 437;
 - 2) il gruppo di misura ha una pressione massima di esercizio, rilevata immediatamente a monte del gruppo stesso, non maggiore di 4 kPa (40 mbar);
 - 3) il gruppo di misura ha una Q_{max} non maggiore di 10 m³/h (classe non superiore a G6);
 - 4) l'impianto di utenza alimentato dal gruppo di misura è di tipo domestico o similare.
- 17.7 Il paragrafo 4.5.1 della norma UNI 11323 prevede che l'impresa distributrice effettui la verifica adottando una delle seguenti modalità:
- verifica oraria;
 - verifica giornaliera.

La verifica oraria, si articola in 4 prove della durata di 5 minuti ciascuna, intervallate tra loro da intervalli di 15 minuti ciascuno.

La verifica giornaliera ha una durata complessiva compresa tra le 8 e le 36 ore, e non può essere eseguita quando la situazione impiantistica e il contesto di installazione richiedono la sorveglianza continua durante l'esecuzione della verifica.

- 17.8 L'Autorità, al fine di evitare comportamenti opportunistici e/o discriminatori nei confronti dei clienti finali che richiedono la verifica della pressione di fornitura al punto

di riconsegna, è orientata a prevedere che la verifica venga svolta nel rispetto delle norme tecniche vigenti (UNI 11323) e che la modalità adottata sia, di norma, quella definita “giornaliera” con tempo di osservazione non inferiore alle 24 ore.

- 17.9 Nei casi in cui l’impresa distributrice è impossibilitata a effettuare presso il punto di riconsegna la verifica della pressione di fornitura adottando la modalità “giornaliera”, l’Autorità con riferimento all’articolo 48, comma 3 della RQDG, è orientata a prevedere che l’impresa distributrice non possa in ogni caso addebitare al venditore un importo superiore a 30,00 € anche se la precedente verifica di pressione relativa al medesimo punto di riconsegna è stata effettuata da meno di cinque anni solari.

Introduzione di un meccanismo che consenta all'impresa distributrice di fornire a pagamento servizi "accelerati"

- 17.10 In esito al dco 170/2019 è emersa una proposta da parte di un operatore di introdurre un meccanismo che consenta di fornire a pagamento servizi con tempistiche di esecuzione inferiori a quelle *standard*.
- 17.11 L’ipotesi che la qualità del servizio possa essere differenziata tra i clienti in base alla *willingness to pay* è un tema che richiede specifici approfondimenti volti a valutare le ricadute in termini di qualità del servizio per gli utenti meno disposti a pagare e le ricadute in termini di allocazione dei costi, al fine di evitare sussidi tra clienti.
- 17.12 In questa prospettiva l’Autorità intende raccogliere osservazioni da operatori e stakeholder e ipotesi di concrete rispetto a possibili progetti sperimentali, con indicazione puntuale del tipo di servizio che potrebbe essere offerto a corrispettivo più elevato, indicazioni circa le misure adottate per evitare che l’introduzione di servizi specifici possa andare a detrimento della qualità per il resto dei clienti finali e circa le misure di allocazione dei costi, volte a evitare sussidi.

Spunti per la consultazione

- S10. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di aggiornamento degli *standard* di qualità commerciale.
- 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?
- S12. Osservazioni sugli orientamenti in materia di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.
- S13. Osservazioni in merito all'introduzione di un meccanismo che consenta all'impresa distributrice di fornire a pagamento servizi "accelerati".

PARTE V

MONITORAGGIO DEI DATI DI SICUREZZA E QUALITÀ COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

18 Orientamenti in materia di monitoraggio dati

- 18.1 La sezione IV della RQDG disciplina la verifica dei dati di qualità sia con riferimento alla sicurezza che alla qualità commerciale. In origine la finalità con la quale era stata introdotta tale metodologia¹⁵ era quella di consentire l'effettuazione di un significativo numero di controlli, con il duplice scopo di rafforzare la tutela dei consumatori finali e di evitare eventuali vantaggi indebiti derivanti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità in tema di qualità dei servizi gas.
- 18.2 In particolare, la sezione prevede le modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità, la validazione e verifica di conformità dei dati di qualità, la stima degli eventi di sicurezza o delle prestazioni di qualità commerciale non validi e non conformi, le penalità per eventi di sicurezza o prestazioni di qualità commerciale non validi e non conformi. In relazione al tema della stima, la RQDG ha introdotto un modello statistico per la valutazione del numero complessivo degli eventi di sicurezza e delle prestazioni di qualità commerciale non validi/e e/o non conformi, a partire da un campione estratto, sulla base del quale applicare penalità unitarie predefinite.
- 18.3 Successivamente all'emanazione delle predette regole si è concretizzata l'esigenza di effettuare dei controlli e delle verifiche più specifiche ed ancora più incentrate sul tema della salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito.
- 18.4 Attualmente vengono effettuati controlli sul tema del pronto intervento, dell'odorizzazione del gas naturale e dei controlli sui dati in materia di recuperi di sicurezza del servizio di cui al titolo VII della sezione II.
- 18.5 Le suddette attività ispettive utilizzano per l'effettuazione delle verifiche gli elenchi dell'articolo 68 della RQDG. In particolare, vengono utilizzati gli elenchi del comma 68.6 lettera a), sub (i), (ii), (iii), (iv): 1) tabella M: l'elenco relativo al pronto intervento, 2) tabella N: l'elenco relativo alle dispersioni, tabella O: l'elenco relativo alla protezione catodica, tabella P: l'elenco relativo all'odorizzazione. Tali elenchi sono, quindi, indispensabili all'effettuazione delle attività ispettive.
- 18.6 L'Autorità tenuto conto delle mutate esigenze di verifica di alcuni dati di qualità intende abrogare la sezione IV ad eccezione degli elenchi dell'articolo 68, comma 68.6 lettera a), sub (i), (ii), (iii), (iv) della RQDG propedeutici all'effettuazione dei predetti controlli

¹⁵ La metodologia è stata introdotta sperimentalmente con deliberazione 29 settembre 2004, n.168 successivamente è stata modificata con la deliberazione 28 marzo 2007, n. 74/2007. La metodologia è stata quindi recepita prima dalla deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e poi dalla RQDG.

e verifiche che, pertanto, vengono confermati. Vengono confermati, inoltre, anche gli elenchi dell'articolo 68, comma 68.6 lettera b) della RQDG relativi alla qualità commerciale.

Spunti per la consultazione

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?

APPENDICE I: Elementi quantitativi relativi alla sicurezza del servizio di distribuzione del gas

- 1.1 Il dco 170/2019 ha evidenziato come le imprese sembrano aver risposto positivamente ai segnali della regolazione. Di seguito vengono forniti alcuni elementi. Verranno utilizzati i dati comunicati dalle imprese distributrici ai sensi dell'articolo 28 della RQDG esponendo i risultati prima in relazione al gas naturale, poi ai gas diversi dal gas naturale. Il periodo di osservazione, laddove possibile, va dal 2014 al 2018.
- 1.2 Prima di procedere vengono forniti alcuni elementi caratterizzanti il settore della distribuzione. In relazione alla situazione più aggiornata (dati comunicati a marzo 2019, riguardanti l'anno 2018), le imprese di distribuzione che hanno comunicato i dati ai sensi dell'articolo 28 della RQDG sono 255, di cui 208 sono distributori di gas naturale, alcuni di questi, in modo residuale gestiscono impianti che distribuiscono anche gas diversi dal gas naturale. Le rimanenti 74 sono imprese che distribuiscono, esclusivamente, gas diversi dal gas naturale. In relazione al gas naturale i clienti finali sono circa 22 milioni, quelli relativi ad altri tipi di gas sono circa 170.000. Gli impianti di distribuzione di gas naturale sono circa 3.000, quelli di gas diversi dal gas naturale circa 700.
- 1.3 La figura 1 illustra la suddivisione delle 208 imprese di gas naturale. Per semplicità espositiva le imprese sono state suddivise sulla base della numerosità dei clienti finali serviti. Le dimensioni considerate sono:
- 5) grande (numero di clienti finali maggiore di 100.000);
 - 6) media (numero di clienti finali minore di 100.000 e maggiore di 50.000);
 - 7) intermedia (numero di clienti finali minore di 50.000 e maggiore di 10.000);
 - 8) piccola (numero di clienti finali minore di 10.000).

Il 79% delle imprese gestisce meno di 50.000 clienti finali. Il 21% delle imprese gestisce più di 50.000 clienti finali.

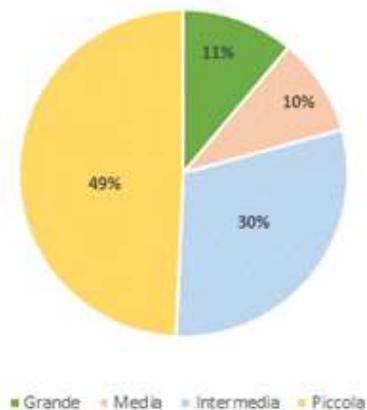


figura 1: Ripartizione dimensionale delle imprese di distribuzione di gas naturale

1.4 Osservando la ripartizione dal punto di vista della numerosità dei clienti finali serviti emerge, tuttavia, che le grandi e le medie imprese gestiscono la quasi totalità dei clienti finali di gas naturale (figura 2). Infatti, il 91% dei clienti finali è gestito da grandi e medie imprese. La stessa situazione si riscontra nella ripartizione degli impianti di distribuzione. Il 92% degli impianti è gestito dalle grandi e medie imprese (figura 3).

