

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

487/2019/R/GAS

***SMART METERING GAS PER L'UTENZA DIFFUSA:
OBBLIGHI DI MESSA IN SERVIZIO, PERFORMANCE E
REGOLAZIONE TARIFFARIA***

Mercato di incidenza: gas

26 novembre 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.

Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS sono stati pubblicati il documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/GAS), nel quale sono state illustrate le linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità, del documento per la consultazione 30 luglio 2019, 338/2019/R/GAS, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità e del documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 410/2019/R/GAS), nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la regolazione tariffaria.

Alcune delle tematiche relative alla raccolta delle letture e alla performance della misura, trattate nel presente documento per la consultazione, sono state oggetto di analisi nel documento per la consultazione 13 novembre 2018, 570/2018/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 570/2018/R/COM).

Nel presente documento sono analizzati lo stato di avanzamento dei piani di installazione degli smart meter per l'utenza diffusa e sono valutate ipotesi per l'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio, per il miglioramento della performance e per lo sviluppo della regolazione tariffaria. L'adozione di provvedimenti dell'Autorità in relazione ad alcune ipotesi di regolazione illustrate nel documento è prevista con efficacia dall'1 gennaio 2020, per altre è invece prevista una decorrenza più lontana.

*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 **20 dicembre 2019**.*

*Osservazioni rispetto agli spunti di consultazione 14 e 15 dovranno invece essere trasmesse **entro il 5 dicembre 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
Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano***

e-mail: infrastrutture@arera.it; mercati-retail@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1 Oggetto della consultazione	6
2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	7
3 Tempistiche e decorrenze.....	7
4 Struttura del documento	8
PARTE II RICHIAMI NORMATIVI	9
5 Introduzione	9
6 Obblighi di messa in servizio degli <i>smart meter</i>	9
7 Frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e messa a disposizione al Sistema informativo integrato (SII) dei dati di misura	10
8 Regolazione della <i>performance</i> del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale	14
9 Cenni alla regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas	17
PARTE III STATO DI ATTUAZIONE DEL PIANO DI INSTALLAZIONE E PERFORMANCE DEGLI <i>SMART METER</i> PER L'UTENZA DIFFUSA	20
10 Stato avanzamento dei piani di installazione degli <i>smart meter</i> gas.....	20
11 I problemi durante il <i>roll out</i> degli <i>smart meter</i> gas per l'utenza diffusa	21
12 Prospettive di evoluzione delle tecnologie di comunicazione.....	23
PARTE IV IPOTESI DI SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE	26
13 Obblighi di messa in servizio degli <i>smart meter</i> per l'utenza diffusa.....	26
14 Incremento delle frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e messa a disposizione del SII dei dati di misura.....	28
15 Revisione della regolazione degli indennizzi per mancata <i>performance</i> del servizio di misura.....	33
16 Trasparenza verso il cliente finale sulla <i>performance</i> della misura	35
17 Interventi su criteri di riconoscimento costi con efficacia dal 2020.....	36
18 Linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura nel secondo semi-periodo del quinto periodo di regolazione (2023-2025)	41
PARTE V INNOVAZIONE DELLO <i>SMART METERING</i> GAS E PROGETTI PILOTA.....	45

19	Possibile evoluzione e introduzione di funzionalità aggiuntive	45
20	Possibili sperimentazioni inerenti le funzionalità aggiuntive	47
21	Esito delle sperimentazioni di telegestione multiservizio	48

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 L'Autorità, come anticipato nel paragrafo 1.5 del documento per la consultazione dell'Autorità 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS, intende fare il punto sullo stato di attuazione della messa in servizio degli *smart meter* (di seguito richiamati anche come contatori o misuratori elettronici) per l'utenza diffusa (misuratori di classe G4 e G6¹) e affrontare congiuntamente le tematiche relative agli obblighi di installazione, le tematiche relative alla regolazione dell'erogazione del servizio di misura nei casi disponibilità di tale tecnologia e della *performance* del servizio e le questioni relative al riconoscimento dei costi degli *smart meter* gas.
- 1.2 In particolare, nel presente documento l'Autorità intende valutare:
- l'attuale quadro degli obblighi di installazione e messa in servizio, considerando sia il livello obiettivo previsto per le imprese di media e grande dimensione, sia ipotesi di estensione del perimetro dei soggetti obbligati, comprendendo anche le imprese di piccola dimensione (imprese che servono fino a 50.000 punti di riconsegna), fino ad ora escluse;
 - l'attuale assetto di regole relative agli *output* del servizio di misura (frequenze di raccolta dei dati di misura, granularità temporale dei dati raccolti, messa a disposizione degli aventi titolo dei dati di misura);
 - l'attuale sistema degli indennizzi ai clienti finali e ai venditori (misurazione della *performance*);
 - l'attuale regolazione tariffaria, accompagnando il percorso di transizione da un sistema di raccolta e di rilevazioni tutto manuale a un sistema completamente automatizzato;
 - ipotesi relative al supporto dell'innovazione nei sistemi di misura per l'utenza diffusa, tramite svolgimento di progetti pilota, volta a valutare possibili future evoluzioni delle specifiche dei misuratori.
- 1.3 Le riflessioni sulla regolazione degli *output* e della *performance* dell'attività di misura del settore del gas naturale tengono conto di quanto già prospettato nel documento per la consultazione 570/2018/R/COM, nonché dei contributi ricevuti in esito a tale consultazione.

¹ I misuratori di classe G4 e G6 sono installati presso punti di riconsegna con portate fino a 10 m³/h, i cui consumi tipicamente sono per la classe G4 inferiori a 1000 m³/h e per la classe G6 compresi tra 500 e 3000 m³/h.

2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 Nel Quadro strategico 2019-2021, approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A (di seguito: Quadro strategico 2019-2021), l'Autorità ha sottolineato l'esigenza che le prestazioni innovative dei contatori elettronici siano finalizzate alla soddisfazione delle esigenze dei clienti finali, quali ad esempio l'eliminazione delle stime di consumo dalla bolletta e la messa a disposizione di dati tempestivi e aggiornati utili alle scelte di consumo.
- 2.2 Nel medesimo documento l'Autorità ha indicato tra le linee di intervento relative all'obiettivo strategico OS21 - Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione, il completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* nel settore gas con la conferma del loro *deployment* (e progressiva estensione agli operatori di minore dimensione), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.
- 2.3 Il miglioramento della qualità del servizio di misura, intesa in senso ampio, nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione costituisce un importante fattore non solo in relazione al singolo cliente finale, ma anche a livello sistemico, rendendo più agevole e puntuale il processo di *settlement*.
- 2.4 Sulla base di queste considerazioni vengono identificati i seguenti obiettivi:
- promuovere l'efficienza del servizio di misura;
 - accompagnare il processo di transizione da un sistema completamente manuale di raccolta e rilevazione delle misure a un sistema completamente automatizzato;
 - migliorare gli *output* e la *performance* del servizio di misura, riducendo nei limiti del possibile il numero dei misuratori non accessibili e aumentando progressivamente la disponibilità di dati precisi di consumo a favore del cliente finale e del sistema;
 - favorire l'innovazione dei sistemi di misura e lo sviluppo di soluzioni con nuove o più elevate funzionalità, in una logica di valutazione dei costi e dei benefici di tali cambiamenti; e al contempo semplificare la regolazione.

3 Tempistiche e decorrenze

- 3.1 Rispetto alle ipotesi di regolazione sviluppate nel presente documento sono previste diverse decorrenze:
- le ipotesi di regolazione relative ai criteri di riconoscimento dei costi degli *smart meter* installati a partire dal 1 gennaio 2020, in particolare le ipotesi di rimodulazione dei pesi attribuiti a costi *standard* e a costi effettivi confluiranno nel provvedimento di approvazione della regolazione tariffaria

per il quinto periodo di regolazione che l’Autorità intende adottare entro il mese di dicembre e avranno efficacia dall’1 gennaio 2020. Analogamente avranno decorrenza dall’1 gennaio 2020 le ipotesi relative al trattamento dei costi ai fini regolatori dei misuratori oggetto di verifica metrologica in applicazione delle disposizioni del decreto 93/17²;

- le ipotesi di regolazione relative all’introduzione di schemi di supporto all’innovazione saranno oggetto di un provvedimento che l’Autorità intende adottare entro il mese di marzo 2020. Nel provvedimento dell’Autorità sarà definito il perimetro di applicazione;
- le ipotesi di regolazione relative alla frequenza della raccolta dei dati di misura e alla revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura saranno oggetto di specifici provvedimenti da adottare entro il primo trimestre 2020, con decorrenza applicativa dall’1 luglio 2020.

3.2 Entro il 2020 è prevista la pubblicazione di un documento per la consultazione che sviluppa le tematiche della regolazione tariffaria per il periodo 2023-2025, le cui linee di intervento sono illustrate nel capitolo 18 del presente documento per la consultazione.

4 Struttura del documento

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

- Parte II – Richiamo normativo della regolazione vigente del servizio di misura nelle reti di distribuzione del gas naturale
- Parte III – Stato dell’attuazione del piano di installazione e livello della performance degli *smart meter* per l’utenza diffusa
- Parte IV – Prospettive di sviluppo della regolazione
- Parte V – Innovazione e progetti pilota.

² E’ il decreto ministeriale 21 aprile 2017, n. 93 con cui è stato approvato il “Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea”.

PARTE II

RICHIAMI NORMATIVI

5 Introduzione

- 5.1 Nella presente Parte II sono illustrate brevemente le disposizioni vigenti in materia di obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas per l'utenza diffusa (capitolo 6), in materia di *output* e performance della misura, in particolare frequenza di raccolta della misura (capitolo 7) e indennizzi e altri obblighi (capitolo 8), in materia di regolazione tariffaria (capitolo 9).

6 Obblighi di messa in servizio degli *smart meter*

- 6.1 La sostituzione dei contatori gas tradizionali dei clienti finali con *smart meter* gas è stata avviata per iniziativa dell'Autorità nel 2008 con la deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 155/08), partendo dai contatori di maggiore portata per usi nel settore terziario e industriale (classe G40 e superiore) ed è stata progressivamente estesa ai contatori di calibro dapprima intermedio e, dal 2013³, ai contatori di minore portata per usi domestici (classe G4-G6).
- 6.2 L'Autorità ha progressivamente aggiornato il piano di sostituzione dei contatori gas, tenendo conto delle difficoltà attuative, anche connesse a tecnologie innovative, in particolare per gli *smart meter* di classe G4 e G6.
- 6.3 A fine 2018, con la deliberazione 18 dicembre 2018, 669/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 669/2018/R/GAS) l'Autorità ha in ultimo aggiornato l'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, recante le direttive per la messa in servizio degli *smart meter* gas (di seguito: *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas*) che attualmente prevedono per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti l'obiettivo di raggiungere la messa in servizio dell'85% dei punti di riconsegna esistenti, con le seguenti scadenze in funzione della dimensione di impresa:

³ Con la deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto che, sino al 31 dicembre 2014, il soggetto responsabile del servizio di misura avesse facoltà di installare gruppi di misura di classe G4 e G6 non conformi ai requisiti funzionali di cui Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.

Il comma 10.2 delle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas* prevede che il soggetto responsabile sia tenuto a installare gruppi di misura conformi ai requisiti funzionali in occasione di sostituzione del gruppo di misura o di realizzazione di un nuovo punto di riconsegna, salvo limitate deroghe, previste dal comma 10.3 delle medesime direttive.

- entro la fine del 2020 per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti;
 - entro la fine del 2021 per le imprese distributrici con numero di clienti compreso tra 100.000 e 200.000;
 - entro la fine del 2023 per le imprese distributrici con numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
- 6.4 Per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali, allo stato non ci sono obblighi di messa in servizio degli *smart meter* di calibro G4-G6 e nella medesima deliberazione 669/2018/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviare tale decisione a seguito di ulteriori approfondimenti; per via della complessità dello *smart metering* gas, tenuto conto delle criticità segnalate dalle imprese, dell'evoluzione tecnologica in atto e dell'avvio delle gare di concessione, l'Autorità ha finora preferito non addossare alle imprese di minori dimensioni il rischio connesso a investimenti innovativi che richiedono anche una crescita di tipo organizzativo e industriale.
- 6.5 Nella medesima delibera l'Autorità ha inoltre rinviato l'introduzione di disposizioni specifiche in caso di imprese distributrici soggette agli obblighi che acquisiscono reti di distribuzione da imprese distributrici non soggette agli obblighi.

7 Frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e messa a disposizione al Sistema informativo integrato (SII) dei dati di misura

- 7.1 Nel settore del gas naturale, la frequenza e le modalità di raccolta, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura da parte dei distributori, nonché la procedura di autolettura e i relativi obblighi e responsabilità a carico degli utenti della distribuzione e dell'impresa di distribuzione sono disciplinate dal Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, di seguito: TIVG) e dal Testo integrato in materia fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale (Allegato A alla deliberazione 4 agosto 2016, 463/2016/R/COM, di seguito: TIF).
- 7.2 In particolare, gli articoli 14 e 14bis del TIVG disciplinano le frequenze e le modalità di raccolta della misura nei punti di riconsegna, distinguendo l'obbligo di acquisizione del dato di misura da parte dell'impresa di distribuzione per i punti di riconsegna (di seguito: PDR) dotati di misuratore di tipo tradizionale e quelli dotati di *smart meter*. Tale obbligo è ulteriormente articolato per i punti di riconsegna dotati di misuratore di tipo tradizionale in base al consumo annuo, secondo quanto riportato nella Tabella 1. È inoltre previsto che la frequenza sia

tale che ciascun tentativo recepisca almeno il consumo relativo all'80% dei corrispondenti periodi temporali di riferimento⁴.

