

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

263/2021/R/GAS

SMART METERING GAS:

**REGOLAZIONE DEGLI OUTPUT E DELLA *PERFORMANCE* DEL
SERVIZIO DI MISURA E DEGLI OBBLIGHI DI FATTURAZIONE**
orientamenti finali

Mercato di incidenza: gas naturale

22 giugno 2021

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA (Titolare del trattamento) nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e), del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b. della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. II dati

saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

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) per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo a partire dall'1 gennaio 2020.

Nell'alveo di tale procedimento sono state trattate varie tematiche, affrontate mediante più documenti per la consultazione e provvedimenti. In particolare, con il documento per la consultazione 3 novembre 2018, 570/2018/R/COM (di seguito: DCO 570/2018/R/COM) e con il documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/GAS (di seguito: DCO 487/2019/R/GAS) sono state affrontate, tra l'altro, tematiche relative alla raccolta delle letture e alla performance della misura gas, nuovamente riprese nel presente documento che intende sintetizzare anche le osservazioni sinora ricevute dall'Autorità.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte entro e non oltre il 20 agosto 2021.

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lettere b) e c), in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni e si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione a eventuali esigenze di riservatezza.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling***

Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano

*PEC: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INDICE

PARTE I.....	7
ASPETTI INTRODUTTIVI.....	7
1 Oggetto della consultazione	7
2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	8
3 Tempistiche e decorrenze.....	8
4 Struttura del documento	9
PARTE II	10
SMART METER GAS: LA REGOLAZIONE VIGENTE E LE CONSULTAZIONI DELL'AUTORITA'	10
5 Messa in servizio degli <i>smart meter</i> gas.....	10
6 Frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e granularità	12
7 Frequenze di messa a disposizione al SII dei dati di misura	16
8 Regolazione della <i>performance</i> del servizio di misura per i punti dotati di <i>smart meter</i>	18
PARTE III.....	22
PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE PUNTI DOTATI DI SMART METER.....	22
9 Premessa	22
10 Schema di articolato	23
PARTE IV	43
INNOVAZIONE DELLO SMART METERING GAS.....	43
11 Premessa	43
12 Schema di articolato	43

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 L'Autorità intende emanare il provvedimento di definizione della regolazione relativa al servizio di misura nei casi di messa in servizio degli *smart meter gas* per la cosiddetta utenza diffusa, indicando altresì specifici aspetti di natura tariffaria e tecnologica, inclusa l'innovazione dello *smart metering gas* nel quadro di quanto previsto dal Quadro strategico dell'Autorità per il triennio 2019-21.
- 1.2 L'ambito degli interventi del presente documento è, quindi, costituito dagli *smart meter gas* dei quali, con la deliberazione 631/2013/R/GAS, l'Autorità ha approvato le direttive per la messa in servizio e i requisiti funzionali minimi che includono, tra l'altro, la telelettura e la telegestione nonché la curva di prelievo avente base temporale parametrizzabile, con granularità almeno giornaliera (per i gruppi di misura di classe inferiore a G10) od oraria (per i gruppi di misura di classe pari o superiore a G10).
- 1.3 In particolare, con la presente consultazione l'Autorità intende concludere la valutazione degli interventi relativi a:
 - l'attuale assetto di regole relative al servizio di misura: messa in servizio degli *smart meter*, frequenza di raccolta e granularità temporale dei dati di misura, frequenza di messa a disposizione dei dati di misura;
 - l'attuale sistema degli indennizzi ai clienti finali e ai venditori (misurazione della *performance*).
- 1.4 Le riflessioni presentate tengono conto di quanto prospettato nel DCO 487/2019/R/GAS, nonché precedentemente nel DCO 570/2018/R/COM, e nel corso del successivo tavolo tecnico convocato dall'Autorità con le associazioni dei distributori in data 30 ottobre 2020 (di seguito: tavolo tecnico del 30 ottobre 2020) in merito a ipotesi di regolazione incentivante per la *performance* e dei contributi ricevuti in esito.
- 1.5 Inoltre, con riferimento ai punti di riconsegna dotati di *smart meter* con classe pari o superiore a G10, che ai fini del *settlement* sono misurati mensilmente con dettaglio giornaliero, gli orientamenti delineati tengono conto delle evidenze emerse nel corso del primo anno di attuazione della riforma del *settlement*, introdotta dalla deliberazione 72/2018/R/GAS, con riferimento all'attività di determinazione dei prelievi e aggregazione da parte del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII).

2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 Nel Quadro strategico 2019-2021, approvato con la deliberazione 242/2019/A, l'Autorità ha sottolineato l'esigenza che le prestazioni innovative degli *smart meter*, sia nel settore del gas naturale che dell'energia elettrica, siano finalizzate alla soddisfazione delle esigenze dei clienti finali, quali ad esempio la minimizzazione delle stime di consumo ancora utilizzate nella bolletta e la messa a disposizione di dati tempestivi e aggiornati che possono permettere maggiore consapevolezza e migliori servizi.
- 2.2 Con particolare riferimento al settore del gas naturale, nel medesimo atto 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* 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, incrementando la qualità dei dati utilizzati nelle sessioni di bilanciamento, ai fini del *settlement*.
- 2.4 Sulla base di queste considerazioni sono identificati i seguenti obiettivi generali:
- 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 progressivamente sempre più automatizzato;
 - migliorare gli *output* e la *performance* del servizio di misura, riducendo nei limiti del possibile la porzione degli *smart meter* le cui funzionalità non sono adeguate 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; tale aspetto è trattato separatamente nella Parte IV del presente documento per la consultazione.

3 Tempistiche e decorrenze

- 3.1 Rispetto alle ipotesi di regolazione sviluppate nel presente documento, è prevista in generale la decorrenza dalla data di entrata in vigore del provvedimento che sarà adottato in esito alla presente consultazione, salvo ove specificato nello

schema di articolato alla Parte III, decorrenze differenziate al fine di consentire un'adeguata transizione alla nuova regolazione.

4 Struttura del documento

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

- Parte II – richiamo della regolazione vigente del servizio di misura nelle reti di distribuzione del gas naturale per i punti serviti da *smart meter* e orientamenti presentati dall'Autorità nel 2019 e 2020, in particolare con riferimento alla messa in servizio degli *smart meter* (capitolo 5), alle frequenze di raccolta e alla granularità della misura (capitolo 6), alla messa a disposizione al SII dei dati di misura (capitolo 7) e agli indennizzi al cliente e agli utenti della distribuzione nei casi di inadempienza da parte delle imprese di distribuzione (capitolo 8);
- Parte III – prospettive di sviluppo della regolazione (con schema di articolato), con riferimento alle medesime tematiche;
- Parte IV – innovazione dello *smart metering* gas (con schema di articolato).

PARTE II

SMART METER GAS: LA REGOLAZIONE VIGENTE E LE CONSULTAZIONI DELL'AUTORITÀ'

5 Messa in servizio degli *smart meter* gas

- 5.1 La sostituzione dei misuratori tradizionali nel settore del gas naturale con *smart meter* è stata avviata dall'Autorità nel 2008 con la deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/GAS 155/08, partendo dai misuratori di maggiore portata per usi nel settore terziario e industriale (classe G40 e superiore) ed è stata progressivamente estesa prima ai misuratori di calibro intermedio e, dal 2013 e con riferimento alle imprese cui sono allacciati almeno 50.000 clienti, ai misuratori di minore portata per usi tipicamente domestici (classe G4-G6).
- 5.2 L'Autorità ha progressivamente aggiornato tale piano di sostituzione tenendo conto delle difficoltà attuative; da ultimo con la deliberazione 18 dicembre 2018, 669/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 669/2018/R/GAS), ha previsto che entro il 31 dicembre 2018 dovessero essere installati *smart meter* nella totalità dei punti di riconsegna (di seguito: PDR) esistenti con classe del gruppo di misura uguale o superiore a G10; tale obiettivo risulta raggiunto a fine 2019 per oltre il 90% del gas riconsegnato a tali PDR.
- 5.3 Per quanto riguarda i PDR esistenti ove sono in servizio misuratori di classe G4 e G6, tenendo conto del differimento di un anno delle scadenze già fissate per il 2020 e per il 2021 disposto dalla deliberazione 1 dicembre 2020, 501/2020/R/GAS, al fine di tenere conto degli effetti dell'emergenza epidemiologica COVID-19 e delle conseguenti misure di contenimento, le direttive attualmente vigenti prevedono il raggiungimento dell'obiettivo di installazione di *smart meter* per l'85% da parte delle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti con le seguenti scadenze:
- entro la fine del 2021 per le imprese di distribuzione con più di 200.000 clienti allacciati;
 - entro la fine del 2022 per le imprese di distribuzione con numero di clienti compreso tra 100.000 e 200.000;
 - entro la fine del 2023 per le imprese di distribuzione con numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Per le imprese con meno di 50.000 clienti finali, non sono stati finora fissati obblighi di messa in servizio degli *smart meter* di classe G4-G6.

- 5.4 L’Autorità ha anche chiarito¹ che, con riferimento alla *performance* del servizio di misura, di cui alla Sezione V dell’Allegato A alla deliberazione 569/2019/R/GAS (di seguito: RQDG), tutti gli *smart meter* siano considerati misuratori accessibili dalla messa in servizio, come definita ai sensi della deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 631/2013) e successive modifiche e integrazioni. Quindi ne consegue che non può essere considerato messo in servizio uno *smart meter* al quale non sia possibile accedere da remoto in modo stabile e continuativo.

Box informativo: il contenuto informativo del RCU

L’Autorità ha ritenuto che anche i dati relativi alle caratteristiche del misuratore divenissero parte del corredo informativo essenziale di ciascun PDR nell’ambito del Registro Centrale Ufficiale (di seguito: RCU) gestito dal SII, in considerazione della rilevanza degli effetti che ne discendono nella gestione della fornitura nei confronti dei clienti finali.

Più in particolare, con la deliberazione 5 dicembre 2017, 850/2017/R/GAS, l’Autorità ha ampliato il contenuto informativo del RCU e introdotto modalità di aggiornamento *on condition* dei dati in esso censiti, anche con riferimento ai dati tecnici relativi al misuratore tra cui: la tipologia (meccanico o elettronico), in caso di presenza di misuratore elettronico, se il servizio di telegestione sia attivo o meno, l’accessibilità e la data di installazione.

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, le cui disposizioni hanno definitivamente trovato applicazione dal 1° gennaio 2021, l’Autorità ha disposto la razionalizzazione dei flussi informativi contenenti le letture e i dati tecnici e anagrafici del gruppo di misura, in coerenza con la centralizzazione della messa a disposizione dei dati di misura nel SII. Tra i nuovi flussi informativi previsti è stato definito un flusso *ad hoc* per consentire una gestione corretta ed efficiente della sostituzione del misuratore che, in caso di installazione di uno *smart meter* prevede, in aggiunta alle informazioni di cui sopra, l’indicazione della data di disponibilità della telelettura, direttamente nel flusso informativo per la gestione di sostituzione del misuratore nel caso in cui questa sia attivata già in fase di installazione, oppure successivamente, attraverso l’aggiornamento del RCU, nel caso in cui tale data non sia nota alla data di trasmissione del flusso.

