



Dipartimento di
Ingegneria
Civile e Meccanica
UNIVERSITÀ DI CASSINO E DEL LAZIO
MERIDIONALE


Rapporto di Ricerca

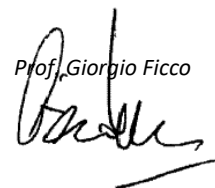
***Rapporto conclusivo di supporto tecnico-specialistico alla
Direzione Infrastrutture Unbundling e Certificazione dell'Autorità
di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per la definizione del
nuovo assetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e
uscita della rete di trasporto.***

*(Rif. incarico affidato con determinazione 28 settembre 2020
N.18/DIEU/2020)*

Cassino 30/09/2021

Versione aggiornata al 23/11/2021

Prof. Marco Dell'Isola


Prof. Giorgio Ficco




Dipartimento di
Ingegneria
Civile e Meccanica

UNIVERSITÀ DI CASSINO E DEL LAZIO
MERIDIONALE

Rapporto di Ricerca

Riassetto dell'attività di misura del gas nei
punti di entrata e uscita della rete di trasporto

***Fase 1: Analisi del Documento di Consultazione
dell'Impresa Maggiore di trasporto e delle
osservazioni pervenute.***

Cassino 12/04/2021

Versione aggiornata al 23/11/2021


Prof. Marco Dell'Isola


Prof. Giorgio Ficco



Indice

Premessa.....	5
1. Analisi della normativa tecnica di supporto al servizio di misura gas nelle reti di trasporto	7
1.1 Generalità	7
1.2 Il quadro legislativo nazionale e comunitario	7
1.2.1 <i>Verifica periodica a valore metrico legale</i>	9
1.3 La normativa tecnica nazionale ed internazionale.....	10
1.3.1 <i>Attività di Metering</i>	10
1.3.1.1 <i>Impianto di misura</i>	10
1.3.1.2 <i>Elemento primario</i>	19
1.3.1.3 <i>Dispositivi per la misura della qualità del gas</i>	23
1.3.1.4 <i>Dispositivi di conversione del volume</i>	25
1.3.1.5 <i>Verifica periodica</i>	26
1.3.2 <i>Attività di “Meter reading”</i>	28
2. Benchmark del servizio di misura del gas nelle reti di trasporto	31
2.1 Analisi dei trend di Gas non Contabilizzato.....	31
2.1.1 Gran Bretagna	31
2.1.2 Irlanda	32
2.1.3 Olanda	33
2.1.4 Stati Uniti	34
2.1.5 Australia	34
2.1.6 Nuova Zelanda	35
2.2 Trattamento dello Shrinkage Gas in EU.....	35
2.3 Applicazione di requisiti minimi e standard di qualità del servizio nelle Reti di Trasporto .	37
2.3.1 Olanda	38
2.3.2 Nuova Zelanda	39
2.3.3 Polonia.....	40
2.3.4 Irlanda	41
2.3.5 Singapore.....	41
3. Analisi del Documento di Consultazione di SNAM e delle osservazioni pervenute dai Soggetti interessati	43
3.1 Analisi del documento di consultazione di SNAM	43
3.1.1 <i>Servizio di misura (§1.1 DPC Snam)</i>	43
3.1.2 <i>Ruoli e Responsabilità (§1.2 DPC Snam)</i>	44
3.1.3 <i>Modifica del Codice di Rete (§1.3 DPC Snam)</i>	44
3.1.4 <i>Requisiti minimi e disposizioni in materia di qualità del servizio (§2 DPC Snam)</i> ...	44
3.1.5 <i>Requisiti minimi impiantistici (§2.1.1 DPC Snam)</i>	45
3.1.6 <i>Requisiti prestazionali (§2.1.2 DPC Snam)</i>	46
3.1.7 <i>Requisiti manutentivi (§2.1.3 DPC Snam)</i>	47
3.1.8 <i>Standard di qualità del servizio (§2.2 DPC Snam)</i>	48
3.1.9 <i>Monitoraggio della qualità del servizio (§2.3 DPC Snam)</i>	49
3.1.10 <i>Corrispettivi economici corretta gestione e manutenzione (§2.4 DPC Snam)</i>	49
3.1.11 <i>Censimento impiantistico e sul piano di upgrading (§3 DPC Snam)</i>	50
3.1.12 <i>Coordinamento tra le imprese di trasporto (§4 DPC Snam)</i>	51
3.2 Analisi delle osservazioni pervenute dai Soggetti interessati.....	52
3.2.1 <i>Spunto S1, inquadramento e aspetti generali</i>	53



3.2.2. Spunto S2, requisiti minimi	75
3.2.3. Spunto S3, qualità del servizio	82
3.2.4. Spunto S4, monitoraggio qualità del servizio	91
3.2.5. Spunto S5, corrispettivi economici.....	95
3.2.6. Spunto S6, censimento impiantistico.....	101
3.2.7. Spunto S7, piano di acquisizione/upgrading.....	107
3.2.8. Spunto S8, coordinamento imprese di trasporto.....	111

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Periodicità della verifica (Allegato IV del DM 93/2017).....	10
Tabella 2 – Normativa tecnica impianti di misura del gas	10
Tabella 3 - Sistema di misura con organo primario “contatore” (prosp. 1 UNI 9571-2).....	13
Tabella 4 - Sistema di misura con organo primario venturimetrico (prosp. 2 UNI 9571-2).....	13
Tabella 5 – Errori massimi ammessi per i sistemi di misura (Table 1 OIML R140).....	14
Tabella 6 - Errori massimi ammessi per i singoli moduli di misura (Table 2 OIML R140).....	14
Tabella 7 - EMP per gli strumenti di misura diversi da GC/AQ (Table 3-1 OIML R140).....	14
Tabella 8 – EMP dispositivi di conversione come catena di misura (Table 3-2 OIML R140) ...	15
Tabella 9 – Esempi di accuratezza attesa per configurazione di impianto (E.1 UNI EN 1776) .	17
Tabella 10 – Caratteristiche biometano per immissione in rete (Prosp. 1 UNI/TS 11537).....	18
Tabella 11 – Normativa tecnica elementi primari.....	20
Tabella 12 - Caratteristiche tecniche contatori gas (Prosp. 3 UNI 9167-3:2020)	20
Tabella 13 – Parametri per la scelta dei contatori (tabella A.1 UNI EN 1776).....	21
Tabella 14 – Normativa tecnica misura della qualità del gas.....	23
Tabella 15 - Classificazione secondo la UNI EN 437 delle tipologie di gas.....	23
Tabella 16 - Parametri di qualità per immissione biometano (Prosp. 3 UNI/TS 11537)	25
Tabella 17 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume	25
Tabella 18 – EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 1 (Table 2 EN 12405-1).....	26
Tabella 19 - EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 2 (Table 3 EN 12405-1)	26
Tabella 20 - Verifiche Periodiche organi primari di misura (prospetto 8a UNI 9571-2).....	27
Tabella 21 - Verifiche Periodiche strumentazione (prospetto 8b UNI 9571-2)	27
Tabella 22 - Errori massimi ammessi (prospetto 9 UNI 9571-2).....	28
Tabella 23 – Normativa tecnica per la telegestione e telelettura.....	28
Tabella 24 – Caratteristiche dei sistemi di misura del gas	30
Tabella 25 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume	30
Tabella 26 - Trattamento dello Shrinkage gas sulla rete di trasporto nei Paesi EU	35
Tabella 27 - Requisiti prestazionali sistemi metering	39
Tabella 28 - Massimi errori di misura per contatori.....	39
Tabella 29 - Errori massimi permessi per la conversione dei volumi	40
Tabella 30 - Errori massimi permessi rete di trasporto Polonia	40
Tabella 31: Errori massimi permessi, rete di Singapore	41
Tabella 32: Frequenze di verifica e ispezione, rete di Singapore.....	42
Tabella 33 – Spunti per la consultazione indicati da SNAM	52
Tabella 34 – Aspetti generali e inquadramento della proposta di riassetto.....	53
Tabella 35 - Requisiti minimi.....	75
Tabella 36 – Osservazioni qualità del servizio.....	82
Tabella 37 – Osservazioni monitoraggio disposizioni in materia di qualità del servizio.....	91
Tabella 38 – Osservazioni corrispettivi economici	95
Tabella 39 – Osservazioni censimento impiantistico	101



Tabella 40 – Osservazioni piano di acquisizione/upgrading	107
Tabella 41 – Osservazioni coordinamento delle imprese di trasporto	111

Indice delle Figure

Figura 1 – Classificazione degli impianti di misura (UNI EN 1776 Annex G)	16
Figura 2 – UK a) trend 2007-2019 del GNC e b) correlazione tra UAG e gas immesso (2019) 32	
Figura 3 - Trend UAG della rete Irlandese.....	33
Figura 4 – trend LUAF in Olanda	33
Figura 5 – Andamento UAFG e sostituzione condotte nella rete di trasporto australiana	34



Premessa

Il presente Rapporto di Ricerca affronta la tematica del riassetto dell'attività di metering e meter reading nella rete di trasporto nazionale di gas naturale. Nella delibera 522/2019/R/GAS ARERA ritiene che il riassetto dell'attività di misura debba prevedere:

- a) la revisione delle responsabilità dell'attività di misura, attribuendo all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dell'attività di meter reading sull'intero perimetro del trasporto del gas naturale, indipendentemente dalla titolarità dell'impianto di misura;
- b) l'individuazione di requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi degli impianti di misura e definizione di standard di qualità del servizio, al fine di garantire il rafforzamento dell'accuratezza e dell'affidabilità delle misure rilevate;
- c) l'obbligo per titolari degli impianti di misura di garantire la conformità agli standard di qualità del servizio che saranno individuati, con oneri a proprio carico;
- d) la facoltà, per i clienti finali titolari dell'impianto di misura, di cedere (a titolo oneroso) l'impianto all'impresa di trasporto, con la conseguente applicazione presso il relativo punto di riconsegna di uno specifico corrispettivo per l'attività di metering che (di lì in avanti) sarà svolta dall'impresa di trasporto;
- e) l'attribuzione all'impresa maggiore di trasporto, in quanto responsabile dell'attività di meter reading, dei compiti di:
 - (i) monitoraggio del rispetto degli standard di qualità del servizio individuati;
 - (ii) controllo degli impianti di misura nella titolarità dei clienti finali;
- f) l'introduzione di un incentivo economico per la corretta manutenzione degli impianti di misura, attraverso l'applicazione di un corrispettivo che rifletta i c.d. costi di mancato adeguamento ai punti di riconsegna (sia verso clienti finali che verso reti di distribuzione) nei quali l'attività di misura non viene erogata nel rispetto degli standard di qualità del servizio di cui alla precedente lettera b).

Ai sensi della deliberazione 522/2019/R/Gas, con il documento per la consultazione del 27 maggio 2020 l'Impresa maggiore di trasporto SNAM ha indicato le linee operative di intervento per il riassetto dell'attività di misura nel trasporto gas. La consultazione si è conclusa in data 13 luglio 2020 ed hanno risposto formalmente 12 soggetti interessati, di seguito elencati:

- 1) 2i RETE GAS S.p.A.
- 2) ACISM - Associazione Italiana Costruttori Strumenti di Misura
- 3) ANIGAS
- 4) Assocarta
- 5) Confindustria
- 6) Environmental Defense Fund (EDF)
- 7) Edison Stoccaggio



- 8) Enel
- 9) Energia libera
- 10) GSE
- 11) SGI S.p.A.
- 12) Utilitalia

La Soc. ABB ha invece formulato due quesiti di carattere generale, che di seguito si riportano:

1. *Sarebbe possibile rendere noto ai titolari degli impianti di misura, in considerazione del processo di decarbonizzazione, l'eventuale futura introduzione di idrogeno in rete sino ad una percentuale del 10%?*
2. *Sarebbe possibile rendere noto ai titolari degli impianti di misura che verranno resi disponibili sul mercato, entro la fine dell'anno 2020, idonei Strumenti di Misura Fiscale ed Analisi di Gas Naturale con Idrogeno sino al 10%?*

Con documento in data 31 luglio 2020 SNAM ha trasmesso ad ARERA una sintesi delle osservazioni ricevute e presentato le relative controdeduzioni.

Alla luce di quanto sopra premesso, il presente Rapporto di Ricerca analizza:

- la normativa tecnica di supporto al servizio di misura gas nelle reti di trasporto;
- il Documento di Consultazione di SNAM Rete Gas
- le osservazioni al Documento di Consultazione di SNAM Rete Gas pervenute dai soggetti interessati;



1. Analisi della normativa tecnica di supporto al servizio di misura gas nelle reti di trasporto

1.1 Generalità

Nel presente capitolo vengono analizzati e discussi criticamente i riferimenti legislativi e normativi nazionali ed internazionali relativi ai requisiti degli impianti di misura, dei tipi di misuratore ed elementi della catena di misura. In particolare, oltre alle normative nazionali UNI sono stati analizzati gli standard ISO ed EN e le raccomandazioni OIML non cogenti riguardanti la strumentazione di misura utilizzata sulla rete di trasporto.

Di seguito si riportano le denominazioni ed i riferimenti di alcuni tra i principali organismi normatori, nazionali ed internazionali:

- OIML International Organization of Legal Metrology, www.oiml.org
- Welmec, European Cooperation in Legal Metrology, www.welmec.org
- ISO, International Organization for Standardization, www.iso.org
- UNI, Ente Italiano di Unificazione, www.uni.com
- CIG, Comitato Italiano Gas <http://www.cig.it>

1.2 Il quadro legislativo nazionale e comunitario

La Direttiva 2014/32/UE del 26/02/2014 sugli Strumenti di Misura (recast della Direttiva MID 2004/22/CE), recepita in Italia con il DL 84 del 18/05/2016 regola gli strumenti di misura utilizzati per scopi commerciali e con usi metrico-legali, specificando regole tecniche certe e condivise (prove e limiti di accettabilità) per 10 tipologie di strumenti, tra cui contatori del gas e dispositivi di conversione del volume. Nello specifico, il nuovo approccio per la dichiarazione di conformità, (i.e. l'immissione sul mercato) impone requisiti essenziali definiti e collegati alla tipologia della misura piuttosto che alle caratteristiche costruttive e tecnologiche degli strumenti.

Come noto, la Direttiva MID si applica strettamente “... ai contatori del gas e ai dispositivi di conversione del volume destinati ad essere impiegati ad uso residenziale, commerciale e di industria leggera” (rif. Allegato MI-002), tuttavia il WELMEC di fatto ne estende l'applicabilità anche agli altri settori, quali il trasporto del gas (rif. Guida WELMEC 11.1:2017 “Measuring Instruments Directive 2014/32/UE Common



Application for Utility Meters” par. 2.1.1 “... *there is no limit on what size of meter that can be assessed under MID*”).

I requisiti tecnici specifici per le singole tipologie di strumento di misura sono descritti nelle corrispondenti norme tecniche armonizzate, che devono pertanto contenere tutte le prescrizioni necessarie per garantire la rispondenza ai requisiti essenziali della Direttiva. Secondo questi principi si presume che un prodotto conforme ad una norma armonizzata soddisfi automaticamente i requisiti essenziali della relativa Direttiva. La Direttiva MID (agli artt. 3 e 16) riconosce quindi forte valenza ai dettami dell’OIML i cui documenti, guide e raccomandazioni tecniche sono di fatto elevate a riferimenti tecnici primari per la conduzione delle prove di valutazione della conformità (norme che risultano di fatto anche utili riferimenti per le verifiche metrico-legali, sia prime che in servizio, non regolate dalla MID).