Consumo annuo del punto di riconsegna dotato di misuratore di tipo tradizionale	Obblighi di raccolta
fino a 500 Smc/anno	1 tentativo l'anno
superiore a 500 Smc/anno e fino a 1.500 Smc/anno	2 tentativi l'anno
superiore a 1.500 Smc/anno e fino a 5.000 Smc/anno	3 tentativi l'anno
superiore a 5.000 Smc/anno	1 tentativo mensile

Tabella 1 – obblighi di raccolta della misura per il settore del gas naturale – PDR dotati di misuratori tradizionali

- 7.3 Per quanto riguarda i PDR dotati di *smart meter*, l'impresa di distribuzione è tenuta a effettuare una lettura mensile con dettaglio giornaliero, con almeno tre tentativi di acquisizione del dato a partire dal primo giorno del quarto mese successivo a quello di messa in servizio del gruppo di misura. La regolazione (deliberazione 19 marzo 2015, 117/2015/R/GAS, di seguito: deliberazione 117/2015/R/GAS) prevede altresì la possibilità di deroghe a tale frequenza di raccolta per gli *smart meter* di classe G4 e G6: sulla base di tali deroghe le imprese di distribuzione possono utilizzare la funzionalità della telelettura per raccogliere le misure con le frequenze minime previste per i misuratori tradizionali anziché con la frequenza mensile con dettaglio giornaliero, effettuando almeno tre tentativi di acquisizione del dato. Si veda al riguardo la Tabella 2.

⁴ a) per i punti di riconsegna con consumo annuo fino a 500 Smc/anno: un anno;

b) per i punti di riconsegna con consumo annuo superiore a 500 Smc/anno e fino a 1.500 Smc/anno: aprile-ottobre e novembre-marzo;

c) per i punti di riconsegna con consumo annuo superiore a 1.500 Smc/anno e fino a 5.000 Smc/anno: novembre-gennaio, febbraio-aprile, maggio-ottobre;

d) per i punti di riconsegna con consumo annuo superiore a 5.000 Smc/anno: un mese.

Punto di riconsegna dotato di smart meter	Obblighi di raccolta
<i>smart meter</i>	1 tentativo mensile con dettaglio giornaliero
<i>smart meter di classe G4 e G6: deroga ai sensi della deliberazione 117/2015/R/GAS</i>	
- <i>per consumi fino a 500 Smc/anno)</i>	1 tentativo l'anno
- <i>per consumi superiori a 500 Smc/anno e fino a 1.500 Smc/anno</i>	2 tentativi l'anno
- <i>per consumi superiori a 1.500 Smc/anno e fino a 5.000 Smc/anno</i>	3 tentativi l'anno
- <i>per consumi superiori a 5.000 Smc</i>	1 tentativo mensile

Tabella 2 – obblighi di raccolta della misura per il settore del gas naturale – PDR dotati di smart meter

- 7.4 Con riferimento agli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese di distribuzione rilevati ai sensi degli articolo 14 e articolo 14bis precedentemente citati o stimati in caso di indisponibilità del dato di misura effettivo, l'articolo 15 del TIVG prevede che entro il sesto giorno lavorativo del mese l'impresa di distribuzione metta a disposizione del SII i dati di misura, relativi ai punti di riconsegna nella titolarità di ciascun utente della distribuzione, e che il SII metta a disposizione di ciascun utente della distribuzione i medesimi dati, contestualmente e comunque non oltre 24 ore dalla ricezione degli stessi.
- 7.5 In parallelo a quanto sopra riportato, la regolazione definisce ulteriormente la frequenza di raccolta del dato di misura anche in funzione dell'accessibilità dei PDR. Al riguardo, in particolare, secondo la definizione dell'articolo 1 del TIVG:
- misuratore accessibile è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica;
 - misuratore non accessibile è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna medesimo o di altra persona da questi incaricata;
 - misuratore con accessibilità parziale è il misuratore avente caratteristiche differenti dal misuratore accessibile e dal misuratore non accessibile; in particolare a tale misuratore l'impresa di distribuzione può normalmente accedere ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori in presenza di persona che consenta l'accesso del luogo dove il misuratore è installato.

- 7.6 Tenendo conto di tali definizioni - e quindi della possibilità di accedere al segnante in autonomia da parte del personale delle imprese di distribuzione nei casi in cui la telelettura non sia disponibile - l'articolo 14, comma 3, del TIVG prevede, per quanto riguarda i punti dotati di gruppi di misura non accessibili o con accessibilità parziale, nel caso di almeno due tentativi di raccolta falliti consecutivi e di assenza di autoletture validate, la necessità di effettuare un ulteriore tentativo, al più tardi nel mese successivo a quello nel quale il secondo tentativo è andato fallito, anche in fasce orarie diverse.
- 7.7 Con riferimento ai dati relativi alle caratteristiche del misuratore, anche in considerazione della rilevanza degli effetti che ne discendono nella gestione della fornitura nei confronti dei clienti finali, l'Autorità ha ritenuto che tali dati divenissero parte del corredo informativo essenziale di ciascun punto di riconsegna nell'ambito del Registro Centrale Ufficiale (di seguito: RCU) gestito dal SII.
- 7.8 A tal fine, con la deliberazione 5 dicembre 2017, 850/2017/R/GAS, l'Autorità ha esteso il contenuto informativo del RCU e apportato integrazioni alle modalità di aggiornamento dei dati in esso censiti, tra i quali nella fattispecie i dati tecnici relativi al misuratore.
- 7.9 In particolare, i dati tecnici relativi al misuratore attualmente presenti nel SII, la cui responsabilità di aggiornamento è in capo alle imprese di distribuzione, comprendono tra gli altri:
- a) la tipologia del misuratore, se meccanico o elettronico;
 - b) in caso di presenza di misuratore elettronico, se il servizio di telegestione sia attivo o meno;
 - c) l'accessibilità del misuratore;
 - d) la data di installazione del misuratore.
- 7.10 In linea con l'obiettivo di garantire un buon funzionamento del mercato del gas sfruttando a pieno le funzionalità del SII, con la deliberazione 25 giugno 2019, 271/2019/R/gas, l'Autorità ha disposto la razionalizzazione dei flussi informativi contenenti le letture e i dati tecnici e anagrafici del gruppo di misura, attualmente definiti dalle Istruzioni Operative per il settore del gas, in coerenza con la centralizzazione della messa a disposizione dei dati di misura nel SII e l'estensione dei dati costituenti il RCU.
- 7.11 Tra i nuovi flussi informativi previsti dalla deliberazione 271/2019/R/GAS, in fase di implementazione e che troveranno applicazione nel corso dell'anno 2020, è stato definito un flusso *ad hoc* per consentire una gestione corretta ed efficiente della sostituzione del misuratore che, in caso di installazione di un sistema *smart meter* prevede, in aggiunta alle informazioni di cui alle lettere a), b), c) e d) di cui al precedente punto 7.10, l'indicazione della data di messa in servizio della telelettura in caso di servizio già attivo oppure nel caso tale data sia nota alla data di trasmissione del flusso.

8 Regolazione della *performance* del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale

- 8.1 Il “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” (Allegato A alla deliberazione 574/2013/R/GAS, di seguito: RQDG), come modificata, in particolare, dalla deliberazione 13 luglio 2017 522/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 522/2017/R/GAS), contiene disposizioni in relazione alla *performance* del servizio di misura del gas naturale.

Frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile

- 8.2 Nell’ambito delle disposizioni sulla qualità commerciale del servizio gas è previsto dall’articolo 38 della RQDG un indicatore in relazione alla frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile.
- 8.3 L’articolo 53 della RQDG stabilisce che l’impresa distributrice esegua un numero di letture con esito positivo per ogni PDR dotato di misuratore accessibile pari al numero di tentativi di cui agli articoli 14, comma 14.1, e 14bis, comma 14bis.1, del TIVG. Ai fini dell’applicazione delle disposizioni relative alla *Performance del servizio di misura* contenute nella Sezione V della RQDG gli *smart meter* installati ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas* sono considerati misuratori accessibili dal momento della messa in servizio, sempreché sia possibile accedere da remoto ai fini della rilevazione dei dati di misura in modo stabile e continuativo⁵.

Livello specifico di qualità commerciale

- 8.4 L’articolo 56 della RQDG definisce, mediante la tabella E, un livello specifico di qualità commerciale del servizio di distribuzione con riferimento alla frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile di cui all’articolo 53 della medesima RQDG, prevedendo lo stesso livello specifico sia riferito a un numero di raccolte per tipologia di cliente secondo l’articolo 14, comma 14.1, del TIVG, anche per i punti di riconsegna dotati di *smart meter*.

Indennizzi al cliente finale

- 8.5 In caso di mancato rispetto della frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile di cui al punto precedente, la Tabella L dell’articolo 59 della RQDG individua l’indennizzo (pari a € 35,00) da riconoscere al cliente finale, per il tramite del venditore; l’articolo 62, comma 6, della stessa RQDG dispone che

⁵ Si vedano i “Chiarimenti alla deliberazione dell’Autorità 13 luglio 2017, 522/2017/R/gas” pubblicato dall’Autorità sul proprio sito *internet* in data 20 luglio 2018.

ogni qualvolta la lettura con esito positivo non sia eseguita il distributore sia tenuto a indicare nel documento elettronico di cui allo *standard* di comunicazione che il tentativo fallito per cause imputabili all'impresa di distribuzione secondo quanto previsto dall'Articolo 58, comma 58.1, lettera c).

- 8.6 In conclusione, per ogni mancata raccolta di misura con esito positivo per i misuratori accessibili o dotati di *smart meter* (corrispondente ad ogni tentativo di cui all'articolo 14, comma 14.1 del TIVG), l'articolo 61 della RQDG obbliga l'impresa distributrice a corrispondere al cliente finale, per il tramite del venditore, un indennizzo automatico pari a €35 nella prima bolletta utile.⁶

Disposizioni per i misuratori non accessibili o parzialmente accessibili

- 8.7 Per quanto riguarda i PDR attivi con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, a partire dal 2018, la RQDG, al fine di aumentare la disponibilità di misure effettive, ha stabilito che l'impresa di distribuzione (sono escluse le piccole imprese) garantisca almeno una lettura all'anno con esito positivo (articolo 80ter. comma 80ter.1).⁷ Nel caso di mancato rispetto di quest'obbligo, nell'anno successivo l'impresa è tenuta a sostituire un misuratore tradizionale con un misuratore di tipo *smart* in aggiunta agli obblighi di sostituzione già previsti dalle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas*, garantendone la messa in servizio (articolo 80ter), sempre ai sensi delle medesime direttive.
- 8.8 L'articolo 81quater prevede che in caso di mancata sostituzione dei misuratori l'impresa è tenuta al pagamento di una penalità tariffaria pari a € 4 per ogni misuratore tradizionale parzialmente accessibile e non accessibile non sostituito con misuratore di tipo *smart*.

Monitoraggio della performance

- 8.9 Al fine di analizzare l'andamento dell'acquisizione delle letture presso i misuratori accessibili, la RQDG prevede all'articolo 80bis uno specifico indicatore con il quale monitorare la percentuale annuale di punti di riconsegna in relazione ai quali sia acquisito, in ciascun anno, un numero di letture con esito

⁶ Con riguardo al tema degli indennizzi previsti per gli *smart meter* messi in servizio ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas*, sulla base dei primi dati disponibili dall'acquisizione dei dati relativi all'anno 2018 ai sensi dell'articolo 81 della RQDG risulta che ai punti di riconsegna equipaggiati con misuratori elettronici sono stati corrisposti nel 2018 indennizzi per un ammontare complessivo pari a circa 0,7 milioni di euro. In relazione ai misuratori tradizionali accessibili nel complesso è stato corrisposto un importo complessivo pari a circa 1,7 milioni di euro.

⁷ Daj primi dati disponibili risulta che per oltre il 15% dei punti di riconsegna con consumi fino a 500 Smc/anno, equipaggiati con misuratori tradizionali, non è stata raccolta almeno una misura nell'ultimo anno. Tale percentuale scende sotto l'8% per punti di riconsegna con consumo tra 500 e 1.500 Smc/anno ed è pari a circa l'1% per i punti di riconsegna con consumi compresi tra 1.500 e 5.000 Smc/anno.

positivo pari al numero di tentativi di lettura previsti dall'articolo 14.1 del TIVG lettere a), b) e c).

- 8.10 Infine, l'articolo 81 della RQDG stabilisce gli obblighi di comunicazione in relazione a tutte le tipologie di misuratori accessibili, parzialmente accessibili e non accessibili. In relazione ai misuratori accessibili la comunicazione dei dati è circoscritta al sottoinsieme perimetrato dalle lettere a), b) e c) del comma 14.1 del TIVG.

Ulteriori disposizioni del TIVG

- 8.11 Al fine di efficientare l'attività di messa a disposizione dei dati di misura, l'Articolo 15 comma 15.5 del TIVG, in vigore dall'1 gennaio 2017, prevede un sistema di indennizzi automatici sul rispetto delle tempistiche dei dati di misura inviati, a carico delle imprese di distribuzione nei confronti dei venditori⁸, strutturato affinché da un lato induca l'impresa distributrice al rispetto dei termini per la messa a disposizione dei dati e dall'altro costituisca una forma di ristoro per il venditore per gli oneri gestionali derivanti dal mancato rispetto dei termini di messa a disposizione dei dati da parte dell'impresa.
- 8.12 In particolare, il sistema di indennizzi prevede che qualora non sia rispettato il termine previsto di messa a disposizione dei dati, l'impresa di distribuzione sia tenuta a corrispondere al venditore un indennizzo automatico per ciascun punto di riconsegna così determinato:
- a) per i punti di riconsegna con misuratore tradizionale e consumo annuo fino a 5.000 Smc/anno un indennizzo pari a:
 - i. 4 €, in caso di ritardo pari ad un giorno rispetto ai termini previsti;
 - ii. l'importo di cui alla precedente lettera i), maggiorato di 0,40 € per ciascun giorno di ritardo ulteriore rispetto al primo, fino ad un massimo di 22 € per ritardi superiori a 45 giorni;
 - b) per i punti di riconsegna con misuratore tradizionale e consumo annuo superiore a 5.000 Smc/anno, un indennizzo pari a 0,10 €, per ogni giorno di ritardo rispetto ai termini previsti, fino ad un massimo di 1€;
 - c) per i punti di riconsegna dotati di *smart meter*, un indennizzo pari a 1 €, per ogni giorno di ritardo rispetto ai termini previsti, fino ad un massimo di 25 €.