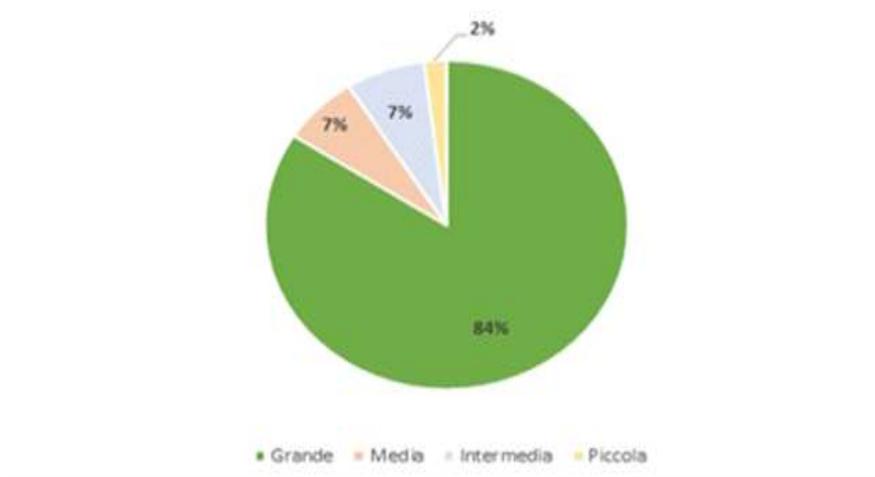


figura 2: Ripartizione dei clienti finali fra le imprese di distribuzione di gas naturale

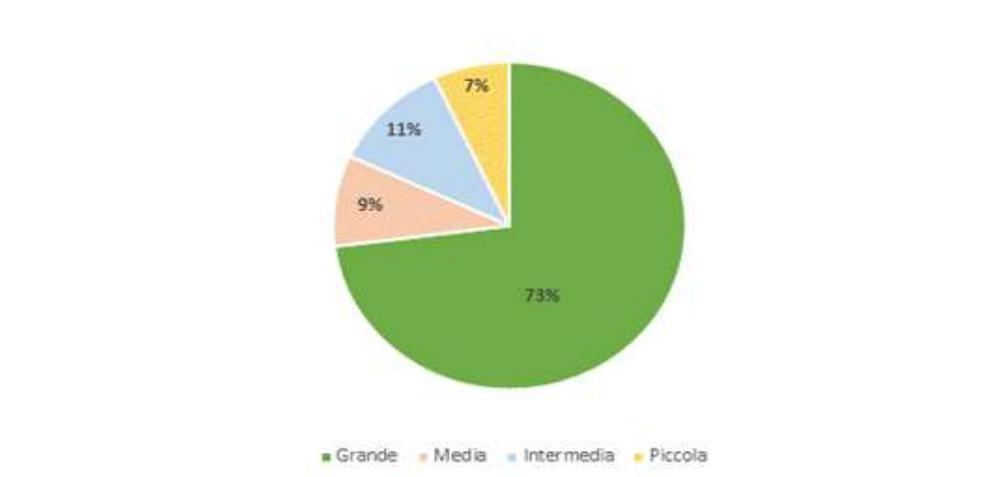


figura 3: Ripartizione degli impianti di distribuzione di gas naturale

- 1.5 Il 9% dei clienti finali è gestito dal 79% delle imprese piccole ed intermedie (con un numero di clienti finali inferiore a 50.000).
- 1.6 Un primo elemento che caratterizza il servizio di distribuzione del gas naturale è **l'estensione della rete** che si attesta intorno a 260.000 km di rete. La figura 4 evidenzia

come la rete sia in costante ma, contenuto aumento a partire dal 2014. Nella figura 5 è evidenziato un *trend* crescente dal 2014 della rete totale.

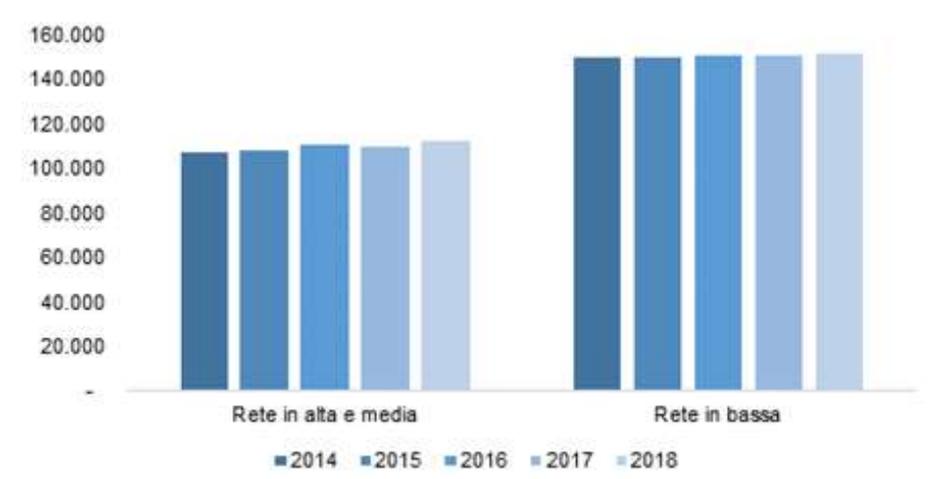


Figura 4: Andamento dell'estensione della rete in alta/media e bassa pressione in km, tutti gli impianti - gas naturale

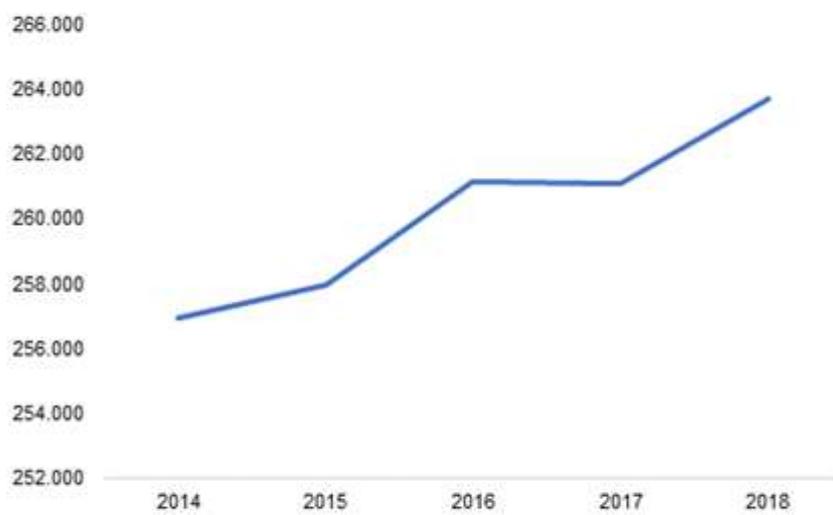


Figura 5: Andamento dell'estensione complessiva della rete in km - gas naturale

- 1.7 La rete prevalente è quella in acciaio protetta catodicamente sottoposta a telesorveglianza e non, segue la rete in polietilene ed infine la rete in ghisa con altri tipi di giunzione (tabella 1). Le rimanenti tipologie incidono solo in minima parte sul totale (solo 1%).

Tabella 1: Ripartizione percentuale della tipologia di rete che distribuisce gas naturale (2014-2018) – tutti gli impianti di distribuzione

Tipologia rete	2014	2015	2016	2017	2018
Acciaio protetto catodicamente in modo efficace con telesorveglianza (art. 28.2)	59%	59%	60%	61%	61%

lettera i))					
Acciaio protetto catodicamente in modo efficace senza telesorveglianza (art. 28.2 lettera i))	18%	18%	16%	16%	15%
Acciaio non protetto catodicamente (art. 28.2 lettera ii) - punto 1.)	0,734%	0,398%	0,306%	0,274%	0,220%
Acciaio non protetto catodicamente (art. 28.2 lettera ii) - punto 2.)	0,270%	0,138%	0,131%	0,211%	0,061%
Acciaio non protetto catodicamente (art. 28.2 lettera ii) - punto 3.)	0,026%	0,026%	0,025%	0,020%	0,022%
Acciaio non protetto catodicamente (art. 28.2 lettera ii) - punto 4.)	0,007%	0,000%	0,013%	0,008%	0,001%
Aerea in acciaio	0,000%	0,070%	0,070%	0,073%	0,073%
Acciaio sottoposto a protezione catodica non efficace (art. 28.2 lettera iii))	0,230%	0,224%	0,270%	0,181%	0,163%
In polietilene (art. 28.2 lettera vi))	19%	19%	20%	20%	21%
Ghisa con giunti canapa e piombo non risanata (art. 28.2 lettera iv))	0,240%	0,124%	0,097%	0,081%	0,073%
Ghisa con altro tipo di giunzione (art. 28.2 lettera v))	2,713%	2,667%	2,648%	2,630%	2,586%
Ghisa risanata in esercizio con giunti canapa e piombo	0,025%	0,056%	0,022%	0,022%	0,070%
Altro materiale (art. 28.2 lettera vii))	0,309%	0,261%	0,249%	0,244%	0,236%

- 1.8 In relazione alle reti in ghisa con giunti in canapa e piombo, in altro materiale e in acciaio non protetta catodicamente sempre la tabella 1 evidenzia come nel corso del tempo l'estensione stia progressivamente diminuendo rappresentando oramai una parte residuale.
- 1.9 Di seguito viene dato conto delle *performance* ottenute dal settore in relazione agli obblighi di servizio di cui all'articolo 12 della RQDG ed alcuni indicatori di sicurezza di cui all'articolo 3 della RQDG.
- 1.10 La figura 6 illustra l'andamento della **percentuale dell'ispezione della rete in alta/media pressione e in bassa pressione** ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettere a) e b) della RQDG. Si osserva che nel complesso l'ispezione effettuata va ben oltre l'obbligo minimo previsto pari al 100%.