Il quadro normativo nazionale di riferimento essenziale per la misura nel settore del gas naturale risulta oggi rappresentato, oltre che dalla Direttiva MID e dai decreti e circolari di attuazione precedentemente citati, dalle seguenti normative rilevanti:

- Legge 20 novembre 2009 n.166 (di conversione del D.L. 25 settembre 2009 n. 135) che stabilisce che “... *al fine di semplificare gli scambi sul mercato nazionale ed internazionale del gas naturale, i sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella rete nazionale di trasporto, per le esportazioni di gas attraverso la rete nazionale di trasporto, per l’interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale e per la produzione nazionale di idrocarburi non sono soggetti all’applicazione della normativa di metrologia legale;*
- DM 26 aprile 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico “*Approvazione disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale*”;
- DM 18 giugno 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico recante disposizioni per i sistemi di misura installati nell’ambito delle reti nazionali e regionali di trasporto del gas e per eliminare ostacoli all’uso ed al commercio degli stessi, anche in relazione alla procedura di infrazione n. 2007/491 (ex art. 7 comma 1 Legge 166/09) che disciplina le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura a tutela dei soggetti del sistema del gas naturale che offrono servizi e scambiano gas sul mercato nazionale ed internazionale tramite sistemi di trasporto, nazionale e regionale, in condotte, con esclusione dei sistemi di misura utilizzati dai produttori di idrocarburi e dai clienti finali, ovvero dai consumatori che acquistano gas per uso proprio.

Il Decreto si applica quindi a impianti di misura installati su:

- a. punti di ingresso nella rete nazionale dei gasdotti per l’importazione del gas naturale, tramite gasdotto o terminale di gas naturale liquefatto (GNL);



- b. punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti per l'esportazione del gas naturale;
- c. punti di consegna e riconsegna del gas per gli stoccaggi di gas naturale;
- d. punti di interconnessione dei gasdotti appartenenti alla rete nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione.

Di seguito si riportano alcuni aspetti rilevanti del Decreto:

- i. l'impianto in cui è collocato il sistema di misura deve consentire l'applicazione temporanea di un misuratore con funzione di controllo eseguibile anche da parte di soggetti terzi.
- ii. l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale provvede alla raccolta, aggiornamento e organizzazione dei dati e delle informazioni degli attestati di conformità dei sistemi di misura installati nelle infrastrutture del sistema del gas
- iii. l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale monitora i programmi dei controlli di esercizio segnalando tempestivamente al Ministero e all'Autorità eventuali criticità
- iv. il titolare dell'impianto effettua periodicamente, con modalità stabilite nei Codici, il controllo di esercizio (operato tramite strumenti di riferimento che devono presentare accuratezza non inferiore a quella degli stessi strumenti sottoposti a controllo di esercizio) del sistema di misura mediante l'accertamento del corretto funzionamento delle apparecchiature e degli strumenti che lo compongono. L'esito del controllo di esercizio è conservato a cura del titolare dell'impianto, nonché comunicato all'impresa maggiore di trasporto del gas naturale attraverso procedura informatica

1.2.1 Verifica periodica a valore metrico legale

Il Decreto MISE del 21 aprile 2017 , n. 93 “*Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea*” stabilisce le regole ed i requisiti per i controlli periodici sugli strumenti di misura soggetti alla normativa nazionale e europea utilizzati per funzioni di misura legali. Gli strumenti di misura in servizio, qualora utilizzati per le funzioni di misura legali, sono sottoposti alle seguenti tipologie di controlli successivi: a) verifica periodica; b) controlli casuali o a richiesta; c) vigilanza.

All'Allegato IV il DM 93/2017 stabilisce la frequenza della verifica periodica (Tabella 1), sia di contatori del gas che dei dispositivi di conversione di volume associati. Per quanto riguarda le modalità operative di verifica, la scheda E dell'Allegato II descrive unicamente quelle relative ai dispositivi di conversione di volume. Per quanto riguarda invece i contatori del gas il DM 93/2017 non definisce puntualmente le modalità operative che sono peraltro oggetto delle norme tecniche volontarie della serie UNI 11600 (parte 3 per i contatori a membrana, parte 4 per i contatori a turbina e rotoidi). Attualmente il



gruppo di lavoro del CIG sta sviluppando la UNI 11600-4 per i contatori di altra tecnologia (i.e. diversi da membrana, rotoidi e turbina) ed un tavolo di lavoro è stato istituito presso il MISE per lo sviluppo di una scheda per le modalità operative di verifica periodica dei contatori del gas.

Tabella 1 – Periodicità della verifica (Allegato IV del DM 93/2017)

Tipo di strumento	Periodicità della verifica
Contatori del gas	A pareti deformabili: 16 anni A turbina e rotoidi: 10 anni Altre tecnologie: 8 anni
Dispositivi di conversione di volume	Sensori di pressione e temperatura sostituibili: 2 anni Sensori di pressione e temperatura parti integranti: 4 anni Approvati insieme ai contatori: 8 anni

1.3 La normativa tecnica nazionale ed internazionale

1.3.1 Attività di Metering

Ai sensi della Delibera ARERA n. 522/2019/R/GAS del 10/12/2019 “*Processo di riassetto dell’attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto*”, l’attività di metering è l’attività di installazione e manutenzione degli impianti di misura (ovvero installazione e manutenzione degli impianti che prevede la messa in loco, la messa a punto e l’avvio del dispositivo di misura, nonché la verifica periodica del corretto funzionamento del dispositivo e l’eventuale ripristino delle funzionalità, ivi inclusa la messa a disposizione delle misure al responsabile del meter reading).

1.3.1.1 Impianto di misura

In Tabella 2 si riporta un elenco delle principali norme tecniche sugli impianti per la misura del gas naturale:

Tabella 2 – Normativa tecnica impianti di misura del gas

UNI 9167-1:2020	Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 1: Termini e definizioni
UNI 9167-2:2020	Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Alloggiamenti, impianti di controllo della pressione del gas e di preriscaldamento - Progettazione, costruzione e collaudo



<i>UNI 9167-3:2020</i>	<i>Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 3: Sistemi di misura del gas - Progettazione, costruzione e collaudo</i>
<i>UNI 9571-1:2012</i>	<i>Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Parte 1: Sorveglianza</i>
<i>UNI 9571-2:2017</i>	<i>Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura</i>
<i>UNI EN 1776:2016</i>	<i>Infrastrutture del gas – Sistemi di misurazione del gas – Requisiti funzionali</i>
<i>UNI/TS 11537:2019</i>	<i>Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale</i>
<i>OIML R140:2007</i>	<i>Measuring systems for gaseous fuel</i>

Le norme della serie UNI 9167:2020 (Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto) aggiornano i contenuti della UNI 9167:2009 tenendo conto dell'evoluzione della regolamentazione nazionale e della normativa europea nel campo delle stazioni di controllo della pressione e misura del gas (incluso il biometano). In particolare, la UNI 9167-3:2020 (Sistemi di misura del gas - Progettazione, costruzione e collaudo) fornisce, in conformità alla legislazione vigente, i criteri principali di progettazione, costruzione e collaudo dei sistemi di misura dei gas combustibili della prima e della seconda famiglia, come definiti nella UNI EN 437, situati a valle dei punti di riconsegna dal trasportatore a: i) Distributore; ii) Cliente finale; iii) Altre reti di trasporto.

La norma UNI 9167-3:2020 può inoltre essere presa a riferimento anche per i sistemi di misura del gas naturale situati a monte dei punti di consegna alle reti di trasporto da: i) Impianti di rigassificazione del GNL; ii) Impianti di stoccaggio; iii) Produzioni nazionali. I criteri da utilizzare sono quelli previsti dalla metrologia legale anche dove non espressamente richiesto.

Tra i criteri di progettazione indicati dalla UNI 9167-3:2020 si elencano:

1. il sistema di misura principale deve fornire in modo automatico e continuo i valori delle quantità e delle portate calcolate necessari per l'esecuzione della misurazione in volume ed in energia, memorizzare i dati che riguardano le quantità di gas transitato, la diagnostica (registrazione eventi anomali) e i dati di esercizio. Tali dati devono essere sia leggibili direttamente sul posto sia trasferibili a distanza a mezzo telelettura;
2. il sistema può essere costituito da uno o più linee di misura in parallelo, in modo che considerata la natura dell'esercizio (notevoli variazioni stagionali della portata erogata, o specifici tipi di prelievo) e la Q_{ero} dell'impianto, la portata prelevata risulti sempre entro il campo valido¹ per una corretta determinazione delle quantità misurate;



3. per sistemi di misura costituiti da due o più linee in parallelo, è possibile utilizzare un sistema automatico di scelta e passaggio tra le linee.

La norma UNI 9571-1:2012 prescrive i criteri che devono essere seguiti nella sorveglianza degli impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale (REMI) al fine di mantenere la sicurezza e l'efficienza degli impianti stessi per assicurare la continuità di servizio. La norma non tratta gli aspetti metrologici, che sono oggetto della UNI 9571-2:2017 che invece prescrive le modalità operative di sorveglianza dei sistemi di misura, al fine di assicurare il prescritto livello di accuratezza della misura e di affidabilità/sicurezza del sistema per tutta la durata di vita tecnica prevista.

Ai sensi della UNI 9571-2:2017 e della UNI 9167-1:2020 un sistema di misura è il complesso dei componenti, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le apparecchiature locali, atti a consentire la telelettura. Il sistema di misura include principalmente i seguenti componenti (vedi Tabella 3 e Tabella 4):

- l'organo primario di misura;
- i dispositivi per la misurazione automatizzata quali, per esempio, il dispositivo di conversione (associato all'organo primario contatore), il sistema locale di trasmissione dei dati;
- i dispositivi per la misura di riserva di tipo meccanico (manografo, termografo, manotermografo, triplex);
- i dispositivi per la misura di riserva di tipo elettronico (data logger, multivariabile);
- gli strumenti per l'analisi dei dati di qualità del gas, dove presenti;
- altra strumentazione quale densimetro e registratore elettrico;
- le valvole di intercettazione e le tubazioni comprese fra valvola di intercettazione a monte e a valle dell'organo primario di misura.

1 L'elemento primario deve essere dimensionato per consentire una valida misura nel campo $Q_{ero} \div Q_{min}$. I contatori ammessi all'installazione devono essere conformi ai requisiti sopra citati, e assicurare un rapporto Q_{max}/Q_{min} non inferiore a 20:1. Per il calcolo della portata massima teorica Q_{max} (m³/h) si utilizza la seguente formula $Q_{max} = 1.05 \frac{Q_{ero}}{P+P_b}$ in cui P_b è la pressione barometrica e P è la pressione relativa di misura (in bar) che è pari alla pressione misurata negli impianti a pressione regolata e alla pressione minima del metanodotto per quelli a pressione da metanodotto.



Tabella 3 - Sistema di misura con organo primario “contatore” (prosp. 1 UNI 9571-2)

Pos.	Componenti del sistema di misura
• Organo primario di misura	
1.1	Contatore (ed eventuale tubazione di monte e di valle) delle seguenti tipologie: <ul style="list-style-type: none">- A pareti deformabili- Turbina- Rotoidi- Ultrasuoni- Massici ad effetto Coriolis- Massico termico- Altra tecnologia
• Strumentazione	
1.2	Strumento manotermografo per il rilevamento dei parametri di P e T o data-logger
1.3	Dispositivo di conversione del volume di gas
1.4	Strumento per il rilevamento del parametro P (Trasduttore di pressione)
1.5	Strumento per il rilevamento del parametro T (Trasduttore di temperatura)
1.6	Apparati di telelettura
1.7	Strumento di analisi della qualità del gas

Tabella 4 - Sistema di misura con organo primario venturimetrico (prosp. 2 UNI 9571-2)

Pos.	Componenti del sistema di misura
• Organo primario di misura	
2.1	Tronco di misura venturimetrico costituito da: porta diaframma + diaframma + tubazione di monte e di valle
• Strumentazione	
2.2	Strumento triplex/data-logger per il rilevamento dei parametri ΔP , T e P
2.3	Strumento per il rilevamento del parametro P (Trasduttore di pressione)
2.4	Strumento per il rilevamento del parametro T (Trasduttore di temperatura)
2.5	Strumento/i per il rilevamento del parametro ΔP (Trasduttore di pressione differenziale)
2.6	Flow computer
2.7	Apparati di telelettura
2.8	Densimetro
2.9	Strumento di analisi della qualità del gas

La raccomandazione di metrologia legale OIML R140:2007 si applica a sistemi di misura (di volume, di massa e di energia) del gas naturale con $Q_{\max} \geq 100 \text{ Sm}^3/\text{h}$ e con pressioni maggiori di 2 bar. La raccomandazione introduce il concetto della somma quadratica degli errori dei singoli dispositivi della catena di misura per determinare il massimo errore dell'impianto. In questo modo potrebbe anche accadere che un elemento della catena superi il massimo errore permesso ad esso relativo ma che l'impianto resti comunque nei limiti ammessi (ovvero la probabilità che ciascun elemento operi nelle proprie peggiori condizioni è molto bassa). Nelle successive tabelle sono riportati gli errori massimi permessi dei sistemi di misura, dei singoli moduli e strumenti e dei dispositivi di conversione.

**Tabella 5 – Errori massimi ammessi per i sistemi di misura (Table 1 OIML R140)**

Maximum permissible errors on determining:	Accuracy class A	Accuracy class B	Accuracy class C
Energy	± 1.0 %	± 2.0 %	± 3.0 %
Converted volume, converted mass or direct mass	± 0.9 %	± 1.5 %	± 2.0 %

Tabella 6 - Errori massimi ammessi per i singoli moduli di misura (Table 2 OIML R140)

Maximum permissible errors on:	Accuracy class A	Accuracy class B	Accuracy class C
Measuring volume at metering conditions (see 6.3.2)	± 0.70 %	± 1.20 %	± 1.50 %
Converting into volume at base conditions or into mass (see 6.3.3)	± 0.50 %	± 1.00 %	± 1.50 %
Calorific value measurement (only CVDD) (see 6.3.4)	± 0.50 %	± 1.00 %	± 1.00 %
Representative calorific value determination (see 6.3.4)	± 0.60 %	± 1.25 %	± 2.00 %
Converting into energy (see 6.3.4)	see 6.5	see 6.5	see 6.5

Tabella 7 - EMP per gli strumenti di misura diversi da GC/AQ (Table 3-1 OIML R140)

Maximum permissible errors on:	Accuracy class A	Accuracy class B	Accuracy class C
Temperature	± 0.5 °C	± 0.5 °C	± 1 °C
Pressure	± 0.2 %	± 0.5 %	± 1 %
Density	± 0.35 %	± 0.7 %	± 1 %
Compressibility factor	± 0.3 %	± 0.3 %	± 0.5 %



Tabella 8 – EMP dispositivi di conversione come catena di misura (Table 3-2 OIML R140)

Test conditions and types of conversion:	Accuracy class A	Accuracy class B	Accuracy class C
Tests at reference conditions for all types of conversion	0.3 %	0.5 %	0.7 %
Tests at rated operating conditions for conversion devices performing as a function only of temperature	- (Not relevant)	0.7 %	1.0 %
Tests at rated operating conditions for other conversion devices	0.5 %	1.0 %	1.5 %

Nella raccomandazione OIML R140:2007 viene introdotto il concetto di errore medio pesato WME , determinato attraverso la seguente relazione:

$$WME = \frac{\sum_{i=1}^n k_i E_i}{\sum_{i=1}^n k_i}$$

in cui n è il numero dei valori di portata a cui viene verificato l'errore, k_i è il fattore di peso posto uguale a Q_i/Q_{max} , ad esclusione di Q_{max} per cui il fattore di peso è posto pari a 0.4 ed E_i è l'errore misurato alla portata Q_i .