⁸ Si utilizza in questo documento il termine atecnico "venditore" in luogo del più preciso "utente della distribuzione"- così come per altro riferito nella regolazione rilevante - per meglio distinguere tale soggetto dal Cliente Finale titolare del punto di riconsegna, spesso richiamato nella regolazione tariffaria come "utente", in ragione del ruolo che il Cliente finale riveste come utilizzatore di un servizio regolato.

9 Cenni alla regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

- 9.1 La regolazione tariffaria relativa al servizio di misura è stata già sintetizzata sia nel documento per la consultazione 16 novembre 2017, 759/2017/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 759/2017/R/GAS), incentrata proprio sul riconoscimento di costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale, sia nel più recente documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, recante i criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione. Di seguito ci si limiterà quindi a ricordare solo i punti salienti della regolazione tariffaria della misura gas.
- 9.2 In sintesi, nella regolazione tariffaria vigente per il periodo 2014-2019, RTDG – allegato A alla deliberazione 22 dicembre 2016, 775/2016/R/GAS, aggiornata in particolare nel 2017 con la deliberazione 27 dicembre 2017, 904/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 904/2017/R/GAS), il riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale è già improntato a logiche incentivanti sia per il riconoscimento dei costi operativi, sia per il riconoscimento dei costi di capitale.
- 9.3 In relazione alle diverse attività, possiamo sintetizzare l'attuale regolazione a copertura dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas come segue:
- costi di capitale per i gruppi di misura⁹ (immobilizzazioni locali) con meccanismo di efficienza tramite pesi sui costi *standard*;
 - costi operativi relativi alla gestione e manutenzione dei gruppi di misura¹⁰ su base parametrica, al netto della componente di verifica periodica che è a consuntivo;
 - costi operativi e di capitale per la raccolta (tradizionale e *smart*), gestione, validazione, registrazione e messa a disposizione dei dati riconosciuti con componente parametrica e con una componente integrativa destinata alla copertura dei costi (*make or buy*) dei sistemi di telelettura/telegestione basata sulla spesa effettiva e con applicazione di un tetto espresso in euro/punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* in servizio.
- 9.4 In particolare, la copertura dei costi delle imprese di distribuzione avviene tramite la tariffa di riferimento per il servizio di misura del gas naturale TVM, che è composta dalle seguenti componenti:
- a) $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, espresse in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie

⁹ Sono compresi anche i misuratori installati nelle cabine RE.MI. o presso punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.

¹⁰ Come per i costi di capitale, anche i costi operativi comprendono i costi di installazione e manutenzione dei misuratori presso le cabine RE.MI. o presso punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.

del servizio di misura, per le località i a regime nell'anno t ; il valore dei cespiti ai fini regolatori è una media ponderata tra il costo *standard* definito dall'Autorità e il costo effettivo sostenuto dall'impresa. Per gli investimenti del 2018 ai costi *standard* è stato attribuito un peso pari al 40%;

- b) $t(ins)_t^{ope,b}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di tutti i gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 e dei gruppi di misura di classe maggiore a G6 non conformi ai requisiti della Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas;
- c) $t(ins)_t^{ope,v}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore a G6 conformi ai requisiti delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas; a partire dal 2018 le componenti $t(ins)_t^{ope,b}$ e $t(ins)_t^{ope,v}$ hanno lo stesso valore¹¹, in quanto i costi operativi relativi alle verifiche metrologiche *ex lege*¹² dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 (che comprendono i dispositivi di conversione dei volumi laddove presenti) conformi ai requisiti delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas sono riconosciuti a consuntivo;
- d) $t(rac)_t^{ope}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure; la componente è parametrica e determinata sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati dell'anno base;
- e) $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$, a copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, espresse in euro e soggette a un tetto pari al prodotto tra il tetto unitario¹³, fissato per l'anno 2019 a 4,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in

¹¹ La componente integrativa $\Delta CVER$ è stata posta pari a zero.

¹² Il comma 15.4 subordina il riconoscimento al rispetto degli obblighi previsti dal decreto 93/17.

¹³ Con la delibera 904/2017/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre tale tetto, decrescente negli anni, con l'obiettivo di recuperare in sei anni il gap esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro (a prezzi 2017) per punto di riconsegna equipaggiato con uno *smart meter* in servizio nell'anno 2022; in merito a tale componente si specifica che il tetto rappresenta i costi che l'autorità ritiene efficienti per l'attività di raccolta del dato attraverso i sistemi intelligenti ed è stato calcolato sulla base di queste ipotesi:

- i costi operativi sono i costi non capitalizzati relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori (compresa la relativa parte della componente parametrica $t(rac)_t^{ope}$);
- i costi di capitale sono relativi alle immobilizzazioni centralizzate relative ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori stratificate negli anni e che rendono possibile la telelettura/telegestione (in caso di soluzioni *buy* tali costi sono compresi nei costi operativi legati ai contratti stipulati con operatori terzi).

servizio uno *smart meter*, e il numero di punti di riconsegna attivi al 31 dicembre 2019 con *smart meter* in servizio.

- 9.5 Le tariffe obbligatorie sono applicate dall'impresa distributrice in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti di contratti per i servizi di distribuzione e misura del gas. I costi relativi alla misura sono inclusi nell'elemento $\tau l(mis)$ della tariffa obbligatoria, espressi in euro per punto di riconsegna.
- 9.6 Le componenti della tariffa di riferimento TVM e le tariffe obbligatorie sono aggiornate annualmente.
- 9.7 Al fine di spingere le imprese all'efficientamento del proprio parco contatori, la regolazione prevede infine disposizioni specifiche legate alle dismissioni di misuratori tradizionali per la sostituzione con *smart meter* e una penale ($RPM_{t,c}$) in capo all'impresa distributrice di gas, in relazione al grado di assolvimento degli obblighi di sostituzione degli *smart meter* gas, oltre che una sanzione nel caso in cui l'inottemperanza sia particolarmente grave (installato inferiore al 50% del previsto).

PARTE III

STATO DI ATTUAZIONE DEL PIANO DI INSTALLAZIONE E PERFORMANCE DEGLI *SMART METER* PER L'UTENZA DIFFUSA

10 Stato avanzamento dei piani di installazione degli *smart meter* gas

- 10.1 L'effettivo stato di messa in servizio degli *smart meter* gas al termine del 2018 è riportato nella Tabella 4.

Classe del gruppo di misura	Gruppi di misura Esistenti (migliaia)	Smart Meter Gas Messa in servizio (migliaia)	
G4	22.699	11.153	49%
G6	573	113	20%
G10-G16	269	241	90%
G25	104	99	95%
G40	57	55	95%
Oltre G40	68	65	95%

Tabella 4 - Numero di *smart meter* gas messi in servizio sul totale dei misuratori al 31 dicembre 2018, suddivisi per classe Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

- 10.2 Come indicato nella Relazione annuale 2019¹⁴, l'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole, in particolare per le utenze caratterizzate da più elevati consumi: i gruppi di misura di portata maggiore (quelli dal G25 in su) nel 95% dei casi sono di tipo *smart*.
- 10.3 Più in generale, tra il 2017 e il 2018 il numero di misuratori *smart* in funzione è aumentato del 52%. Nel corso dell'anno ne sono stati installati 4 milioni, il 99% dei quali di piccola taglia, ovvero fino alla classe G6. Alla fine del 2018 risultano dotati di misuratore elettronico del gas metà (49%) dei clienti domestici (Figura 1).

¹⁴ Relazione annuale ARERA per l'anno 2019, Stato dei servizi, Volume 1, pag. 212, link: https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/19/RA19_volume1.pdf

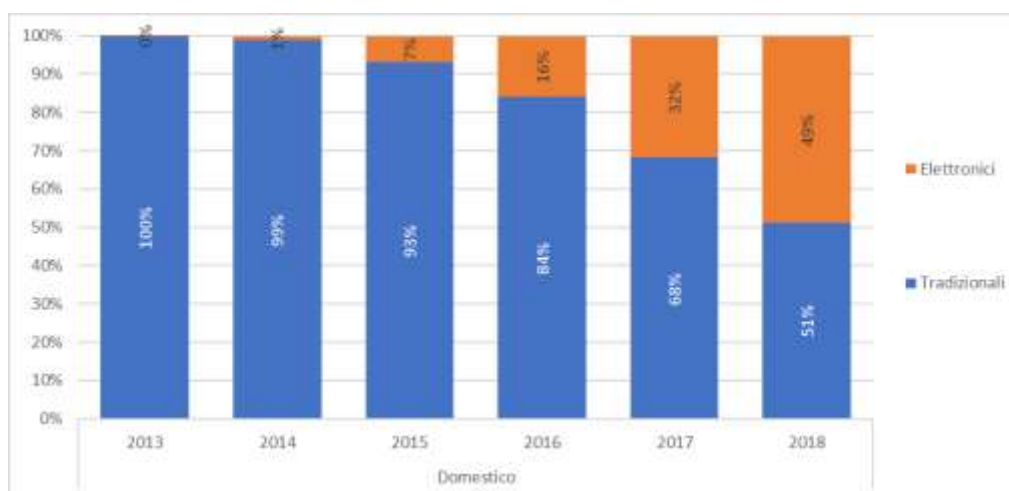


Figura 1 – Diffusione di gruppi di misura elettronici e tradizionali per i clienti domestici (fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.).

- 10.4 La Tabella 5 infine mostra che gli *smart meter* gas messi in servizio al termine del 2018 coprono il 72% del volume totale immesso nelle reti di distribuzione.

	Volume prelevato dalle reti di distribuzione (miliardi di Smc)	Volume prelevato in punti teleletti con <i>smart meter</i> gas (miliardi di Smc)	
G4-G6	17	8	48%
Maggiore di G6	15	15	98%
Totale	32	23	72%

Tabella 5 Volumi prelevati dalle reti di distribuzione nel 2018, suddivisi per macro-classe di gruppo di misura. (fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati).

11 I problemi durante il *roll out* degli *smart meter* gas per l'utenza diffusa

- 11.1 Come indicato nella deliberazione 669/2018/R/GAS, nel corso del 2018 le associazioni dei distributori gas hanno portato all'attenzione dell'Autorità elementi informativi in relazione ai problemi riscontrati durante l'installazione massiva degli *smart meter* gas per l'utenza diffusa, con evidenze quantitative rilevate durante nel periodo 2014-2018. Successivamente, un'associazione ha fornito aggiornamenti relativi a un numero significativo di imprese e di punti di

riconsegna serviti¹⁵ anche per il I semestre 2019. Le problematiche evidenziate sono sintetizzate nella tabella seguente.

Connettività e copertura dei sistemi di telecomunicazione	<u>Problematiche legate alla raggiungibilità del contatore</u> : per caratteristiche proprie del sistema GPRS o Radio frequenza e del sito di installazione del contatore - località, ubicazione, tipo di nicchia.
Maturazione tecnologica degli <i>smart meters</i>	Problematiche legate alle prime installazioni (specie anni 2014-2016), che hanno richiesto il rilascio di nuove release di firmware e hardware per assestamento dei nuovi prodotti, con ripercussioni anche in termini di numero di anomalie registrate (vedi successivo)
Anomalie riscontrate sugli <i>smart meters</i>	Anomalie riscontrate sugli installati in campo sono distinte in: <ul style="list-style-type: none"> - batteria di comunicazione scarica; - apparati di comunicazione; - copertura rete di telecomunicazione. Anomalie che hanno portato alla rimozione e sostituzione dei contatori sono distinte in: <ul style="list-style-type: none"> - metrologiche¹⁶; - batterie di comunicazione scarica; - apparati di comunicazione; - display e meccanica.

Tabella 6 - Problematiche connesse all'installazione degli smart meter gas – Fonte: elaborazione AERA su position paper interassociativo (Anigas, Assogas, Igas, Utilitalia)

- 11.2 Come già richiamato nella delibera 669/2018/R/GAS, le imprese di distribuzione del gas naturale hanno inoltre evidenziato la progressiva maturazione tecnologica degli *smart meter* gas.
- 11.3 Anche dagli ultimi dati acquisiti emerge un costante *trend* di miglioramento, sia in termini di effettività della telelettura, sia in termini di anomalie segnalate dai misuratori.
- 11.4 In particolare, nel 2019 le anomalie che hanno determinato la mancata telelettura interessano circa il 7,3% dei gruppi di misura, con lievi differenze tra le due architetture di comunicazione, mentre nel 2016 interessavano il 19% circa degli *smart meter* allora funzionanti, con differenze più sensibili: 26% dei teleletti in

¹⁵ L'aggiornamento al 30/06/2019 rappresenta circa il 70% degli *smart meter* gas in servizio alla medesima data.

¹⁶ Le anomalie metrologiche si possono suddividere come segue: segnante avanza senza gas, segnante bloccato con passaggio gas, reset segnante parziale o totale o reset data/ora (data/ora non corrette), batteria metrologica scarica/display spento.

radio-frequenza con architettura punto-multipunto e 17% per quelli punto-punto e comunicazione GSM/GPRS.