- 5.5 Per quanto riguarda le tematiche relative alla messa in servizio sopra ricordate, con il DCO 487/2019/R/GAS l’Autorità:
- a) ha previsto di non estendere gli obblighi di installazione alle imprese di distribuzione con meno di 50.000 clienti finali, tenendo conto che queste sono in numero considerevole e gestiscono un numero di punti dai quali transita

¹ chiarimento alla delibera 522/2017/R/GAS pubblicato sul sito *internet*, 20 luglio 2018, faq n. 4.

un'esigua porzione del volume di gas complessivamente riconsegnato (circa il 3%);

- b) ha espresso l'orientamento per cui la *performance* attesa degli *smart meter* debba decorrere a partire dalla loro installazione, al fine di superare le ambiguità attualmente possibili nei casi in cui le imprese di distribuzione effettuino l'installazione degli *smart meter* senza metterli in servizio² e di non vanificare, quindi, l'utilità della sostituzione stessa. Dall'intendimento di non ammettere un lasso temporale tra il momento dell'installazione e quello della messa in servizio, inoltre, ne è conseguito l'orientamento dell'Autorità al superamento della possibilità della riclassificazione degli *smart meter* in misuratori tradizionali, prevista ai sensi della deliberazione 522/2017/R/GAS.
- 5.6 In via transitoria, al fine di favorire un passaggio ordinato alle disposizioni di cui al punto 5.5, lettera b), l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere un periodo di sei mesi nel quale le imprese possano verificare l'effettiva messa in servizio degli *smart meter*, procedendo a eventuali riclassificazioni dopo un declassamento a tradizionale precedentemente avvenuto.
- 5.7 Per quanto riguarda il superamento della possibilità di riclassificazione in misuratori tradizionali degli *smart meter* e la conseguente messa in servizio di questi ultimi all'atto dell'installazione, alcuni partecipanti alla consultazione si sono espressi favorevolmente e altri invece con perplessità; alcuni di essi hanno chiesto che la fase transitoria fosse più estesa di quanto nelle intenzioni dell'Autorità, proponendo di fissarla pari a un anno.
- 5.8 Nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, infine, è stato ribadito l'intendimento di prevedere una stretta correlazione tra l'installazione di uno *smart meter* e la sua messa in servizio, affinché quest'ultima avvenga entro 90 giorni dalla sostituzione del misuratore. Una delle associazioni intervenute ha condiviso tale proposito, proponendo al contempo una franchigia che sterilizzi le criticità per fattispecie che richiedono più di 90 giorni per la messa in servizio, mentre altre due hanno espresso contrarietà. Queste ultime hanno evidenziato di ritenere l'intendimento difficilmente attuabile dalle imprese di piccole-medie dimensioni per motivi tecnologici, o hanno proposto di prevedere la messa in servizio entro la fine di ciascun anno per i misuratori installati tra i mesi di gennaio e ottobre precedenti, al fine di uniformare le penali per il mancato roll-out e gli indennizzi automatici.

6 Frequenze di raccolta della misura nei punti di riconsegna e granularità

- 6.1 Nel settore del gas naturale, la frequenza e le modalità di raccolta, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese di distribuzione

² ciò può avvenire per una serie di ragioni tra cui, in particolare per i casi di architettura del sistema punto-multipunto, l'assenza del concentratore al momento dell'installazione.

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 dalla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025* (Allegato A alla deliberazione 569/2019/R/GAS, di seguito: RQDG).

- 6.2 In particolare, gli articoli 14 e 14bis del TIVG disciplinano le frequenze e le modalità di raccolta della misura dei PDR, distinguendo a seconda che siano dotati di misuratore di tipo tradizionale o di *smart meter* in servizio. In particolare:
- a) per i PDR dotati di misuratore di tipo tradizionale, l'obbligo è articolato in base al consumo annuo, prevedendo sia un numero annuo di tentativi (da 1 a 3 all'anno per i PDR con consumo annuo fino a 5.000 Smc oppure un tentativo mensile oltre tale soglia) sia che la frequenza di ciascun tentativo recepisca almeno il consumo relativo all'80% dei periodi temporali di riferimento definiti in funzione della frequenza;
 - b) per 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.
- 6.3 Inoltre, con riferimento ai PDR dotati di *smart meter*, l'articolo 14bis del TIVG precisa che in caso di tentativo di raccolta della misura non andato a buon fine, l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare almeno tre tentativi di acquisizione delle misure relative al mese M contestualmente all'espletamento dell'obbligo di rilevazione di competenza del mese successivo M+1.
- 6.4 Con la deliberazione 19 marzo 2015, 117/2015/R/GAS (di seguito: deliberazione 117/2015/R/GAS), inoltre, è stata prevista la possibilità di deroghe alla frequenza di raccolta di cui alla lettera b) del precedente punto 6.2, per gli *smart meter* di classe G4-G6; per effetto di tale deroga le imprese di distribuzione possono utilizzare la funzionalità della telelettura per raccogliere le misure con le frequenze previste per i misuratori tradizionali, anziché con la frequenza mensile con dettaglio giornaliero, effettuando almeno tre tentativi di acquisizione del dato.
- 6.5 Per i misuratori di tipo tradizionale la regolazione, inoltre, definisce ulteriori obblighi di raccolta delle misure anche in funzione dell'accessibilità dei PDR, a sua volta definita ai sensi dell'articolo 1 del TIVG. In particolare, l'articolo 14, comma 3, del medesimo TIVG prevede, per quanto riguarda i punti dotati di gruppi di misura tradizionali, 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. Tale disposizione, per quanto sopra ricostruito, si applica anche ai PDR ove sia installato uno *smart meter* equiparato a misuratore tradizionale.

- 6.6 Ai fini dell'attività di aggregazione delle misure e profilazione di cui al *settlement* gas, disciplinato dal TISG, sono trattati mensilmente con dettaglio giornaliero i PDR per i quali vige l'obbligo di raccolta di cui all'articolo 14bis del TIVG. Tale obbligo è attualmente in vigore per i PDR dotati di *smart meter* di classe maggiore o uguale a G10, installati ai sensi delle Direttive dell'Autorità.
- 6.7 Infine, ulteriori disposizioni in relazione alla *performance* del servizio di misura del gas naturale sono previste dalla RQDG (Sezione III) che, in particolare:
- a) all'articolo 48 individua gli obblighi di servizio e gli standard specifici relativi alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, facendo riferimento a una serie di indicatori tra cui la raccolta della misura per misuratore accessibile;
 - b) al riguardo, all'articolo 63 stabilisce che ogni impresa di distribuzione esegua un numero di letture con esito positivo per ogni PDR dotato di misuratore accessibile pari al numero di tentativi di cui all'articolo 14, comma 1, del TIVG e che la medesima disposizione si applichi anche ai PDR ove siano installati gli *smart meter* sulla base delle letture di cui al medesimo articolo 14bis, comma 1, lettera a) dello stesso TIVG.
- 6.8 Con il DCO 487/2019/R/GAS, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito a modifiche della raccolta della misura prevedendo, in particolare, che:
- a) la frequenza e la calendarizzazione della frequenza di raccolta previsti dall'articolo 14 del TIVG per i misuratori di tipo tradizionale - richiamate al punto 6.2, lettera a), e 6.5 - non possano essere applicate anche agli *smart meter*. superando quindi la possibilità per gli *smart meter* installati di usufruire delle deroghe previste dalla deliberazione 117/2015/R/GAS e di poter adottare la regolazione prevista per i tradizionali;
 - b) la frequenza minima di raccolta della misura per gli *smart meter* di classe G4 e G6 fosse almeno bimestrale (i.e. che fossero previste 6 letture all'anno, a partire dal bimestre gennaio-febbraio) per i PDR con consumo annuo sino a 5.000 Smc con raccolta della lettura all'ultimo giorno del mese³, avvicinandosi progressivamente alla frequenza di raccolta mensile con dettaglio giornaliero già prevista a regime, seppur mantenendo la possibilità per gli stessi PDR dotati di *smart meter* con consumi annui inferiori a 5.000 Smc di non prevedere l'obbligo del dettaglio giornaliero.
- 6.9 Nel corso della consultazione, i partecipanti (imprese distributrici o di vendita, loro associazioni rappresentative, un'associazione di consumatori e due società operanti nella produzione o commercializzazione di sistemi per la metrologia) hanno fatto pervenire le seguenti osservazioni principali:

³ analogamente a quanto previsto per il settore elettrico. Si veda, in particolare, quanto previsto per i punti di connessione in bassa tensione, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del TIME.

- a) per quanto riguarda il superamento della possibilità di usufruire delle deroghe previste dalla deliberazione 117/2015/R/GAS si è registrata una generale condivisione anche se alcune imprese o loro associazioni sono contrarie all'intendimento di superare la possibilità di riclassificazione gli *smart meter* in tradizionali. Alcune di esse hanno proposto soluzioni alternative come il mantenimento di tale possibilità solo per gli esemplari installati sino a una certa data o l'introduzione di una franchigia all'erogazione degli indennizzi dovuti nel caso di comunicazione degli *smart meter* non correttamente funzionante;
- b) per quanto riguarda la proposta frequenza di raccolta bimestrale:
- gli operatori in generale condividono l'esigenza di aumentare il numero delle raccolte annue e i dati di misura a disposizione;
 - la maggior parte degli operatori, più in particolare, condivide con l'Autorità che la frequenza di raccolta della misura per gli *smart meter* di classe G4 e G6 sia bimestrale, per un periodo transitorio e propedeutico all'entrata in vigore a regime della frequenza mensile, mentre un altro soggetto propone in alternativa una frequenza trimestrale;
 - in merito alla durata del periodo transitorio prima dell'entrata in vigore della frequenza mensile di raccolta della misura, la maggioranza delle osservazioni provenienti sia da associazioni di imprese, operatori e i rappresentanti dei consumatori sostengono che sia altresì opportuno prevedere il passaggio alla raccolta della misura mensile in tempi brevi, affinché sia limitato il rischio che la raccolta non sia allineata con i tempi della fatturazione, con conseguente ricorso ai dati stimati. Gli altri osservatori ritengono invece che ciò debba essere previsto solo dopo un periodo di tempo più lungo, a partire dal 2021 e, in particolare, tre imprese ritengono che il passaggio alla frequenza di raccolta mensile debba avvenire non prima dal 2023;
- c) con riferimento alla granularità dei dati raccolti, taluni operatori del settore della distribuzione del gas naturale ritengono che non sia necessario prevedere il dettaglio giornaliero nel caso di misuratori asserviti a punti caratterizzati da consumi annui bassi ovvero di classe G4 e G6 mentre, al contrario, numerosi altri - operanti sia nella vendita che nella distribuzione e nella strumentistica - reputano opportuna l'estensione della raccolta dei dati dei consumi giornalieri a tutti i punti;
- d) per quanto riguarda la definizione del periodo oggetto di raccolta della misura, alcune imprese distributrici o loro associazioni osservano che la raccolta del dato di misura di fine mese possa essere operativamente difficoltosa e propongono di considerare come dato di misura bimestrale (o mensile), in caso di indisponibilità della misura riferita all'ultimo giorno del mese, la misura riferita a un giorno compreso in un intervallo temporale da definirsi

(tendenzialmente nell'intorno del fine mese). Uno di essi, inoltre, ritiene che tale modalità sia imprescindibile al fine del raggiungimento della frequenza di raccolta mensile e un altro operatore suggerisce che i sistemi prevedano la possibilità di più tentativi di invio del medesimo dato di fine mese.