La norma UNI EN 1776:2016, definisce i requisiti per la progettazione, produzione, collaudo, installazione e disinstallazione, gestione, manutenzione e, quando appropriato, per la taratura dei sistemi di misura del gas nuovi o sottoposti a maggiori modifiche. La norma specifica inoltre le classi di accuratezza dei sistemi di misura e i relativi limiti applicabili, come funzione dell'incertezza della misura in energia in esercizio (in Figura 1 si riportano schematicamente i criteri di scelta):

- classe A incertezza minore o uguale a 1.2%
- classe B incertezza superiore a 1.2% e minore o uguale a 2.5%
- classe C incertezza superiore a 2.5% e 3.5%
- classe D incertezza superiore a 3.5% e 8.00

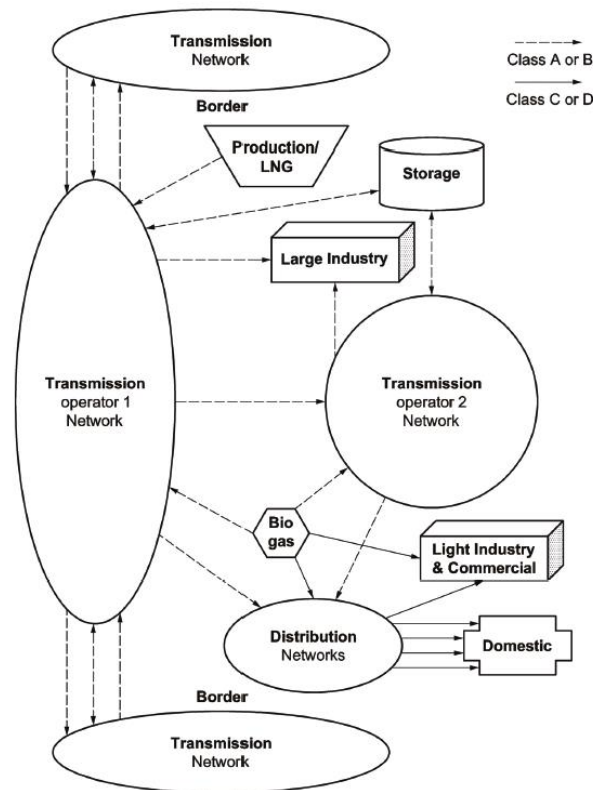


Figura 1 – Classificazione degli impianti di misura (UNI EN 1776 Annex G)

Per gli impianti di classe A-B i valori di pressione, temperatura, coefficiente di comprimibilità Z , fattore di conversione sono ottenuti da misure in linea. I requisiti minimi per i sistemi di misura in classe A sono: i) la composizione del gas è determinata mediante almeno un gascromatografo/analizzatore in linea e viene utilizzata per la conversione PTZ e per il calcolo dell'energia, ii) in funzione della capacità nominale dell'impianto dovrà essere valutato l'utilizzo di un secondo gascromatografo/analizzatore e di contatori del gas e/o sensori di temperatura e pressione duplicati (i.e. doppio canale di misura). Per gli impianti di classe B sono definiti i seguenti requisiti minimi: i) il dispositivo di conversione deve disporre di sensori di temperatura e pressione, ii) in funzione della pressione dell'impianto il coefficiente di comprimibilità Z dovrebbe essere determinato in linea o attribuito come valore costante; iii) il potere calorifico può essere determinato mediante misura continuo in linea, campionamento periodico, determinato a distanza, attribuito come valore costante, iv) la conversione PTZ nella maggior parte dei casi è ottenuta utilizzando una composizione del gas costante, senza la necessità di disporre quindi di un gascromatografo/analizzatore e il calcolo dell'energia può essere ottenuto sia in campo che da remoto.

Negli impianti di classe C-D la determinazione del potere calorifico può essere effettuata come media su un certo periodo (giorno, mese, anno). Se l'area è rifornita da



più punti di ingresso si dovrebbe procedere alla determinazione del valore del potere calorifico come media pesata.

Ulteriori aspetti rilevanti della UNI EN 1776 sono rappresentati da:

- (par. 7.8) in funzione della taglia dell'impianto e dell'accuratezza richiesta, al fine di aumentare la disponibilità, l'affidabilità e la compatibilità delle misure, gli strumenti presenti nella linea possono essere duplicati (e.g. doppio canale di misura).
- (appendice A) sono presenti gli esempi di alcune casistiche relative alla classificazione degli impianti in funzione dell'elemento primario presente e con indicazione dell'incertezza tipica (vedi Tabella 9).

Tabella 9 – Esempi di accuratezza attesa per configurazione di impianto (E.1 UNI EN 1776)

Example	Short description	Mean error \pm uncertainty ($k = 2$)	Class
1	Diaphragm meter; meter pressure regulated at 21 mbar; fixed factor volume conversion; charging area CV.	$-0.4\% \pm 7.4\%$ = max 7,8 % in-service accuracy	D
2	Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 21 mbar; fixed factor volume conversion; charging area CV.	$-0.4\% \pm 6.9\%$ = max 7,3 % in-service accuracy	D
3	Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; site-specific (altitude) fixed factor volume conversion; charging area CV.	$-0.4\% \pm 5.2\%$ = max 5,6 % in-service accuracy	D
4	Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; Type 2 PTZ volume conversion; charging area CV.	$-0.1\% \pm 3.0\%$ = max 3,1 % in-service accuracy	C
5	Rotary displacement meter; meter pressure regulated at 2 bar; Type 1 PTZ volume conversion; charging area CV.	$-0.1\% \pm 3.0\%$ = max 2,8 % in-service accuracy	C
6	Ultrasonic meter + Turbine meter; meter pressure unregulated above 55 bar; volume conversion using a flow computer; CV measured at site.	$0\% \pm 0.75\%$ = max 0,75 % in-service accuracy	A
7	Turbine meter; meter pressure regulated at 8 bar; volume conversion using a flow computer; charging area CV.	$0\% \pm 1.0\%$ = max 1,0 % in-service accuracy	A

Per i sistemi di misura dell'immissione in rete di biometano² si applicano, in aggiunta ai requisiti della UNI 9167 anche i requisiti pertinenti previsti nell'UNI/TS 11537:2019. Ai sensi della legislazione vigente, il biometano per essere immesso in rete deve essere un gas della seconda famiglia di tipo H e rispettare le caratteristiche energetiche e di qualità indicate in Tabella 10.

² I gas prodotti da processi termochimici o fermentativi, come i biogas in agricoltura e i gas di depurazione derivanti dal trattamento delle acque reflue, in quanto gas grezzi, non sono considerati gas ai sensi del DM 18 maggio 2018 che si applica al gas naturale inteso quale miscela contenente prevalentemente metano e proveniente dai pozzi e dalla rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL). Dopo adeguata lavorazione o sintesi, tali gas possono tuttavia essere immessi nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale.



Tabella 10 – Caratteristiche biometano per immissione in rete (Prosp. 1 UNI/TS 11537)

Caratteristica	Simbolo	Valore	Unità di misura
Potere calorifico superiore	PCS	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	WI	47,31 ÷ 52,33	MJ/Sm ³
Densità relativa	<i>d</i>	0,555 ÷ 0,7	-
Punto di rugiada dell'acqua ≤ - 5°C a 7 000 kPa			
Punto di rugiada degli idrocarburi ≤ 0°C nel campo di pressione compreso tra 100 kPa e 7 000 kPa relativi ^{a)}			
Contenuto di ossigeno	O ₂	≤ 0,6	%mol
Contenuto di anidride carbonica	CO ₂	≤ 2,5	%mol
Contenuto di solfuro di idrogeno	H ₂ S	≤ 5	mg/Sm ³
Contenuto di zolfo da solfuro di idrogeno (H ₂ S) e solfuro di carbonile (COS)	-	≤ 5	mg/Sm ³
Contenuto di zolfo da mercaptani	-	≤ 6	mg/Sm ³
Contenuto di zolfo totale	-	≤ 20	mg/Sm ³
a) La misura del parametro è richiesta in presenza di arricchimento con GPL.			

L'impianto di consegna e misura³ prevede una sezione di misura fiscale dei volumi composta da:

- calcolo del contenuto energetico, misura dei volumi e delle portate con finalità fiscale/commerciale completo di:
 - sistema HW e SW relativo alla misura fiscale per l'elaborazione delle portate, volumi e contenuto energetico;
 - sistema HW e SW relativo all'archiviazione dei dati e la trasmissione ai soggetti interessati.
- gruppo misura qualità: apparecchiature per il campionamento in continuo, punto per il campionamento in discontinuo;
- misurazione delle caratteristiche fisiche di pressione e temperatura del biometano;

La sezione misura comprende il contatore, il convertitore di volumi (munito di un'unità di telelettura dei dati conforme alla UNI/TS 11629) e la strumentazione per la determinazione dei parametri di qualità del gas. Si raccomanda l'installazione di contatori basati su tecnologie che non subiscano gli effetti indotti dall'impianto di compressione del gas quando questa avvenga immediatamente a monte dell'impianto di connessione.

³ impianto su cui avvengono le transazioni economiche riferite all'immissione di biometano in rete e sul quale a tale scopo sono misurati i volumi, le portate ed il contenuto energetico immesso nelle reti dai produttori. L'impianto di consegna e misura (non ricompreso nella definizione di "Impianto di connessione" di cui alla Deliberazione 46/2015/R/Gas) comprende le seguenti sezioni funzionali: i) controllo di qualità del biometano e gestione del biometano fuori specifica; ii) misurazione delle caratteristiche fisiche di pressione e temperatura del biometano; iii) misura del contenuto energetico, dei volumi e delle portate di biometano consegnate (con finalità fiscale/commerciale).



Il contatore ed il convertitore di volumi ad esso associato devono essere conformi alle prescrizioni della legislazione vigente in materia di strumenti di misura e alle pertinenti norme di prodotto (i.e. Direttiva MID 2014/32/UE), devono essere adeguati alla pressione di misura e devono essere in grado di misurare correttamente le portate conferite. La conversione dei volumi deve avvenire utilizzando i dati di qualità del gas acquisiti in continuo da un gruppo di misura della qualità).

1.3.1.2 Elemento primario

L'elemento primario (contatore) deve essere conforme alla legislazione vigente, ai requisiti di metrologia legale (ove applicabili), alle prestazioni ed alle caratteristiche funzionali definite dalle normative di prodotto. Ai sensi della UNI 9167-3:2020 non è più ammessa l'installazione di linee di misura di tipo venturimetrico. Di seguito si riportano alcuni requisiti tecnici per i contatori stabiliti dalla UNI 9167-3:2020:

- si ammette un sovradimensionamento al massimo del 5% della Q_{max} rispetto alla Q_{ero} riportata alle condizioni operative (il sovradimensionamento dei contatori può infatti influenzare l'accuratezza di misura a bassa portata);
- i contatori di gas devono essere di classe 1 ai sensi della legislazione vigente, ma per pressioni di misura minori od uguali a 0,5 bar è ammesso che i contatori siano di classe 1,5
- Il DN del tubo dei tratti rettilinei (escluse le valvole) a monte e a valle del contatore, deve essere uguale al DN del contatore e le lunghezze minime da rispettare devono essere conformi ai requisiti stabiliti dai costruttori e, inoltre: i) tratto di monte per contatori a turbina, a rotoidi e a pareti deformabili almeno 5 DN; ii) tratto di valle per tutti i tipi di contatore almeno 2 DN (dopo i 2 DN deve essere previsto lo spazio sufficiente per l'inserimento di due tasche termometriche, di misura e controllo).

Le norme tecniche specifiche per i gli elementi primari hanno subito revisioni recenti a seguito dei progressi tecnologici delle tecniche di misura e dell'allineamento/armonizzazione con la MID (prima con l'edizione 2004 e, successivamente, con il recast 2014). In particolare, in ambito OIML è in vigore la raccomandazione R137-1:2012, valida in generale per i misuratori del gas, mentre a livello normativo nazionale e europeo esistono norme specifiche per ciascun principio di misura, come elencato in Tabella 11. Relativamente al principio di misura ad ultrasuoni, la UNI EN 14236:2018 è relativa ai contatori di gas domestici (i.e. a pressione massima di esercizio non maggiore di 0,5 bar e portata massima effettiva fino a 10 m³/h), mentre la ISO 17089-1:2019 è relativa ai misuratori ad ultrasuoni a tempo di transito utilizzati per applicazioni di metrologia legale, senza limiti per la taglia e ad alta e bassa pressione.



Tabella 11 – Normativa tecnica elementi primari

<i>OIML R137-1:2012</i>	<i>Gas Meters. Part 1: Requirements</i>
<i>UNI EN 1359:2017</i>	<i>Misuratori di gas. Misuratori di gas a membrana</i>
<i>UNI EN 12261:2018</i>	<i>Misuratori di gas. Misuratori di gas a turbina</i>
<i>UNI EN 12480:2018</i>	<i>Misuratori di gas. Misuratori di gas a rotoidi</i>
<i>UNI EN 14236:2018</i>	<i>Contatori di gas domestici a ultrasuoni</i>
<i>ISO 17089-1:2019</i>	<i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas -- Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement</i>
<i>ISO 10790:2015</i>	<i>Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density and volume flow measurements)</i>

In Tabella 12 si riportano le caratteristiche tecniche e funzionali dei contatori di gas. In appendice A della norma UNI EN 1776:2016 sono invece riportate alcune note schematiche per la scelta del contatore più adatto all'applicazione.

Tabella 12 - Caratteristiche tecniche contatori gas (Prosp. 3 UNI 9167-3:2020)

Fattori applicabili	Contatori a parete deformabile	Contatori massici Termici	Contatori a rotoidi	Contatori a turbina	Contatori massici ad effetto coriolis	Contatori a ultrasuoni
Norma di prodotto di riferimento in vigore	UNI EN 1359	UNI 11625	UNI EN 12480	UNI EN 12261	ISO 10790	ISO 17089-1 UNI EN 14236 ($\leq 10 \text{ m}^3/\text{h}$)
Rapporto tipico Q_{\max}/Q_{\min}	150:1	150:1 o maggiore	20:1 50:1 100:1 160:1	20:1 Più alta è la densità più grande è il rapporto di attenuazione	30:1 Più alta è la densità più grande è il rapporto di attenuazione	ISO 17089-1 > 50:1 UNI EN 14236 150:1
Presenza di particelle solide nel gas (residui di saldatura, trucioli, polveri ecc...)	Inalterato	Rischio aumentato di malfunzionamento in particolare per particelle molto piccole.	Possibile bloccaggio delle giranti.	Possibili depositi. Possibili danni alle giranti con conseguenze sull'accuratezza di rotazione	Possibili depositi ed erosione del corpo.	Normalmente inalterabile: se le sonde del trasduttore sono interessate da sporcizia la funzione del contatore può risultare disturbata. Raccomandato filtro.
Presenza di liquidi nel gas (acqua, ecc...)	Inalterato in quantità minime	Possibile deposito di liquidi nei condotti di misurazione. Ciò influenza i valori misurati.	Possibile corrosione. Possibile congelamento. Possibile influenza sul materiale da costruzione.	Possibile corrosione, possibile congelamento. Possibile diluizione del lubrificante e sbilanciamento del rotore.	Possibile deposito di liquidi nei condotti di misurazione. Ciò influenza i valori misurati.	Può causare problemi funzionali: se le sonde del trasduttore si intasano la funzione del contatore può risultare disturbata.
Silenziosità di funzionamento	Moderatamente rumoroso	Silenzioso	Rumoroso	Silenzioso	Silenzioso	Silenzioso
Variazioni di pressione e variazioni di portata	Inalterato	Inalterato	Variazioni rapide possono causare danni. L'inerzia delle giranti può causare modifiche improvvise ed ampie nel flusso che portano ad una pressione momentaneamente alta o bassa nella tubazione a monte o a valle.	Variazioni di pressione repentine possono causare danni.	Nessun danno ma possibili errori di misurazione.	Inalterato.