- 11.5 Permangono esigenze di miglioramento ulteriore, con particolare riferimento alla comunicazione (apparati/rete), specie per la radio frequenza, nonché alla durata della batteria per i punto-punto (4% delle anomalie).
- 11.6 Con particolare riferimento alle anomalie metrologiche (cfr. Tabella 6 e nota a piè di pagina 16), sono state quantificate nell'ordine dell'1% dei contatori installati, specie nel periodo 2014-2016¹⁷: si tenga presente che l'anomalia, ove riscontrata, comporta la rimozione del contatore. Inoltre, le imprese di distribuzione sono intervenute e stanno collaborando con i costruttori per il continuo miglioramento degli apparati, anche attraverso l'adeguamento delle norme tecniche, recentemente aggiornate per ridurre ulteriormente tale casistica.
- 11.7 Al riguardo, è stato evidenziato che l'aggiornamento della norma tecnica UNICIG TS 11291 e della norma di prodotto EN 14236 possono rappresentare uno strumento utile ad intercettare alcune delle problematiche sopra riportate.

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni e integrazioni in merito alle problematiche riportate.

12 Prospettive di evoluzione delle tecnologie di comunicazione

- 12.1 Le tecnologie di collegamento utilizzate per gli *smart meter* gas utilizzano sia frequenze a uso collettivo non licenziate (WMBus 169 MHz), sia frequenze a uso esclusivo (licenziate) di tipo cellulare di generazione 2G (GSM/GPRS). Il successivo *step* generazionale, ossia il 3G, non risulta essere stato utilizzato per lo *smart metering* gas.
- 12.2 Sono stati recentemente completati i lavori di standardizzazione dello *standard* di comunicazione NB-IoT (*Narrow Band Internet of Things*) basata su reti di tecnologia LTE (o 4G), che risulta particolarmente adatta al collegamento autonomo di dispositivi e in particolare degli *smart meter* gas per varie ragioni, tra cui in particolare il limitato consumo energetico e l'incremento del c.d. *link budget* fino a 20 dB che permette di estendere la copertura anche a luoghi non raggiunti dalle altre tecnologie, come piani interrati e seminterrati, sottoscala e simili. In definitiva la tecnologia NB-IoT, seppur ancora suscettibile di evoluzione

¹⁷ Dai dati quantitativi sono state confermate le criticità in relazione agli *smart meter* di “primissima generazione” (2014-2016), ai quali sono legate le anomalie metrologiche riscontrate che hanno portato alla sostituzione del misuratore.

dello standard, è ormai stabile e consolidata e può essere considerata già da adesso pronta per le applicazioni quali lo *smart metering*.

- 12.3 Contestualmente sono stati sviluppati *standard* e tecnologie per l'utilizzo di "*embedded SIM*", ovvero, SIM i cui profili possono essere configurati a distanza (per brevità nel seguito "eSIM"). In sostanza, le eSIM consentono l'attivazione del collegamento alla rete cellulare di un dispositivo o il cambio operatore (SPP: *service provider portability*) senza dover materialmente inserire o sostituire una SIM di tipo tradizionale.
- 12.4 Nel corso del primo semestre 2019, in attuazione di quanto previsto dalla deliberazione 669/2018/R/gas, gli Uffici dell'Autorità hanno effettuato, congiuntamente con il Gruppo di lavoro di AGCOM costituito per la collaborazione con ARERA sui temi relative alle tecnologie di comunicazione per lo *smart metering* (sia nel settore elettrico che in quello gas), incontri con operatori di servizi di comunicazioni elettroniche, con operatori che offrono servizi di gestione remota delle eSIM, con le imprese distributrici e con le imprese produttrici di *smart meter gas*.
- 12.5 Da tale ricognizione è emerso che, anche alla luce di sperimentazioni in campo effettuate da imprese distributrici di gas:
- seppure con alcune differenze tra i diversi operatori, i servizi di comunicazione di tipo *Machine-to-Machine* (M2M) con standard NB-IoT sono ormai disponibili con copertura pressoché completa del territorio;
 - vengono confermate sia la disponibilità ormai massiva di dispositivi con standard NB-IoT sia l'effettiva realizzabilità delle *performance* attese, con riferimento in particolare al consumo energetico e alla raggiungibilità c.d. *deep indoor*;
 - con riguardo alle eSIM, si conferma l'utilizzabilità di tali dispositivi, anche se non risultano strettamente necessario nel contesto M2M;¹⁸ a tale scopo si segnala che AGCOM, con la deliberazione 110/19/CIR ha previsto l'avvio di un Tavolo tecnico per definire le specifiche del servizio *Service Provider Portability* (SPP) tramite eSIM;
 - al momento non sussistono obblighi di *roaming* nazionale in capo agli operatori dei servizi radiomobile; tale servizio può essere offerto su base volontaria e commerciale, anche se è possibile che intervengano sviluppi in futuro in relazione a una disposizione del nuovo Codice delle comunicazioni elettroniche.¹⁹

¹⁸ L'introduzione della eSIM e dei servizi a essa collegati comporta costi aggiuntivi per gli operatori di comunicazioni elettroniche, e quindi incrementi di prezzo per i clienti di tale servizio. Le imprese distributrici dovrebbero quindi valutare se il rapporto costi/benefici di introduzione della eSIM e dei servizi associati risulti favorevole, in particolare a fronte di contratti di lunga durata.

¹⁹ Si segnala in proposito il recente documento di posizione comune del BEREC (*Body of European Regulators of Electronic Communications*) "*Common position on infrastructure sharing*", June 2019, rif.

- 12.6 In relazione alla possibile cessazione dei servizi di comunicazione radiomobile “2G”, rileva la deliberazione 296/17/CONS, con cui AGCOM, a conclusione dell’iter avviato con la delibera 184/17/CONS, ha fornito al Ministero dello sviluppo economico un parere in relazione alla proroga dei diritti d’uso delle frequenze mobili a 900 e 1800 MHz prevedendo l’obbligo di mantenimento del servizio GSM/GPRS fino al 30 giugno 2022, anche se si tratta di un termine modificabile con decisione da assumere entro il 30 giugno 2020: tale data rappresenta al momento, pur se soggetta a revisione, una indicazione della rimozione degli obblighi associati al servizio GSM/GPRS tra cui quello di copertura geografica “EoCO o *End of Coverage Obligations*”.
- 12.7 Si segnala altresì che è attivo un Tavolo di lavoro presso il Dipartimento telecomunicazioni del Ministero dello sviluppo economico, che sta esaminando la tematica del *phase-out* dei servizi 2G (ed eventualmente di quelli 3G); a tale Tavolo di lavoro, a cui partecipa anche AGCOM, è stata invitata l’Autorità, dato che gli *smart meter* gas costituiscono una importante quota delle linee di connessione M2M 2G, anche se gli *smart meter* non sono l’unica applicazione a utilizzare tale tecnologia.
- 12.8 Infine, sotto il profilo della standardizzazione tecnica, si segnala che:
- il CIG ha condotto i lavori di standardizzazione per l’aggiornamento della norma tecnica UNI-CIG TS 11291, introducendo la possibilità di utilizzare il protocollo NB-IoT in condizioni di effettiva interoperabilità/intercambiabilità; è stata conclusa l’inchiesta pubblica e la specifica tecnica è in corso di pubblicazione;
 - è stata pubblicata la specifica tecnica UNI CEI TS 11762:2019 “*Sistemi di comunicazione per contatori - Gestione condivisa della banda di comunicazione alla frequenza di 169 MHz*” per favorire la coesistenza di più applicazioni della tecnologia WMBus 169 MHz per servizi diversi.

PARTE IV

IPOTESI DI SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE

13 Obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa

- 13.1 Al fine di valutare i prossimi passi da far compiere alla regolazione in materia di obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas per l'utenza diffusa (contatori G4-G6) attualmente esistenti siano o meno sufficienti, è opportuno richiamare brevemente le finalità sottese al *roll-out* dello *smart metering* gas.
- 13.2 In estrema sintesi, le principali esigenze regolatorie che hanno spinto al *roll-out* dello *smart metering* gas sono²⁰:
- a) rendere disponibile una misurazione periodica reale (non stimata) a beneficio del cliente finale²¹;
 - b) migliorare ed efficientare il bilanciamento del sistema gas (riduzione di partite stimate/non misurate, nonché del gas non contabilizzato)²², che richiede una misurazione delle entrate e delle uscite del gas dalle reti.
- 13.3 La prima finalità ha richiesto di prevedere, a regime, una raccolta mensile delle misure effettive; la seconda ha comportato il requisito del dettaglio giornaliero delle misure di messa a disposizione.
- 13.4 Con riferimento al bilanciamento del sistema gas, come indicato al capitolo 10, in termini di volumi di gas distribuito, gli *smart meter* gas messi in servizio al 2018 consentono attualmente la telelettura del 72% del volume totale di gas riconsegnato (perimetro in uscita dalla rete di distribuzione). Al termine dell'implementazione degli obblighi di *roll-out* attualmente presenti nella regolazione (richiamati al Capitolo 6 e che al momento non prevedono obblighi in relazione ai misuratori G4.G6 in capo alle imprese distributrici con meno di 50.000 PDR) si avrebbe la telelettura per circa il 90% dei volumi riconsegnati.

²⁰ Per maggiori dettagli si rimanda alle consultazioni che hanno preceduto la delibera ARG/gas 155/08.

²¹ L'installazione di misuratori che registrano i consumi effettivi dell'utenza, rendendoli tempestivamente disponibili anche al cliente finale tramite il Portale Consumi, può facilitarne una maggiore consapevolezza dei prelievi, a beneficio peraltro di una crescente capacità decisionale rispetto alle offerte presentate da possibili nuovi fornitori e a beneficio della concorrenza fra operatori.

²² Una delle criticità più rilevanti del sistema gas consiste nella non precisa e puntuale formulazione del bilancio commerciale della rete di trasporto, propedeutica allo sviluppo e all'implementazione di meccanismi di mercato che consentano la corretta attribuzione della titolarità del gas tra i diversi utenti delle infrastrutture. L'implementazione di un bilanciamento commerciale attendibile disponibile tempestivamente, in particolare, consente di attribuire i costi delle inefficienze del sistema agli operatori che le generano, così da promuovere la concorrenza a vantaggio degli operatori più efficienti.

- 13.5 Con riferimento all'implementazione dello *smart metering* gas da parte delle imprese medio/grandi (con più di 50.000 clienti finali), alcune imprese hanno evidenziato che ci sono spazi per raggiungere percentuali di messa in servizio di *smart meter* gas superiori all'85%, che tuttavia si ritengono sfidanti data la dipendenza da diversi fattori variabili nel tempo²³. L'Autorità al momento non è pertanto orientata a introdurre obblighi ulteriori rispetto a quelli già fissati recentemente per tali imprese, fermo restando che è comunque facoltà delle imprese medesime di andare oltre l'85%.
- 13.6 In coerenza con le decisioni assunte con la deliberazione ARG/gas 155/08, l'Autorità ha preferito fino ad ora non imporre obblighi di messa in servizio degli *smart meter* di calibro G4-G6 per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali, tenuto conto delle implicazioni di natura organizzativo-industriale connesse con lo sviluppo dello *smart metering* gas, delle criticità segnalate dalle imprese, dell'evoluzione tecnologica in atto e dell'avvio delle gare di concessione.
- 13.7 Si tenga presente che le imprese distributrici con meno di 50.000 punti di riconsegna rimangono in numero considerevole (150 imprese su un totale di 199); tali imprese gestiscono 1,4 milioni di punti di riconsegna equipaggiati con gruppi di misura G4-G6 non soggetti ad obblighi di *roll-out* (su 23 milioni totali), dai quali transita una percentuale in termini di volume di gas pari a solo il 3% del volume riconsegnato.
- 13.8 Avere dati con dettaglio giornaliero relativi a un perimetro di qualche punto percentuale più ampio non modificherebbe in maniera sensibile i benefici sistemici legati al bilanciamento del sistema gas; l'obiettivo principale quindi rimane quello di mettere a disposizione degli utenti serviti dalle imprese di minori dimensioni le misure reali con frequenza analoga a quella garantita agli utenti serviti dalle altre imprese.
- 13.9 Per quanto sopra esposto, l'Autorità è orientata a non introdurre obblighi di messa in servizio dei misuratori *smart* G4-G6 per le imprese di piccole dimensioni. Tali imprese hanno comunque facoltà di mettere in servizio sistemi di *smart metering*, anche avvalendosi di operatori terzi (c.d. soluzioni "*buy*"). Peraltro, l'Autorità, in relazione alle esigenze di garantire un accesso uniforme al servizio sul territorio nazionale, intende monitorare la situazione relativa alle installazioni presso le imprese di piccole dimensioni, anche in relazione all'andamento delle gare gas, al fine di valutare l'introduzione di eventuali obblighi. Per le imprese di piccole dimensioni si applicano comunque le frequenze di lettura illustrate nel capitolo successivo.
- 13.10 In relazione al caso di imprese distributrici soggette agli obblighi che acquisiscono reti di distribuzione da imprese distributrici non soggette agli obblighi, si ritiene opportuno tenere conto delle sinergie legate

²³ A titolo esemplificativo la copertura e la qualità del servizio delle reti di comunicazione elettronica.

all'implementazione del *roll-out* da parte delle imprese medio/grandi già soggette ad obblighi, con la finalità di dotare entro 3-4 anni dall'acquisizione l'85% dei punti di riconsegna acquisiti di *smart meter* gas. Pertanto, si intende prevedere che le imprese distributrici soggette a obblighi che acquisiscano reti di imprese distributrice non soggette a obblighi dovranno conteggiare separatamente tali reti ai fini della verifica degli obblighi già fissati. Specifiche disposizioni dovranno anche essere previste nel caso di cessioni di reti per effetto delle gare da parte di imprese distributrici soggette ad obblighi che possano far scendere la percentuale di assolvimento dell'obbligo al di sotto dell'85%.