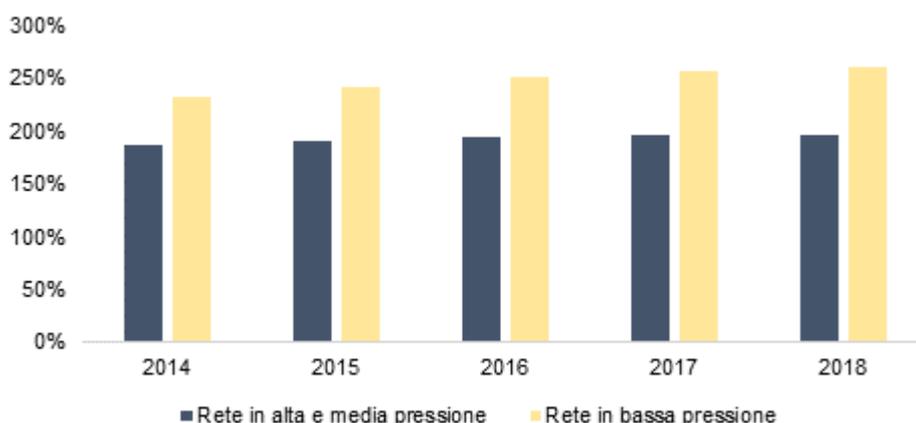


figura 6: Percentuale della rete in alta/media pressione (periodicità di ispezione ogni 3 anni) e in bassa pressione (periodicità di ispezione ogni 4 anni), tutti gli impianti – gas naturale

- 1.11 Il numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata (**NDI**) e del numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi per chilometro di rete (**NDT**) riportati nella figura 7 illustrano quanto previsto rispettivamente ai commi 6.1 e 7.1 della RQDG. Le dispersioni su segnalazione di terzi rapportate alla rete hanno un andamento pressoché decrescente (le dispersioni su segnalazione di terzi su rete e su parte interrata degli impianti di derivazione di utenza diminuiscono progressivamente e la rete aumenta altrettanto progressivamente), quelle su localizzazione a seguito di ispezione della rete rapportate alla rete ispezionata fino al 2016 decrescono, successivamente risalgono, per poi stabilizzarsi.

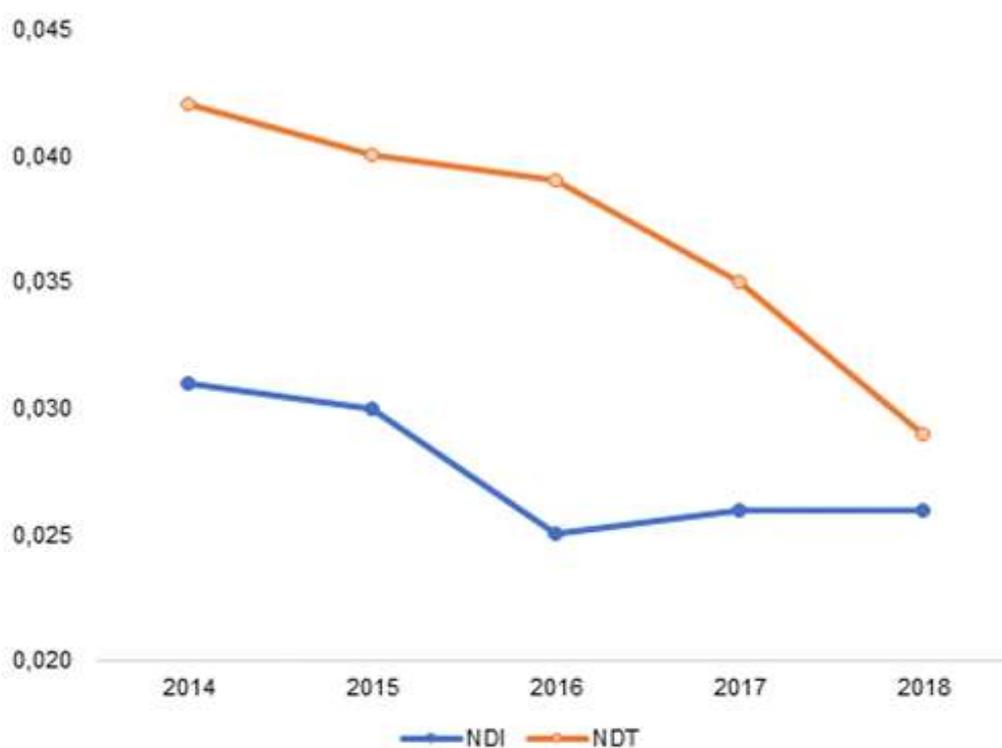


figura 7: Andamento del numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata (NDI) e del numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazioni di terzi per chilometro di rete (NDT), tutti gli impianti – gas naturale

- 1.12 La figura 8 illustra l'andamento dell'ispezione annuale della rete in **materiale diverso da** acciaio protetto catodicamente in modo efficace (comprensivo di quello protetto con anodi galvanici le cui misurazioni di potenziale hanno espresso valori conformi a quelli previsti dalle norme tecniche vigenti in materia e/o dalla pertinente linea guida APCE), polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettera c) della RQDG. Si osserva che nel complesso l'ispezione

effettuata si attesta su valori inferiori al 100%. Va, tuttavia, evidenziato che il trend dell'andamento è in crescita e che l'estensione della rete suddetta è in netta diminuzione.

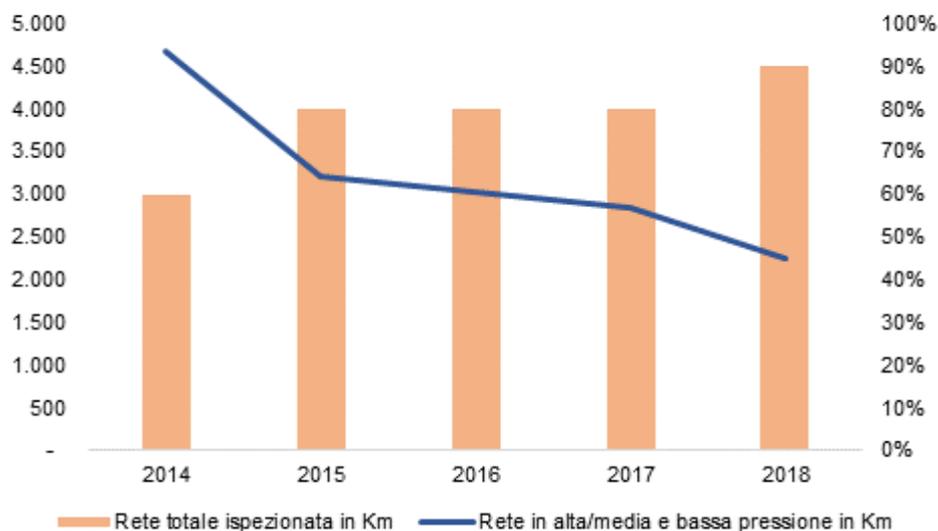


figura 8: Percentuale di ispezione annuale della rete in materiale diverso da acciaio protetto catodicamente in modo efficace (comprensivo di quello protetto con anodi galvanici le cui misurazioni di potenziale hanno espresso valori conformi a quelli previsti dalle norme tecniche vigenti in materia e/o dalla pertinente linea guida APCE), polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo, tutti gli impianti con materiale diverso – gas naturale

1.13 La figura 9 illustra il numero convenzionale di misure del grado di **odorizzazione** per migliaio di clienti per gli impianti in regolazione. Il *trend* è in costante aumento fino al 2016, poi decresce per poi aumentare, lievemente ancora nel 2018. L'andamento è riconducibile al meccanismo incentivante basato anche sul numero di odorizzazioni effettuate rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Va, tuttavia, osservato che il meccanismo pur riconoscendo incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