- 6.10 Nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, infine, è stata illustrata dagli uffici dell'Autorità, per quanto riguarda la granularità dei dati raccolti, una possibile alternativa a quanto invece è stato oggetto della consultazione di cui ai punti precedenti. In particolare, per i PDR dotati di *smart meter* di classe G4 e G6 è stato, preliminarmente, prospettato:
- a) di confermare per i punti con consumo annuo superiore a 5.000 Smc l'obbligo di raccolta di una misura mensile da effettuare subito dopo la fine del mese, con dettaglio giornaliero, onde rilevare il prelievo del mese solare realizzato fino all'ultimo giorno gas di ciascun mese solare;
 - b) di prevedere invece per i punti con consumo annuo inferiore a 5.000 Smc l'obbligo di raccolta di una misura mensile, anch'essi con dettaglio giornaliero, da effettuare in un giorno qualsiasi del mese (i.e. raccolta *rolling*), onde rilevare il prelievo mensile realizzato dal giorno gas della lettura precedente.
- 6.11 Al riguardo, in esito al tavolo tecnico sono state principalmente raccolte le seguenti osservazioni:
- a) unanime condivisione dell'obbligo di raccolta mensile con dettaglio giornaliero, da effettuarsi subito dopo la fine del mese, per i PDR con consumi annui superiori a 5.000 Smc;
 - b) opinioni non unanimi in merito alla raccolta *rolling*, con dettaglio giornaliero, per i PDR con consumi annui inferiori a 5.000 Smc. Le associazioni contrarie all'intervento descritto hanno segnalato che ritengono più opportuno derogare dal dettaglio giornaliero e prevedere l'invio di una misura mensile, indicativamente nell'intorno del fine mese solare, ed eventualmente la possibilità, da parte delle imprese di vendita, di richiedere la misura in giorni specifici per esigenze contrattuali. In particolare, non è apparsa come rilevante l'opportunità di poter diluire nel mese la raccolta dei dati di misura anziché concentrare tale attività alla fine del mese.

7 Frequenze di messa a disposizione al SII dei dati di misura

- 7.1 Per quanto riguarda gli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese di distribuzione (effettivi, secondo le frequenze di rilevazione di cui agli articoli 14 e 14bis del TIVG o stimati in caso di loro indisponibilità), l'articolo 15 del medesimo TIVG prevede che l'impresa di distribuzione metta a disposizione del SII i dati di misura entro il sesto giorno lavorativo del mese e che

- il SII metta a disposizione di ciascun utente della distribuzione i medesimi dati, contestualmente e comunque non oltre 24 ore dalla ricezione.
- 7.2 Con il DCO 487/2019/R/GAS, l’Autorità ha ritenuto che il termine del sesto giorno lavorativo del mese per la messa a disposizione al SII dei dati di misura di cui sopra potesse essere confermato anche per i punti di riconsegna per i quali si prevede il passaggio alla frequenza di lettura bimestrale.
- 7.3 Al riguardo, alcuni operatori che si sono espressi nel merito non hanno condiviso l’orientamento dell’Autorità di confermare il termine del sesto giorno lavorativo del mese per la trasmissione al SII dei dati di misura raccolti bimestralmente dai misuratori di classe G4 e G6, ritenendo che esso debba essere dilazionato o differenziato.
- 7.4 In particolare, è stato evidenziato che potrebbe essere difficoltoso rispettare il termine indicato nel caso sia necessario un secondo tentativo, in considerazione della frequenza di “risveglio” dei misuratori *smart meter* gas per la comunicazione dei dati di misura (l’utilizzo della batteria dipende in modo rilevante da tale frequenza)⁴. Lo stesso termine del sesto giorno lavorativo del mese successivo, invece, è ritenuto adeguato nel caso, come suggerito da alcuni operatori, sia prevista la possibilità di rilevazione nei giorni attorno alla fine del mese o, più ampiamente, nel corso del mese; inoltre, per quanto riguarda la messa a disposizione al SII, alcuni operatori hanno proposto:
- a) che il periodo nel quale rendere disponibili al SII le misure sia ampliato o, almeno, che sia eliminato il vincolo a un unico invio, consentendo quindi invii multipli dal primo al sesto giorno lavorativo del mese, man mano che si rendano disponibili, al fine di gestire con maggiore facilità la validazione delle misure;
 - b) che, nel caso non sia disponibile la lettura di fine mese ma sia necessario effettuare ulteriori tentativi successivi, il termine sia il 20 del medesimo mese, in uniformità con il settore elettrico;
- 7.5 Nell’ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, è stato altresì condiviso che, almeno con riferimento ai punti dotati di *smart meter* e consumi annui superiori a 5.000 Smc, il termine per la messa a disposizione dei dati giornalieri effettivi - o, in mancanza di questi, di dati giornalieri stimati - fosse confermato essere il sesto giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento.
- 7.6 Contestualmente, con riferimento invece ai punti dotati di *smart meter* e dal consumo annuo inferiore alla soglia di cui sopra - in coerenza con la possibilità di lettura *rolling* di cui al precedente punto 6.10, lettera b) - è stata ipotizzata la possibilità di prevedere l’obbligo di messa a disposizione dei dati giornalieri entro 6 giorni lavorativi dalla raccolta, quindi svincolandosi dalla fine del mese, con la

⁴ in proposito si osserva che una programmazione oculata dei risvegli potrebbe migliorare l’impatto complessivo, potendo sfruttare il requisito funzionale del *download* di nuove versioni *software*.

condizione che ciascun invio al SII dei dati di misura abbia una consistenza pari al più al 35% dei punti di riconsegna con consumo annuo sottosoglia e rispettando un intervallo minimo tra un invio e il successivo pari a 7 giorni.

- 7.7 La possibile proposta relativa ai PDR con consumi annui inferiori a 5.000 Smc discussa nell'ambito del tavolo tecnico non ha riscontrato il completo consenso di due delle quattro associazioni intervenute, che hanno evidenziato l'opportunità di non introdurre differenziazioni con quanto previsto per i PDR dai consumi maggiori (senza prevedere il dettaglio giornaliero, come anticipato) o hanno proposto di non prevedere l'intervallo minimo di 7 giorni tra un invio e l'altro.

8 Regolazione della *performance* del servizio di misura per i punti dotati di *smart meter*

Indennizzi nei confronti del cliente finale

- 8.1 Nel caso di mancato rispetto della frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile (quindi per gli *smart meter* oltre che per i misuratori tradizionali accessibili, non oggetto del presente documento), la RQDG all'articolo 59, Tabella L, prevede un indennizzo (pari a € 35,00) da riconoscere al cliente finale, per il tramite del venditore, nella prima bolletta utile; l'articolo 62, comma 6, della stessa RQDG dispone che, ogni qualvolta la lettura con esito positivo non sia eseguita, l'impresa di distribuzione sia tenuta a indicare nel documento elettronico di cui allo standard di comunicazione che il tentativo è fallito per cause imputabili alla stessa impresa di distribuzione secondo quanto ivi previsto dall'articolo 58, comma 1, lettera c).
- 8.2 In merito, con il DCO 487/2019/R/GAS, l'Autorità ha inteso perseguire una convergenza intersettoriale della regolazione, peraltro come già indicato nel documento di consultazione 570/2018/R/com, e applicare anche agli *smart meter* gas la *ratio* già sottesa alla regolazione disciplinata nel *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) per gli indennizzi ai clienti di energia elettrica in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori trattati per fasce e prevista dall'articolo 14, comma 1, del TIME. Nel settore elettrico l'impresa distributrice riconosce un indennizzo automatico in caso di mancata raccolta della misura per due mesi consecutivi.
- 8.3 Analogamente nel DCO 487/2019/R/GAS è stata evidenziata l'opportunità di estendere anche al settore del gas naturale la struttura degli indennizzi per il settore elettrico e prevedere che le imprese di distribuzione riconoscano indennizzi ai clienti finali - per il tramite dei venditori - in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori nel caso di due mancate raccolte consecutive ovvero, secondo quanto indicato nello stesso DCO, per due bimestri consecutivi. Questo nuovo approccio, come già evidenziato nel DCO 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 servizio⁵.

- 8.4 Il superamento dell'applicazione dell'attuale struttura degli indennizzi disciplinata dalla RQDG agli *smart meter* rende opportuno ridefinire l'entità degli indennizzi in caso di mancata lettura. Nel DCO 487/2019/R/GAS, quindi, l'Autorità ha anche condiviso che l'ammontare potesse essere pari a 25€, poiché tale valore, nell'arco di un anno, sarebbe equivalente a quanto attualmente erogabile nei casi in cui si applichi la vigente deroga alle frequenze minime prevista dalla deliberazione 117/2015/R/GAS.
- 8.5 Il medesimo DCO 487/2019/R/GAS ha infine indicato che, in coerenza con l'approccio applicato nel settore elettrico, le disposizioni relative agli indennizzi per mancate letture degli *smart meter* siano disciplinate dal TIF.
- 8.6 Al riguardo, la maggior parte dei partecipanti alla consultazione condivide l'intendimento dell'Autorità di perseguire uniformità tra il settore del gas naturale e quello elettrico e di prevedere l'erogazione degli indennizzi nel caso di messa a disposizione di dati stimati per due bimestri consecutivi (mentre quattro di essi sono di diverso parere, seppure con motivazioni diverse soprattutto in merito alla quantificazione degli indennizzi nel caso di mancata raccolta). In merito a quest'aspetto alcuni operatori propongono valori compresi tra 10 € e 25 €, a seconda del numero di letture annue in programma ed eventualmente differenziando in caso di lettura *rolling*. Inoltre, la possibilità di introduzione di un tetto massimo annuo agli indennizzi da erogare al singolo cliente finale viene giudicata opportuna da molti operatori e loro associazioni, anche proponendo alcuni valori, ma negativamente da un'impresa di rilevanti dimensioni.
- 8.7 Nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, infine, è stata ulteriormente elaborata e affinata la possibilità di revisione degli indennizzi automatici, confermando che la materia sia trattata nel TIF. In particolare, in analogia con il settore elettrico, è stata posta l'attenzione sulla mancata messa a disposizione di letture effettive per un periodo pari a più mesi consecutivi, di durata decrescente negli anni, ovvero:
- definendo come "mese nel quale avviene una lettura effettiva" il mese solare nel quale avviene almeno una lettura effettiva, in accordo con la possibilità di lettura *rolling*;
 - stabilendo che il valore dell'indennizzo sia pari a 12 €;
 - prevedendo che l'indennizzo sia inizialmente erogato nel caso di quattro mesi consecutivi privi di letture effettive, riducendo tale periodo a regime a due mesi.