Spunti per la consultazione

- S2. Si condivide l'opportunità di non introdurre percentuali di messa in servizio di *smart meter* gas superiori all'85% per le imprese con più di 50.000 clienti?
- S3. Si condivide la proposta di non introdurre obblighi di messa in servizio di *smart meter* gas in capo alle imprese distributrici con meno di 50.000 clienti?
- S4. Si condivide l'ipotesi di prevedere che in caso di acquisizione di piccole imprese da parte di una di maggiore dimensione sia previsto un regime specifico che consenta di raggiungere il livello dell'85% entro un periodo di 3-4 anni dall'acquisizione?

14 Incremento delle frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e messa a disposizione del SII dei dati di misura

Premessa: documento per la consultazione 570/2018 e orientamenti conseguenti

- 14.1 Nel documento per la consultazione 570/2018/R/COM²⁴, l'Autorità ha già esposto, tra l'altro, i propri orientamenti in relazione all'obiettivo di incrementare progressivamente il numero di misure effettive raccolte nel settore gas naturale, con l'obiettivo di ridurre le fatture con consumi rinvenienti da dati stimati. A tal fine, l'Autorità ha prospettato di applicare la frequenza minima già prevista per i PDR dotati di *smart meter* con consumi annui compresi tra 500 e 1.500 Smc anche ai PDR dotati di *smart meter* con consumi annui inferiori, ovvero di prevedere

²⁴ Il documento è finalizzato, in generale, a presentare gli orientamenti tesi a individuare regole per permettere al cliente finale di esercitare la prescrizione delle fatturazioni contenenti ricalcoli corrispondenti a periodi precedenti di più di due anni, oggetto di provvedimenti diversi dal presente documento.

anche per codesti obblighi di raccolta della misura corrispondente ad almeno 2 tentativi all'anno. Tale prospettata previsione si inserisce, fra altro, nel progressivo avvicinamento alla frequenza di raccolta delle misure prevista a regime come massimo *output* eventualmente raggiungibile per gli *smart meter* nel settore del gas naturale (raccolta mensile con dettaglio giornaliero, come anticipato nel capitolo 7).

- 14.2 Con riferimento all'orientamento sopra esposto, le osservazioni pervenute hanno mostrato una notevole condivisione da parte dei rispondenti alla consultazione. In particolare, la maggior parte degli operatori ha condiviso pienamente tale orientamento e tre operatori hanno proposto di estendere a tutti i punti dotati di *smart meter*, a prescindere del livello di consumo, l'obbligo di raccolta di misura mensile, superando le deroghe previste dalla deliberazione 117/2015/R/GAS; uno di essi ha proposto inoltre di limitare la raccolta con dettaglio giornaliero ai punti con consumo superiore a 1.500 Smc/anno. Un altro soggetto invece, ha proposto di incrementare per tutti i punti dotati di *smart meter* con consumo annuo inferiore a 1.500 Smc/anno la frequenza di raccolta annuale pari a 3 tentativi. Infine, un operatore, pur condividendo l'orientamento dell'Autorità, e dunque l'opportunità di perseguire con l'effettiva messa in servizio degli *smart meter* gas installati, ha invitato a ponderare l'opportunità di un incremento progressivo delle frequenze con l'effettivo grado di *roll-out* degli *smart meter* gas e il livello di *performance* raggiunto.
- 14.3 L'Autorità ribadisce l'opportunità di perseguire l'obiettivo ritiene ancora opportuno perseguire gli obiettivi di aumentare la frequenza minima di raccolta della misura "in deroga" e quindi porre le condizioni affinché sia disponibile alle imprese di vendita, ai clienti finali e al sistema tutto una maggiore quantità di misure effettive e sia possibile un minor ricorso alle stime, aspetto essenziale per garantire il buon funzionamento dei mercati *retail* del gas naturale. Intende inoltre irrobustire tali modifiche con altre revisioni della regolazione, al fine di potenziare la consapevolezza dei clienti, rendere più efficiente il sistema degli indennizzi in capo alle imprese di distribuzione nonché garantire maggiore uniformità con quanto previsto per il settore dell'energia elettrica e in coerenza con i vigenti obblighi in tema di frequenza di fatturazione, come si vedrà nel seguito.

Revisione e distinzione degli obblighi di raccolta delle letture

- 14.4 È auspicabile che il processo di installazione degli *smart meter* prosegua e assicuri una piena copertura del territorio nazionale e che in relazione agli *smart meter* installati possano essere richieste prestazioni superiori rispetto a quelle disponibili per i misuratori tradizionali. Tale auspicio si coniuga naturalmente con la necessità da parte dell'Autorità di approfondire la natura dei costi sottesi al raggiungimento dei *target*.

- 14.5 Con specifico riferimento agli obblighi di raccolta della misura l’Autorità ritiene che sia opportuno ricondurre ai soli misuratori di tipo tradizionale gli attuali obblighi di raccolta previsti dall’articolo 14 del TIVG, per quanto riguarda la frequenza e la relativa calendarizzazione che deve intercettare il prelievo relativo all’80% dei periodi temporali di riferimento come definiti dalla regolazione, nonché rispetto al c.d. ripasso nel caso di mancata raccolta della misura nei casi di punti di riconsegna tradizionali dotati di gruppi di misura non accessibili o con accessibilità parziale. In tale prospettiva, l’Autorità intende prevedere di superare le deroghe previste attualmente dalla deliberazione 117/2015/R/GAS, in base alle quali anche per gli *smart meter* è previsto il solo rispetto delle frequenze di raccolta prevista dal medesimo articolo 14 del TIVG, già descritte al Capitolo 7.
- 14.6 L’Autorità ritiene inoltre che l’esperienza accumulata con l’avanzare del piano di *roll-out* degli *smart meter* consente di ritenere in gran parte superate le criticità tecniche della fase “giovane” dell’implementazione e pertanto ritiene opportuno incrementare ulteriormente le frequenze di raccolta della misura per gli *smart meter* di minore dimensione, nell’ottica di avvicinarsi all’obiettivo di medio termine di raccolta della misura con frequenza mensile (ed eventualmente di dettaglio giornaliero). In particolare, l’Autorità ritiene opportuno che le frequenze minime di raccolta della misura per gli *smart meter* di classe G4 e G6 siano almeno bimestrali (ovvero siano previste 6 letture all’anno, a partire dal bimestre gennaio-febbraio) per i PDR con consumo annuo sino a 5.000 Smc, superando di conseguenza la possibilità di applicare le deroghe previste dalla deliberazione 117/2015/R/GAS e avvicinandosi progressivamente alla frequenza di raccolta mensile con dettaglio giornaliero già prevista a regime.
- 14.7 L’Autorità ritiene inoltre che l’obbligo di frequenza minima bimestrale per gli *smart meter* debba decorrere dall’installazione degli stessi. Ciò deriva da quanto emerso dagli approfondimenti svolti: alcune imprese distributrici attualmente effettuano l’installazione degli *smart meter* senza metterli immediatamente in servizio, per una serie di motivi tra cui in particolare, per i casi di architettura del sistema punto-multipunto, l’assenza del concentratore al momento dell’installazione. Questo non rende possibile effettuare un collaudo della raggiungibilità effettiva dello *smart meter* all’atto della sostituzione del contatore tradizionale, vanificando l’utilità della sostituzione. In altre parole, non è più ammesso dalla regolazione un lasso temporale che divarichi il momento dell’installazione dal momento della messa in servizio.
- 14.8 In considerazione della modifica della frequenza minima di raccolta di cui al punto precedente, nonché della struttura e della natura degli indennizzi per la mancata raccolta della misura, di cui si dirà più avanti al capitolo 15, l’Autorità ritiene che si possa superare la possibilità di riclassificazione degli *smart meter* in misuratori tradizionali prevista ai sensi della deliberazione 522/2017/R/GAS che ha causato difficoltà applicative. Si ritiene pertanto opportuno prevedere che le disposizioni indicate al precedente paragrafo 14.6 siano applicate a tutti i

misuratori elettronici installati, senza la possibilità di deroghe sulla frequenza di raccolta della misura²⁵ o di riclassificazione in tradizionali

- 14.9 Al fine di favorire un passaggio ordinato alle nuove disposizioni l’Autorità ritiene opportuno prevedere un periodo di sei mesi in cui le imprese possano verificare l’effettiva messa in servizio dei misuratori elettronici, procedendo a eventuali riclassificazioni a *smart meter* dopo un declassamento a tradizionale.
- 14.10 L’aumento della frequenza di raccolta della misura è opportuno al fine di uniformare la disponibilità dei dati di misura alla frequenza di fatturazione per il settore del gas naturale già prevista nel servizio di tutela gas e per le offerte PLACET per i punti di riconsegna con consumi annui compresi tra 500 e 5.000 Smc (articolo 4 del TIF), garantendo un numero di letture coerente con il numero delle bollette da emettere. Si raggiunge così anche per i clienti del gas naturale con consumi annui inferiori a 5.000 Smc e dotati di *smart meter* il livello di servizio analogo a quello dei clienti del settore elettrico, domestici e non domestici connessi in bassa tensione e con potenza disponibile inferiore o uguale a 16,5 kW garantito con i misuratori elettronici. Questo progressivo avvicinamento comporterà ovvii benefici al cliente finale in termini di comprensione dei propri consumi, anche per i clienti del gas naturale con consumi annui inferiori a 5.000 Smc e dotati di *smart meter*, con benefici in termini di comprensione dei propri consumi e uniformità nella consapevolezza del costo e dell’impatto dell’energia prelevata. Tali informazioni sono per altro rese ormai fruibili dalla possibilità per i clienti di accedere ai propri dati tramite il Portale Consumi, reso disponibile dall’Autorità presso Acquirente Unico a partire dal mese di luglio 2019. Non sembra peraltro opportuno prevedere l’obbligo del dettaglio giornaliero per i clienti con consumi inferiori a 5000 Smc/anno.
- 14.11 Sempre per motivi di convergenza con il settore elettrico, l’Autorità ritiene altresì opportuno mantenere l’uniformità della raccolta dei dati di misura con quanto previsto per il settore elettrico in merito ai punti di connessione in bassa tensione, ai sensi dell’articolo 12, comma 2, del TIME. In particolare, si ritiene quindi che la programmazione degli *smart meter*, come sarà modificata per tenere conto delle frequenze minime di raccolta adottate in esito al presente documento, continui a registrare le misure così da rilevare il prelievo realizzato fino all’ultimo giorno gas dei mesi oggetto di lettura, come già previsto dall’articolo 14bis del TIVG. La disponibilità dei dati dei consumi relativi a un periodo di due mesi (e quindi minore rispetto a quanto attualmente previsto) per il settore del gas naturale è essenziale per quanto riguarda il potenziamento degli strumenti conoscitivi di cui può disporre il cliente, anche alla luce del Portale Consumi già ricordato in precedenza.
- 14.12 Contestualmente alla modifica di rilevazione dei dati di misura in presenza di *smart meter*, come delineata nei paragrafi precedenti, bimestrale e al termine

²⁵ Fermo restando quindi la possibilità di non prevedere il dettaglio giornaliero per i punti con consumi inferiori a 5.000 Smc/anno già prevista dalla deliberazione 117/2015/R/GAS.

dell'ultimo giorno del bimestre di competenza, si ritiene che possa essere confermato il termine del sesto giorno lavorativo del mese per la messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese di distribuzione al SII anche per i punti di riconsegna per i quali si prevede il passaggio alla frequenza di lettura bimestrale.

- 14.13 Con riferimento alle modalità di messa a disposizione dei dati ai venditori, in considerazione degli strumenti informativi evoluti messi a disposizione dal SII, queste saranno rese in coerenza con le tempistiche di entrata in operatività dei flussi informativi previsti dalla regolazione in materia di standard di comunicazione e definiti nelle specifiche tecniche del SII.
- 14.14 Al fine di migliorare le *performance* del servizio di misura non solo in termini di rispetto delle tempistiche di messa a disposizione ma anche di qualità dei dati, in coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, è orientamento dell'Autorità prevedere la revisione del sistema di indennizzi automatici nei confronti degli utenti della distribuzione, attualmente previsti esclusivamente in relazione al rispetto delle tempistiche, introducendo un indennizzo, opportunamente quantificato, anche sulla messa a disposizione di dati di misura stimati.
- 14.15 In coerenza con la revisione della frequenza di lettura per i punti di riconsegna dotati di *smart meter*, verranno aggiornate le definizioni per l'identificazione dei PDR ai fini del *settlement* presenti nel TISG, basate sulle frequenze attualmente previste dal TISG.

Quadro degli obblighi per i misuratori tradizionali

- 14.16 L'Autorità è orientata a confermare l'attuale quadro di obblighi previsti per i misuratori tradizionali, mantenendo l'attuale distinzione tra misuratori accessibili da una parte e misuratori non accessibili o parzialmente accessibili dall'altra.
- 14.17 Per i misuratori accessibili l'Autorità intende confermare le frequenze indicate nell'articolo 14 del TIVG e la disciplina degli indennizzi. Per i misuratori non accessibili o parzialmente accessibili l'Autorità intende confermare le disposizioni della RQDG richiamate in precedenza. In particolare, l'Autorità intende confermare l'obbligo di acquisire almeno una lettura all'anno con esito positivo (articolo 80ter. comma 80ter.1).
- 14.18 Per le imprese di medie e grandi dimensioni, nel caso di mancato rispetto di quest'obbligo l'Autorità intende prevedere l'impegno a installare un misuratore di tipo *smart* in aggiunta agli obblighi di sostituzione già previsti dalle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas*, garantendone la messa in servizio (articolo 80ter), sempre ai sensi delle medesime direttive.
- 14.19 Al fine di rafforzare l'efficacia di tale disposizione l'Autorità intende valutare l'ipotesi di rafforzare la penale oggi pari a € 4 (articolo 80quater della RQDG) nel

caso in cui l'impresa non assolva all'impegno di installare un misuratore di tipo *smart* in aggiunta agli obblighi di sostituzione.