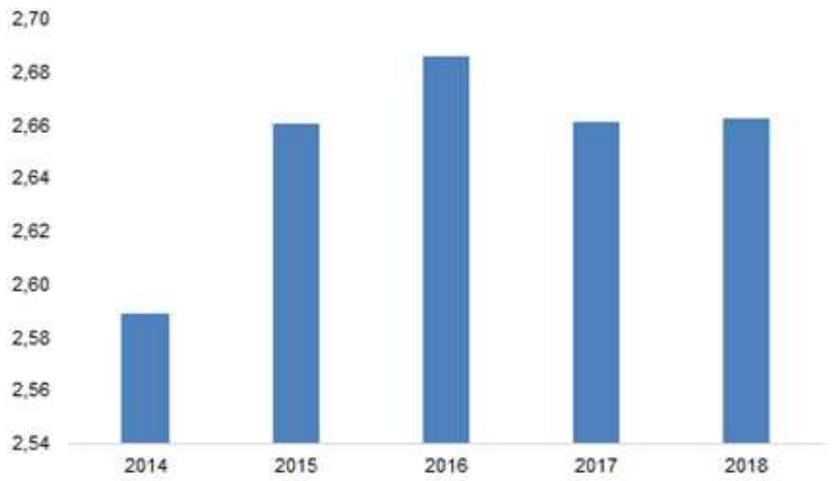


Figura 9: Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti finali, impianti soggetti a regolazione incentivante – gas naturale

1.14 Il grafico 10 evidenzia come il numero di misure del grado di **odorizzazione** effettuate si attestino su un valore quattro volte quello il numero minimo di misure del grado di odorizzazione ai sensi dell'articolo 8.5, comma 8.5 della RQDG.

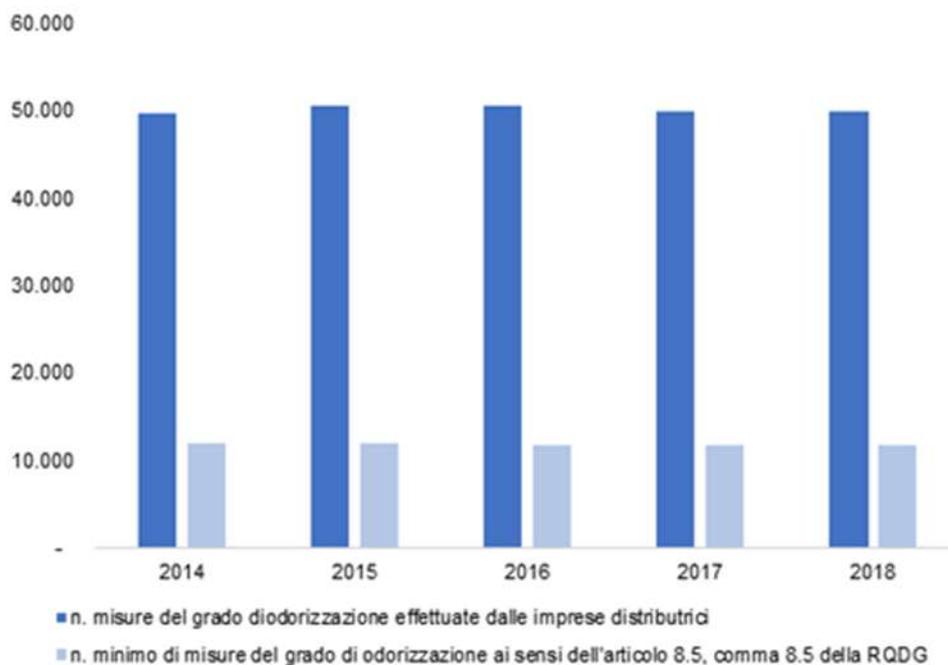


Figura 10: Numero di misure del grado di odorizzazione effettuate e da effettuare ai sensi dell'articolo 8, comma 8.5 della RQDG, impianti soggetti a regolazione incentivante – gas naturale

1.15 Osservando la figura 11, in relazione all'obbligo di cui all'articolo 12, comma 12.6 della RQDG, emerge che la percentuale di rete in alta/media pressione **messa in protezione catodica in modo efficace** raggiunge pienamente il 100% solo a partire nel 2018, gli altri anni si attesta su valori lievemente inferiori. Passando alla rete in bassa pressione il rispetto è ampiamente garantito già a partire dall'anno 2015.

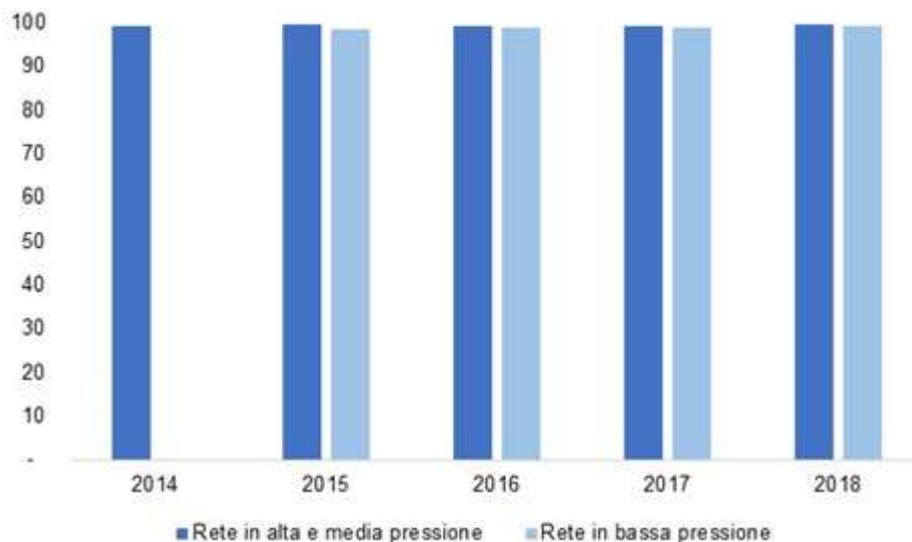


figura 11: Percentuale di rete messa in protezione catodica in modo efficace suddivisa fra alta/media e bassa pressione tutti gli impianti con rete in acciaio – gas naturale

1.16 La figura 12 rappresenta l'andamento della percentuale di chiamate telefoniche per pronto intervento per le quali l'impresa è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG. Si osserva che la percentuale, calcolata per tutti gli impianti di distribuzione, è nettamente maggiore del 90% previsto. La tabella 2 illustra le chiamate telefoniche totali per pronto intervento e le chiamate per le quali l'impresa non è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti per le cause previste all'articolo 58, comma 58.1 lettere a), b) e c) della RQDG.

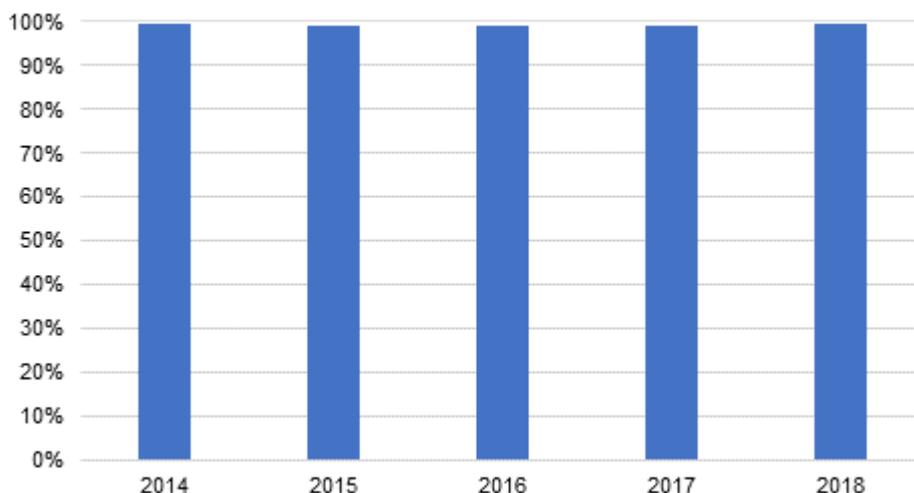


Figura 12: Percentuale di chiamate telefoniche per pronto intervento per le quali l'impresa è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti, tutti gli impianti – gas naturale

Tabella 2: Chiamate telefoniche per pronto intervento e chiamate con tempo di arrivo oltre i 60 minuti di cui all'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG, tutti gli impianti – gas naturale

	2014	2015	2016	2017	2018
N. di chiamate telefoniche per pronto intervento	304.640	312.903	320.018	334.985	311.134
N. di chiamate telefoniche di pronto intervento con tempo di arrivo su luogo di chiamata oltre i 60 minuti non a causa dell'impresa distributrice (articolo 58, comma 58.1 lettere a) e b))	379	227	176	292	169
N. di chiamate telefoniche di pronto intervento con tempo di arrivo su luogo di chiamata oltre i 60 minuti a causa dell'impresa distributrice (articolo 58, comma 58.1 lettera c))	4.417	5.531	6.008	6.603	5.182

1.17 In coerenza con il grafico precedente la figura 13 evidenzia come il tempo di arrivo su luogo di chiamata, in relazione a tutte le chiamate telefoniche per pronto intervento (sull'impianto e a valle del punto di riconsegna), avvenga entro 60 minuti.