⁵ si veda il comunicato dell'Autorità 3 maggio 2018 <https://www.arera.it/allegati/comunicati/180503.pdf>.

- 8.8 Oltre agli aspetti sopra richiamati, è stata oggetto di valutazione anche la possibilità di una gestione degli indennizzi che mantenga “neutra” l’impresa di distribuzione rispetto a una quota degli indennizzi erogati ai clienti finali, valutata in relazione a un tasso “fisiologico” di insuccesso della raccolta. In particolare, lo schema condiviso prevede:
- a) l’erogazione da parte delle imprese di distribuzione degli indennizzi destinati ai clienti finali con *smart meter* in caso di mancata messa a disposizione di almeno una lettura effettiva per un numero di mesi consecutivi superiore a quello definito (secondo il programma di cui al punto precedente);
 - b) la fissazione da parte dell’Autorità di un tasso di insuccesso “fisiologico” che identifichi la frazione degli *smart meter* che si valuta non raggiungibile, tipicamente per problemi della comunicazione da remoto. Tale frazione potrebbe partire da una percentuale prossima all’attuale media rilevata e ridursi progressivamente, con modalità incentivanti;⁶
 - c) la comunicazione all’Autorità da parte di ogni impresa di distribuzione del proprio “tasso di insuccesso” annuale effettivo riscontrato a consuntivo nella raccolta della misura tramite telelettura;
 - d) la definizione di un meccanismo che restituisca a ciascuna impresa gli indennizzi erogati ai clienti finali fino al tasso “fisiologico”, al fine di incentivare al miglioramento della propria performance e ipotizzando una progressiva riduzione del livello di riferimento, che può certamente beneficiare della esperienza via via accumulata.
- 8.9 Le proposte presentate nell’ambito del tavolo tecnico hanno riscontrato una generale condivisione per quanto riguarda il nuovo meccanismo di confronto degli indennizzi erogati da ciascuna impresa rispetto alla media degli operatori, seppure una delle associazioni riterrebbe più opportuna l’erogazione a consuntivo dei soli indennizzi oltre il tasso fisiologico, al fine di evitare il meccanismo di recupero *ex post*. Per quanto riguarda la previsione che gli indennizzi automatici siano erogati nel caso di più mesi consecutivi senza letture effettive, emerge una sostanziale espressione favorevole ma sono pervenute anche osservazioni eterogenee: tra queste si pone l’attenzione sulle responsabilità dei casi di tentativi falliti di raccolta delle misure e un’associazione sostiene che il valore economico dell’indennizzo nel settore del gas naturale dovrebbe essere inferiore rispetto al settore elettrico.

⁶ In base a un monitoraggio svolto da due associazioni di distributori, il tasso di insuccesso si attesta attualmente intorno al 5,3%, valutato su un parco di circa 10 milioni di *smart meter* per l’anno 2020 (sia in configurazione punto-punto che in configurazione punto-multipunto), considerando sia gli *smart meter* con i quali non si è mai attivata la comunicazione (0,7%) sia quelli per i quali la mancata comunicazione è durata più di 30 giorni. Si tenga presente che nei primi anni in cui è stato attivato tale monitoraggio il tasso di insuccesso era molto più alto: 18,9% nel 2016 e 15,0% nel 2017; il trend di miglioramento è evidente, dato che il tasso di insuccesso è sceso sotto il 10% dal 2018 (9,7%) ed è migliorato ulteriormente nel 2019 (7,5%).

Indennizzi nei confronti degli utenti della distribuzione

- 8.10 La regolazione prevede all'articolo 15, comma 5, del TIVG, un sistema di indennizzi automatici che le imprese di distribuzione devono erogare nei confronti degli utenti della distribuzione nel caso di mancato rispetto dei termini di messa a disposizione dei dati.
- 8.11 In particolare, per quanto riguarda i PDR dotati di *smart meter*, l'impresa di distribuzione è tenuta a corrispondere all'utente della distribuzione un indennizzo automatico, qualora non sia rispettato il termine previsto di messa a disposizione dei dati, pari a 1 € per ogni giorno di ritardo rispetto ai termini previsti, fino ad un massimo di 25 €. Analogo sistema di indennizzi è disposto per i PDR con misuratore tradizionali, con specifiche quantificazioni.
- 8.12 Nell'ambito della consultazione, con il DCO 487/2019/R/GAS è stato preliminarmente prospettato, 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 e di perseguire coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, di rivedere il 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.
- 8.13 Nel documento, in coerenza con la revisione della frequenza di lettura per i punti di riconsegna dotati di *smart meter*, era stato inoltre previsto che sarebbero state aggiornate le definizioni per l'identificazione dei PDR ai fini del *settlement* presenti nel TISG, basate sulle frequenze attualmente previste.
- 8.14 Nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, infine, è stata ripresa la possibilità di una disciplina simile a punti trattati orari nel settore elettrico, specifica per i PDR dotati di *smart meter* di classe uguale o superiore a G10, misurati mensilmente con dettaglio giornaliero, ai sensi del TIVG: in particolare, l'introduzione di un sistema di indennizzi sulla qualità e sulla tempistica dei dati di misura messi a disposizione ai fini del bilanciamento in analogia a quanto previsto nel settore elettrico per i punti di prelievo trattati orari (artt. 27 e 28 del TIME). Sul tema è stata riscontrata una generale condivisione, con attenzione alla standardizzazione dei flussi informativi dalle imprese agli utenti del dispacciamento.

PARTE III

PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE PUNTI DOTATI DI *SMART METER*

9 Premessa

- 9.1 Nella Parte III, tenendo conto delle prospettive tracciate nell'ambito della consultazione di cui al DCO 487/2019/R/GAS e del tavolo tecnico in data 30 ottobre 2020, nonché delle plurime osservazioni ricevute e interlocuzioni avute, sono presentati gli orientamenti finali dell'Autorità per quanto riguarda gli *smart meter gas*.
- 9.2 Al fine di perseguire gli obiettivi generali di cui al capitolo 2, l'Autorità intende ora perseguire con la presente consultazione, per tutti gli *smart meter gas*, le seguenti finalità operative:
- assumere che la raccolta della misura possa avvenire regolarmente entro un lasso di tempo ragionevole a partire dalla installazione del misuratore;
 - disporre di letture effettive con cadenza minima mensile, effettuate in modo che si ottenga il prelievo relativo all'ultimo giorno del mese;
 - minimizzare le c.d. "code di fatturazione", tipicamente possibili nel caso vi sia un periodo di tempo considerevole tra la raccolta delle misure e la loro messa a disposizione al SII;
 - coordinare la regolazione degli indennizzi automatici nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, tenendo conto delle modifiche qui prospettate;
 - porre le basi affinché, a medio termine, ogni mese sia disponibile un *set* completo di letture con dettaglio giornaliero per tutti i punti di riconsegna.
- 9.3 Per una più efficace leggibilità e comprensione, il documento prevede direttamente schemi di articolati per gli argomenti già affrontati nella Parte II, a cui seguono note esplicative e di motivazione.

Spunti per la consultazione

Q1. *Si condividono gli obiettivi dell'intervento? in particolare, si riterrebbe maggiormente opportuno perseguire invece l'obiettivo di consentire la raccolta dei dati di misura svincolandosi dalla fine del mese (i.e.: lettura rolling), come discusso nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020?*

10 Schema di articolato

Articolo 1 – messa in servizio degli smart meter

- i. All'articolo 10 della deliberazione 631/2013 è introdotto il seguente comma:
“10.1ter Il soggetto responsabile del servizio di misura è tenuto ad assicurare la messa in servizio di ciascun gruppo di misura di cui al presente articolo entro 90 giorni dalla sua installazione.”.
- ii. Nei casi di *smart meter* che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, risultano classificati dall'impresa di distribuzione nelle comunicazioni all'Autorità come misuratori tradizionali, le disposizioni di cui all'articolo 14bis del TIVG e all'articolo 17 del TIF si applicano entro 6 mesi dall'entrata in vigore del provvedimento.

Nota esplicativa 1

Gli interventi relativi al superamento della possibilità che gli smart meter installati possano operare, di fatto, ancora come misuratori tradizionali rispondono alle seguenti esigenze: (i) rendere maggiormente efficaci i piani di sostituzione finora perseguiti; (ii) aumentare il grado di consapevolezza dei clienti dei propri consumi, permettendo al cliente di non avere dubbi sull'operatività del misuratore installato sul proprio punto, anche alla luce degli strumenti informativi ormai disponibili (quali, per esempio, il Portale Consumi di cui alla deliberazione 270/2019/R/com, on line dal luglio 2019).

Come illustrato nell'ambito del DCO 487/2019/R/com, e sulla base delle evidenze emerse dal monitoraggio delle anomalie reso disponibile da due associazioni di operatori, l'Autorità ritiene peraltro che possano ritenersi in gran parte superate le criticità tecniche della fase “giovane” dell'implementazione dello smart metering gas.

Tale valutazione permette pertanto di prevedere strumenti regolatori in tema di messa a disposizione dei dati di misura a clienti finali e utenti della distribuzione, con relativi indennizzi automatici, che tengano comunque conto di un tasso “fisiologico” di insuccesso nella telelettura.

Come anticipato nella Parte II, infine, al fine di favorire un passaggio ordinato alle disposizioni previste, l’Autorità ritiene infine opportuno prevedere, in via transitoria, un periodo corrispondente a 6 mesi dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esito alla presente consultazione nel quale le imprese possano verificare l’effettiva messa in servizio dei misuratori teleletti, procedendo a eventuali riclassificazioni a “smart meter” dopo eventuali declassamenti a “tradizionale” precedentemente avvenuti.