Portata pulsante (Intermittente)	Inalterato.	Inalterato fintanto che il ciclo di lavoro della pulsazione è più grande del ciclo di acquisizione della misura	Inalterato.	Modifiche cicliche repentine del flusso possono causare risultati di misurazione troppo alti. Gli effetti dipendono dalla frequenza e dall'ampiezza dei cambiamenti di flusso, dalla densità del gas e dall'inerzia della turbina	Accuratezza alterata. L'ampiezza dipende dalla frequenza e dall'ampiezza della variazione di flusso.	Inalterato fintanto che il ciclo di lavoro della pulsazione è più grande del ciclo di acquisizione della misura
Funzionamento oltre il limite della portata dichiarata	Possibile per un breve periodo.	Possibile	Possibile per un breve periodo.	Possibile per un breve periodo.	Possibile	Possibile
Continuità di erogazione in caso di guasto	Non garantita	Garantita	Non garantita.	Garantita	Garantita	Garantita

Tabella 13 – Parametri per la scelta dei contatori (tabella A.1 UNI EN 1776)

Applicable factors/Gas meter type	Rotary displacement meters	Turbine meters	Diaphragm meter	Ultrasonic meters for non-domestic use	Domestic ultrasonic meters	Vortex meter	Orifice meter	Coriolis meter	Thermal mass meter
Product standard	EN 12480	EN 12261	EN 1359	ISO 17089-1	EN 14236	ISO 12764	EN ISO 5167 (all parts)	ISO 10790	(not available at the time of writing)
Gas density at operating conditions	Unaffected over specified density range	Measuring range will increase with higher density	No influence as maximum working pressure ≤ 500 mbar	Low density can cause drop out	Unaffected over specified density range	Measuring range will increase with higher density	Flow range depends on density, as Δp depends on massflow	Generally used for medium and higher densities	No influence as maximum working pressure ≤ 500 mbar
Gas borne solids	Possible blockage of the rotors.	Blades may be damaged and freedom of rotation may be affected.	Normally unaffected.	Deposits with impact on internal geometry/ measurement	Normally unaffected.	Deposits and bluff body abrasion possible.	Deposits and abrasion possible.	Deposits and abrasion possible.	Deposits and abrasion possible.
Filter	Filter recommended/see manual for position	Filter recommended/see manual for position	Normally not required	Normally not required	Normally not required	Filter recommended/see manual for position	Filter recommended/see manual for position	Filter recommended/see manual for position	Filter recommended/see manual for position
Orientation	Normally for both horizontal and vertical mounting	Normally for both horizontal and vertical mounting	The meter has to be in the vertical plain and level	Normally for both horizontal and vertical mounting	The meter has to be in the vertical plain and level but can be fitted horizontally if manufacturer's instructions allow	Normally for both horizontal and vertical mounting	Normally for both horizontal and vertical mounting	Normally for both horizontal and vertical mounting	Normally for both horizontal and vertical mounting. Correct installation is important.
Electrically power requirement	No need as long as mechanical index	No need as long as mechanical index	No need as long as mechanical index	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Pressure absorption (using air)	Low typically 2-5 mbar	Medium max 25 mbar	Low Typically 2-4 mbar	None negligible	Low < 2 mbar	Medium max 20 mbar	High 200 ...500 mbar	High	Low For $Q_{max} \leq 6$ m ³ /h ≤ 2 mbar
Rapid pressure and flow variations	max permitted rate 350 mbar/s	max permitted rate 350 mbar/s	Insignificant	Depending on the frequency	Depending on the frequency	Rapid pressure variations may cause damage.	Rapid pressure variations may cause damage.		
Pulsating flow	May cause measuring failure	May cause measuring failure	Measurement unaffected	Measurement unaffected (as long as the measuring rate is high enough)	Measurement unaffected (as long as the measuring rate is high enough)	May cause measuring failure	May cause measuring failure	May cause measuring failure	Measurement unaffected



Environmental sensitivity	May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)	May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)	Measurement unaffected	May be sensitive to fluid borne ultrasonic noise when its frequencies are close to the meter working frequencies	Measurement unaffected	May be sensitive to fluid borne vortices	May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)	May be sensitive to high frequency pulsation (or their harmonics)	Measurement unaffected
Typical turn down ratios inside the permitted limit of error	20:1 to 160:1 Turn down ratio will increase with higher density	20:1 to 30:1 Turn down ratio will increase with higher density	150:1	20:1 to 30:1	150:1	20:1 to 30:1	5:1 to 10:1	(not known)	150:1
Overload	Overload possible for a short time, according standard	Overload possible for a short time, according standard	Overload possible for a short time, according standard	Overload possible.	Overload possible.	Overload possible.	Overload possible.	(not known)	Overload possible.
Increase of the nominal capacity	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams or higher pressure.	Increase in maximum flow needs larger meters or additional streams.
Meter failure	Meter failure can interrupt the gas flow.	No effect on the continuity in gas supplying	Meter failure can interrupt the gas flow.	No effect on the continuity in gas supplying	No effect on the continuity in gas supplying	No effect on the continuity in gas supplying	No effect on the continuity in gas supplying	No effect on the continuity in gas supplying	No effect on the continuity in gas supplying
Applicable factors/ Gas meter type	Rotary displacement meters	Turbine meters	Diaphragm meter	Ultrasonic meters for non-domestic use	Domestic ultrasonic meters	Vortex meter	Orifice meter	Coriolis meter	Thermal mass meter
Typical pipework length — upstream DN	0	2-10	0	10	0	20	from 2.5 to 80 depends on beta ratio, type of pressure differential device and on additional uncertainty	0	0
Typical pipework length — downstream DN	0	1	0	3-5	0	5	from 2 to 8 depends on beta ratio, type of pressure differential device and on additional uncertainty		
Maintenance requirements	Replacement and checking of oil level as per Manufacturer's instructions	Maintenance free or lubrication as per Manufacturer's instructions	Not recommended	Minimized when equipped with smart self-diagnostic means	Periodical replacement battery required	Not recommended	Recommended particularly for orifice plate	Minimized when equipped with smart self-diagnostic means	Periodical replacement battery required
Emitted noise	Can be noisy	Can be noisy at high flow rates and/or high pressure	can be noisy	can be noisy	no noise	can be noisy	Can be noisy	can be noisy	no noise
Internal vibration	At certain flow rates the meter's natural resonance can cause vibration within connected pipework	Not an issue	Not an issue	Not an issue	Not an issue	Not an issue	Not an issue	Not known	Not an issue
Environmental impact	Disposal of oil or any mounted electronic components	Disposal of oil or any mounted electronic components	Disposal of battery and electronic components	Disposal of electronic components	Disposal of battery and electronic components	Disposal of electronic components	Disposal of electronic components	Disposal of electronic components	Disposal of electronic components
Space required for the meter and its upstream/downstream pipework	No special requirements	Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer. It is necessary to consider if high or low flow perturbation occurs	No special requirements	Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer.	No special requirements	Length of upstream/downstream straight pipework as per the results of type test declared by the manufacturer	Length of upstream/downstream straight pipework as per the relevant standard and the manufacturer's instructions	No special requirements	No special requirements



1.3.1.3 Dispositivi per la misura della qualità del gas

In Tabella 14 si riporta l'elenco della normativa tecnica applicabile per la misura della qualità del gas.

Tabella 14 – Normativa tecnica misura della qualità del gas

<i>UNI EN ISO 6976:2017</i>	<i>Gas naturale - Calcolo del potere calorifico, della densità, della densità relativa e dell'indice di Wobbe, partendo dalla composizione</i>
<i>UNI EN ISO 12213:2010</i>	<i>Gas naturale - Calcolo del fattore di compressione, Parte 1: Introduzione e linee guida, Parte 2: Calcolo con l'utilizzo di analisi sulla composizione molare, Parte 3: Calcolo con l'utilizzo delle proprietà fisiche</i>
<i>UNI EN ISO 13686:2013</i>	<i>Gas naturale - Designazione della qualità</i>
<i>UNI EN ISO 6974-1:2012</i>	<i>Gas naturale - Determinazione della composizione con un'incertezza definita per mezzo di gascromatografia - Parte 1: Linee guida generali e calcolo della composizione</i>
<i>UNI EN ISO 6974-2:2012</i>	<i>Gas naturale - Determinazione della composizione con un'incertezza definita per mezzo di gascromatografia - Parte 2: Calcolo dell'incertezza</i>
<i>UNI EN ISO 6974-3:2019</i>	<i>Gas naturale - Determinazione della composizione e dell'incertezza associata per mezzo di gascromatografia - Parte 3: Precisione ed errori sistematici</i>
<i>UNI EN 16723-1:2016</i>	<i>Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale</i>
<i>UNI EN 16723-2:2017</i>	<i>Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione</i>
<i>UNI EN 437:2019</i>	<i>Gas di prova – Pressioni di prova – Categorie di apparecchi</i>

I tipi di gas sono classificati dalla EN 437 in tre famiglie (ciascuna ulteriormente divisa in gruppi) in base all'indice di Wobbe, ovvero il rapporto del Potere Calorifico del gas (H_s , in MJ/m³) e la radice quadrata della densità relativa (d , adim.), entrambi alle condizioni di riferimento, come riportato nella successiva equazione.

$$W_i = \frac{H_s}{\sqrt{d}} \quad (1.8)$$

Come noto, la densità relativa è il rapporto delle masse di uguali volumi di gas secco ed aria secca alle stesse condizioni di temperatura e pressione (e.g. quelle di riferimento 15 °C e 1013,25 mbar). L'indice di Wobbe è definito superiore o inferiore in funzione del valore di calore specifico utilizzato per il calcolo. In Tabella 15 si riporta la classificazione delle famiglie e gruppi di gas della EN 437:2019.

Tabella 15 - Classificazione secondo la UNI EN 437 delle tipologie di gas

<i>Famiglie di gas e gruppi</i>	<i>Indice di Wobbe Superiore</i>
---------------------------------	----------------------------------



	<i>a 15 °C e 1013,25 mbar, MJ/m³</i>	
	<i>Minimo</i>	<i>massimo</i>
<u>Prima Famiglia</u>	-	-
Gruppo a	22.4	24.8
<u>Seconda Famiglia</u>	39.1	54.7
Gruppo H	45.7	54.7
Gruppo L	39.1	44.8
Gruppo E	40.9	54.7
<u>Terza Famiglia</u>	72.9	87.3
Gruppo B/P	72.9	87.3
Gruppo P	72.9	76.8
Gruppo B	81.8	87.3

Relativamente alla misura della qualità del gas, la norma 9167-3:2020 prevede l'utilizzo sia di gascromatografi che di analizzatori di qualità. Per il gascromatografo è richiesto che:

- effettui analisi in continuo nelle 24 h con frequenza di almeno 4 analisi per ora;
- sia capace di determinare metano, etano, propano, iso-butano, n-butano, iso-pentano n-pentano, esani e superiori, azoto, anidride carbonica (le concentrazioni dei componenti delle analisi singole devono essere normalizzate a 100 ed arrotondate alla terza cifra decimale (per l'arrotondamento il valore del metano è calcolato per differenza a 100))

Per l'analizzatore di qualità invece si richiede la capacità di determinare i valori di PCS e PCI, Densità Relativa, CO₂, Indice di Wobbe e Fattore di compressibilità. Sia i gascromatografi che gli analizzatori di qualità devono inoltre presentare:

- porte di comunicazione per il collegamento a/ai dispositivo/i di conversione e per la trasmissione a distanza; il protocollo di trasmissione deve essere conforme a quanto previsto da UNI/TS 11629, nel caso in cui lo strumento sia collegato al sistema di acquisizione dati del Trasportatore, la porta seriale deve avere il protocollo di comunicazione modbus compatibile;
- possibilità di interfacciarsi con un dispositivo in grado di visualizzare in loco i valori misurati;

In Tabella 16 sono riportati i parametri di qualità da determinare per l'immissione in rete di biometano e la tipologia di analisi richiesta dalla UNI/TS 11537.



Tabella 16 - Parametri di qualità per immissione biometano (Prosp. 3 UNI/TS 11537)

Parametro	Simbolo	Tipologia di analisi
Indice di Wobbe	WI	Continuo
Potere Calorifico Superiore	PCS	Continuo
Potere Calorifico Inferiore	PCI	Continuo
Densità relativa	d	Continuo
Massa volumica	ρ	Continuo
Punto di rugiada dell'acqua	-	Continuo
Ossigeno	O ₂	Continuo
Anidride carbonica	CO ₂	Continuo
Solfuro di idrogeno	H ₂ S	Continuo
Punto di rugiada idrocarburi ^{a)}	-	Continuo
Zolfo da solfuro di idrogeno e da solfuro di carbonile	-	Discontinuo
Zolfo da mercaptani	-	Discontinuo
Zolfo Totale	-	Discontinuo
Silicio totale <u>volatile</u>	Si	Discontinuo
Ossido di carbonio	CO	Discontinuo
Ammoniaca	NH ₃	Discontinuo
Ammine	-	Discontinuo
Idrogeno	H ₂	Discontinuo
Fluoro <u>totale</u>	F	Discontinuo
Cloro <u>totale</u>	Cl	Discontinuo
Olio da compressore	-	Discontinuo
Polveri	-	Discontinuo

a) Applicabile solo in caso di produzioni con arricchimento di GPL, diversamente la misura non risulta necessaria.

1.3.1.4 Dispositivi di conversione del volume

In Tabella 17 si riporta la normativa tecnica applicabile per i dispositivi di conversione del volume. Ai dispositivi di conversione del volume, oltre ai requisiti applicabili dei contatori del gas si applicano i requisiti specifici della Parte II dell'Allegato MI-002 della Direttiva MID. Si segnala ulteriormente che un dispositivo di conversione del volume costituisce una sottounità ai sensi dell'art.4 della Direttiva MID, e che pertanto esso può essere sottoposto a valutazione di conformità indipendente e separata rispetto all'unità di misura a cui si collega.

Tabella 17 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume

UNI EN 12405-1:2018	Contatori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 1: Conversione di volume
UNI EN 12405-2:2012	Misuratori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 2: Conversione in energia
UNI EN 12405-3:2016	Contatori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 3: Flow computer
UNI EN ISO 13443:2008	Gas naturale - Condizioni di riferimento normalizzate

Le norme della serie UNI EN 12405 specificano i requisiti e le prove per la fabbricazione, le prestazioni, la sicurezza e la conformità dei dispositivi elettronici per la conversione di volume (parte 1) e in energia (parte 2) del gas.



La norma UNI EN 12405-1 tratta 3 metodi di conversione: i) in funzione della temperatura (conversione T), ii) in funzione della pressione e della temperatura con un fattore costante di compressione (conversione PT); iii) in funzione della pressione, della temperatura e tenendo in conto il fattore di compressione (conversione PTZ).

I dispositivi di conversione di volume sono classificati di Tipo 1 (se hanno i sensori integrati) o di Tipo 2 (con sensori separati) e nelle Tabella 18 e Tabella 19 sono riportati i rispettivi errori massimi permessi.

Tabella 18 – EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 1 (Table 2 EN 12405-1)

Indication or element	Reference conditions	Rated operating conditions
Main indication for PT and PTZ conversion	0,5	1
Main indication for T conversion	0,5	0,7

Tabella 19 - EMP dispositivi di conversione di volume Tipo 2 (Table 3 EN 12405-1)

Indication or element	Reference conditions	Rated operating conditions
Main indication (e_c) for PT and PTZ conversion	0,5	1
Calculator (e_f)	0,2	0,3
Temperature (e_t)	0,1	0,2
Pressure (e_p)	0,2	0,5
Main indication for T conversion only	0,5	0,7

1.3.1.5 Verifica periodica

Dal punto di vista tecnico (volontario), la norma UNI 9571-2:2017 prescrive le modalità operative di sorveglianza dei sistemi di misura, inclusa la verifica periodica, al fine di assicurare il prescritto livello di accuratezza della misura e di affidabilità/sicurezza del sistema per tutta la durata di vita tecnica prevista.



Tabella 20 - Verifiche Periodiche organi primari di misura (prospetto 8a UNI 9571-2)

Descrizione attività	Componenti del sistema di Misura	Criterio di verifica	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio
Verifiche periodiche degli organi primari	Tronco di misura venturimetrico	Controllo dimensionale e geometrico del disco di misura, secondo la UNI EN ISO 5167-2.	10 anni
	Contatori installati presso impianti soggetti ai requisiti della Metrologia Legale	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	Secondo la legislazione vigente ^{a)}
	Contatori installati presso impianti NON soggetti ai requisiti della Metrologia Legale	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	Con la stessa frequenza prevista per i contatori installati presso impianti rientranti nel campo di applicazione della legislazione vigente ^{a)}
a) Alla data di pubblicazione della presente norma è in vigore il Decreto Ministeriale 16 aprile 2012 n. 75 e s.m.i.			