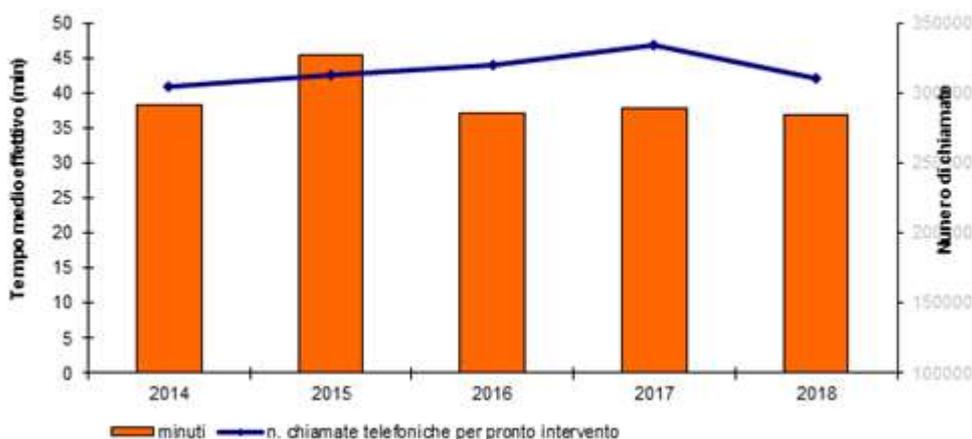


Figura 13: Chiamate telefoniche per pronto intervento e tempo di arrivo sul luogo di chiamata, tutti gli impianti - gas naturale

1.18 La figura 14 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante. Si osservano valori in diminuzione sia per le dispersioni segnalate da terzi localizzate su rete e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza (10*DT) che per quelle localizzate sulla parte aerea degli impianti di derivazione di utenza e sui gruppi di misura (DTA). Tale risultato è dovuto al meccanismo incentivante previsto dalla RQDG basata sull'incentivazione della riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi.

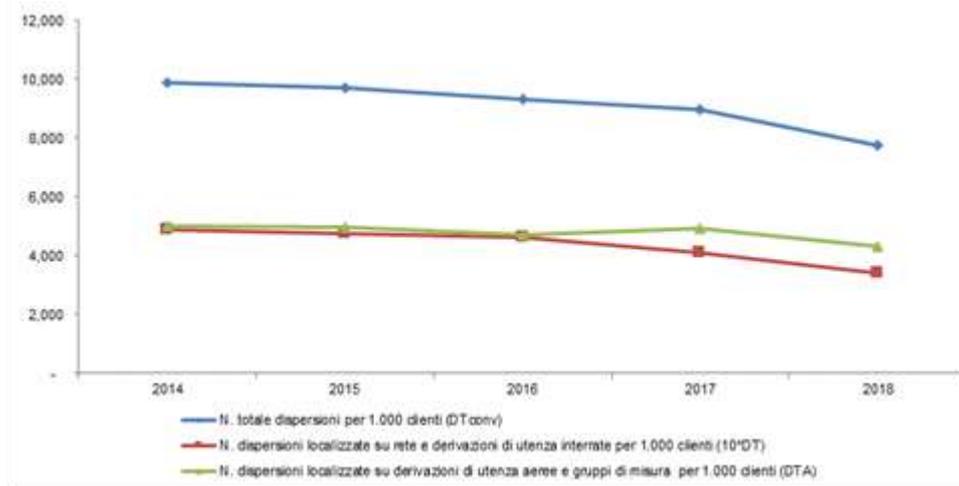


Figura 14: Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti, impianti soggetti a regolazione incentivante – gas naturale

1.19 Le dispersioni localizzate su rete e derivazione di utenza interrata (DT) hanno un andamento decrescente nel tempo, quelle localizzate su derivazione di utenza aeree e gruppi di misura (DTA) decrescono fino al 2016, aumentano nel 2017, per poi decrescere nuovamente nel 2018 (figura 15).

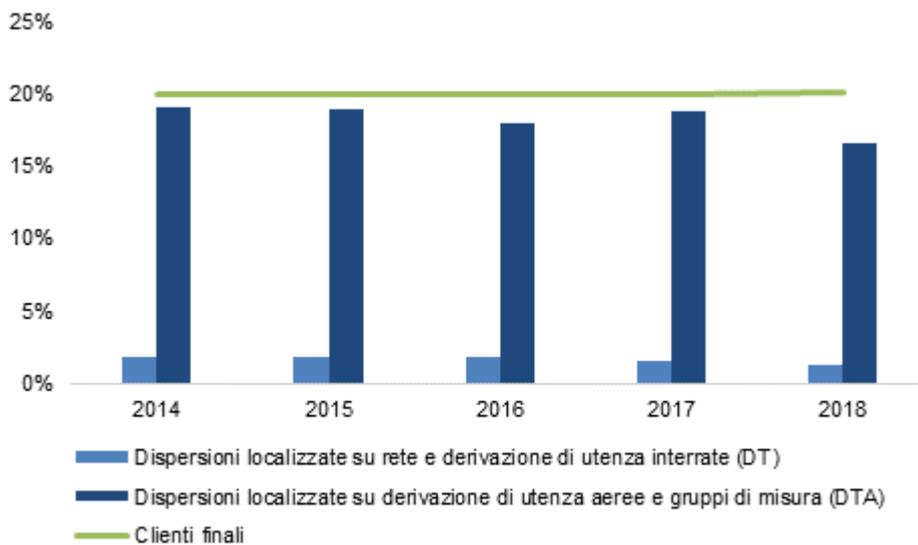


Figura 15: Dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi, impianti soggetti a regolazione incentivante – gas naturale

1.20 Passando agli altri tipi di gas di seguito vengono illustrati i risultati della regolazione limitatamente a dati inerenti all'estensione di rete e le *performance* relative al tema dell'ispezione della rete complessiva e del pronto intervento. La rete aumenta fino al 2017, poi diminuisce lievemente (figura 16). Tale andamento è più evidente in figura 17.

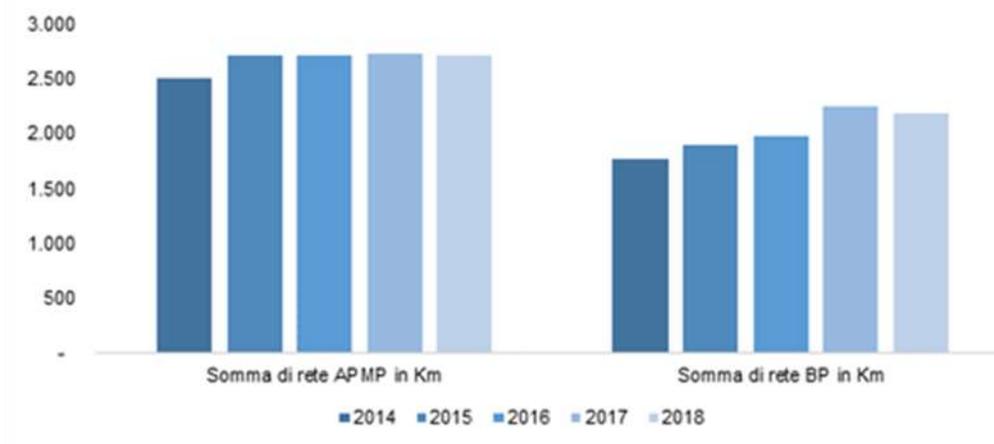


figura 16: Andamento dell'estensione della rete in alta/media e bassa pressione in km – altri tipi di gas

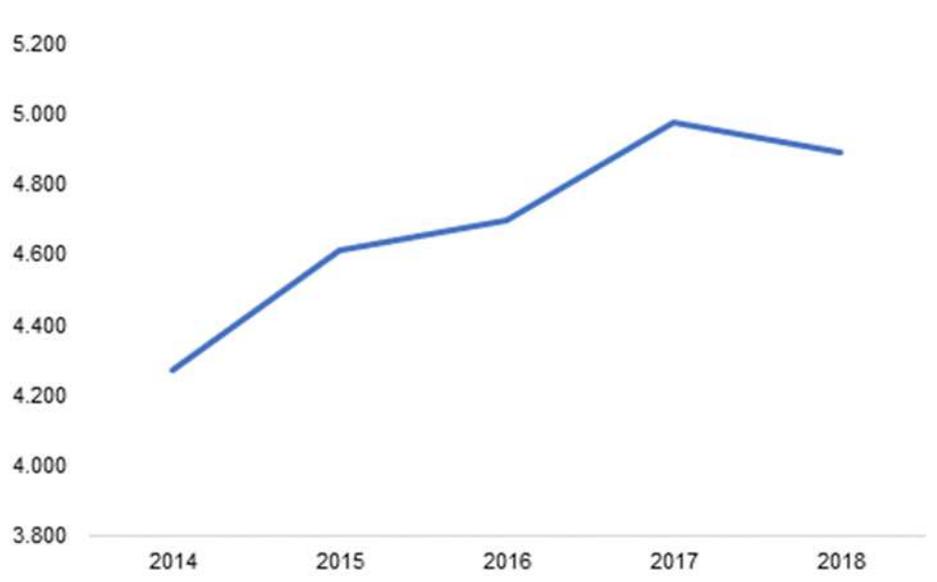


figura 17: Andamento dell'estensione della rete complessiva in km – altri tipi di gas

1.21 La percentuale di rete ispezionata è nettamente superiore al 100% previsto dall'articolo 12, comma 12.9 della RQDG (figura 18).