Spunti per la consultazione

Q2. *Si condivide la tempistica entro cui tutti gli smart meter già installati siano da considerarsi in servizio ai sensi delle direttive recanti funzionalità e requisiti? Si ritiene adeguato il periodo transitorio indicato?*

Articolo 2 – raccolta delle misure nei punti di riconsegna dotati di smart meter

- i. L’articolo 14bis del TIVG è modificato come segue:
 - a) la lettera b) del comma 14bis.1 è abrogata.
 - b) è aggiunto il seguente comma 14bis.3:

“14bis.3 Con riferimento ai punti di riconsegna dotati di *smart meter* di classe G4 o G6, in alternativa a quanto previsto al comma 14bis.1, l’impresa di distribuzione effettua:

 - a) nel caso di punti con consumo superiore a 5.000 Smc/anno, una lettura mensile senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato fino all’ultimo giorno gas del mese di riferimento;
 - b) nel caso di punti con consumo fino a 5.000 Smc/anno, una lettura mensile senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato fino all’ultimo giorno gas del mese di riferimento o, in subordine, realizzato fino al periodo antecedente o successivo di tre giorni dall’ultimo giorno gas del mese di riferimento.”.
- ii. L’articolo 15bis del TIVG è modificato come segue:

- a) al comma 15bis.2, le parole “L’impresa di distribuzione” sono sostituite dalle parole “Con riferimento ai punti di riconsegna di cui al precedente articolo 14, l’impresa di distribuzione”;
- b) al comma 15bis.3, le parole “articolo 14bis” sono sostituite dalle parole “comma 14bis.1”;
- c) è aggiunto il comma 15bis.3bis:
“15bis.3bis Con riferimento ai punti di riconsegna di cui al precedente comma 14bis.3, in caso di indisponibilità delle letture di cui al medesimo comma, l’impresa di distribuzione procede alla stima della lettura di fine mese mancante sulla base del profilo di prelievo e del consumo annuo.”.
- iii. Il comma 63.2 della RQDG è abrogato.
- iv. Il punto 6. della deliberazione 19 marzo 2015, 117/2015/R/GAS, è abrogato.

Nota esplicativa 2

Con il presente articolo si intende estendere agli smart meter di classe G4 e G6 la frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori, eliminando la possibilità che per tali misuratori si possa fare riferimento alla regolazione prevista per i misuratori tradizionali (come invece attualmente consentito per effetto del punto 6. della deliberazione 117/2015/R/GAS di cui si prevede l’abrogazione). Tali disposizioni, combinate con quelle relative alla messa in servizio di cui allo schema di articolo precedente e agli indennizzi automatici di cui più avanti, permettono altresì di superare la corrispondenza tra smart meter e accessibilità.

In generale, quindi, per tutti i punti dotati di smart meter, indipendentemente dal consumo annuo dei punti serviti, si intende prevedere la raccolta mensile che rilevi il consumo fino alla fine del mese. Per i soli smart meter di classe G4 e G6 è previsto che:

- *possa non essere messo a disposizione il dettaglio giornaliero dei consumi mensili (ovvero è sufficiente la sola lettura dei totalizzatori di fine mese);*
- *nel caso di punti con consumo annuo sino a 5.000 Smc, sia possibile, qualora non disponibile la lettura nell’ultimo giorno del mese, al fine di tenere conto di possibili difficoltà negli strumenti di comunicazione, raccogliere la lettura nei tre giorni precedenti o successivi alla fine del mese.*

Si ritiene infatti che il mese solare intero garantisca al cliente maggior semplicità di lettura della propria bolletta, anche tenendo conto che gli switch nonché l'aggiornamento delle condizioni economiche dispiegano i propri effetti dal primo giorno del mese. Per questi motivi, anche tenendo conto delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione e del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, in merito alla disponibilità dei dati giornalieri infraperiodo (eventualmente necessari per le vulture o altre operazioni commerciali) prevista dai requisiti tecnici di cui all'articolo 4 della deliberazione 631/2013, è quindi orientamento dell'Autorità accantonare la prospetta possibilità di prevedere la c.d. lettura rolling della curva con dati giornalieri per i punti dotati di misuratori di classe G4-G6.

Il dimensionamento del periodo entro il quale mettere a disposizione le letture effettive tiene quindi conto degli obiettivi sopra richiamati, individuando un compromesso con le difficoltà evidenziate dagli operatori nella comunicazione.

Si conferma inoltre l'intenzione dell'Autorità di prevedere a medio termine la messa a disposizione delle curve delle letture con il dettaglio giornaliero, ritenendo che ciò sia opportuno al fine di permettere l'offerta di maggiori servizi da parte degli operatori nonché funzionale alla prospettata possibilità, anche a livello europeo, di switching inframese.

Per quanto riguarda i criteri da adottarsi al fine di mettere a disposizione i dati nel caso di indisponibilità, totale o parziale, delle letture effettive, è opportuno infine integrare quanto attualmente disposto dal TIVG, prevedendo in particolare che i criteri generali attualmente previsti ai commi 15bis.2 e 15bis.3 siano applicati, rispettivamente, nei casi di misuratori tradizionali e di smart meter in generale, aggiornando anche il disposto per tenere conto delle altre modifiche.

Spunti per la consultazione

- Q3.** *Si condividono la frequenza di raccolta della misura per gli smart meter di classe G4 e G6? Si ritiene opportuno prevedere fin d'ora la necessità del dettaglio giornaliero anche per tali calibri?*
- Q4.** *Si considera correttamente individuato il periodo di tempo nel quale è possibile rilevare le misure al fine della riconduzione della lettura della fine del mese?*

Articolo 3 – aspetti relativi alla fatturazione

- i. La Tabella 3 dell'Allegato A al TIF è sostituita dalla seguente Tabella, a far data dall'entrata in vigore del presente provvedimento:

Tabella 3: Frequenza di fatturazione per i clienti del settore del gas naturale

Tipologia di clienti	
Fino a 500 Smc/anno	Almeno quadrimestrale
Superiore a 500 e fino a 5.000 Smc/anno	Bimestrale
Superiore a 5.000 Smc/anno	Mensile

- ii. Al comma 6.6 del TIF, lettera a), le parole “clienti del settore gas con punti di riconsegna per i quali non è obbligatoria la rilevazione delle misure con dettaglio giornaliero;” sono sostituite dalle parole “clienti del settore gas naturale titolari di punti non dotati di *smart meter* e quelli dotati di *smart meter* per cui non è disponibile la lettura mensile relativa all’ultimo giorno del mese;”.
- iii. Ai commi 7.1, lettera a), e 12.1 del TIF, le parole “con frequenza di lettura diversa da quella mensile con dettaglio giornaliero” sono sostituite dalle parole “non dotati di *smart meter*”.
- iv. Al comma 8.1 del TIF, le parole “con frequenza di lettura mensile con dettaglio giornaliero” sono sostituite dalle parole “dotati di *smart meter*”.

Nota esplicativa 3

Obiettivo dell'intervento dell'Autorità è uniformare la frequenza di fatturazione nel settore del gas naturale, superando l'attuale distinzione derivante dalla presenza di uno smart meter o di un misuratore tradizionale. Ciò per effetto delle modifiche regolatorie sopra riportate e in particolare della disponibilità mensile delle letture per tutti gli smart meter e ritenendo che non è comunque necessario aumentare il numero di fatturazioni per i punti basso consumanti rispetto a quanto previsto per i punti dotati di misuratore tradizionale.

L'attuale disposto della lettera b) della Tabella 3 del TIF sarebbe quindi assorbito nel nuovo disposto.

Al contempo, tenuto conto delle disposizioni in materia di messa in servizio degli smart meter di cui all'articolo 1, è necessario uniformare alcuni disposti del TIF che fanno attualmente riferimento ai misuratori con lettura mensile con dettaglio giornaliero, anche adeguando le disposizioni relative al divieto di contabilizzazione di consumi stimati nel caso di fatturazione mensile e di letture effettive.

Spunti per la consultazione

Q5. *Si condivide l'orientamento dell'Autorità in materia di frequenza minima di fatturazione?*

Q6. *Si condivide l'orientamento di limitare la contabilizzazione dei consumi stimati nel caso di disponibilità della lettura effettiva di fine mese?*

Articolo 4 – messa a disposizione dei dati di misura

- i. Al comma 15.1, del TIVG, le parole “Entro il sesto giorno lavorativo” sono sostituite dalle parole “Entro il quarto giorno lavorativo”, a far data dal 1° gennaio 2023.
- ii. A far data da 60 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento e sino alla data di cui al precedente comma, l'impresa di distribuzione è tenuta a rispettare quanto previsto al comma 15.1 del TIVG entro il quinto giorno lavorativo.

Nota esplicativa 4

L'Autorità ritiene che siano maturi i tempi - dopo oltre dodici anni dalla prima adozione durante i quali l'automazione delle funzionalità che ha investito molti segmenti organizzativi ha verosimilmente potuto portare efficienza anche nel processo di consegna dei dati informatizzandolo pienamente - per procedere a una compressione del tempo a disposizione delle imprese di distribuzione per mettere a disposizione del SII, e quindi agli utenti della distribuzione, le misure raccolte, introdotto nel TIVG con la deliberazione ARG/GAS 69/2009 e poi confermato dalla deliberazione 117/2015. Ciò è ritenuto opportuno al fine di minimizzare il ricorso alle “code di fatturazione”.

Al riguardo, si ritiene parimenti opportuno prevedere un periodo di tempo nell'ordine di 12-18 mesi durante cui i sei giorni lavorativi attualmente a disposizione siano ridotti a cinque, per poi prevedere che a regime, ovvero a partire dal 2023, tale periodo sia limitato a quattro.

Spunti per la consultazione

Q7. Si condivide l'orientamento dell'Autorità in materia di messa a disposizione delle misure al SII?

Articolo 5 – indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione in favore dei clienti finali

- i. All'articolo 17 del TIF, dopo il comma 17.1, è aggiunto il seguente comma:
“17.1bis L'impresa di distribuzione di gas naturale riconosce al cliente finale titolare di punto di riconsegna dotato di *smart meter* di classe G4 e G6 un indennizzo automatico di ammontare pari a 12 € qualora non sia raccolta alcuna misura effettiva ai sensi dei commi 14bis.1 e 14bis.3 del TIVG per 2 (due) mesi consecutivi.”.
- ii. Per il primo anno a partire dalla data di entrata in vigore del provvedimento, gli indennizzi di cui al comma 17.1bis del TIF sono riconosciuti qualora l'impresa di distribuzione non raccolga alcuna misura effettiva ai sensi dei commi 14bis.1 e 14bis.3 del TIVG per 3 (tre) mesi consecutivi.
- iii. Al comma 17.2 del TIF, le parole “di cui al comma 17.1” sono sostituite dalle parole “di cui al presente articolo”.
- iv. All'articolo 17 del TIF, dopo il comma 17.2, è inserito il seguente comma:
“17.3 per i punti dotati di *smart meter* non si applica quanto previsto all'articolo 15, comma 15.2 del TIF.”.

Nota esplicativa 5

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione nei confronti del cliente finale, l'Autorità intende confermare in via generale le disposizioni già tracciate e condivise con il DCO 487/2019 e nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020. In particolare, si intende prevedere che tali indennizzi siano erogati analogamente a quanto previsto nel TIF per gli smart meter elettrici con trattamento per fasce, nel caso di mancata messa a disposizione al SII di letture effettive, e che la trattazione trovi collocazione nel medesimo testo.