Tabella 21 - Verifiche Periodiche strumentazione (prospetto 8b UNI 9571-2)

Descrizione attività	Componenti del sistema di Misura	Criterio di verifica	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio
Verifica periodica dispositivi di conversione e trasduttori	Tutti i dispositivi di conversione e i trasduttori di P e T per gli impianti soggetti alla Metrologia Legale	Secondo la UNI 11600 (tutte le parti)	Secondo la legislazione vigente ^{a)} o in occasione del cambio linee (grande/piccola o viceversa) per sistemi con una sola linea automatizzata.
Verifica periodica dispositivi di conversione e trasduttori del sistema di misura NON venturimetrico	Tutti i dispositivi di conversione e i trasduttori di P , T per gli impianti NON soggetti alla Metrologia Legale	Secondo la UNI 11600 (tutte le parti)	Secondo la legislazione vigente ^{a)} o in occasione del cambio linee (grande/piccola o viceversa) per sistemi con una sola linea automatizzata.
Verifica periodica flow computer e trasduttori del sistema di misura venturimetrico	Tutti i flow computer e i trasduttori di P , T e ΔP	Vedere prospetto 9	1 anno
Verifica periodica strumentazione di riserva e controllo	Strumentazione di riserva e controllo	Vedere prospetto 9	Le medesime frequenze previste per la strumentazione principale
Verifica periodica della strumentazione (linea di misura non automatizzata)	Altra strumentazione del sistema di misura ^{b)}	Vedere prospetto 9	1 anno
Verifica periodica della taratura	Strumento per l'analisi della qualità del gas	Secondo quanto riportato nell'appendice A	Secondo quanto previsto nell'appendice A
a) Alla data di pubblicazione della presente norma sono in vigore la Circolare Ministeriale 3 (Bollatura CEE) e il Decreto Ministeriale 16 aprile 2012 n. 75 e s.m.i.			
b) Per altra strumentazione si intende data-logger, manotermografo, triplex, ecc., come unica strumentazione presente su linea di misura non automatizzata ("Tradizionale").			



Tabella 22 - Errori massimi ammessi (prospetto 9 UNI 9571-2)

Pos.	Fase	Dispositivo	TRASDUTTORI/APPARATI				DISPOSITIVI	
			Pressione bar	Temperatura °C	ΔP mbar	Portata ΔP	Densità ρ	Grandezza in ingresso
1	Messa in servizio	Registratore meccanico	$\leq 0,5\%$ F.S.	$\leq 0,5\%$ F.S.	$\leq 0,5\%$ F.S.	$\leq 0,5\%$ F.S.	/	/
2	Periodica	Registratore meccanico	$\leq 1\%$ F.S.	$\leq 1\%$ F.S.	$\leq 1\%$ F.S.	$\leq 1\%$ F.S.	/	/
3	Messa in servizio	Trasmettitore multivariabile	$\leq 0,2\%$	$\leq 0,2\%$	$\leq 0,2\%$ F.S.	/	/	/
4	Periodica	Trasmettitore multivariabile	$\leq 0,5\%$	$\leq 0,5\%$	$\leq 0,5\%$ F.S.	/	/	/
5	Messa in servizio	Data logger venturimetrico	$\leq 0,1\%$	$\leq 0,15\%$	$\leq 0,1\%$ F.S.	/	/	/
6	Periodica	Data logger venturimetrico	$\leq 0,2\%$	$\leq 0,5\%$	$\leq 0,2\%$ F.S.	/	/	/
7	Messa in servizio	Registratore elettrico	/	/	/	/	/	$\leq 0,3\%$
8	Periodica	Registratore elettrico	/	/	/	/	/	$\leq 0,5\%$
9	Messa in servizio	Densimetro	/	/	/	/	$\leq 0,2\%$ al calcolo da analisi	/
10	Periodica	Densimetro	/	/	/	/	$\leq 0,5\%$ al calcolo da analisi	/

Nota: Se non diversamente specificato i valori % sono riferiti al valore misurato

1.3.2 Attività di “Meter reading”

Ai sensi della Delibera ARERA n. 522/2019/R/GAS del 10/12/2019 “*Processo di riassetto dell’attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto*”, l’attività di meter reading è l’attività di raccolta, trasmissione, validazione, eventuale ricostruzione, archiviazione, elaborazione e messa a disposizione dei dati di misura.

Le norme della serie UNI/TS 11291 definiscono l’architettura del sistema di telelettura o telegestione per i gruppi di misura delle reti di trasporto e distribuzione del gas introducendo prescrizioni relative alle funzioni minime che devono essere svolte dai dispositivi che lo compongono e che consentono la misura dei volumi di gas, la conversione dei volumi di gas alle condizioni termodinamiche di riferimento, la registrazione di dati di misura utili anche al bilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione e la loro trasmissione a distanza.

Tabella 23 – Normativa tecnica per la telegestione e telelettura

UNI/TS 11291-1:2013	Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 1: Caratteristiche generali del sistema di telegestione o telelettura
---------------------	--



<i>UNI/TS 11291-3:2014</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 3: Protocollo CTR</i>
<i>UNI/TS 11291-4:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 4: Requisiti per gruppi di misura con portata maggiore di 65 m³/h (contatore > G40)</i>
<i>UNI/TS 11291-5:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 5: Requisiti per gruppi di misura con portata da 16 m³/h fino a 65 m³/h (contatore >=G10 e <=G40)</i>
<i>UNI/TS 11291-6:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 6: Requisiti per gruppi di misura con portata minore di 10 m³/h (contatore minore di G10)</i>
<i>UNI/TS 11291-7:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 7: Sistemi di Telegestione dei misuratori gas</i>
<i>UNI/TS 11291-8:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 8: Protocolli per la Telegestione dei Gruppi di Misura per la rete di distribuzione</i>
<i>UNI/TS 11291-9:2013</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 9: Prove funzionali e di interoperabilità</i>
<i>UNI/TS 11291-10:</i>	<i>2013 Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 10: Sicurezza</i>
<i>UNI/TS 11291-11-1:2014</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-1: Generalità</i>
<i>UNI/TS 11291-11-2:</i>	<i>2017 Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-2: Intercambiabilità apparati punto-multipunto - Modello dati</i>
<i>UNI/TS 11291-11-3:2014</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-3: Profilo di comunicazione su interfaccia locale</i>
<i>UNI/TS 11291-11-4:2014</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-4: Profili di comunicazione PM1</i>
<i>UNI/TS 11291-11-5:2014</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-5: Profilo di comunicazione PP3</i>
<i>UNI/TS 11291-11-6:2017</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Parte 11-6: Intercambiabilità apparati punto-multipunto - Specifiche di prova per la valutazione di conformità</i>
<i>UNI/TS 11291-12-1:2020</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata ≤ 10m³/h con comunicazione punto-punto - Parte 12-1: Generalità e casi d'uso</i>
<i>UNI/TS 11291-12-2:2020</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata ≤ 10m³/h con comunicazione punto-punto - Parte 12-2: Modello dati</i>
<i>UNI/TS 11291-12-4:2020</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata ≤ 10m³/h con comunicazione punto-punto - Parte 12-4: Profilo di comunicazione PP4</i>
<i>UNI/TS 11291-12-6: 2020</i>	<i>Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria - Intercambiabilità contatori con portata ≤ 10m³/h con comunicazione punto-punto - Parte 12-6: Specifiche di prova per la valutazione di conformità</i>

Particolarmente significativa è la norma UNI/TS 11629:2020 che si applica ai punti di consegna e riconsegna allacciati alla rete di trasporto. La norma stabilisce:



- i dati di misura che devono essere rilevati e registrati dai diversi dispositivi;
- le prestazioni minime che ciascuno dei Sistemi di Misura (SdM) deve garantire ed i requisiti costruttivi minimi cui deve rispondere per garantire dette prestazioni;
- le caratteristiche e i protocolli delle porte di comunicazione;
- le funzionalità aggiuntive richieste durante le operazioni di manutenzione necessarie a garantire nel tempo le prestazioni specificate.

Tabella 24 – Caratteristiche dei sistemi di misura del gas

<i>UNI/TS 11629:2020</i>	<i>Sistemi di Misura del gas - Apparatii di misurazione del gas su base oraria direttamente allacciati alla rete di trasporto</i>
--------------------------	---

Infine, le norme della serie UNI EN 13757 descrivono lo scambio dati e le comunicazioni per i contatori e per la lettura a distanza dei contatori. Nelle diverse parti di norma sono specificati i vari protocolli per la comunicazione che possono essere utilizzati in funzione delle diverse applicazioni.

Tabella 25 – Normativa tecnica per i dispositivi di conversione di volume

<i>UNI EN 13757-1:2015</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 1: Scambio dati</i>
<i>UNI EN 13757-2:2018</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 2: Comunicazione M-Bus cablata</i>
<i>UNI EN 13757-3:2018</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 3: Protocolli applicativi</i>
<i>UNI EN 13757-4:2019</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 4: Comunicazione wireless M-Bus</i>
<i>UNI EN 13757-5:2015</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 5: Ritrasmissione wireless M-Bus</i>
<i>UNI EN 13757-6:2016</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 6: Bus locale</i>
<i>UNI EN 13757-7:2018</i>	<i>Sistemi di comunicazione per contatori - Parte 7: Servizi per il trasporto e la sicurezza</i>



2. Benchmark del servizio di misura del gas nelle reti di trasporto

La gestione del Gas non Contabilizzato (spesso considerato in maniera aggregata insieme alle perdite di rete ed agli autoconsumi nel cosiddetto Shrinkage Gas) nelle reti di trasporto del gas naturale cambia nei diversi paesi. A tale riguardo, è riconosciuto che la qualità del servizio di trasporto deve essere maggiormente valorizzata nei quadri normativi delle Autorità Nazionali di Regolazione, soprattutto se si passa da modalità di cost plus alla dipendenza da incentivi di efficienza e regolazione incentivante (e.g. affidabilità del sistema, incidenti con danni, perdite e gas non contabilizzato, risposte alle emergenze)⁴. In genere, le perdite tecniche di rete sono riconosciute nel costo del TSO dalle normative nazionali. Alcuni regolatori riconoscono anche perdite commerciali (ad es. causate da errori del contatore), altri solo perdite tecniche⁵.

2.1 Analisi dei trend di Gas non Contabilizzato

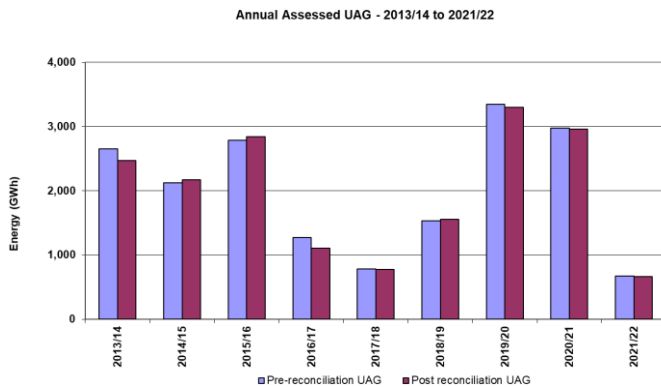
2.1.1 Gran Bretagna⁶

La rete nazionale di trasporto è costituita da tubazioni sia onshore che offshore e si sviluppa per circa 7600 km. Sono presenti sulla rete 175 punti di prelievo (e.g. grandi utenze termoelettriche e industriali). Questa analisi mostra chiaramente le oscillazioni periodiche del FAL mensile con picchi invernali negativi e picchi estivi positivi. Nella rete UK si osserva un trend generalmente positivo con un valore UAFG annuo compreso tra 0,12% e 0,36%. Nonostante le fluttuazioni stagionali, l'UAFG ha un impatto inferiore rispetto ad altre reti di trasporto, probabilmente a causa di maggiori effetti stagionali. In Figura 2 si riporta l'andamento dello UAG nel periodo 2007-2019 e la correlazione dell'UAG con il gas immesso.

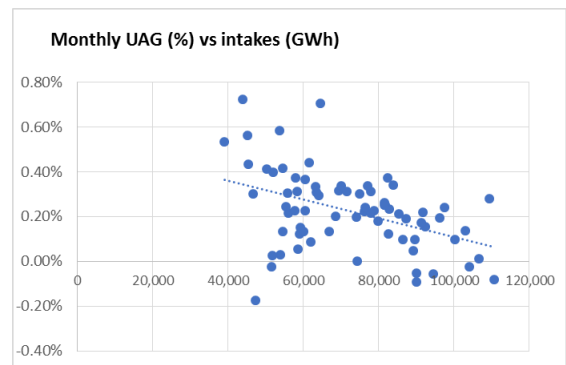
⁴ Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators. ECA Report September 2018

⁵ Inogate, "Energy (Electricity & Gas) Sector Performance Assessment and Improvement Under The Regulatory Perspective, 2015

⁶ National Grid | October 2019 Unaccounted for Gas Report



a)



b)

UAG Statistics	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Assessed Level (GWh)	2,472	2,173	2,838	1,103	776	1,555	3,299	2,958	668
Assessed Daily Average (GWh/d)	6.77	5.95	7.75	3.02	2.12	4.26	9.01	8.10	3.65
Percentage of NTS Throughput	0.28	0.24	0.31	0.12	0.08	0.17	0.36	0.32	0.19

Table 1: Statistical performance of UAG - 2013/14 to 2021/22

*2021/22 includes months April 2021 to September 2021

Figura 2 – UK a) trend 2007-2019 del GNC e b) correlazione tra UAG e gas immesso (2019)

2.1.2 Irlanda⁷

La rete di trasporto è costituita da tubazioni sia onshore che offshore per circa 2.433 km, con 53 punti di riconsegna. La quantità totale di gas naturale trasmessa nel 2015 da Gas Networks Ireland è stata di circa 50 TWh. La Figura 3 mostra un andamento del UAFG relativo variabile tra 0,23% e 0,44% con un trend positivo.

⁷ Gas Network Ireland, Systems Performance Report 2015

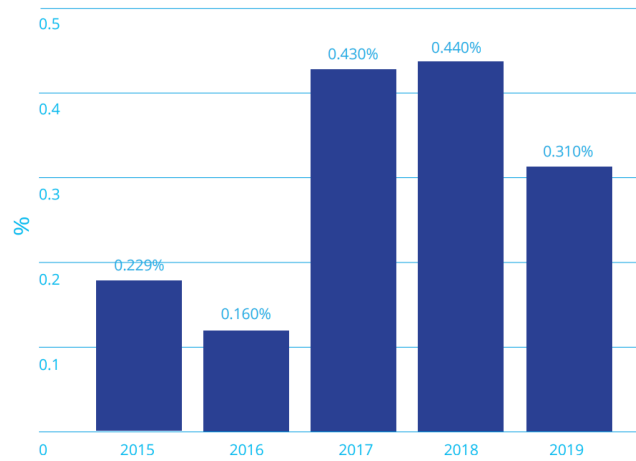


Figura 3 - Trend UAG della rete Irlandese

2.1.3 Olanda⁸

Nel 2018 la domanda totale di gas è stata di circa 350 TWh, di cui circa 130 TWh per la produzione di energia elettrica. Nel 2018 UAFG annuale della rete di trasmissione Olandese è stato pari allo 0,38%, con un FLA mensile compreso tra lo 0,15% e lo 0,50% con un andamento positivo nella stagione estiva (vedi Figura 4).