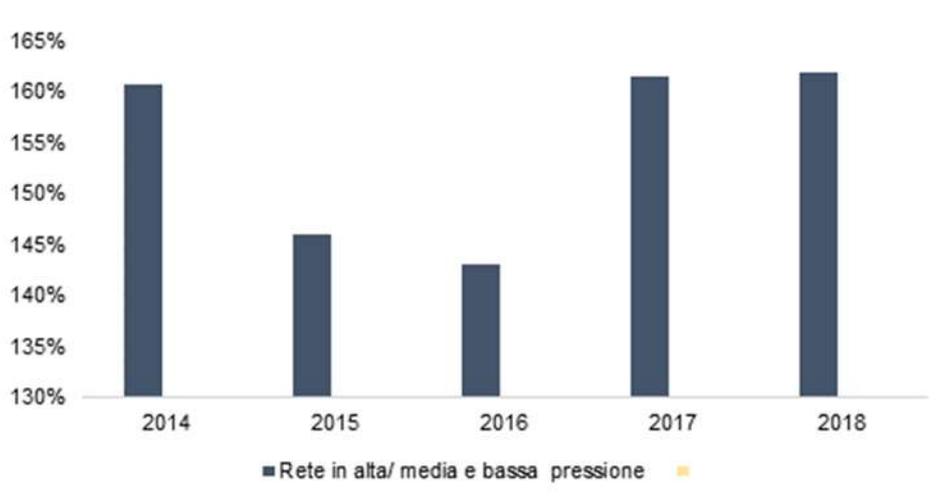


figura 18: Percentuale della rete in alta/media e bassa pressione (periodicità di ispezione ogni 4 anni) – altri tipi di gas

1.22 Passando al tema del pronto intervento la percentuale di chiamate telefoniche per pronto intervento per le quali l'impresa è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti ai sensi dell'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG è nettamente superiore al 90% fissato (figura 19). La tabella 3 illustra le chiamate telefoniche totali per pronto intervento e le chiamate per le quali l'impresa non è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti per le cause previste all'articolo 58, comma 58.1 lettere a), b) e c) della RQDG

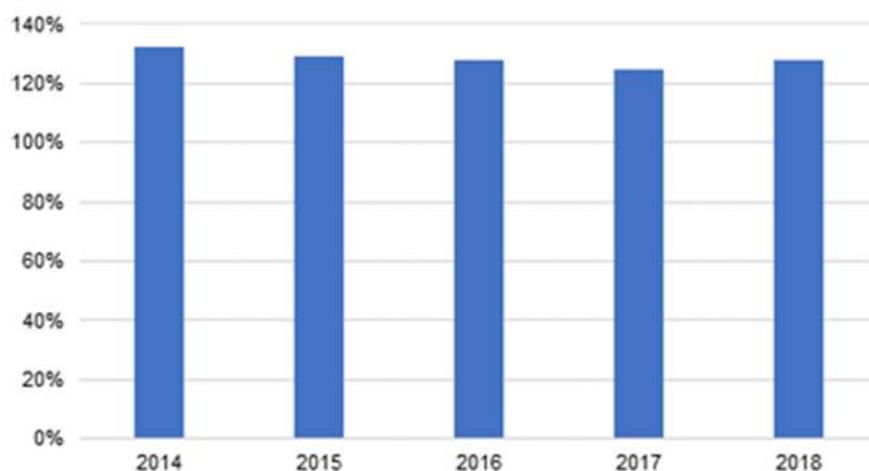


Figura 19: Percentuale di chiamate telefoniche per pronto intervento per le quali l'impresa è giunta sul luogo di chiamata entro 60 minuti – altri tipi di gas

Tabella 3: Chiamate telefoniche per pronto intervento e chiamate con tempo di arrivo oltre i 60 minuti di cui all'articolo 12, comma 12.2 lettera e) della RQDG – altri tipi di gas

	2014	2015	2016	2017	2018
N. di chiamate telefoniche per pronto intervento	2.834	2.919	3.239	3.279	2.954
N. di chiamate telefoniche di pronto intervento con tempo di arrivo su luogo di chiamata oltre i 60 minuti non a causa dell'impresa distributrice (articolo 58, comma 58.1 lettere a) e b))	7	13	50	5	1
N. di chiamate telefoniche di pronto intervento con tempo di arrivo su luogo di chiamata oltre i 60 minuti a causa dell'impresa distributrice (articolo 58, comma 58.1 lettera c))	7	58	9	73	78

1.23 La figura 20 evidenzia come anche per gli impianti che distribuiscono gas diverso dal gas naturale il tempo di arrivo sul luogo di chiamata sia nettamente inferiore ai 60 minuti previsti dalla regolazione.

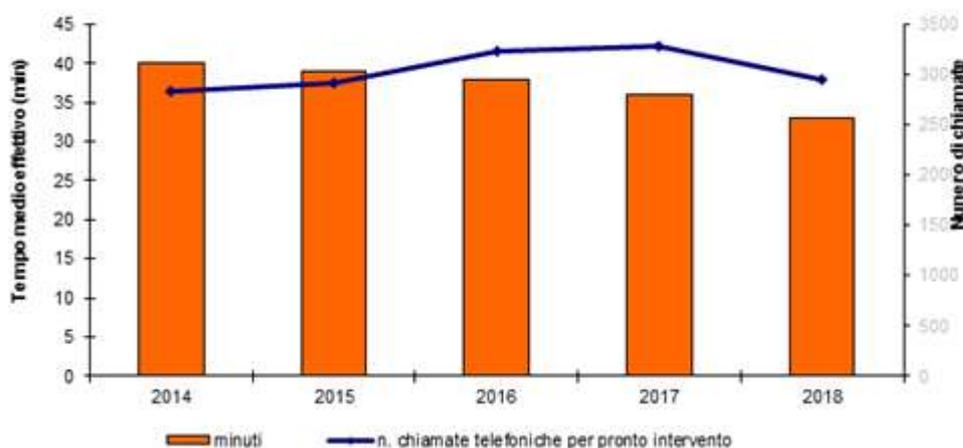


Figura 20: Chiamate telefoniche per pronto intervento e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (altri tipi di gas)

Esempi correlati al fattore ϵ_{od}

Fissato ϵ_{od} pari a 1,14 e stabilito che il numero (N) di impianti REMI con sistemi di odorizzazione da ammodernare al 31 dicembre 2019 sia pari a 30, sono stati ipotizzati i seguenti casi:

- l'impresa di distribuzione completa l'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione nel triennio 2020 ÷ 2022 (vedi: Esempio 1);
- l'impresa di distribuzione non completa l'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione nel periodo 2020 ÷ 2022 (vedi: Esempio 2).

Esempio 1

Anno di riferimento	Parametro (A)	Parametro (B)	Numero REMI con impianti di odorizzazione da ammodernare (N)	Numero REMI con impianti di odorizzazione ammodernati (n)	ϵ_{od} fattore modulante
2020	0,277	0,723	30	25	1,002
2021	0,177	0,823	30	28	1,077
2022	0,077	0,923	30	30	1,140

Esempio 2

Anno di riferimento	Parametro (A)	Parametro (B)	Numero REMI con impianti di odorizzazione da ammodernare (N)	Numero REMI con impianti di odorizzazione ammodernati (n)	ϵ_{od} fattore modulante
2020	0,277	0,723	30	10	0,590
2021	0,177	0,823	30	18	0,765
2022	0,077	0,923	30	24	0,930

APPENDICE II: Elementi quantitativi relativi alla qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas

- 2.1 Di seguito vengono riportati i dati relativi al periodo 2014-2018, comunicati dalle imprese distributrici di gas naturale con un numero di clienti finali maggiore a 5000 al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di comunicazione. In particolare, viene dato conto della *performance* di settore dei livelli specifici e dei livelli generali.
- 2.2 Dall'osservazione dei dati relativi ai livelli specifici si evidenzia un sostanziale rispetto dei tempi fissati con livelli specifici. In particolare, la figura 23 mostra come per tutto il periodo di osservazione 2014-2018 e per tutte le prestazioni il tempo medio effettivo sia nettamente inferiore allo standard fissato. La percentuale dei casi di mancato rispetto si attesta al di sotto dell'1% per ciascuno degli anni del periodo (figura 24). In relazione a ciò le imprese hanno dovuto far fronte ad un ammontare complessivo di indennizzi pari mediamente a 1,5 M euro.
- 2.3 Con riferimento all'utenza più numerosa (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6) la prestazione che incide maggiormente è la fascia di puntualità per appuntamenti rappresentante da sola quasi la metà delle prestazioni erogate (tabella 7). seguono la attivazione della fornitura (20% circa del totale) e la disattivazione della fornitura (15% circa del totale).
- 2.4 Con riferimento alle connessioni alla rete di cui alla esecuzione di lavori complessi il monitoraggio ha consentito di osservare nel periodo 2014-2018 che il fenomeno è molto contenuto e la numerosità si attesta al di sotto dei 1.000 casi l'anno.