Tenendo conto quindi delle frequenze di lettura che si intende prevedere (schema di articolo 2), l’Autorità ritiene opportuno definire indennizzi per gli smart meter di classe G4 e G6 e quelli di calibro superiore ma consumi sino a 5.000 Smc/anno. L’Autorità ritiene altresì opportuno stabilire un percorso di gradualità per cui il periodo di tempo privo di letture effettive passato il quale si generi il diritto all’indennizzo sia inizialmente definito pari a 3 mesi consecutivi (corrispondenti quindi ad altrettante letture) e che diventi a medio termine pari a 2 mesi consecutivi. Si intende infine che siano considerate nel novero delle letture effettive anche quelle ricadenti nell’intorno della fine del mese come definito allo schema di articolo 2, per quanto riguarda i punti dotati di smart meter di classe G4 e G6.

Per quanto riguarda l’ammontare dell’indennizzo, il valore unitario individuato dall’Autorità è determinato, per entrambe le fattispecie, in modo da corrispondere a quanto attualmente previsto dalla RQDG, la cui trattazione si intende divenga limitata ai soli punti con misuratore tradizionale.

Spunti per la consultazione

Q8. *Si condivide l’orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti del cliente finale previsto dall’Autorità?*

Q9. *Si ritiene opportuno introdurre un tetto massimo agli indennizzi erogabili in ciascun anno civile al singolo cliente finale?*

Articolo 6 – Riconoscimento parziale dei costi per indennizzi di mancata lettura per punti con smart meter di classe G4 e G6, fino al livello fisiologico

i. L’articolo 46, comma 46.1, della RTDG è sostituito dal seguente:

“46.1 In ciascun anno t , l’ammontare di perequazione $PM_{t,c}$, riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributtrice c , relativo al meccanismo di cui al comma 44.1 lettera a) è pari a:

$$PM_{t,c} = CS_{t,c}^{switch} - RE_{t,c}^{switch} + VRM_{t,c} - RE_{t,c}^{mis} - RPM_{t,c} + CIND$$

dove:

- $CS_{t,c}^{switch}$ è il costo *standard* per le letture di *switch*, in eccedenza al numero di letture di *switch* dell'anno 2018, effettuate nell'anno t dall'impresa distributrice c , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall'Autorità per l'anno t pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell'anno t ;
- $RE_{t,c}^{switch}$ è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria $\tau_1(mis)$ destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2018, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RE_{t,c}^{mis}$ è il ricavo conseguito applicando la componente tariffaria $\tau_1(mis)$ al netto della componente a copertura dei costi di *switch*, assunta pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RPM_{t,c}$ è la penale relativa a ciascuna impresa distributrice c , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. In termini formali:

$$RPM_{t,c} = \sum_g \max(\Delta N_c^g; 0) * P_g$$

con:

- P_g è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe g non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 9;
- $\Delta N_c^g = \min(N_c^g|_{previsti} - N_c^g|_{effettivi}; 0,5 * N_c^g|_{previsti})$

dove

- $N_c^g|_{previsti}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall'impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno t è prevista, ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l'installazione di gruppi di misura aventi i requisiti minimi definiti nella medesima deliberazione;
- $N_c^g|_{effettivi}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall'impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno t è stato messo in servizio un gruppo di misura avente i requisiti minimi di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;

- *CIND* è la compensazione per indennizzi riconosciuti ai clienti finali di cui all'articolo 17 del TIF, determinata ai sensi delle disposizioni del successivo comma 46.4.”.
- ii. All'articolo 46 della RTDG, dopo il comma 46.3, sono aggiunti i seguenti commi:

“46.4 La componente *CIND* è determinata sulla base della seguente formula:

$$CIND = \alpha * \min [N * IF * Vind ; \sum_i^m IND_i]$$

dove:

- α è un coefficiente che assume valore pari a [0,8-0,9];
- *N* è il numero di clienti finali con *smart meter* gas di classe G4-G6 (alla fine dell'anno precedente);
- *IF* è il tasso di insuccesso fisiologico della telelettura con *smart meter* gas, assunto pari a [4%-5%] per l'anno 2022, [3,5%-4,5%] per l'anno 2023 e [3%-4%] per gli anni successivi;
- *Vind* è il valore unitario dell'indennizzo di cui al comma 17.1bis del TIF;
- IND_i è la somma degli indennizzi, in euro, riconosciuti al cliente finale *i*, del sottoinsieme di clienti finali *m* a cui sono stati riconosciuti fino a 3 indennizzi.

46.5 Entro il 31 marzo ciascuna impresa comunica annualmente all'Autorità, con riferimento all'anno civile precedente, l'ammontare degli indennizzi riconosciuti ai clienti finali ai sensi dell'articolo 17 del TIF distinti per il sottoinsieme dei clienti finali a cui non è stato applicato il tetto agli indennizzi e il sottoinsieme dei clienti finali a cui è stato applicato il tetto agli indennizzi.”.

Nota esplicativa 6

Le disposizioni di questo articolo definiscono un meccanismo che riconosce parzialmente al distributore i costi sostenuti per gli indennizzi erogati al cliente finale, limitatamente al livello di “insuccesso fisiologico” della telelettura tramite smart metering gas.

Tale livello di insuccesso fisiologico è determinato dall’Autorità e si riduce nel tempo al fine di incentivare al miglioramento della performance. Sulla base delle osservazioni riportate nei report di monitoraggio delle associazioni, tale livello di insuccesso fisiologico si è notevolmente ridotto negli ultimi anni (vd punti 8.8 e 8.9 nel presente documento per la consultazione).

Il meccanismo di compensazione, che agisce tramite i sistemi di perequazione già in essere, è comunque parziale (coefficiente α) in quanto si ritiene opportuno, a tutela dei clienti su cui grava l’onere socializzato, lasciare una parte dei costi sostenuti per indennizzi comunque a carico delle imprese, in modo da mantenere alto l’incentivo a massimizzare l’impegno di miglioramento.

Inoltre, dal meccanismo di compensazione sono esclusi i casi di indennizzi ripetuti per lo stesso cliente finale fino a un valore di riferimento previsto per anno, individuato pari a 3 indennizzi per anno solare, in modo da fornire uno stimolo alle imprese a evitare situazioni di completa irraggiungibilità dello smart meter che di fatto ne pregiudicano l’utilità.

Spunti per la consultazione

Q10. *Si condivide l’orientamento in tema di compensazione alle imprese distributrici dei costi sostenuti per i casi di insuccesso fisiologico della telelettura?*

Q11. *Si ritiene preferibile che il tasso di insuccesso fisiologico sia determinato in base alla performance effettiva delle imprese, comunque entro un tetto massimo definito dall’Autorità, con un meccanismo più complesso ma che potrebbe incentivare ciascuna impresa al raggiungimento di un livello migliore della media?*

Articolo 7 – indennizzi a carico delle imprese di distribuzione in favore degli utenti della distribuzione

- i. La lettera c), del comma 15.5 del TIVG è abrogata.
- ii. Dopo il comma 15.5 del TIVG sono aggiunti i seguenti commi:
 - “15.6 In caso di mancato rispetto del termine di messa a disposizione dei cui al precedente comma 15.1, per i punti di riconsegna di cui al precedente articolo 14bis:

- con calibro misuratore maggiore o uguale G10, le imprese di distribuzione sono tenute a corrispondere a ciascun utente della distribuzione un indennizzo pari a 35 €, per ogni punto di riconsegna fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo "OMI_TG", di cui alla successiva Tabella 17, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ogni utente della distribuzione, per ciascun mese.
- con calibro misuratore minore di G10 e parametro CA maggiore di 5000 smc, le imprese di distribuzione sono tenute a corrispondere a ciascun utente della distribuzione un indennizzo pari a 15 €, per ogni punto di riconsegna fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo "OMI_TM", di cui alla successiva Tabella 17, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione, per ciascun mese.

15.7 In caso di messa a disposizione di dati periodici di misura stimati, per i punti di riconsegna di cui al precedente articolo 14bis con calibro misuratore maggiore o uguale G10, le imprese di distribuzione sono tenute a corrispondere a ogni utente della distribuzione due indennizzi rispettivamente pari a 30 € e a 10 € per ogni punto di riconsegna fino al raggiungimento degli obiettivi minimi "OM2_QG100" e "OM2_QG30", di cui alla successiva Tabella 17, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ogni utente della distribuzione, per ciascun mese.

15.8 In caso di messa a disposizione di dati periodici di misura stimati, per i punti di riconsegna di cui al precedente comma 14bis.3 con calibro misuratore minore di G10 e parametro CA maggiore di 5000 smc, le imprese di distribuzione sono tenute a corrispondere a ogni utente della distribuzione un indennizzo pari a 10 € per ogni punto di riconsegna fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo "OM2_QM", di cui alla successiva Tabella 17, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione, per ciascun mese."

15.9 seguito dell'attività di cui al precedente comma 14bis.2, in caso di mancata rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura relativi al mese precedente il mese di competenza, ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a corrispondere a ciascun utente della distribuzione due indennizzi rispettivamente pari a 15 € e a 5 € per ogni punto di riconsegna fino al raggiungimento degli obiettivi minimi "OM2_QG100" e "OM2_QG30" relativi al mese precedente il mese di competenza."

iii. Dopo la Tabella 16 è inserita la seguente tabella:

"Tabella 17: Obiettivi minimi relativi alla tempistica e alla qualità dei dati di misura periodici, messi a disposizione mensilmente dalle imprese di distribuzione, per ciascun utente della distribuzione, con riferimento ai

PDR di cui all'articolo 14bis con calibro misuratore maggiore o uguale G10 e con calibro misuratore minore di G10 e parametro CA maggiore di 5000 smc.

Indicatore di performance	di	Obiettivo Minimo	Valore [%]
Rispetto del termine di messa a disposizione dei dati di misura di cui al comma 15.1		OM1_TG	98%
		OM1_TM	98%
Qualità dati di misura: effettivi = 100%		OM2_QG100	75%
		OM2_QM	75%
Qualità dati di misura: effettivi \geq 30%		OM3_QG30	15%

”.

Articolo 8 – gestione centralizzata nel SII della quantificazione degli indennizzi di cui ai commi 15.6, 15.7, 15.8 e 15.9 del TIVG

- i. Entro il mese M+2, per ciascuna impresa di distribuzione, nei confronti di ciascun utente della distribuzione, il SII verifica il raggiungimento degli obiettivi minimi definiti nella Tabella 17 del TIVG.
- ii. Entro il medesimo termine, il SII determina l'ammontare degli indennizzi di cui ai commi 15.6, 15.7, 15.8 e 15.9 del TIVG e ne dà comunicazione alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione interessati.
- iii. La comunicazione di cui al precedente punto ii., deve contenere almeno le seguenti informazioni, per ciascun utente della distribuzione:
 - codice pratica SII;
 - dati identificativi dell'utente della distribuzione;
 - mese di riferimento;
 - ammontare in euro da corrispondere per ciascun indennizzo, con il dettaglio dei dati utilizzati per determinare l'ammontare in euro;
 - obiettivi minimi raggiunti per ciascun indennizzo;
 - PDR interessati per ciascun indennizzo.