- 14.20 Per le imprese di piccole dimensioni l'Autorità non ritiene opportuno prevedere l'impegno a mettere in servizio misuratori elettronici e ritiene preferibile prevedere l'applicazione della penale di 4 euro per ogni mancata lettura di un misuratore non accessibile.

Spunti per la consultazione

- S5. Si condivide il superamento del regime di deroga previsto dalla deliberazione 117/2015/R/GAS per i misuratori *smart*?
- S6. Si ritiene maggiormente opportuno limitare a tre mesi il tempo ipotizzato nel paragrafo 14.9 per rimettere in servizio misuratori già declassati a tradizionali?
- S7. Si condividono le frequenze e la granularità temporale previste per la raccolta di misura nei punti di riconsegna attrezzati con *smart meter* di classe G4 e G6?
- S8. Si ritiene opportuno mantenere un unico termine di messa a disposizione dei dati di misura al SII (6° giorno lavorativo dopo la fine del mese di raccolta) per tutti i punti di riconsegna? Diversamente, dettagliare le tempistiche suggerite.
- S9. Quale durata si ritiene ragionevole per il regime transitorio di raccolta delle misure per gli *smart meter*? Si ritiene adeguato prevedere che dal 2022 si applichi il regime ordinario di acquisizione di letture mensili? Si ritiene che debba essere anche con granularità giornaliera?
- S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione per i misuratori tradizionali.

15 Revisione della regolazione degli indennizzi per mancata *performance* del servizio di misura

Indennizzi per mancata lettura di smart meter

- 15.1 In un'ottica di convergenza inter-settoriale della regolazione, come indicato nel documento di consultazione 570/2018/R/COM, con riferimento ai PDR dotati di *smart meter*, l'Autorità intende applicare anche agli *smart meter* gas la *ratio* sottesa alla regolazione disciplinata nel TIF per gli indennizzi ai clienti di energia

- elettrica in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori trattati per fasce, prevista dall'articolo 14, comma 14.1, del TIME²⁶.
- 15.2 Nello specifico nel settore elettrico l'impresa distributrice è tenuta a riconoscere un indennizzo automatico in caso di mancata raccolta della misura per due mesi consecutivi. Parimenti l'Autorità ritiene di estendere anche al settore gas la medesima struttura prevedendo l'erogazione dell'indennizzo nel caso di due mancate raccolte consecutive.
- 15.3 In particolare, si ritiene opportuno prevedere che le imprese di distribuzione riconoscano indennizzi ai clienti finali - per il tramite dei venditori - in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori per due bimestri consecutivi. Questo nuovo approccio, come già anticipato nel documento per la consultazione 570/2018/R/COM, si è dimostrato assai efficace nel settore elettrico al fine di perseguire l'obiettivo di disporre del maggiore numero di letture effettive rispetto all'attuale visione che si fonda sul considerare accessibili a priori tutti gli *smart meter* messi in servizio²⁷.
- 15.4 Il superamento dell'applicazione dell'attuale struttura degli indennizzi disciplinata dalla RQDG agli *smart meter* (che oggi prevede, come anticipato, l'erogazione di 35€ nei casi di mancato rispetto della raccolta della misura con esito positivo per misuratore accessibile e corrispondente alle frequenze degli articoli 14 e 14bis del TIVG) e il ricondurre gli *smart meter* a uno schema di penalità quale quello applicato al settore elettrico nel TIF ne rende opportuno definire ex novo l'entità degli indennizzi in caso di mancata lettura per gli *smart meter*. Si ritiene in particolare opportuno che tale ammontare sia pari a 25€: tale valore nell'arco di un anno permette di mantenere il medesimo livello con quanto attualmente erogabile nei casi in cui si applica la deroga alle frequenze minime di cui alla deliberazione 117/2015/R/GAS.
- 15.5 Tale transizione a una diversa disciplina degli indennizzi rende opportuno prevedere specifiche cause di esclusione dell'erogazione degli stessi indennizzi automatici per gli *smart meter*, con riferimento alla informazione *ex ante* al cliente finale, specifica e individuale, in merito al tentativo di raccolta, oggetto delle già citate previsioni dell'Autorità del documento per la consultazione. 570/2018/R/COM.
- 15.6 Al fine di consentire una gestione più sistematica e programmata della gestione dei dati di misura da parte di tutti i soggetti interessati, in coerenza con il settore elettrico, l'Autorità ritiene altresì opportuno mantenere l'uniformità della raccolta dei dati di misura con quanto previsto per il settore elettrico in merito ai punti di connessione in bassa tensione, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del TIME. In particolare, si ritiene quindi che la programmazione degli *smart meter*, come sarà

²⁶ Deliberazione 4 agosto 2016 458/2016/R/EEL "Regolazione dell'attività di misura elettrica. Approvazione del Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica".

²⁷ Si veda al riguardo il comunicato agli operatori pubblicato dall'Autorità in data 3 maggio 2018 "Efficacia delle misure adottate dall'Autorità per evitare stime ripetute di lettura per le forniture elettriche".

modificata per tenere conto delle frequenze minime di raccolta adottate in esito al presente documento, preveda la registrazione delle misure per rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno gas di ciascun mese, come già previsto dall'articolo 14bis del TIVG. La disponibilità dei dati dei consumi relativi a ciascun mese solare anche per il settore del gas naturale è essenziale per quanto riguarda il potenziamento degli strumenti conoscitivi di cui può disporre il cliente, anche alla luce del Portale Consumi già ricordato in precedenza.

- 15.7 In coerenza con l'approccio applicato nel settore elettrico le disposizioni relative agli indennizzi per mancate letture degli *smart meter* saranno disciplinate dal TIF.

Indennizzi per mancata lettura di misuratori tradizionali

- 15.8 Per i misuratori tradizionali accessibili l'Autorità è invece orientata a mantenere l'attuale disciplina della RQDG.

Spunti per la consultazione

- S11. Osservazioni sull'ipotesi di rivedere il livello degli indennizzi per le mancate letture di *smart meter* in servizio. In particolare, osservazioni rispetto all'ipotesi di uniformare la disciplina del settore gas a quella del settore elettrico.
- S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione per i misuratori tradizionali accessibili. Si ritiene necessario uniformare anche per i misuratori tradizionali accessibili il livello dell'indennizzo a quello previsto nel settore elettrico? Si ritiene necessario prevedere un tetto massimo annuo agli indennizzi da erogare al singolo cliente finale?

16 Trasparenza verso il cliente finale sulla *performance* della misura

- 16.1 Gli aspetti di informazione al cliente finale in tema di rilevazione dei consumi sono divenuti progressivamente sempre più rilevanti sia nell'ottica della c.d. prescrizione biennale – le cui problematiche relative alle interazioni tra gli operatori sono stati più compiutamente trattati, come ricordato, nel documento per la consultazione 570/2018/R/COM e saranno oggetto di un successivo provvedimento - sia alla luce della messa a disposizione al cliente dei dati di misura rinvenienti dal SII nel Portale Consumi predisposto dall'Autorità.
- 16.2 Superata la possibilità di discrasia tra tipologia di misuratore installato e “utilizzo” da parte del distributore in virtù delle modifiche alla regolazione sopra ricordate, si ritiene pertanto opportuno prevedere che il Portale Consumi metta a

disposizione al cliente finale anche l'informazione relativa all'installazione e alla messa in servizio degli *smart meter*, così come già oggi disponibile per il settore elettrico in relazione alla presenza dello *smart meter* di seconda generazione.

- 16.3 Al fine di fornire un'informazione puntuale al cliente finale sulla nuova tipologia di misuratore installato si ritiene opportuno prevedere altresì che il cliente finale sia informato mediante il documento di fatturazione dei consumi (bolletta). In particolare, si ritiene necessario introdurre un'apposita comunicazione, sensi dell'articolo 10 dell'Allegato A alla deliberazione 501/2014/R/COM, informando il cliente finale che il medesimo documento è il primo contenente consumi rilevati dallo *smart meter*.
- 16.4 Infine, la costituzione del Portale Consumi, inoltre, permette di superare la previsione delle specifiche funzionali degli *smart meter gas* di cui all'articolo 8 "Requisiti funzionali su richiesta del cliente" delle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas* che prevedeva che su richiesta del cliente finale dotato di gruppo di misura in servizio, anche tramite il venditore, fossero resi disponibili dall'impresa di distribuzione le informazioni sui consumi di gas attraverso internet (secondo le più comuni e diffuse tecnologie) o interfaccia del gruppo di misura.

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni sulle misure per la trasparenza verso il cliente finale.

17 Interventi su criteri di riconoscimento costi con efficacia dal 2020

Revisione dei pesi per il riconoscimento dei costi degli smart meter

- 17.1 Come indicato nella Tabella 1 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, l'Autorità intende rivedere i pesi da attribuire a costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter* con efficacia dal 2020.
- 17.2 Nel medesimo documento per la consultazione l'Autorità ha preannunciato una revisione approfondita dei livelli dei costi *standard* relativa agli *smart meter* con decorrenza prevista dagli investimenti del 2022. Per gli investimenti del 2020 e 2021 l'Autorità ha invece indicato l'orientamento a confermare i costi *standard* che hanno già trovato applicazione con riferimento agli investimenti del 2019.

- 17.3 Nella parte di motivazione della deliberazione 3 agosto 2017, 574/2017/R/GAS è stato evidenziato che le modalità di *sharing* dei maggiori/minori costi di investimento sostenuti dalle imprese rispetto al costo standard devono essere definite in coerenza con le modalità di ripartizione dei benefici tra imprese e clienti finali delle eventuali maggiori efficienze, relative ai costi operativi, conseguite alla fine del periodo regolatorio, in modo tale da equilibrare la potenza degli incentivi a recuperi di efficienza tra costi operativi e costi di capitale, eliminando potenziali distorsioni nelle scelte delle imprese tra effettuare direttamente gli investimenti o esternalizzare a soggetti terzi i servizi di fornitura, installazione e messa in servizio dei gruppi di misura.
- 17.4 Nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS l'Autorità ha ipotizzato di prevedere che la percentuale di *sharing* tra costi effettivi e costi standard relativi ai gruppi di misura possa essere fissata pari al 30%, sulla base di una stima della potenza dell'incentivo sui costi operativi, prevedendo che il costo riconosciuto per misuratore sia pari alla media ponderata del costo *standard* e del costo effettivo, con peso 30% per il costo *standard* e 70% per il costo effettivo.
- 17.5 In risposta al documento per la consultazione 759/2017/R/GAS sono emerse posizioni differenziate ed è stato osservato da alcuni soggetti che la ridefinizione della percentuale di *sharing* in corso di periodo di regolazione avrebbe potuto compromettere il principio di affidamento degli operatori in un quadro regolatorio certo e stabile, anche in riferimento al livello di incentivo all'efficienza. I medesimi soggetti ritenevano necessario che eventuali decisioni sulla revisione dei pesi tra costi effettivi e costi *standard* avrebbero dovuto essere rimandate alla definizione delle regole del successivo periodo regolatorio, mantenendo sino al 2019 l'impostazione simmetrica vigente. Rispetto all'applicazione dello *sharing* alle installazioni di misuratori di classe G4 e G6 era stato segnalato che un eventuale assorbimento del livello di *sharing* dovrebbe essere rinviato a un momento di maggiore maturità del mercato, che potrebbe essere individuato nel completamento dell'installazione di almeno l'80% dei *smart meter* sul *mass market*.
- 17.6 L'Autorità in occasione della decisione finale, deliberazione 904/2017/R/GAS con riferimento allo *sharing* dei maggiori/minori costi di investimento rispetto al costo standard, tenuto conto delle analisi condotte in relazione alla potenza degli incentivi dei costi operativi ha poi stabilito che il costo riconosciuto per misuratore sia pari alla media ponderata del costo *standard* e del costo effettivo, con peso 40% per il costo *standard* e 60% per il costo effettivo.
- 17.7 L'Autorità ritiene peraltro che la presenza di differenti logiche di riconoscimento dei costi tra attività di misura e attività di distribuzione possa in qualche modo aver indotto fenomeni di *cost padding* e ritiene inoltre che l'elevata potenza dell'incentivo relativo al riconoscimento degli investimenti in *smart meter* possa aver favorito politiche di minimizzazione del costo, nel rispetto degli *standard*

minimi di qualità e *performance* individuati dalle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter gas*.

- 17.8 In questo contesto l’Autorità, in attesa di una più ampia revisione dei criteri di riconoscimento dei costi del servizio di misura che troverà applicazione dal 2023 e i cui principi di base sono illustrati nel successivo capitolo 18 del presente documento per la consultazione, ritiene opportuno dare corso all’ipotesi di revisione dei pesi che era già stata prospettata nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS, sia in relazione all’esigenza di evitare distorsioni tra scelte *make or buy*, sia al fine di mitigare i possibili fenomeni di *cost padding*, nonché al fine di non penalizzare soluzioni di più elevata qualità. In particolare, l’Autorità è orientata a prevedere un peso del 30% per il costo *standard* e un peso del 70% per il costo effettivo.