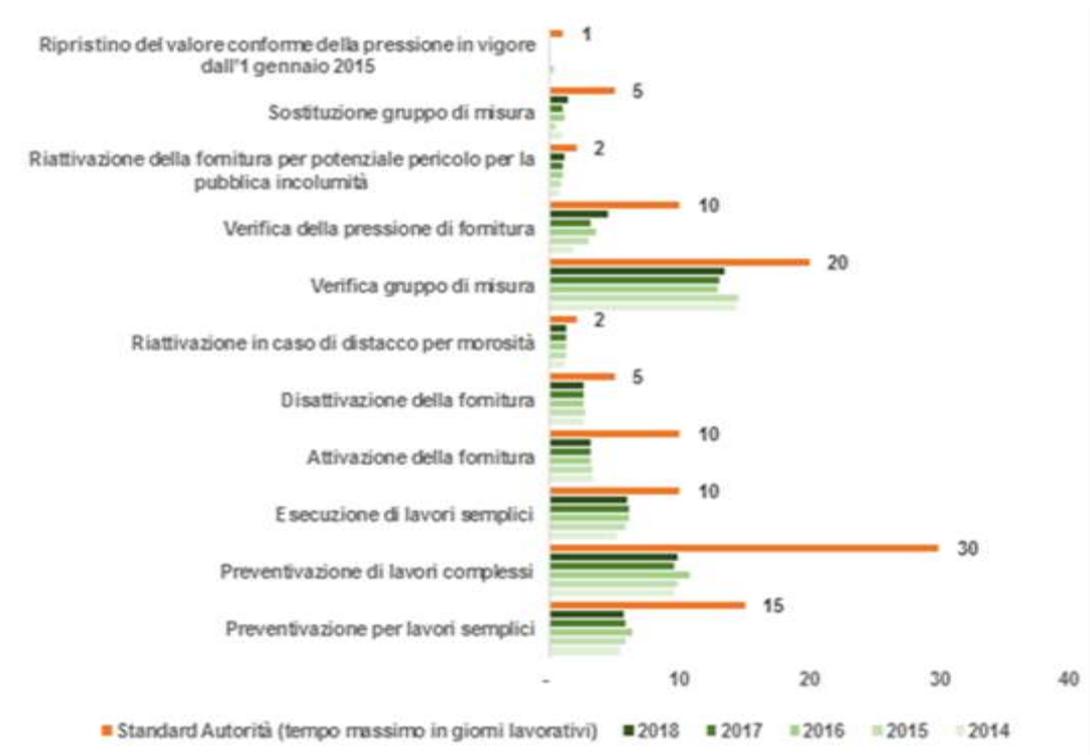


Figura 23: Tempo medio effettivo medio e standard fissato dall’Autorità per le prestazioni soggette a livello specifico – (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6)

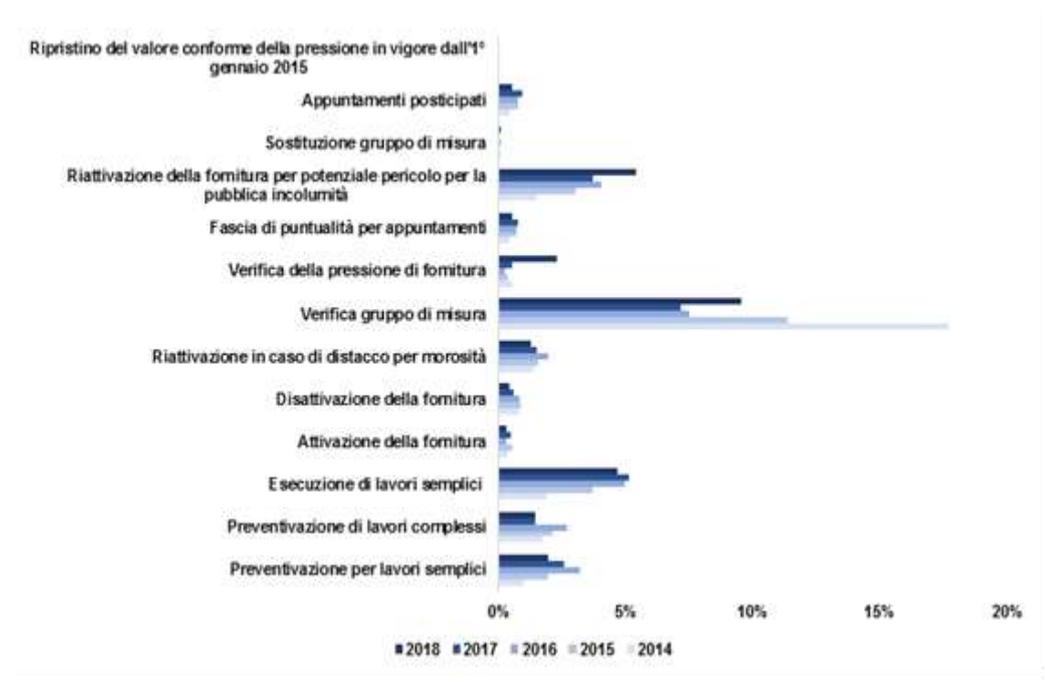


Figura QC: Percentuale di mancato rispetto per le prestazioni soggette a livello specifico – (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6)

Tabella 5: Prestazioni soggette a livello specifico – tutte le utenze (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6, compresa tra la G10 e G25 e oltre la G40)

PRESTAZIONE	2014		2015		2016		2017		2018	
	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA
PREVENTIVA ZIONE PER LAVORI SEMPLICI	167.290	1.626	162.003	3.129	161.456	5.130	171.734	4.365	171.206	3.253
PREVENTIVA ZIONE DI LAVORI COMPLESSI	7.907	139	6.953	151	6.249	175	6.722	98	6.542	96
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	123.145	2.085	119.405	3.937	116.157	5.118	115.007	5.095	109.546	4.357
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	699.233	2.511	710.790	3.447	704.374	2.173	692.128	2.952	665.236	1.846
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	534.226	4.147	507.357	4.295	501.897	3.825	501.713	2.947	496.068	1.989
RIATTIVAZIONE IN CASO DI	159.921	2.113	175.605	2.624	156.544	2.897	156.215	2.265	163.330	2.024

DISTACCO PER MOROSITÀ										
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	4.157	813	3.089	402	3.233	278	2.626	223	2.517	286
VERIFICA DELLA PRESSIONE DI FORNITURA	207	5	184	3	157	2	218	5	214	20
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI	1.706.850	6.903	1.708.709	11.032	1.712.694	11.074	1.653.921	11.546	1.629.152	7.822
RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA PER POTENZIALE PERICOLO PER LA PUBBLICA INCOLUMITÀ	21.169	315	20.349	612	21.241	850	23.906	873	24.514	1.302
SOSTITUZIONE GRUPPO DI MISURA	4.825	2	4.061	0	5.744	3	4.152	0	3.934	2
APPUNTAMENTI POSTICIPATI	188.769	704	217.892	1.590	219.916	1.553	214.334	1.851	220.144	1.111
RIPRISTINO DEL VALORE CONFORME			92	0	31	0	36	0	20	0

DELLA PRESSIONE IN VIGORE DALL'1° GENNAIO 2015										
TOTALE	3.617.699	21.363	3.636.489	31.222	3.609.693	33.078	3.542.712	32.220	3.492.423	24.108

Tabella 6: Prestazioni soggette a livello specifico – tutte le utenze (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6, compresa tra la G10 e G25 e oltre la G40)

PRESTAZIONE	2014		2015		2016		2017		2018	
	N. INDENNIZZI	AMMONTARE INDENNIZZI [EURO]								
PREVENTIVA ZIONE PER LAVORI SEMPLICI	1.315	89.456,91	1.937	107.225,64	5.917	349.387,00	3.859	210.869,90	3.656	209.973,00
PREVENTIVA ZIONE DI LAVORI COMPLESSI	160	17.375,00	93	10.380	181	19.550,00	95	12.435,00	100	11.599,00
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	2.198	152.389,31	3.467	259.178,7	5.194	354.374,12	4.549	313.282,93	4.563	315.842,23
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	2.396	138.778,20	3.795	218.092,7	2.009	113.872,60	2.444	133.610,00	2.117	125.420,00
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	4.499	243.215,80	4.822	278.545,7	3.672	176.068,90	2.485	136.818,50	2.330	132.303,30
RIATTIVAZIONE IN CASO DI	1.792	106.601,50	3.116	193.088,2	3.326	187.725,70	1.972	114.576,30	2.025	118.291,70