- iv. Entro il mese M+3, le imprese di distribuzione interessate, sulla base della comunicazione di cui al precedente punto ii., corrispondono l'ammontare degli indennizzi a ciascun utente della distribuzione interessato.

Nota esplicativa 7

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione nei confronti degli utenti della distribuzione, l’Autorità intende confermare in via generale gli orientamenti già delineati con il DCO 487/2019 e nell’ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, in particolare con riferimento alla tempistica e alla qualità dei dati messi a disposizione ai fini del settlement, con riferimento ai PDR MG (dotati di smart meter con calibro $\geq G10$, punti misurati giornalieri) e ai PDR MM, relativamente esclusivamente ai PDR dotati di smart meter con calibro $< G10$ e parametro CA > 5000 smc.

La definizione e la taratura di tale sistema di indennizzi si basa sull’individuazione di obiettivi minimi, in termini di performance relative all’attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a raggiungere nei confronti di ciascun utente della distribuzione.

*Si riportano, di seguito, degli elementi informativi, derivanti da elaborazioni a livello aggregato, relativi **alla tempistica e alla qualità dei dati di misura periodici**, messi a disposizione dalle imprese di distribuzione, **con riferimento ai PDR MG**, per il periodo di riferimento luglio 2020 – gennaio 2021.*

Nella seguente Tabella 1, viene evidenziato il rispetto della tempistica di messa a disposizione dei dati di misura periodici, di cui all’Articolo 15 del TIVG.

Tabella 1

Mese	PdR MG trasmessi entro il 6° giorno lav [%]
202007	99,5%
202008	96,0%
202009	98,5%
202010	96,0%
202011	95,1%
202012	97,8%
202101	98,5%
Valore medio	97,3%

Nella seguente Tabella 2, viene evidenziata la qualità dei dati di misura trasmessi entro il termine di cui all'Articolo 15 del TIVG, misurata sulla base del parametro di misure effettive (distinte in misure con dati effettivi pari al 100% e misure con dati effettivi in percentuale \geq al 30%) e stimate, in termini percentuali.

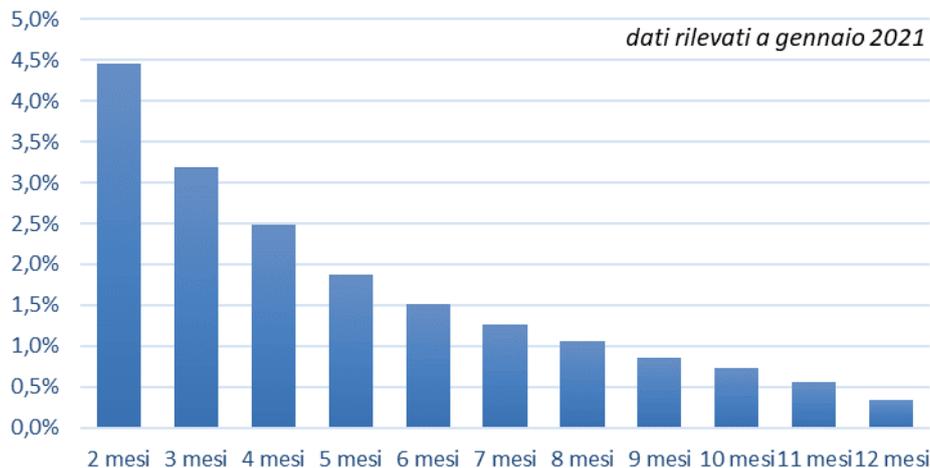
Tabella 2

Mese	[%] Mis_eff = 100%	[%] Mis_eff \geq 30%	[%] Mis_st = 100%
202007	72,1%	18,3%	4,9%
202008	73,7%	16,2%	5,0%
202009	70,9%	18,8%	4,8%
202010	71,8%	18,2%	4,4%
202011	78,3%	12,7%	4,6%
202012	66,7%	22,6%	5,2%
202101	77,5%	11,1%	5,7%
Valore medio	73,0%	16,8%	5,0%

Con riferimento alla messa a disposizione di dati di misura stimati, nel seguente Grafico 1, si evidenzia la percentuale di punti di riconsegna rilevata gennaio 2021, per i quali sono presenti misure stimate in percentuale uguale al 100% consecutive.

Grafico 1

Misure stimate consecutive [%]



Sulla base dell'analisi dei dati rappresentati, l'Autorità intende definire degli indicatori di performance legati alla tempistica e alla qualità dei dati di misura e i relativi obiettivi minimi, che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a raggiungere per non incorrere nel pagamento degli indennizzi.

Considerando che i dati di misura relativi ai PDR MG non trasmessi entro il sesto giorno lavorativo del mese, con riferimento al mese precedente, non vengono considerati nell'aggregazione a fini settlement, il primo indicatore di performance è relativo alla percentuale di dati di misura trasmessi entro il sesto giorno lavorativo del mese.

L'obiettivo minimo [OMI_TG] che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione per non pagare l'indennizzo potrebbe essere inizialmente definito tenendo indicativamente conto del valore medio risultante a livello aggregato, di cui alla precedente Tabella 1 e fissato ad un valore pari al 98%.

Analogamente l'obiettivo minimo [OMI_TM] che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione per non pagare l'indennizzo potrebbe essere inizialmente fissato ad un valore pari al 98%.

Il secondo indicatore di performance:

- *per i PDR MG, rileva la qualità delle misure trasmesse entro il sesto giorno lavorativo del mese, ed è costituito dalla misurazione di 2 valori: percentuale di dati di misura 100% effettivi e percentuale di dati di misura effettivi $\geq 30\%$;*

- per i PDR MM, dotati di smart meter, rileva la qualità della misura relativa all'ultimo giorno del mese di competenza, trasmesse entro il sesto giorno lavorativo del mese.

Gli obiettivi minimi [OM2_QG100] e [OM3_QG30] che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione per non pagare l'indennizzo potrebbe essere inizialmente definito tenendo indicativamente conto del valore medio risultante a livello aggregato, di cui alla precedente Tabella 3 e fissato ad un valore rispettivamente pari al 75% e al 15%.

Analogamente l'obiettivo minimo [OM1_QM] che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a garantire per ciascun utente della distribuzione per non pagare l'indennizzo potrebbe essere inizialmente fissato ad un valore pari al 75%.

Con riferimento all'indennizzo automatico per ciascun dato di misura relativo a PDR MG non trasmesso dall'impresa di distribuzione, fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo [OM1_TG], si ritiene congruo un valore unitario pari a 35 €.

Con riferimento all'indennizzo automatico per ciascun dato di misura relativo a PDR MM dotato di smart meter non trasmesso dall'impresa di distribuzione, fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo [OM1_TM], si ritiene congruo un valore unitario pari a 15 €.

Come anticipato, un indennizzo relativo al rispetto della tempistica di messa a disposizione dei dati di misura, è già presente ed è pari a 1 € per ciascun giorno di ritardo per ciascun PDR, fino ad un massimo di 25 €.

Tuttavia, la struttura di tale indennizzo non risponde all'obiettivo di cui al presente documento per la consultazione, in quanto come anticipato al precedente punto 4.4, ai fini del bilanciamento è ininfluenza il numero di giorni di ritardo oltre il termine del sesto giorno lavorativo, non essendo considerati dati pervenuti oltre tale termine ai fini dell'aggregazione, pertanto se ne propone l'abrogazione.

Con riferimento agli indennizzi automatici sulla qualità dei dati, per ciascun dato di misura relativo a PdR MG, fino al raggiungimento degli obiettivi minimi [OM2_QG100] e [OM3_QG30], si ritengono congrui valori unitari rispettivamente pari a 30 € e 10 €.

L'indennizzo automatico sulla qualità dei dati, si prevede anche per i PDR MM dotati di smart meter, fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo [OM2_QM], in tal caso, si ritiene congruo un valore unitario pari a 10 €.

Inoltre, sempre con il fine di migliorare la qualità del calcolo dei prelievi giornalieri con riferimento ai PDR MG nell'ambito del settlement, effettuato dal SII sulla base dei dati messi a disposizione dalle imprese di distribuzione, si intende prevedere un indennizzo sul rispetto della disposizione di cui al comma 14bis.2 del TIVG, affinché il SII possa effettuare il calcolo del prelievo giornaliero afferente al giorno 1 del mese, utilizzando solo dati effettivi e non confrontando un dato di misura effettivo con un dato di misura stimato.

Con riferimento all'indennizzo sul rispetto della disposizione di cui al comma 14bis.2 del TIVG, per i PDR MG, si ritengono congrui valori unitari rispettivamente pari a 15 € e 5 €, fino al raggiungimento degli obiettivi minimi [OM2_QG100] e [OM3_QG30] relativi al medesimo mese.

Ai fini della quantificazione dei suddetti indennizzi, si prevede che vengano determinati mensilmente dal SII e notificati alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione interessati, al fine di consentire una gestione certa e trasparente degli indennizzi maturati.

In particolare, si prevede che il SII, sulla base degli obiettivi minimi definiti dall'Autorità, entro la fine del mese $M+2$, quantifichi gli indennizzi relativi ai dati di misura periodici di competenza del mese M messi a disposizione, e trasmetta le informazioni alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione per la corresponsione economica dei medesimi.

Esempio determinazione Indennizzi Qualità dati di misura_PDR MG

L'impresa di distribuzione ID1, nel mese $m+1$ con riferimento al mese m , mette a disposizione dell'utente UDD1, i seguenti dati di misura:

dati di misura relativi a PDR MG attesi = 100

- $Mis_{eff} = 100\% = 65$ (65%)

- $Mis_{eff} \geq 30\% = 10$ (10%)

Il SII, nel mese $m+2$, con riferimento al mese m , determina e quantifica l'indennizzo come segue:

75% (OM2_QG100) – 65% = 10%, cioè 10 PDR MG

15% (OM3_QG30) – 10% = 5%, cioè 5 PDR MG

Indennizzo Qualità dati di misura effettivi = 100% pari a $10 * 30€ = 300€$

Indennizzo Qualità dati di misura effettivi $\geq 30\%$ pari a $5 * 10€ = 50€$

L'impresa di distribuzione ID1, nel mese $m+2$ con riferimento al mese m , mette a disposizione dell'utente UDD1, le seguenti ulteriori percentuali di dati di misura:

dati di misura relativi a PDR MG attesi = 100 – 75 = 25

- $Mis_{eff} = 100\% = 12\%$ (12)

- $Mis_{eff} \geq 30\% = 0\%$ (0)

Il SII, con riferimento al mese m , determina e quantifica l'indennizzo come segue:

$$75 - 65 - 12 = -2$$

il valore che eccede l'obiettivo più stringente si utilizza ai fini del raggiungimento dell'obiettivo meno stringente

$$15 - 10 - 0 - 2 = 3$$

Indennizzo Qualità dati di misura effettivi = 100% pari a 0€

Indennizzo Qualità dati di misura effettivi $\geq 30\%$ pari a $3 * 5€ = 15€$

Spunti per la consultazione

Q12. Si condivide l'orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti dell'utente della distribuzione previsto dall'Autorità?