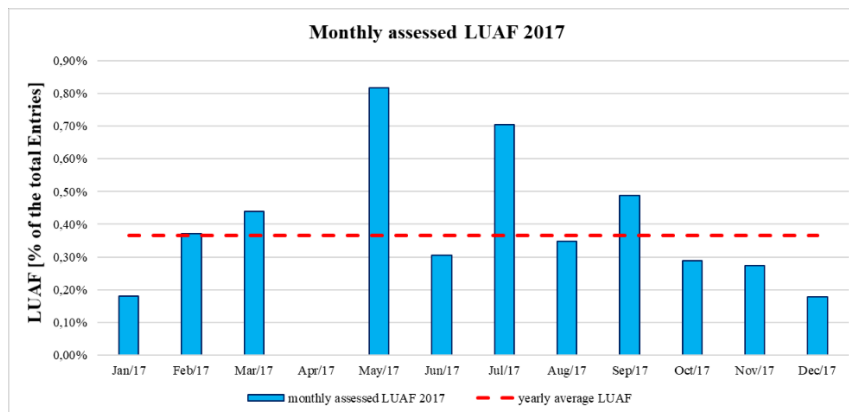


Figura 4 – trend LUAF in Olanda

⁸ Gasunie, Networks for sustainability, Annual report 2018



2.1.4 Stati Uniti

La rete di gasdotti degli Stati Uniti è altamente integrata, con circa 3 milioni di miglia di condotte. Nel 2017 sono stati trasportati circa 25 trilioni di cubic feet (Tcf) di gas naturale a 75 milioni di clienti. La rete comprende più di 1400 stazioni di compressione, più di 11000 punti di consegna, 5000 punti di ricezione e 1400 punti di interconnessione alle reti regionali, 24 hub, 400 impianti di stoccaggio, 49 punti di import/export, 8 impianti GNL. Negli ultimi 10 anni il gas non contabilizzato su base annuale varia da -0,7% a +1,4%, con oscillazioni mensile più ampie, tra -6% e +7% con un trend positivo nella stagione estiva. Nell'ultimo decennio si riscontra un trend di riduzione decisamente significativo. In ogni caso, le peculiarità dimensionali ed economiche della rete di trasporto statunitense non ne fanno un benchmark significativo rispetto ad altre reti nazionali, soprattutto in EU.

2.1.5 Australia⁹

La rete di trasporto Australiana è costituita da circa 15300 km di condotte ad alta pressione. In Figura 5 si riporta l'andamento del UAFG in relazione ai km di rete rinnovati; si riscontra un trend in diminuzione al rinnovo del gasdotto. L'analisi dei dati sulla rete di trasporto australiana mostra valori mensili di UAFG non molto elevate, variabili su base annuale tra -0,2% e 0,6% con variazioni mensili da -0,6% a 0,9% senza alcuna correlazione stagionale. Anche in questo caso, le peculiarità dimensionali ed economiche della rete di trasmissione australiana non ne fanno un benchmark significativo rispetto ad altre reti nazionali, soprattutto comunitarie.

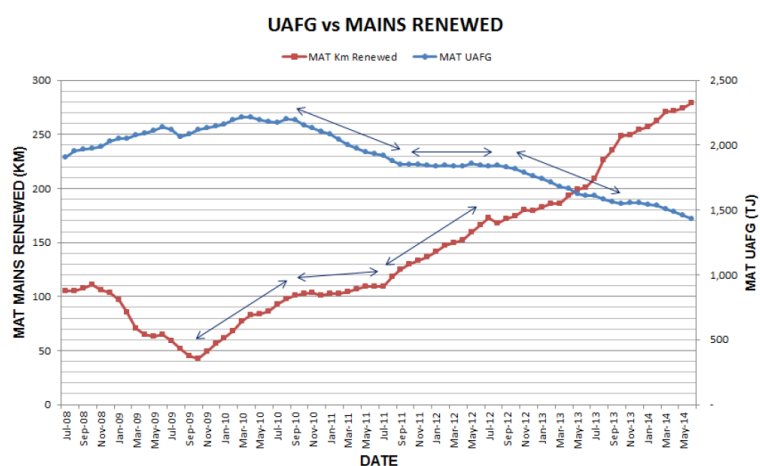


Figura 5 – Andamento UAFG e sostituzione condotte nella rete di trasporto australiana

⁹ Australian Gas Network, Technical report Attachment 7.3 Unaccounted for Gas Forecast 2016/17 to 2020/21 Access Arrangement Information



2.1.6 Nuova Zelanda

In Nuova Zelanda sono presenti due reti di trasporto: a) il gasdotto Maui di 309 km (con tubazioni di circa 750 mm di diametro); b) una rete di 2196 km (per lo più con diametri di tubazione da 155 mm a 220 mm) che fornisce gas in tutta l'Isola del Nord. La quantità di gas trasmessa è di circa 120-160 PJ e di circa 80-100 PJ rispettivamente. Un Sistema di regole di riconciliazione¹⁰ è in vigore dal 2008 ed ha consentito la riduzione del UAFG annuale da circa 600000 GJ/mese a circa 300000 GJ/mese, vale a dire circa l'1,1% delle assunzioni, rispetto al 2% tipico delle il periodo precedente l'introduzione di questo nuovo regime. Il Sistema prevede obblighi per i venditori in relazione ad esempio alle prestazioni dei sistemi di misura (e.g. accuratezza), alla loro gestione (verifiche periodiche) ed alla trasmissione e granularità (e.g. giornaliera, mensile, annuale in funzione dei livelli di consumo) dei dati di misura. Sono inoltre specificati obblighi per il venditore ed il trasportatore rispetto alla ricostruzione delle misure in caso di errore del Sistema di misura.

2.2 Trattamento dello Shrinkage Gas in EU

Le Autorità di regolazione stabiliscono periodicamente livelli di performance efficiente per lo Shrinkage Gas. Se viene superato il limite fissato, può essere applicata una sanzione economica o avviata un'indagine (ad esempio, la Croazia fissa un livello ammesso pari a 0,3% per il trasporto, consentendo anche un aggiustamento al rialzo in alcuni casi). Un altro approccio consiste nel confrontare le perdite di diversi TSO (e.g. in Spagna, Romania). Infine, in alcuni casi il livello ammesso si basa sull'analisi dei valori effettivi, con costi "pass-through" (e.g. Austria, Belgio, Danimarca, Svezia) o fissi a seconda dei valori degli anni precedenti (e.g. il limite ammesso è definito in funzione dei livelli dei 3 anni precedenti), come dettagliato in Tabella 26.

Tabella 26 - Trattamento dello Shrinkage gas sulla rete di trasporto nei Paesi EU¹¹

Country	Treatment of gas shrinkage (self-consumption, losses and unaccounted)
Austria	Full cost pass-through
Belgium	Losses/shrinkage (gas consumed in compressors, heaters, and electricity for compressors) is treated as pass-through cost (a limit of 0.2% has been fixed by the authority).
Bulgaria	Pass-through cost (technical gas losses)

¹⁰ Gas (Downstream Reconciliation) Rules 2008

¹¹ Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators. ECA Report September 2018



Country	<i>Treatment of gas shrinkage (self-consumption, losses and unaccounted)</i>
Czech Republic	Unaccounted for gas is treated as pass-through and included in allowed revenues (for national transmission)
Croatia	For revenue setting purposes, there is an assumed amount of gas shrinkage equal to 0.3% of total gas volumes (as set by HERA) and which is valued at the purchase cost of gas. For losses above this, there is no further remuneration of the TSO.
Denmark	Gas shrinkage costs are a simple pass-through.
Estonia	The average of the last three years is used for setting the allowed volume. Own gas consumption is metered and gas losses are calculated
Finland	Treated as pass-through
France	Partial pass-through: 80% difference between allowed and actual losses
Germany	Volatile cost is treated as pass-through (note that the costs of the reference year are included in the efficiency benchmark)
Great Britain	Incentivized to investigate the causes of 'Unaccounted for Gas', one of the components of shrinkage
Greece	Gas shrinkage (including both self-consumption and losses) is excluded from allowed revenues. The TSO submits a specific study to the regulator regarding shrinkage, which in turn is recovered through a discrete tariff (<i>the regulator approves a maximum quantity</i>).
Hungary	The acknowledged volume of technical losses is set by the NRA. The price of losses is also regulated. Two main categories: TSO's own gas consumption and technical losses.
Ireland	Full pass-through (and recovered from shippers, pro-rata based on throughput)
Italy	Gas shrinkage is costed at the standard value of gas used in addition to the cost of a mandatory substitution plan for network components (to be implemented)
Latvia	Gas losses are evaluated based on historical data and based on company information about forecasted possible changes which could increase/decrease gas losses. Loss categories: technical, commercial, shrinkage.
Lithuania	Only technical losses are acknowledged and these cannot be higher than 3% of the transmitted gas volumes
Netherlands	Unaccounted for gas (gains or losses) are reconciled with the allowed revenue, so TSO does not gain or lose as a result of unaccounted for gas.
Poland	Cost of gas losses and own use is included in regulated revenue
Portugal	Gas shrinkage (i.e. losses are passed through) is paid for by network users and there is no distinction made between types of shrinkage
Romania	This must ultimately be based on a methodology developed by ANRE but has not been approved yet. In the meantime, pass-through of the TSO-calculated losses is used
Slovenia	Gas shrinkage is treated as a full pass-through costs, up to a maximum of 2% of transmitted gas volumes
Spain	TSOs hold 0.2% of transmitted gas for gas shrinkage purposes. If actual gas losses exceed 0.2% they are fully charged to TSO, as a market gas price. If actual losses are within 0.2%, the TSO receives allowed revenue for half the difference at market value. There is a distinction between gas losses or unaccounted for gas and operational gas. The latter is the gas consumed in compressors and regulation stations and it is recognised as a pass-through (uncontrollable expenditure cost).
Sweden	Gas shrinkage is included as part of network losses and is a full pass-through cost



2.3 Applicazione di requisiti minimi e standard di qualità del servizio nelle Reti di Trasporto

A conoscenza degli autori, negli attuali documenti regolatori e nei Codici di rete, non è presente un sistema di incentivi/corrispettivi legati a specifici livelli di qualità del servizio. In diverse reti sono individuati genericamente KPI, a cui tuttavia non sono associati corrispondenti livelli “efficienti” (e.g. in Australia¹² sono definiti i seguenti KPI con monitoraggio ogni quadrimestre: Number of Incidents, Gas Leaks, Emergency Response Exercises, Asset Management, Pipeline Interference, Corrosion, Community Liaison).

In Italia, le imprese di trasporto sono soggette all’obbligo di rispettare le disposizioni contenute nel documento RQTG¹³ di ARERA che prevede in particolare:

- indicatori di sicurezza del servizio di trasporto (art. 3) e obblighi generali relativi alla sicurezza (art. 10)
- indicatori di continuità del servizio di trasporto (art. 18) e relativi livelli specifici di continuità (art. 19) e indennizzi automatici (art. 20)
- indicatori di qualità commerciale del servizio di trasporto (art. 25) e relativi Livelli specifici di qualità (art. 34) ed indennizzi automatici (art. 36)

Nell’attuale contesto di transizione energetica i cosiddetti “green gas” (e.g. idrogeno, biogas, syngas) dovrebbero poter essere integrati nelle infrastrutture esistenti, con una valutazione dei connessi benefici ambientali e del loro contributo al sistema energetico integrato. A tale riguardo, la Commissione Europea spinge¹⁴ per stabilire “regole in materia di flessibilità dal lato della domanda, comprese regole in materia di aggregazione, stoccaggio dell’energia e regole di riduzione della domanda”. Pertanto, l’immissione di biometano nelle reti del gas (più a livello di distribuzione che a livello di trasporto) e di idrogeno rappresenteranno scenari sempre più frequenti e che potranno determinare nuove revisioni dei Codici di Rete. Questo aspetto, quindi, rappresenta un punto cruciale per il futuro dell’infrastruttura gas

Di contro, la definizione di requisiti minimi di tipo prestazionale e manutentivo degli impianti di misura trova riscontro in diversi contesti nazionali.

¹² Energy Safe Victoria Victorian Licensed Pipelines Industry Group (Natural Gas Transmission) Reporting Requirements, October 2017

¹³ Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020 – 2023 (RQTG), Approvata con deliberazione 19 dicembre 2019, 554/2019/R/GAS e modificata con deliberazione 542/2020/R/GAS

¹⁴ CEER response to the European Commission’s public consultation on the priority list for the establishment of gas network codes and guidelines 29 January 2021



2.3.1 Olanda¹⁵

Per i punti di connessione alla rete nazionale, il sistema di misura deve essere conforme alle seguenti specifiche:

- incertezza di misura in quantità di energia (su base mensile) $\leq 1\%$
- incertezza di misura in quantità di energia (per ora) $\leq 2\%$
- disponibilità di dati per ora (media su base annua) $\geq 99\%$
- tempo massimo di fermo per misura e/o acquisizione dati 24 ore
- disponibilità dati del gascromatografo (GC) (su base annua) $\geq 95\%$

Per gli impianti di produzione, stoccaggio, GNL e import/export, la quantità di gas in condizioni operative deve essere misurata con organi primari di classe 0.5 e inoltre:

- il WME alla pressione massima di taratura deve essere circa zero
- alla pressione massima di taratura, la differenza di errore nell'intervallo tra $0,25Q_{max}$ e Q_{max} deve essere inferiore a $0,5\%$,

Relativamente alle ispezioni periodiche:

- l'organo primario deve essere tarato almeno ogni 5 anni (che possono diventare 8 anni nelle seguenti condizioni: i) doppio sistema di misura della portata con due organi primari in serie; ii) confronto online del volume; iii) spostamento della curva di errore su un periodo di almeno 5 anni entro lo $0,3\%$);
- il dispositivo di conversione del volume viene verificato per confronto con un dispositivo di controllo (inclusi sensore di pressione di riferimento e rilevatore di temperatura di riferimento) collegato in parallelo una volta all'anno e su almeno due punti di misura;
- i sensori di pressione e di temperatura sono verificati una volta all'anno;
- il MPE in verifica sulla conversione pari a $0,5\%$, sulla misura di temperatura $0,5$ K mentre sulla misura di pressione $0,4\%$.

Sono specificati inoltre ulteriori requisiti (vedi Tabella 27), quali ad esempio:

- L'incertezza complessiva sull'energia non deve superare lo $0,75\%$.
- Per grandi volumi (> 250 milioni di Sm^3 all'anno per linea di misura) deve essere utilizzato un sistema di misurazione ridondante con due organi primari in serie con principio di misurazione diverso e doppio canale di misura della pressione e della temperatura e della qualità del gas.
- La conversione dell'energia deve essere eseguita utilizzando l'input in continuo del potere calorifico. Si possono fare eccezioni in situazioni in cui la variazione nella composizione del gas è piccola e si dimostra che l'incertezza complessiva sull'energia è entro $0,75\%$.

¹⁵ Design Specification Systems OSS-20-E Version 1 01-10-2021 Functional requirements for fiscal metering systems



- La classificazione degli impianti non è fatta sulla Qero ma sulla capacità conferita Sm³/anno

Tabella 27 - Requisiti prestazionali sistemi metering

Measured value or method	Significance level (2 \cdot s)	Adjustment level	Maximum Permissible Error
Base flow	0,3 %	0,0 % (*)	0,4 %
Pressure	0,1 %	0,15 %	0,25 %
Temperature	0,03 % (0,1 K)	0,07 % (0,2 K)	0,10 % (0,3 K)
Z/Z _n method	0,1 %	-	0,1 %
Calorific value (gas chromatograph)	0,2 %	0,2 %	0,4 %
Normal density (gas chromatograph)	0,2 %	0,2 %	0,4 %
Energy	0,50 %	0,25 %	0,75 %
Energy without base volume	0,30 %	0,35 %	0,65 %

2.3.2 Nuova Zelanda¹⁶

Il Codice di rete fa riferimento per i sistemi di misura alla norma tecnica nazionale NZS 5259 che stabilisce valori di massimo errore permesso per i sistemi di misura e per la conversione dei volumi, come indicato in Tabella 28 e Tabella 29.