Trattamento dei misuratori oggetto di verifica

- 17.9 Il decreto 93/17 è stato emanato in attuazione del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, tenendo conto delle disposizioni del decreto legislativo 19 maggio 2016, n. 84, recante attuazione della direttiva 2014/32/UE concernente l’armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla direttiva (UE) 2015/13 (MID).
- 17.10 Il decreto 93/17, entrato in vigore il 18 settembre 2017, definisce le tipologie di controlli successivi a cui devono essere sottoposti gli strumenti di misura in servizio, qualora utilizzati per le funzioni di misura legali. Tali tipologie comprendono: a) verifica periodica; b) controlli casuali o a richiesta; c) vigilanza sugli strumenti soggetti alla normativa nazionale ed europea.
- 17.11 Secondo quanto indicato nell’articolo 4 del decreto 93/17, la verifica periodica su tutte le tipologie di strumenti di misura utilizzati per una funzione di misura legale ha lo scopo di accertare se essi riportano i bolli di verifica prima nazionale, o di quelli CEE/CE, o della marcatura CE e della marcatura metrologica supplementare M e se hanno conservato gli errori massimi tollerati per tale tipologia di controllo.
- 17.12 Il decreto 93/17 identifica i soggetti abilitati a svolgere le verifiche periodiche, la periodicità delle verifiche per le diverse tipologie di strumenti di misura e gli errori massimi ammessi.
- 17.13 Per i contatori con portata massima fino a 10 m³/h compresi, l’articolo 4, comma 4, del decreto 93/17 stabilisce che i bolli di verifica prima nazionale o CEE/CE o la marcatura CE e la marcatura metrologica supplementare apposta sui contatori del gas abbiano validità temporale di 15 anni decorrenti dall’anno della loro apposizione e che tali contatori restino esclusi dalla verifica periodica. Tali disposizioni, secondo quanto indicato all’articolo 4, comma 5, del medesimo decreto si applicano anche ai contatori del gas, con portata massima fino a 10 m³/h

- compresi, con la conversione della temperatura che indicano il solo volume convertito.
- 17.14 L'articolo 4, comma 6, del decreto 93/17 prevede che per i contatori del gas diversi da quelli di cui ai commi 4 e 5 del medesimo articolo, qualora muniti dei bolli di verifica prima nazionale o CEE/CE e già messi in servizio, sono sottoposti alla verifica periodica, con le modalità e periodicità previste dal decreto calcolate, in sede di prima applicazione, come previsto all'articolo 18, commi 4 e 6, del decreto.
- 17.15 L'Allegato IV del decreto 93/17 riporta le scadenze per la periodicità della verifica degli strumenti di misura in servizio:
- contatori del gas:
 - a pareti deformabili: 16 anni;
 - a turbina e a rotoidi: 10 anni;
 - altre tecnologie: 8 anni;
 - dispositivi di conversione del volume:
 - sensori di temperatura e pressione parti integranti del dispositivo stesso: 4 anni;
 - sensori di temperatura e pressione che sono elementi sostituibili e quindi non sono parti integranti del dispositivo stesso: 2 anni;
 - approvati insieme ai contatori: 8 anni.
- 17.16 Secondo quanto indicato all'articolo 4, comma 3, del decreto 93/17, gli obblighi di verifica periodica *“decorrono dalla data della loro messa in servizio e, comunque, da non oltre due anni dall'anno di esecuzione della verifica prima nazionale o CEE/CE o della marcatura CE e della marcatura metrologica supplementare; successivamente, la verifica è effettuata secondo la periodicità fissata nell'allegato IV del medesimo decreto 93/17 e decorre dalla data dell'ultima verifica.”*
- 17.17 Il decreto 93/17 prevede specifici obblighi per il titolare della proprietà dello strumento di misura o che, ad altro titolo, ha la responsabilità dell'attività di misura. Questi deve, in particolare: a) comunicare entro 30 giorni alla Camera di Commercio della circoscrizione in cui lo strumento è in servizio la data di inizio dell'utilizzo degli strumenti e quella di fine dell'utilizzo e gli altri elementi di cui all'articolo 9, comma 2; b) mantenere l'integrità del contrassegno apposto in sede di verifica periodica, nonché di ogni altro marchio, sigillo, anche di tipo elettronico, o elemento di protezione; c) curare l'integrità dei sigilli provvisori applicati dal riparatore; d) conservare il libretto metrologico e l'eventuale ulteriore documentazione prescritta; e) curare il corretto funzionamento dei propri strumenti e non utilizzarli quando sono palesemente difettosi o inaffidabili dal punto di vista metrologico.

- 17.18 Gli obblighi di cui alle lettere b), c), d) ed e) del precedente punto sono esclusi a fronte di eventi non prevedibili o rispetto ai quali non si abbia un effettivo controllo secondo i normali criteri di diligenza.
- 17.19 Si evidenzia, infine, che l'articolo 18, comma 7, del decreto 93/17, ha stabilito che per gli strumenti di misura utilizzati nell'ambito delle attività dei servizi dell'energia elettrica e del gas e del servizio idrico integrato, i termini relativi alle verifiche di cui al comma 5 possono essere derogati nell'ambito dei provvedimenti di regolazione adottati dalla competente Autorità amministrativa indipendente (ovvero, l'Autorità) in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi.
- 17.20 Nell'ambito di incontri di approfondimento tematico con le imprese distributrici e le loro associazioni di categoria è stato osservato che le verifiche metrologiche per i misuratori di calibro superiore a G6 possono comportare la rimozione del misuratore ai fini delle verifiche in laboratorio, la loro sostituzione con altro misuratore. In questi casi, per ragioni di economicità nella gestione del servizio di misura, il misuratore rimosso dopo la verifica viene di norma portato in magazzino e reso disponibile per successive installazioni in luoghi diversi da quello in cui era installato precedentemente.
- 17.21 In questi casi le imprese distributrici chiedono l'introduzione di disposizioni che precisino le modalità di valorizzazione ai fini regolatori dei misuratori rimossi per verifiche in laboratorio e successivamente installati presso punti diversi da quelli in cui si trovavano originariamente installati.
- 17.22 La regola generale per il riconoscimento dei costi di capitale relativa all'installazione di misuratori in applicazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* prevede che gli investimenti siano valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*.
- 17.23 E' evidente che tale regola non può essere applicata nel caso di misuratori che vengono rimossi per l'effettuazione di verifiche metrologiche e poi installati nuovamente in punti diversi da quelli presso i quali si trovavano originariamente installati.
- 17.24 Al riguardo l'Autorità ritiene necessario che l'operazione di rimozione/reinstallazione di un misuratore per l'esecuzione di verifiche metrologiche non aumenti né riduca, a parità di condizioni, il valore della RAB. Di conseguenza l'Autorità ritiene che possa essere previsto che le rimozioni dei misuratori per verifiche metrologiche da svolgersi in laboratorio con successivo reimpiego del misuratore in altro luogo debbano comportare la dichiarazione di una dismissione del valore regolatorio dell'*asset* rimosso (tipicamente il valor medio tra costo effettivo e il costo *standard*) e che all'atto della nuova

installazione il valore di carico del misuratore sia pari al valore regolatorio dell'*asset* rimosso.

- 17.25 Il costo del misuratore reinstallato, pari al valore regolatorio dello stesso misuratore all'atto della rimozione, viene poi ammortizzato in un periodo di 10 anni.
- 17.26 Sul piano operativo questo comporta l'identificazione di una nuova tipologia di cespiti, misuratori reinstallati, nel quale sono ricompresi sia misuratori tradizionali sia misuratori elettronici per i quali l'effettuazione delle verifiche periodiche previste dal decreto 93/17 sia effettuata presso laboratori abilitati.

Spunti per la consultazione (risposte entro il 5 dicembre 2019, vd premessa)

- S14. Osservazioni sulle ipotesi di attribuzione dei pesi per la determinazione dei riconoscimenti tariffari nel triennio 2020-2022.
- S15. Osservazioni rispetto alle ipotesi di valorizzazione dei misuratori installati successivamente a verifiche metrologiche condotte in laboratorio.

18 Linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura nel secondo semi-periodo del quinto periodo di regolazione (2023-2025)

- 18.1 Per il periodo fino al 2022, l'Autorità ha già espresso i propri orientamenti nella consultazione 410/2019/R/GAS.
- 18.2 Come evidenziato nel capitolo 9, l'attuale regolazione è già improntata a logiche incentivanti sia per il riconoscimento dei costi operativi, sia per il riconoscimento dei costi di capitale, ma prevede diverse sovrapposizioni fra le componenti e la coesistenza di regimi parametrici e individuali sulle medesime attività.
- 18.3 Al fine di delineare le linee di intervento per la regolazione tariffaria nel triennio 2023-2025, l'Autorità intende in primo luogo esaminare gli elementi di contesto:
- lo sviluppo dello *smart meter* e l'imposizione di obblighi asimmetrici tra imprese medio-grandi e imprese di piccola dimensione comporta la coesistenza di due sistemi di raccolta delle misure, uno riconducibile a modalità di raccolta in prevalenza manuali e l'altro invece riconducibile a modalità di raccolta automatizzate, con diverso peso di costi operativi e costi di capitale;
 - le differenze nella regolazione dei servizi di distribuzione e misura hanno probabilmente prodotto fenomeni di riallocazione dei costi tra attività (*cost-padding*);

- l'eccessiva frammentazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi del servizio di misura se da un lato ha il pregio di fornire *benchmark* alle imprese sui costi medi di settore per singola funzione, dall'altro risulta esposto al rischio di non corretta allocazione dei costi, considerata anche la difficoltà a implementare efficaci sistemi di controllo sulla corretta allocazione dei costi nei rendiconti annuali separati;
 - la sovrapposizione di meccanismi parametrici e di meccanismi a consuntivo (si veda in particolare la modalità di copertura dei costi relativi ai sistemi di telegestione/telelettura) rende complessa la gestione amministrativa volta a evitare fenomeni di *double-counting*.
- 18.4 Nel seguito sono indicati alcuni indirizzi che l'Autorità intende seguire nello sviluppo della regolazione del servizio di misura sulle reti di distribuzione e sono indicate anche alcune delle tematiche che richiederanno approfondimenti specifici.

Semplificazione

- 18.5 In questo contesto l'Autorità ritiene prioritario semplificare i meccanismi di regolazione e introdurre meccanismi idonei a gestire il passaggio da una modalità di raccolta manuale a una modalità di raccolta automatizzata delle misure che tenga conto, seppur transitoriamente, delle differenze esistenti nell'assetto del servizio.

Accorpamento delle componenti tariffarie della tariffa di riferimento

- 18.6 In relazione alla semplificazione l'Autorità intende valutare l'ipotesi di accorpare tutte le componenti tariffarie del servizio di misura in un'unica componente della tariffa di riferimento che determina il livello dei ricavi ammessi per le imprese.
- 18.7 Tale componente della tariffa di riferimento, almeno per il triennio 2023-2025 potrebbe essere differenziata per impresa.
- 18.8 Tale differenziazione potrebbe riflettere da un lato un diverso costo del capitale e dall'altro, ancorché per un periodo transitorio, differenziazioni nei riconoscimenti dei costi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

Determinazione dei costi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure

- 18.9 In merito alla copertura dei costi (operativi e di capitale, ove presenti) relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure, l'Autorità intende superare i criteri di riconoscimento basati su istanze individuali.
- 18.10 A tal proposito, per quanto riguarda la raccolta del dato, con il completamento del *roll-out* dello *smart meter* gas l'attività di raccolta sarà svolta per la maggior parte con sistemi di telelettura, ma non esaurirà totalmente l'esistenza di nicchie di

- raccolta tradizionale, legate sia al battente di misuratori tradizionali che rimarranno in campo e alle fisiologiche irraggiungibilità della totalità del parco.
- 18.11 A regime, le imprese soggette agli obblighi (esclusi G4 e G6 con meno di 50.000 clienti) utilizzeranno la telelettura su almeno l'85% dei loro clienti. Tale dato, riportato sulla totalità dei punti di riconsegna ai clienti finali porta a stimare che a regime si avrà più dell'80% del parco con raccolta dati attraverso telelettura mensile.
- 18.12 Al contempo, la gestione, validazione, registrazione e messa a disposizione dei dati sarà un'attività che rimarrà sostanzialmente invariata, al netto della maggior efficienza introdotta dalle imprese.
- 18.13 In merito a tali costi, si possono configurare, in funzione delle ipotesi relative al mantenimento di una differenziazione delle componenti per impresa due opzioni:
- una prima opzione prevede l'applicazione di un corrispettivo non differenziato in funzione delle modalità di raccolta della misura, determinato sulla base di un livello medio di settore;
 - una seconda opzione prevede invece il mantenimento, per un periodo transitorio che si chiuderebbe al termine del quinto periodo di regolazione, di una differenziazione dei corrispettivi in funzione della dimensione dell'impresa in modo da riflettere le differenze rispetto agli obblighi di messa in servizio.

Tematiche da approfondire

- 18.14 Una delle tematiche da approfondire è relativa ai costi operativi di gestione e manutenzione dei gruppi di misura. In particolare, l'Autorità ritiene opportuno acquisire maggiori informazioni in riferimento alla gestione/sostituzione delle batterie, tempistiche e costi, soprattutto in relazione ai misuratori di piccolo calibro.
- 18.15 Un'altra tematica è relativa alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche successivamente al 2022 (l'Autorità con la consultazione 410/2019/R/GAS ha già espresso per il triennio 2020-2022 la preferenza per un regime di riconoscimento a consuntivo, dato il peso limitato di tali costi).
- 18.16 Nel 2018 i costi relativi a tale attività ammontano, dai primi dati disponibili dai rendiconti annuali separati, a circa 8 milioni di euro. Si tratta dunque di una posta dal valore nel complesso limitato che interessa un sottoinsieme delle imprese distributrici (quelle che servono i PDR equipaggiati con misuratori di classe superiore a G6).
- 18.17 L'Autorità intende valutare quale sia lo strumento più idoneo per regolare tali partite considerate le esigenze di contenere l'onere amministrativo e fornire allo stesso tempo adeguati incentivi all'efficienza.