Q13. Si condividono, in particolare, gli obiettivi minimi in relazione alle tempistiche e alla qualità dei dati di misura periodici messi a disposizione dalle imprese di distribuzione con riferimento ai PDR MG e ai PDR MM dotati di smart meter?

Q14. Si condivide l'indennizzo sul rispetto di quanto previsto dal comma 14bis.2 del TIVG con riferimento ai PDR MG?

Q15. Si condividono i valori unitari di ciascun indennizzo?

Q16. Si concorda con la modalità di gestione degli indennizzi che prevede la quantificazione dei medesimi da parte del SII, sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese di distribuzione?

Q17. Si riscontrano criticità con riferimento alle tempistiche prospettate in merito all'entrata in operatività del sistema di indennizzi verso gli utenti della distribuzione? Se sì, motivare.

PARTE IV

INNOVAZIONE DELLO *SMART METERING GAS*

11 Premessa

- 11.1 Nella Parte IV, tenendo conto delle prospettive tracciate nell'ambito della consultazione di cui al DCO 487/2019/R/GAS nonché delle osservazioni ricevute, sono presentati gli orientamenti finali dell'Autorità per quanto riguarda le tematiche di innovazione dello *smart metering gas*.
- 11.2 Tali tematiche erano state introdotte nei capitoli 19 e 20 del DCO 487/2019/R/GAS; gli orientamenti dell'Autorità si inquadrano negli obiettivi strategici OS.4 e OS.21 del Quadro strategico 2019-21 dell'Autorità, rispettivamente in tema di innovazione e di *smart metering gas*.
- 11.3 Le osservazioni pervenute rispetto agli orientamenti iniziali dell'Autorità in tema di innovazione dello *smart metering gas* sono state variegate:
- in misura trasversale e abbastanza generale tra i partecipanti alla consultazione, è emersa la necessità di verificare l'utilità delle funzionalità aggiuntive di cui si propone la sperimentazione, attraverso opportune analisi costi benefici preliminari;
 - alcuni operatori e associazioni hanno espresso perplessità sull'utilità di tali sperimentazioni se troppo contenute nel tempo (in base alle tempistiche contenute negli orientamenti iniziali);
 - diversi operatori hanno sollevato il tema della garanzia del mantenimento dei requisiti di interoperabilità e intercambiabilità fissati dalle norme tecniche in previsione dei possibili cambi di operatore in relazione alle gare per la concessione del servizio;
 - gli stessi operatori hanno chiesto di limitare la dimensione delle sperimentazioni e di evitare in ogni caso la necessità di dover sostituire, a fine sperimentazione, i contatori dotati di funzionalità aggiuntive installati nelle sperimentazioni; a tal fine hanno richiesto anche che le funzionalità aggiuntive dei contatori installati nelle sperimentazioni siano pienamente disattivabili.

12 Schema di articolato

- 12.1 Nel seguito viene presentato uno schema preliminare di articolato, che tiene conto delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione di cui al DCO 487/2019/R/GAS. Per semplicità si è ritenuto di presentare raccolte un unico articolo le disposizioni relative alle sperimentazioni di funzionalità aggiuntive;

tale aspetto di *drafting* del provvedimento potrebbe mutare in relazione alle osservazioni che perverranno in esito alla presente consultazione.

Articolo 1 - sperimentazione di funzionalità aggiuntive per lo smart metering gas

- 1.1 Le imprese di distribuzione del gas naturale, anche in forma congiunta, possono presentare all’Autorità istanza, sottoscritta dal legale rappresentante e con le modalità e tempistiche indicate nel presente articolo, per sperimentazioni di funzionalità aggiuntive rispetto a quelle previste dall’Allegato A alla deliberazione 639/2013/R/GAS per gli *smart meter* gas di classe G4-G6, quali ad esempio:
- a) funzionalità relative alla sicurezza per territori a rischio sismico, con blocco automatico della valvola di erogazione in relazione a scosse telluriche di intensità parametrizzabile;
 - b) funzionalità relative alla sicurezza domestica per intercettare eventuali dispersioni o trafilazioni nell’impianto di utenza;
 - c) funzionalità relative a un canale di *back-up* di comunicazione per migliorare le performance di raccolta della misura;
 - d) funzionalità di messa a disposizione in tempo reale al cliente finale delle informazioni relative ai prelievi di gas ed eventualmente ad altri parametri tecnici inclusa la correzione in temperatura o in pressione;
 - e) eventuali altre funzionalità proposte dall’impresa di distribuzione.
- 1.2 Le istanze dovranno essere corredate:
- a) da una relazione tecnico-economica, che contenga almeno:
 - la descrizione delle funzionalità aggiuntive,
 - la numerosità di clienti coinvolti nella sperimentazione
 - i criteri di selezione territoriale adottati per identificare l’area di sperimentazione,
 - la rappresentazione della situazione del/dei Comune/i in cui si svolge la sperimentazione relativamente alle gare per il rinnovo della concessione ai sensi del D.M. 226/11;
 - i costi previsti, con evidenza dei costi incrementali relativi alle funzionalità aggiuntive;
 - i tempi di realizzazione necessari per l’avvio della sperimentazione; possono essere ammesse anche sperimentazioni già avviate per iniziativa spontanea dell’impresa di distribuzione;
 - b) da una analisi costi-benefici delle funzionalità aggiuntive che le imprese proponenti intendono sperimentare, con evidenza delle ipotesi assunte e delle fonti metodologiche utilizzate, nonché delle osservazioni ricevute a seguito di una

- pubblica consultazione di tale analisi costi-benefici e delle relative contro-osservazioni del proponente;
- c) da un piano di sperimentazione che includa un sistema di monitoraggio continuo dell'andamento della sperimentazione e uno schema di valutazione dei risultati tramite opportuni indicatori correlati al beneficio stimato.
- 1.3 Le imprese di distribuzione proponenti devono garantire, attraverso apposita dichiarazione allegata all'istanza, che tutte le funzionalità aggiuntive possono essere disattivate e che in tal caso non viene violato alcun vincolo di interoperabilità/intercambiabilità definito dalla normativa tecnica, nonché a condividere e rendere pubblici risultati della sperimentazione, con particolare riferimento alle seguenti informazioni:
- a) caratteristiche tecnologiche del misuratore che rendono possibile le funzionalità aggiuntive;
- b) costi realizzativi e di gestione aggiuntivi relativi alle funzionalità aggiuntive;
- c) livelli di *performance* ottenuti nelle condizioni di funzionamento reale nel corso della sperimentazione, problematiche incontrate e azioni correttive adottate, valutazioni conclusive all'esito della sperimentazione.
- 1.4 Qualora le imprese di distribuzione proponenti intendano sottrarre alla pubblicazione informazioni relative alle scelte tecnologiche effettuate per motivi di proprietà intellettuale, dovranno darne conto in modo specifico e puntuale nell'istanza.
- 1.5 Nelle istanze dovranno essere indicati eventuali altre imprese o esercenti servizi di pubblica utilità coinvolti, nonché altri soggetti industriali o di servizi partecipanti alla sperimentazione. Le imprese di distribuzione proponenti dovranno assicurare che siano rispettate, tramite opportune misure di sicurezza, l'integrità e la riservatezza dei dati di misura. Nelle sperimentazioni, le imprese dovranno garantire comunque il diritto fondamentale alla protezione dei dati personali ai sensi delle disposizioni di legge vigenti.
- 1.6 Le istanze possono essere presentate in due "finestre temporali":
- a) entro 120 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento;
- b) entro ulteriori 6 mesi dalla scadenza di cui alla precedente lettera a).
- 1.7 L'istruttoria è condotta dalla Direzione Infrastrutture energia e *unbundling* dell'Autorità, che può avvalersi del contributo di esperti appartenenti ad altre amministrazioni pubbliche e può richiedere ai proponenti informazioni aggiuntive e modifiche motivate delle istanze. Al termine dell'istruttoria, per ciascuna finestra temporale, con provvedimento dell'Autorità sono individuate, tra le istanze presentate, le sperimentazioni ammesse a un contributo ai costi aggiuntivi, tenendo conto dei seguenti criteri:

- a) completezza, esaustività e chiarezza della documentazione progettuale presentata;
 - b) rapporto benefici/costo delle funzionalità aggiuntive da sperimentare;
 - c) efficienza economica del progetto;
 - d) completezza delle informazioni tecniche rese disponibili per la pubblicazione a fini di disseminazione (con riferimento anche alle informazioni sottratte alla pubblicazione per effetto di quanto previsto al comma 1.4).
- 1.8 Alle sperimentazioni ammesse è riconosciuta un contributo a copertura parziale dei costi aggiuntivi sostenuti per le nuove funzionalità oggetto di sperimentazione. Tale contributo non può eccedere, unitariamente per cliente incluso nella sperimentazione, il [60-75%] del costo standard di capitale previsto della regolazione tariffaria vigente per il servizio di misura con *smart meter* gas, ed è valutato in sede di ammissione dell'istanza, anche in relazione ai criteri di cui alle lettere b), c) e d) del precedente comma 1.7.
- 1.9 Nel complesso, il budget disponibile per le sperimentazioni è limitato a 20 milioni di euro, di cui fino a 15 milioni per le istanze presentate nella prima finestra temporale. Le erogazioni vengono disposte dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali a seguito di determinazione, su base annuale, del direttore della Direzione Infrastrutture energia e *unbundling* dell'Autorità.
- 1.10 Gli importi sono erogati alla fine di ogni anno di sperimentazione, a seguito di opportuna rendicontazione semestrale per la parte tecnica e annuale per la parte economica, che verrà definita in sede di ammissione. In caso di mancato avvio esecutivo delle sperimentazioni nei tempi previsti dall'istanza, salvo cause non imputabili al distributore, ovvero di mancata ottemperanza delle rendicontazioni, il direttore della Direzione Infrastrutture energia e *unbundling* dispone con propria determinazione la sospensione dei pagamenti per il riconoscimento del contributo costi aggiuntivi ed eventualmente provvede al recupero delle cifre eventualmente già erogate.
- 1.11 I risultati finali delle sperimentazioni saranno resi pubblici sul sito *internet* dell'Autorità, salvaguardando quanto previsto al comma 1.4.