Tabella 28 - Massimi errori di misura per contatori

Meter capacity	Range	Maximum Permissible Errors	
		Initial	In-service
G16 and smaller ($Q_{max} \leq 25 \text{ m}^3/\text{h}$)	$Q_{min} \leq Q < 0,1 Q_{max}$	$\pm 3,0\%$	-6,0%, +3,0%
	$0,1 Q_{max} \leq Q < Q_{max}$	$\pm 1,5\%$	$\pm 3,0\%$
Above G16 ($Q_{max} > 25 \text{ m}^3/\text{h}$)	$Q_{min} \leq Q < Q_t$	$\pm 2,0\%$	$\pm 3,0\%$
	$Q_t \leq Q < Q_{max}$	$\pm 1,0\%$	$\pm 1,5\%$

¹⁶ Gas Industry. Gas Measurement Requirements and Procedures. October 2019



Tabella 29 - Errori massimi permessi per la conversione dei volumi

Conversion type	Maximum Permissible Errors			
	Initial		In-service	
	Reference conditions (1)	Rated operating conditions (2)	Reference conditions (1)	Rated operating conditions (2)
Electronic conversion device				
Temperature	±0.5%	±0.7%	±0.7%	±1.2%
Temperature and pressure	±0.5%	±1.0%	±1.0%	±1.3%
Temperature and pressure and compressibility	±0.5%	±1.0%	±1.2%	±1.5%
Fixed factor				
Temperature	±0.7%	±0.9%	±0.9%	±1.1%
Pressure	±0.7%	±0.9%	±0.9%	±1.1%
Altitude Meter pressure ≤ 100 kPa	±1.0%	N/A	±1.0%	N/A
Altitude Meter pressure > 100 kPa	±0.5%	N/A	±0.5%	N/A
Compressibility Meter pressure ≤ 500 kPa	±0.2%	N/A	±0.2%	N/A
Compressibility Meter pressure > 500 kPa	±0.25%	N/A	±0.25%	N/A
Calorific value	±0.5%	N/A	±0.5%	N/A

2.3.3 Polonia¹⁷

In Polonia sono stabiliti requisiti prestazionali per i sistemi di misura (Tabella 30).

Tabella 30 - Errori massimi permessi rete di trasporto Polonia

pressure converter	+/- 0.1 % of the measurement range
temperature transducer	+/- 0.1 °C absolute
temperature measurement sensor	+/- 0.1 °C absolute
converter error rate	+/- 0.01 %
ultrasonic gas meter	+/- 0.2% of the value measured within the range from 0.2 Q _{max} to Q _{max}
turbine gas meter	+/- 0.5% of the measured value
Chromatograph Methane Other components	+/- 0.1%
0.01 – 1.00 %	+/- 0.01 %
1.01 – 5.00%	+/- 0.03%
5.01 – 25.00%	+/- 0.05%
gross calorific value	+/- 0.2%

¹⁷ Transmission network code of the polish section of the transit gas pipeline system Jamal – Europe, 2020



2.3.4 Irlanda¹⁸

Il Codice di Trasporto specifica che l'incertezza del sistema di misura non deve superare in tutte le condizioni di flusso in regime stazionario:

- per i punti di ingresso $\pm 1\%$ (volume) e $\pm 1,1\%$ percento (energia) nell'intervallo 20-100% della Portata Massima;
- per i punti di prelievo LDM, $\pm 1\%$ (volume) e $\pm 1,1\%$ (energia) nell'intervallo 20-100% della Portata Massima;
- per i punti di prelievo in DM, $\pm 1\%$ (volume) e $\pm 1,1\%$ (energia) nell'intervallo 20-100% della Portata Massima;
- per i punti di Rifornimento NDM, $\pm 3\%$ (volume) nell'intervallo 20-100% della Portata Massima;
- per Sub-Sea I/C Offtake, $\pm 1\%$ (volume) e $\pm 1,1\%$ (energia) nell'intervallo 20-100% della Portata Massima.

2.3.5 Singapore¹⁹

Nella rete di trasporto di Singapore in merito ai requisiti minimi dei sistemi di misura viene effettuata una distinzione in relazione al punto di misura. Ad esempio, per i punti di importazione, interconnessione TSO/DSO, punti di uscita da TSO, punti di ingresso DSO con portate nominali superiori a 30000 Sm³/h è richiesta la correzione in pressione e temperatura, sistema SCADA e flow computer e non sono ammessi sistemi venturimetrici né quelli volumetrici a membrana o pistoni rotanti. Gli errori massimi permessi questi sono definiti unicamente rispetto alla portata nominale, così come i requisiti minimi per verifiche ed ispezioni periodiche (vedi Tabella 31 e Tabella 32).

Tabella 31: Errori massimi permessi, rete di Singapore

Category	Hourly Flow Rate Range (in scm/hr)	Accuracy Limits (Volume)
1	> 150,000	$\pm 0.7\%$
2	> 30,000 $\leq 150,000$	$\pm 1.0\%$
3	> 6,000 $\leq 30,000$	$\pm 1.5\%$
4	> 3,000 $\leq 6,000$	$\pm 2.0\%$
5	$\leq 3,000$	$\pm 2.5\%$

¹⁸ CODE OF OPERATIONS PART G Technical version 5.03

¹⁹ GAS METERING CODE Energy Market Authority of Singapore January 2021



Tabella 32: Frequenze di verifica e ispezione, rete di Singapore

Category	Peak Flow Rate of Connection Point (in scm/hr)	Pressure and Temperature Calibration Frequency	Gas Chromatograph Calibration Frequency	Meter Test Frequency
1	> 150,000	Semi-annually	At least once every two (2) weeks	Annually
2	> 30,000 ≤ 150,000	Semi-annually	At least once every two (2) weeks	Annually
3	> 6,000 ≤ 30,000	Annually	At least once every two (2) weeks	Annually
4	> 3,000 ≤ 6,000	Annually	At least once every two (2) weeks	Annually
5	≤ 3,000	Annually	N.A.	Once in ten (10) years



3. Analisi del Documento di Consultazione di SNAM e delle osservazioni pervenute dai Soggetti interessati

3.1 Analisi del documento di consultazione di SNAM

Dall'analisi del documento per la consultazione di Snam (di seguito denominato DPC Snam) si deduce che fanno parte della proposta di riassetto tutti i punti di ingresso ed uscita dalla rete (i.e. “punti di consegna, riconsegna ed interconnessione”), inclusi i punti di importazione/esportazione e di stoccaggio. Il documento, tuttavia, mette sullo stesso piano i grandi impianti di misura (e.g. importazione, esportazione, stoccaggio, rigassificazione e interconnessione) con quelli dei clienti finali (piccoli e medi). Si ritiene che, ai fini della riduzione del GNC, i requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi, nonché gli standard sulla qualità del servizio e del corretto monitoraggio, dei grandi impianti di misura debbano essere opportunamente differenziati. Ai fini della corretta allocazione delle risorse economiche si ritiene opportuno definire, almeno nel medio periodo, le prospettive di variazione degli assetti di rete connesse alla transizione energetica, ovvero la possibilità di consentire un più ampio utilizzo delle tecnologie FER e del Power to Gas (PtG), con la conseguente iniezione in rete di biogas, biometano ed idrogeno.

3.1.1 Servizio di misura (§1.1 DPC Snam)

In merito al servizio di misura si rilevano le seguenti osservazioni:

- nella definizione delle attività di “metering” non si fa cenno alla progettazione dell'impianto (ovvero alla sua verifica e responsabilità delle specifiche di progetto e dimensionamento dell'impianto di misura) ma esclusivamente all'attività di installazione;
- nella stessa definizione il termine di manutenzione è molto generico, dovendo raccogliere questo non soltanto le indispensabili attività di manutenzione ordinaria e straordinaria in senso stretto, ma anche la responsabilità della gestione del processo di misura, comprensiva delle attività di conferma metrologica giornaliera/settimanale/mensile (e.g. confronto in linea con altri misuratori e con master meter in esercizio) che il soggetto responsabile del meter reading dovrebbe espletare;
un discorso a parte meriterebbe, infine, l'attività di documentazione e registrazione delle attività di misura (i.e. documentazione della strumentazione installata, registrazioni delle attività di verifica e di conferma metrologica, etc.)



- la definizione delle attività di “meter reading” non è simmetrica rispetto a quella del “metering” in quanto manca la parte di responsabilità dell’installazione delle apparecchiature di lettura e trasmissione del dato misurato.

3.1.2 Ruoli e Responsabilità (§1.2 DPC Snam)

In merito ai ruoli ed alle responsabilità si rilevano le seguenti osservazioni:

- nell’applicazione dei corrispettivi previsti potrebbe essere utile definire sia dei corrispettivi negativi (in caso di mancato rispetto dei livelli di servizio) sia positivi (in caso di miglioramento rispetto ai requisiti minimi); sarebbe inoltre opportuno definire in quale misura la prestazione metrologica negativa/positiva del sistema di misura vada a incidere sul GNC in modo da poter trasferire all’utente finale il corrispettivo prestazionale globale (vedi anche corrispettivi economici per la corretta gestione al par. 2.5 del presente documento);
- nelle modalità e condizioni di cessione trasparenti e non discriminatorie dovrebbe essere definita (nel Codice di Rete approvato dall’Autorità) anche la durata della cessione e delle relative servitù/autorizzazioni.

3.1.3 Modifica del Codice di Rete (§1.3 DPC Snam)

In merito alla modifica del Codice di rete, ed in particolare alla sezione “Erogazione del servizio di metering” si rilevano le seguenti osservazioni:

- nell’articolazione delle attività di metering sarebbe opportuno, come sopra evidenziato, inserire: i) le attività di progettazione e verifica delle specifiche degli impianti di misura; ii) le attività di verifica e conferma metrologica nelle procedure di manutenzione e conferma metrologica dell’impianto di misura in conformità con standard manutentivi; (iii) le attività di documentazione e registrazione nelle modalità per la messa a disposizione da parte dell’ercente il servizio di meter reading dei dati di volume e dei parametri di qualità del gas.

3.1.4 Requisiti minimi e disposizioni in materia di qualità del servizio (§2 DPC Snam)

Alla nota 7 non sono citate tutte le normative tecniche teoricamente applicabili per la definizione dei requisiti minimi degli impianti di misura. In particolare, si dovrebbe far riferimento alle norme UNI EN 1776 ed alla UNI/TS 11537. Non sono invece citate le norme tecniche per il meter reading (e.g. serie UNI 11291, UNI/TS 11629 – citata solo nel censimento - UNI EN 13757).

Per quanto riguarda la suddivisione dei requisiti minimi in: a) impiantistici; b) prestazionali; manutentivi, si condivide la suddivisione, ma per maggior chiarezza si preferirebbe una più puntuale definizione. Nel primo caso ci si riferisce ad un requisito funzionale di *dotazione impiantistica*; nel secondo caso ci si riferisce ad un requisito di



prestazione metrologica (in esercizio); nel terzo caso ad un requisito di attività di manutenzione e gestione della strumentazione.

In ogni caso sarebbe opportuno distinguere almeno tre diversi livelli in relazione alla tipologia di impianto ed alle sue dimensioni. Si suggeriscono i seguenti livelli:

- livello A (immissione, stoccaggio, esportazione, interconnessione);
- livello B (city gate ed utenti industriali di grandi dimensioni);
- livello C (utenti industriali di piccole dimensioni)

3.1.5 Requisiti minimi impiantistici (§2.1.1 DPC Snam)

In merito ai requisiti minimi impiantistici si rilevano le seguenti osservazioni:

- il DPC Snam prevede che tutte le linee di misura del volume dovrebbero disporre di una lettura automatizzata e teleleggibile; a questo riguardo sarebbe opportuno definire: a) la frequenza di lettura (e.g. quattoraria, giornaliera) e b) le modalità di trasmissione (si dovrebbe descrivere in modo meno generico quanto previsto alla nota 10 e a pag. 16 a titolo esemplificativo);
- nella nota 8 non viene definito come si determina la Q_{ero} (e.g. se questa è una condizione contrattuale cioè teorica oppure, per gli impianti esistenti da adeguare, la massima portata effettiva misurata negli esercizi precedenti); ai fini della definizione dei requisiti impiantistici sarebbe opportuno stabilire in fase progettuale non solo la portata massima Q_{ero} , ma anche la portata minima Q_{min} calcolata ad esempio sulla base dei valori minimi di portata effettiva misurata negli esercizi precedenti, quando diversa da zero e significativa nel tempo (e.g. almeno il 75% delle ore con portata maggiore della Q_{min} rispetto alle ore mese con prelievo ridotto);
- sarebbe opportuno chiarire che la misura di riserva e controllo del volume è diverso dal data logger e che l'installazione di un elemento primario (contatore) di riserva viene richiesta solo a partire dal Sistema di misura tipo C della norma UNI 9167-3 ($4.000 < Q_{ero} < 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$);
- in merito alla possibilità di effettuare il controllo dell'organo primario (ovvero le cosiddette “conferme metrologiche” da non confondere con le verifiche periodiche) bisognerebbe aggiungere se questa condizione deve essere attuata “in campo”, ovvero senza rimuovere lo strumento, e definire una frequenza minima con cui effettuare i controlli stessi (e.g. orario, giornaliero, settimanale, mensile) in funzione delle tipologie di impianto ed eventuali criteri di valutazione dell'esito del controllo (e.g. indici di compatibilità tra le misure dei misuratori di linea e quello di riserva); andrebbe inoltre considerata la possibilità di utilizzare un “master meter” (tarato periodicamente) montato su impianti “multilinea” ($Q_{ero} > 400.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$) ed eventualmente anche su impianti tipo D della norma UNI 9167-3;
- in merito alla scelta del lay-out impiantistico in grado di garantire il rispetto dei requisiti minimi previsti la scelta viene fatta in conformità alla norma 9167-3 solo in base alle portate Q_{ero} e non anche alla variabilità delle stesse ed alla



rangeability del contatore. Il problema della variabilità della portata non sembra affrontato adeguatamente nella sua complessità, infatti prima ancora di stabilire il tipo di impianto sarebbe opportuno definire:

- a) il campo di misura in cui l'impianto deve funzionare $Q_{min} \div Q_{ero}$ (nelle condizioni standard);
 - b) le pressioni minime (per il calcolo della Q_{ero}) e massima (per il calcolo della Q_{min}); è opportuno sottolineare che la norma UNI 9167-3 prevede che il valore di P da utilizzare per la Q_{min} sia quello minimo e che per il calcolo della Q_{min} si consideri la radice quadrata del prodotto della pressione P e della densità relativa per misuratori a turbina;
 - c) la rangeability e/o il numero di contatori necessari a far funzionare l'impianto per più del 75% (nel mese) ed eventualmente dell'85% nell'anno, al di sopra della portata Q_{min} e al di sotto della Q_{max} ;
 - d) nel caso di impianti con più contatori dovrebbe essere dettagliata maggiormente la scelta della batteria di contatori (e.g. $Q_{t,meter1} = 0,9 Q_{max,meter2}$) in modo che sia garantita la migliore funzionalità in qualsiasi condizione di esercizio e l'utilizzo di un cambio automatico del contatore per determinati valori della portata (e.g. $Q < Q_{t,meter1}$ oppure $Q > Q_{max,meter2}$);
- in merito all'aggiornamento automatico dei dati di qualità del gas nel dispositivo di conversione dei volumi con i dati rilevati in continuo e dal sistema delle AOP, sarebbe necessario chiarire come questo sia compatibile per strumenti sottoposti alla metrologia legale;
 - un ulteriore elemento che dovrebbe essere tenuto in debito conto è la coibentazione delle tubazioni e la copertura delle sonde di temperatura, dei trasmettitori, della strumentazione elettronica e degli elementi primari; negli impianti di tipo C e D non dovrebbe essere consentita l'esposizione diretta alla radiazione solare dell'intero tratto di misura;
 - qualora i tratti rettilinei a monte e a valle non siano quelli richiesti dal costruttore dovrebbe essere necessario verificare che l'incertezza di misura nelle effettive condizioni di installazione sia sempre inferiore all'errore massimo ammissibile tenendo in debito conto le incertezze aggiuntive. Di conseguenza, se necessario si dovrà procedere a: a) modificare l'impianto, b) sostituire il contatore; c) effettuare una taratura nelle medesime condizioni di installazione;
 - altri fattori di installazione da tenere in debito conto sono rappresentati dagli effetti delle vibrazioni e delle portate pulsanti.