DISTACCO PER MOROSITÀ										
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	660	50.085,00	428	27.810	288	18.515,00	171	14.448,85	217	17.205,00
VERIFICA DELLA PRESSIONE DI FORNITURA	4	1.025,00	6	595	1	35,00	3	1.400,00	17	2.275,00
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI	7.262	300.497,20	12.548	499.996,37	13.454	528.438,90	11.261	441.085,30	9.086	366.435,80
RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA PER POTENZIALE PERICOLO PER LA PUBBLICA INCOLUMITÀ	202	11.665,00	532	27.370	801	40.435,00	692	35.670,00	1.228	67.565,00
SOSTITUZIONE GRUPPO DI MISURA	-	-	2	210	2	525,00	-	-	2	70,00
APPUNTAMENTI POSTICIPATI	663	29.512,90	1.839	69.362	1.799	69.196,90	1.997	75.027,90	1.415	56.378,70
RIPRISTINO DEL VALORE CONFORME			-	0	-	-	-	-	-	-

DELLA PRESSIONE IN VIGORE DALL'1° GENNAIO 2015										
TOTALE	21.151	1.140.601,82	32.585	1.691.854,31	36.644	1.858.124,12	29.528	1.489.224,68	26.756	1.423.358,73

Tabella 7: Prestazioni soggette a livello specifico – (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6)

PRESTAZIONE	2014		2015		2016		2017		2018	
	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA	N. ANNUO DI RICHIESTE	N. DI MANCATI RISPETTO A CAUSA DELL'IMPRESA
PREVENTIVA ZIONE PER LAVORI SEMPLICI	160.811	1.457	156.133	2.930	155.700	4.815	164.730	4.183	163.832	3.081
PREVENTIVA ZIONE DI LAVORI COMPLESSI	5.148	62	4.622	96	3.851	83	3.644	44	3.151	41
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	119.300	2.002	115.951	3.845	113.011	5.049	112.023	4.989	106.934	4.237
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	686.988	2.386	697.981	3.341	691.736	2.086	681.242	2.857	655.226	1.764
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	526.215	4.094	498.716	4.216	493.815	3.757	493.624	2.898	488.617	1.955
RIATTIVAZIONE IN CASO DI DISTACCO PER	153.090	1.963	169.376	2.466	151.579	2.791	151.833	2.179	159.141	1.986

MOROSITÀ										
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	3.949	767	2.915	366	3.044	238	2.487	207	2.376	260
VERIFICA DELLA PRESSIONE DI FORNITURA	161	3	145	1	112	2	145	4	135	12
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI	1.665.161	6.574	1.666.623	10.658	1.672.326	10.704	1.614.876	11.170	1.591.641	7.520
RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA PER POTENZIALE PERICOLO PER LA PUBBLICA INCOLUMITÀ	20.531	306	19.781	596	20.670	823	23.312	839	23.804	1.258
SOSTITUZIONE GRUPPO DI MISURA	4.372	2	3.754	-	5.206	2	3.817	-	3.717	1
APPUNTAMENTI POSTICIPATI	185.011	670	213.652	1.556	215.096	1.508	209.519	1.824	215.551	1.071
RIPRISTINO DEL VALORE CONFORME DELLA PRESSIONE			89	-	29	-	32	-	19	-

IN VIGORE DALL'1° GENNAIO 2015										
TOTALE	3.530.737	20.286	3.549.738	30.071	3.526.175	31.858	3.461.284	31.194	3.414.144	23.186

Tabella 8: Prestazioni soggette a livello specifico – (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6)

	2014		2015		2016		2017		2018	
PRESTAZIONE	N. INDENNIZZI	AMMONTARE INDENNIZZI [EURO]								
PREVENTIVA ZIONE PER LAVORI SEMPLICI	1.114	58.306,91	1.748	85260,64	5.579	301.165,00	3.700	188.739,90	3.449	181.513,00
PREVENTIVA ZIONE DI LAVORI COMPLESSI	66	4.410,00	45	2120	86	4.495,00	44	2.485,00	43	2.259,00
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	2.087	135.924,31	3.383	245988,7	5.131	344.534,12	4.459	299.807,93	4.444	295.507,23
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	2.288	127.048,20	3.667	201157,7	1.921	100.197,60	2.347	119.745,00	2.036	113.405,00
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	4.451	236.438,40	4.734	265334,9	3.616	167.263,90	2.440	129.958,50	2.288	124.621,70
RIATTIVAZIONE IN CASO DI DISTACCO PER	1.697	92.726,50	2.903	161678,2	3.171	165.750,70	1.901	102.431,30	1.980	111.536,70

MOROSITÀ										
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	622	44.240,00	397	23400	251	12.950,00	156	9.478,85	198	13.635,00
VERIFICA DELLA PRESSIONE DI FORNITURA	2	65,00	3	105	1	35,00	2	140,00	12	875,00
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI	6.945	271.827,20	12.061	453982,8	12.975	480.243,90	10.891	403.025,30	8.723	329.525,80
RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA PER POTENZIALE PERICOLO PER LA PUBBLICA INCOLUMITÀ	197	10.795,00	522	25690	774	36.165,00	668	32.100,00	1.189	62.595,00
SOSTITUZIONE GRUPPO DI MISURA	-	-	2	210	1	105,00	-	-	1	35,00
APPUNTAMENTI POSTICIPATI	632	26.172,90	1.798	65242	1.744	63.631,90	1.967	71.687,90	1.369	51.758,70
RIPRISTINO DEL VALORE CONFORME DELLA PRESSIONE			-	-	-	-	-	-	-	-

IN VIGORE DALL'1° GENNAIO 2015										
TOTALE	20.101	1.007.954,42	31.263	1.530.169,94	35.250	1.676.537,12	28.575	1.359.599,68	25.732	1.287.267,13

Tabella 9: Prestazioni soggette a livello generale – tutte le utenze (clienti finali con classe di misuratore fino alla G6, compresa tra la G10 e G25 e oltre la G40)

		2014			2015			2016			2017			2018		
	Standard Autorità	N. annuo di richieste	N. mancato rispetto a causa dell'impr esa	Tempo medio effettivi												
Esecuzione di lavori complessi	60 gg lav. ¹⁶ nel 90% dei casi	4.973	52	14,05	4.078	89	15,94	3.609	61	16,08	4.020	128	16,90	3.825	113	17,31
Risposta reclami o richieste scritte ¹⁷	30 gg lav. nel 95% dei casi	9.706	183	12,62	13.431	209	17,67	20.167	256	19,09	26.388	789	20,26	23.105	1.365	19,28
Totale		14.679	235		17.509	298		23.776	317		30.408	917		26.930	1.478	

¹⁶ Giorni lavorativi

¹⁷ In vigore dall'1° gennaio 2015, nel 2014 lo standard era pari a 20 gg lav. nel 90% dei casi

Tabella 10: Prestazioni soggette a livello specifico a partire dal 2017 – clienti finali con classe di misuratore fino alla G6

Indicatore	Standard Autorità (gg lav)	2017					2018				
		N. richieste annuo	N. mancato rispetto per cause impresa	N. indennizzi	Ammontare indennizzi	Tempo medio effettivo	N. richieste annuo	N. mancato rispetto per cause impresa	N. indennizzi	Ammontare indennizzi	Tempo medio effettivo
Dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10	23.082	299	266	13.761	3,60	16.772	407	386	24.850	3,85
Altri dati tecnici (M02) - fino al 30 giugno 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica ¹⁸	15	16.592	710	717	39.552	10,72					
Altri dati tecnici (M02) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10	10.950	612	487	20.052	6,67	29.678	3.323	3.589	334.445	10,12
Altri dati tecnici complessi (M02C) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10	2.016	122	82	3.480	9,75	6.227	424	174	13.152	12,02
Totale		52.640	1.743	1.552	76.845		52.677	4.154	4.149	372.447	

¹⁸ Lo standard ha avuto una validità pari a 6 mesi, dall'1° gennaio 2017 all'1° luglio 2017.

Tabella 11: Prestazioni soggette a livello generale a partire dal 2017 – clienti finali con classe di misuratore fino alla G6

	Standard Autorità	2017			2018		
		N. richieste annuo	N. mancato rispetto a causa dell'impresa	Tempo medio effettivo (gg lav.)	N. richieste annuo	N. mancato rispetto a causa dell'impresa	Tempo medio effettivo (gg lav.)
Dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) - dall' 1° luglio 2017 - per reclami/richieste ricevute dal venditore per telefono	10 gg. Lav. nel 95% dei casi	1.493	15	3,32	6.585	124	4,08
Altri dati tecnici (M02) – dall' 1° luglio 2017 - per reclami/richieste ricevute dal venditore per telefono	10 gg. Lav. nel 95% dei casi	1.312	72	5,56	7.498	359	5,90
Totale		2.805	87		14.083	483	