Spunti per la consultazione

- S16. Osservazioni rispetto agli orientamenti generali per la definizione della regolazione tariffaria del servizio di misura nel triennio 2023-2025.
- S17. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative alla determinazione dei costi riconosciuti per le funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- S18. Osservazioni e proposte rispetto alle tematiche da approfondire. In particolare, si chiede di corredare osservazioni e proposte con informazioni in merito ai costi operativi di gestione e manutenzione dei gruppi di misura, con particolare riferimento al tema delle batterie.

PARTE V

INNOVAZIONE DELLO *SMART METERING* GAS E PROGETTI PILOTA

19 Possibile evoluzione e introduzione di funzionalità aggiuntive

- 19.1 Come anticipato nella parte introduttiva di questo documento per la consultazione, l'Obiettivo strategico OS.21 del Quadro strategico dell'Autorità per il triennio 2019-21, indica la necessità da una parte di completare il passaggio a sistemi di misura *smart* nel settore gas con la conferma del loro *deployment*, e dall'altra di rendere *“possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi”* (linea di intervento c).
- 19.2 E' rilevante anche quanto previsto dall'Obiettivo strategico OS.4, in tema di sostegno regolatorio all'innovazione; in particolare, si prevede di definire *“un quadro regolatorio che abiliti progetti innovativi, anche mediante un fondo dedicato, ispirato al modello anglo-sassone dei bandi innovativi delle sandbox, per consentire su proposta degli operatori di testare, sul campo e in via prototipale, anche mediante la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, prevedendo al contempo adeguati meccanismi di riconoscimento dei costi efficienti”* (linea di intervento a).
- 19.3 Lo *smart metering* gas si presta all'introduzione, su base sperimentale, di nuove funzionalità, ulteriori rispetto a quelle già previste dalle *Direttive smart meter gas*. Già nel documento per la consultazione 170/2019 l'Autorità aveva indicato che *“...potranno essere valutate con favore anche soluzioni diverse qualora singole imprese distributrici valutino, autonomamente sulla base di proprie analisi costi/benefici, la possibilità di monitorare i livelli di pressione attraverso l'utilizzo di funzionalità innovative dei misuratori smart di gas”*.
- 19.4 Da prime interlocuzioni con alcune imprese sono emerse opportunità di interesse, in particolare per le finalità di sicurezza, tipiche del servizio gas, che potrebbero essere colte tramite lo sviluppo di funzionalità ulteriori degli *smart meter gas*, aggiuntive rispetto quelle relative alla qualità del servizio richiamate al punto precedente. In particolare, si tratta di:
- funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza per territori a rischio sismico: come già avviene in Giappone e in California (Stati in cui il rischio sismico è un problema particolarmente rilevante) gli *smart meter gas* possono essere utilizzati per bloccare l'erogazione del gas in caso di scosse sismiche di una

data rilevanza, in modo da mettere sicurezza le abitazioni da rischi di fughe di gas e conseguenti scoppi e incendi;

- funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza domestica, per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza dovute per esempio a trafilezioni nell'impianto di utenza o a rotture di tubazioni;

- 19.5 I benefici di queste funzionalità possono essere valutati in relazione al rischio evitato, alle emissioni di gas naturale evitate e al miglioramento di qualità del servizio (ad esempio in termini di minori tempi per l'effettuazione delle prestazioni su richiesta, o ai minori costi rispetto alle modalità ordinarie di effettuazione delle misure di pressione).
- 19.6 In caso di benefici eccedenti i costi, l'Autorità vede con favore lo sviluppo di progetti pilota, condotti da imprese distributrici eventualmente con la partecipazione di soggetti terzi, per sperimentare in campo le nuove funzionalità.
- 19.7 Oltre alla sperimentazione di funzionalità aggiuntive, l'Autorità è orientata a valutare la proposta di ulteriori sperimentazioni finalizzate ad acquisire maggiori informazioni sugli impatti sottesi all'utilizzo, attuale e prospettico, del *set* di funzionalità già presenti negli *smart meter* attualmente in servizio, anche attraverso la misura diretta della carica della batteria²⁸.
- 19.8 Tali sperimentazioni da un lato servirebbero alle imprese per testare meglio con i costruttori le caratteristiche dei prodotti, riducendo i rischi, dall'altro sarebbero utili all'Autorità per affinare la regolazione futura, valutando opportunamente i costi legati al progressivo avvicinamento alla frequenza di raccolta delle misure mensile con dettaglio giornaliero (vedi capitolo 7).

Spunti per la consultazione

- S19. Osservazioni sulle ipotesi di funzionalità aggiuntive che potrebbero essere oggetto di sperimentazione.
- S20. Più in generale quali funzionalità si ritiene ragionevole ipotizzare per una nuova generazione di *smart meter* per l'utenza diffusa? In particolare, si ritiene che dovrebbe essere previsto un obbligo di misura dell'energia fornita, o in subordine l'obbligo di compensazione in pressione della misura?

²⁸ Si evidenzia che con ciò non si intende il dato del "registro del contatore" che, come indicato nella Relazione finale alle sperimentazioni 393/2013 relative alla misura multi-servizio, non è una misura diretta della carica residua della batteria (<https://www.arera.it/allegati/docs/19/005-19dieu.pdf>). Il registro riporta infatti il risultato di un algoritmo di calcolo teorico che il contatore implementa e attraverso il quale, sulla base del numero e della tipologia di operazioni non metrologiche che effettua nel corso della sua vita operativa, detrae una specifica quota di unità da un valore teorico preimpostato dal costruttore sulla base di un profilo standard di utilizzo supportato per durare possibilmente come la vita regolatoria (15 anni).

20 Possibili sperimentazioni inerenti le funzionalità aggiuntive

- 20.1 L'Autorità ritiene che l'ammissione dei progetti pilota di sperimentazione delle funzionalità innovative dello *smart metering* gas debba avvenire a seguito di selezione tra proposte che potranno essere formulate dalle imprese distributrici, che dovranno fornire adeguate analisi costi-benefici e giustificare il differenziale di costo delle nuove funzionalità rispetto alla quantificazione e monetizzazione dei benefici. L'ammissione dei progetti seguirà un criterio di minimizzazione del costo differenziale rispetto alla remunerazione tariffaria ordinaria. L'Autorità potrà altresì considerare altri criteri di valutazione tipici degli investimenti in innovazione, quali le possibili economie di apprendimento e di scala derivanti dai progetti dimostrativi e la loro replicabilità.
- 20.2 Per dare la possibilità di massimizzare le istanze che potranno essere presentate dalle imprese distributrici, si prevede di fissare due "finestre" temporali nel corso del 2020 per la presentazione delle proposte, e di fissare un "budget" massimo complessivo, di cui il 70% dedicato alla prima finestra (orientativamente con scadenza nella primavera 2020) e il 30% con scadenza nella seconda finestra (orientativamente con scadenza nell'inverno 2020-21). Qualora all'esito della prima selezione dei progetti presentati in occasione della prima "finestra" residui ancora una quota della frazione di budget riservato alla prima finestra, essa potrà essere utilizzata per la selezione dei progetti che potranno essere presentati nella seconda finestra.
- 20.3 Indicativamente, si ritiene che il budget complessivo, per entrambe le finestre, possa essere dell'ordine di 10 milioni di euro, con un impatto tariffario per cliente dell'ordine di 0,50 euro/cliente gas.
- 20.4 La valutazione delle istanze verrà effettuata da personale degli Uffici dell'Autorità, che si potrà avvalere del supporto di esperti di altre amministrazioni pubbliche.
- 20.5 Nelle proprie istanze, i proponenti dei progetti pilota potranno anche evidenziare ipotesi di deroga, debitamente motivate, della regolazione vigente. L'Autorità esaminerà tali ipotesi nell'istruttoria di valutazione delle istanze.
- 20.6 I pagamenti verranno effettuati dalla CSEA, sulla base di stati di avanzamento del progetto certificati dal titolare del progetto ammesso tramite opportuna documentazione tecnica (come avvenuto per le sperimentazioni multiservizio a seguito della delibera 393/2013/R/gas).
- 20.7 I titolari dei progetti dovranno comunque mettere a disposizione, ai fini di disseminazione, la documentazione di carattere funzionale relativa alle funzionalità aggiuntive, nonché un report di messa in servizio e successivi report di esercizio (a scadenza semestrale) da cui si evincano – anche in relazione a possibili test in campo durante il progetto pilota – l'efficacia delle funzionalità aggiuntive. Le scelte tecnologiche potranno essere sottratte alla pubblicazione ove costituiscano motivo di riservatezza industriale.

Spunti per la consultazione

- S21. Osservazioni sulle ipotesi di supporto all'innovazione.
- S22. Si ritiene opportuno prevedere, per le imprese distributrici titolari di progetti pilota, un lieve rilassamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter gas*?
- S23. Si ritiene che le ipotesi di supporto all'innovazione prospettate possano presentare criticità rispetto allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio?

21 Esito delle sperimentazioni di telegestione multiservizio

- 21.1 A seguito della deliberazione 393/2013/R/gas, l'Autorità ha selezionato alcuni progetti pilota per la sperimentazione di telegestione multiservizio che sono stati sviluppati nel periodo tra la fine del 2014 e il 31 luglio 2018 e i cui risultati sono stati presentati in un seminario pubblico tenutosi il 19 settembre 2019.²⁹
- 21.2 I progetti pilota per la sperimentazione di telegestione multiservizio sono stati gestiti, secondo uno dei requisiti previsto dalla deliberazione 393/2013/R/gas, da Operatori Terzi e hanno dimostrato l'effettiva fattibilità tecnica della condivisione dell'infrastruttura di comunicazione e sistemi informativi da parte di diversi servizi di pubblica utilità. Oltre al servizio gas, il servizio idrico è stato interessato in tutte le sperimentazioni selezionate. Sono state sperimentate diverse soluzioni, integrando le reti di comunicazione e i sistemi centrali di acquisizione e gestione dati alle caratteristiche presenti sugli apparati dei vari servizi.
- 21.3 Nel corso degli anni in cui si sono sviluppate le sperimentazioni sono intervenuti numerosi cambiamenti rilevanti, principalmente in relazione agli strumenti per la messa a disposizione dei dati (SII, portale dei consumi) ed è stato sviluppato il *roll-out* dello *smart metering* nel settore della distribuzione gas e, con l'avvio della seconda generazione, anche nel settore elettrico.
- 21.4 Alla luce dei risultati positivi delle sperimentazioni di telegestione multiservizio, l'Autorità ritiene opportuno cogliere l'occasione del prossimo periodo di regolazione della distribuzione gas per introdurre una misura che può favorire lo sviluppo delle attività di misura in una prospettiva "multiservizio", con particolare

²⁹ Si veda il Rapporto finale delle sperimentazioni di telegestione multiservizio, pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.arera.it/allegati/docs/19/005-19dieu_elaborato.pdf). Sono altresì disponibili sul sito dell'Autorità i materiali del seminario pubblico (www.arera.it/it/eventi/19/190918.htm) e i rapporti finali delle singole sperimentazioni (www.arera.it/allegati/docs/19/005-19dieu_all.zip).

riferimento al servizio idrico che può beneficiare di efficienza per economie di scopo nello sviluppo delle reti comunicazione utilizzate per lo *smart metering*, sia con architetture punto-multipunto sia con architetture punto-punto con tecnologie di nuova generazione (con particolare riferimento al protocollo NB-IoT, vd capitolo 12).

- 21.5 In particolare, nel caso in cui i distributori gas sviluppino forme di condivisione dei servizi di comunicazione per lo *smart metering* nei confronti di gestori dei servizi idrici, l’Autorità è orientata a non applicare, per il periodo regolatorio 2020-2026, alcuna forma di ripartizione (*sharing*) dei margini derivanti da tale attività.³⁰ Ciò può incentivare i distributori gas a farsi parte attiva nel ricercare, caso per caso e con i singoli gestori dei servizi idrici interessati, la reciproca convenienza di iniziative multiservizio per lo sviluppo tecnologico dell’attività di misura, nell’interesse di un miglioramento del servizio per i clienti finali di entrambi i servizi.
- 21.6 Margini derivanti da altre attività, realizzate dai distributori gas nei confronti di soggetti diversi dai gestori dei servizi idrici, potranno essere soggetti, se consistenti, alla ripartizione a favore dei clienti gas nella misura del 50%, in linea con quanto avviene o è in fase di consultazione anche nel settore elettrico.

Spunti per la consultazione

- S24. Osservazioni sull’ipotesi di non applicazione dello *sharing* dei margini realizzati dai distributori gas e derivanti da condivisione dei servizi di comunicazione per lo *smart metering* nei confronti di gestori dei servizi idrici.
- S25. Si ritiene che una simile ipotesi potrebbe essere applicata anche ai distributori di energia elettrica, limitatamente ai margini derivanti dalla condivisione dei servizi di comunicazione per lo *smart metering* nei confronti di gestori dei servizi idrici?
- S26. Si ritiene che una simile ipotesi potrebbe essere estesa anche ai margini di attività di dalla condivisione dei servizi di comunicazione dei servizi di igiene urbana, per applicazioni di tipo *smart city*?

³⁰ Nel settore elettrico, l’Autorità applica la ripartizione dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico; il 50% resta all’operatore e il 50% è destinato a favore del cliente del servizio elettrico, tramite riduzione delle tariffe. La ripartizione è applicata a fronte di un certo livello di materialità; si veda in particolare il capitolo 7 del documento di consultazione 481/2019/R/eel, nel quale si propone che la soglia di materialità sia fissata, per le imprese distributrici di energia elettrica con più di 25.000 clienti, pari allo 0,5% del ricavo ammesso totale a copertura dei costi del servizio di distribuzione (www.arera.it/allegati/docs/19/481-19.pdf).