3.1.6 Requisiti prestazionali (§2.1.2 DPC Snam)

I requisiti prestazionali metrologici sono definiti sulla base delle prestazioni degli strumenti e non della misura. Ciò può comportare alcune criticità sulla effettiva prestazione della misura, che potrebbe essere molto peggiore di quella dei singoli strumenti con conseguente impatto sul GNC (e.g. a causa degli effetti di installazione, dell'influenza della temperatura ambiente).



A) Strumenti di misura dei volumi: Per quanto sopra detto circa la differenziazione delle prestazioni in funzione della dimensione e tipologia degli impianti, sugli impianti di grande taglia (i.e. impianti multilinea con $Q_{ero} > 400000$ Sm³/h) sarebbe opportuno considerare per gli elementi primari presenti una classe di accuratezza almeno pari a 0.5 (secondo OIML R137). Inoltre, si può allo stesso tempo valutare tale classe di accuratezza anche per alcuni impianti di tipo D (i.e. Q_{ero} tra 3000 e 400000 Sm³/h).

Nulla viene specificato in merito alla necessità di utilizzare strumenti di misura MID, e delle modalità di verifica periodica ai sensi della legislazione nazionale (rif. DM 93/2017). Ne conseguirebbe che gli unici contatori sottoposti alla metrologia legale sono quelli installati sui punti di riconsegna ai clienti finali e quelli delle produzioni per gli aspetti fiscali (rif. DM 26 aprile 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico).

A1) **Contatori:** Si evidenzia che in merito alla tipologia di contatori ammessi non viene fatto alcun riferimento ai misuratori venturimetrici; sarebbe opportuno esplicitare quale strategia adottare; inoltre alla luce delle presumibili variazioni della qualità del gas e del blending di idrogeno sarebbe opportuno chiarire quali specifiche adottare in merito ad alcuni misuratori maggiormente sensibili alla composizione (e.g. ultrasuoni, termomassici);

A2) **Dispositivi di conversione dei volumi:** Sarebbe opportuno riportare gli errori massimi ammissibili (soprattutto nel caso dei dispositivi di conversione di volume associati alla misura venturimetrica, non codificata dalla MID né dalla attuale UNI 9167-3). Infine dovrebbe essere chiarita la necessità di sostituire tutti i vecchi dispositivi di conversione che utilizzano trasduttori di pressione relativa e nel caso in cui resti ammissibile l'uso delle linee venturimetriche, la sostituzione dei misuratori a pressione differenziale con singolo DP con quelli a doppio DP.

A3) **Data-Logger:** Si rimanda a quanto sopra riportato (punto B).

B) Misura della qualità del gas: Con riferimento alla misura della qualità del gas, sebbene venga indicato il livello di accuratezza dell'apparato (almeno di classe A), non si riporta alcun riferimento alla normativa tecnica applicabile (e.g. OIML R140).

Non viene previsto nulla sulla possibilità di utilizzare:

- strumenti di misura della qualità del gas di classe inferiore come i cosiddetti “analizzatori” della qualità del gas per impianti in cui non specificamente prevista la misura della qualità del gas.
- altri strumenti (e.g. densimetri) presenti in alcuni impianti venturimetrici; pertanto non si evince se tali strumenti siano ancora ammessi e quali specifiche debbano avere.

3.1.7 Requisiti manutentivi (§2.1.3 DPC Snam)

Il requisito manutentivo riguarda le attività volte a garantire il mantenimento delle prestazioni nelle condizioni di esercizio e, quindi, a garantire nel tempo valori di accuratezza dei dati di misura.



Tale conformità fa riferimento ai valori di targa degli strumenti e ai requisiti prestazionali sopra individuati. Sia la OIML R137 (per i contatori) che la UNI EN 12405-1 (per i dispositivi di conversione) prevedono in servizio errori massimi permessi doppi rispetto a quelli della verifica prima. Bisognerebbe chiarire bene il punto relativo ai valori prestazionali dei misuratori “in servizio” che, secondo OIML R137 risultano pari al doppio rispetto a quelli previsti nelle “condizioni di riferimento”. Questo orientamento, sebbene ancora dibattuto risulta prevalente nella metrologia legale.

Le attività di manutenzione di cui ai requisiti minimi si riferiscono alle attività di natura ordinaria che possono essere classificate in: a) Ispezioni; b) Verifiche funzionali; c) Verifiche periodiche. Dovrebbero, tuttavia, essere incluse le cosiddette “conferme metrologiche”, ovvero i confronti tra i misuratori in servizio e quelli di riserva e controllo, nonché le tarature e verifiche con master meter.

3.1.8 Standard di qualità del servizio (§2.2 DPC Snam)

In relazione alla **conformità normativa degli impianti** non ci sono sostanziali osservazioni salvo il fatto che si afferma che “*gli apparati siano tempestivamente adeguati, ove l’adeguamento sia imposto dalla normativa sopravvenuta*”; a questo riguardo si ritiene opportuno definire un tempo di calendario (e.g. un anno) ed un eventuale distinguo tra la normativa legislativa (che in quanto cogente prevede tempi definiti di attuazione e transitori) e la normativa tecnica (che non è prescrittiva).

Poiché buona parte degli impianti di misura non ricadono nella normativa metrico-legale (cogente) e questi sono stati realizzati in buona parte prima dell’aggiornamento di alcune normative tecniche, bisognerebbe specificare per tali impianti l’obbligo di conformità alle normative tecniche e le tempistiche di adeguamento.

In relazione alla **qualità del servizio** si condivide la proposta di misurare i livelli di qualità con gli indicatori A-E, ma non sono indicati i livelli e gli indicatori sulla qualità del dato di misura ovvero alla conformità metrologica (e.g. numero di verifiche in esercizio, numero di tarature, ...). A tal fine si propone l’inserimento di un ulteriore indicatore F basato sul numero di conferme metrologiche per anno.

Per quanto concerne l’indicatore C si propone di estendere questo indicatore anche agli impianti che non hanno gascromatografi, misurando il corretto input dei dati delle aree omogenee (i.e. legato al rispetto delle tempistiche di aggiornamento dei dati della qualità del gas previsti dal Codice di rete).

Per quanto concerne l’indicatore D sulla rangeability si dovrebbe escludere dal calcolo il numero di ore in cui l’impianto non eroga alcuna portata (e.g. flusso nullo ovvero al di sotto della portata di soglia). Si ritiene inoltre opportuno specificare meglio il “campo valido di misura” (e.g. considerando come “valido” il campo tra la portata minima e la portata massima dell’elemento primario).

Si ritiene corretto escludere i casi opportunamente documentati per il trattamento di eventuali situazioni critiche/di emergenza nei casi in cui si verifichino guasti e/o malfunzionamenti per cause non riconducibili alla responsabilità del titolare



dell'impianto e che determinino il mancato raggiungimento dei livelli di qualità del servizio. Andrebbero probabilmente meglio chiarite le modalità di ricalcolo degli indicatori in presenza di queste situazioni.

Infine, si ritiene opportuno integrare gli indicatori (ed i relativi livelli) di qualità del servizio per l'attività di meter reading attualmente previsti nel DPC Snam, inserendo ad esempio i tempi di comunicazione dei volumi immessi, i tempi di comunicazione dei dati di misura ricostruiti mediante profilazione nel caso di assenza del dato di misura.

3.1.9 Monitoraggio della qualità del servizio (§2.3 DPC Snam)

In relazione al monitoraggio delle disposizioni si condivide l'approccio di verificare congiuntamente: a) le prestazioni; b) gli adempimenti. Questa filosofia di misurare entrambi gli aspetti è tra l'altro conforme alla delibera ARERA 522/2019 sebbene non sembrano poi contemperati i due aspetti dal punto di vista della penalità/premialità. In altre parole un'utenza potrebbe essere conforme dal punto di vista degli indicatori sul piano prestazionale e non essere conforme dal punto di vista degli adempimenti. Si dovrebbe approfondire tale fattispecie.

Si condivide l'opportunità di utilizzare un sistema informativo che dia evidenza della consistenza e dell'adeguatezza dei sistemi di misura e lettura.

In merito ***all'accertamento documentale dell'adeguatezza degli impianti e della manutenzione*** non ci sono sostanziali osservazioni, se non l'utilità di prevedere check list per facilitare la verifica documentale. Si suggerisce in ogni caso di rendere obbligatoria la sottomissione della autocertificazione per tutti gli impianti all'entrata in vigore della "linea operativa di intervento per il riassetto dell'attività di misura del trasporto del gas" e del collegato sistema informativo e non solo per nuovi impianti o modifiche a quelli esistenti.

Inoltre la verifica del piano di manutenzione non dovrebbe essere una facoltà dell'impresa di trasporto maggiore, ma un obbligo per la stessa, ferma restando la facoltà di partecipare in contraddittorio all'esecuzione della manutenzione.

In merito ***alla verifica dell'affidabilità del dato di misura*** si rileva che le misure previste sembrano riguardare solo la verifica della disponibilità. Non è chiaro come invece se ne verifichi l'adeguatezza.

Infine in merito ***alle verifiche a campione*** si condivide la metodologia e l'utilità delle stesse, includendo, in alternativa alla taratura dell'organo primario (attualmente non prevista), la conferma metrologica con master meter in serie (eventualmente installato) e verificando altresì il corretto settaggio dei dati della qualità del gas sul dispositivo di conversione.

3.1.10 Corrispettivi economici corretta gestione e manutenzione (§2.4 DPC Snam)

In merito ai corrispettivi economici per la corretta gestione e manutenzione dell'impianto di misura si condivide la proposta di individuare un corrispettivo



all'indisponibilità del dato di misura connessi agli indicatori A-C (i.e. Volume, Correzione, qualità del gas) e della corretta gestione connessi agli indicatori D-E (i.e. rangeability, manutenzioni), ma si evidenzia la necessità di introdurre un corrispettivo relativo alla qualità del dato di misura (vedi proposta indicatore F al punto 2.3).

Per quanto riguarda il meter reading non si capisce come troverebbero applicazione gli indennizzi espressamente previsti sulla qualità del servizio.

In relazione alla valorizzazione dei singoli corrispettivi si fa presente che:

- a) tali corrispettivi potrebbero essere agganciati all'effetto che producono sulla rete (ovvero al GNC sulla rete di trasporto) in quanto gli errori riportati nel DPC Snam possono avere un segno positivo, ma anche negativo e quindi compensarsi a livello nazionale sul GNC; a tal fine il gestore dell'impianto di misura sarebbe corresponsabile della prestazione nazionale sul GNC con un peso che potrebbe variare in funzione della percentuale dei volumi prelevati rispetto al totale;
- b) nella valutazione dei corrispettivi dovrebbe essere chiarito se questi vengono applicati all'intero periodo di malfunzionamento oppure solo per la parte eccedente il limite (e.g. 10% ore ovvero 30 gg per il C_v);
- c) nella valutazione del corrispettivo per la mancata esecuzione delle manutenzioni C_M il corrispettivo non è commisurato all'effetto potenziale che può produrre sul GNC (ovvero ai volumi di gas transitati nel periodo di mancata manutenzione); si propone pertanto a tal fine di quantificare tale corrispettivo, analogamente agli altri, in maniera percentuale ai consumi del periodo di mancata manutenzione con un'incertezza aggiuntiva del 5% in luogo del corrispettivo forfettario;
- d) in ogni caso per gli utenti che vogliono mantenere la gestione del sistema di misura sarebbe opportuno attribuire all'utente finale il contributo di errore del proprio sistema di misura sul GNC (anche nel caso di funzionamento ottimale).

3.1.11 Censimento impiantistico e sul piano di upgrading (§3 DPC Snam)

In merito al **censimento impiantistico** si condividono le modalità proposte di espletamento del censimento stesso.

Si suggerisce tuttavia di migliorare la scheda proposta (Appendice II Questionario censimento documentale) ad esempio:

- inserendo specifici dati sulla gestione della conformità metrologica (e.g. ultima taratura organo primario, confronto con altri misuratori, ...);
- migliorando la definizione dei dati inerenti la tipologia di Cabina REMI (e.g. chiusa/aperta; strutture in muratura/leggera; misuratori scoperti/coperti/chiusi);
- migliorando la descrizione degli apparati di misura (i.e. tipologia, anno di costruzione, campo di funzionamento min-max; campo di misura min-max).

In merito al **piano di upgrading** si condividono le priorità e le modalità definite dal piano. Si suggerisce altresì di introdurre diverse tempistiche di attuazione sulla base di:



- i tre livelli di criticità proposti al punto 2.2 della presente relazione (i.e. livello A: immissione, stoccaggio, esportazione, interconnessione; livello B: city gate ed utenti industriali di grandi dimensioni; livello C: utenti industriali di piccole dimensioni);
- livello di inadeguatezza dell'impianto rispetto ai requisiti minimi.

Si suggerisce altresì di includere nel livello A e B l'installazione di sistemi automatici di selezione dei contatori in funzione delle portate erogate in presenza di impianti multilinea.

3.1.12 Coordinamento tra le imprese di trasporto (§4 DPC Snam)

In merito al **coordinamento tra le imprese di trasporto** sulle attività di meter reading si condividono le priorità e le modalità di collaborazione definite nel DPC SNAM).

Si ritiene che le attività di coordinamento delle imprese di trasporto debbano riguardare oltre alle attività di meter reading anche quelle di metering. Ad esempio, non è chiaro chi e come debba gestire gli impianti di interconnessione tra reti di trasporto.



3.2 *Analisi delle osservazioni pervenute dai Soggetti interessati*

Il Documento per la Consultazione di SNAM relativo alle linee operative di intervento per il riassetto dell'attività di misura nel trasporto gas prevede i seguenti aspetti:

- 1 inquadramento della proposta di riassetto
- 2 requisiti minimi e disposizioni in materia di qualità del
- 3 servizio
- 4 censimento impiantistico e piano di upgrading
- 5 coordinamento tra imprese di trasporto

In relazione agli aspetti sopra riportati sono stati individuati gli spunti per la consultazione riportati in Tabella 33.

Tabella 33 – Spunti per la consultazione indicati da SNAM

<i>Rif. Doc. per la consultazione</i>	<i>Spunto di consultazione</i>
1. Inquadramento della proposta di riassetto	S1. Osservazioni in merito all'inquadramento della proposta di riassetto
2.1 Requisiti minimi	S2. Osservazioni in merito ai requisiti minimi proposti
2.2 Standard di qualità del servizio	S3. Osservazioni in merito agli standard di qualità del servizio proposti
2.3 Monitoraggio del rispetto delle disposizioni in materia di qualità del servizio	S4. Osservazioni in merito al monitoraggio del rispetto delle disposizioni in materia di qualità del servizio
2.4 Corrispettivi economici	S5. Osservazioni in merito criteri di dimensionamento e alla modalità di applicazione dei corrispettivi economici proposti per la corretta gestione e manutenzione dell'impianto
3.1 Censimento impiantistico	S6. Osservazioni in merito al censimento impiantistico
3.2 Piano di acquisizione/upgrading	S7. Osservazioni in merito al piano di acquisizione/upgrading

Di seguito sono riportati per ciascuno degli spunti per la consultazione individuati le osservazioni ricevute dai soggetti interessati, la sintesi e le controdeduzioni di SNAM e il relativo commento del DICEM.



3.2.1. Spunto S1, inquadramento e aspetti generali

Nella successiva Tabella 34 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli aspetti generali e all'inquadramento della proposta di riassetto del servizio di misura.

Tabella 34 – Aspetti generali e inquadramento della proposta di riassetto

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
-	2i RETE GAS	<p>Appare cruciale che ai soggetti interessati venga reso noto ex ante ogni elemento di cui questi necessitano per decidere se mantenere la proprietà degli impianti di misura o invece cederla a Snam Rete Gas, come ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none">– i criteri di valorizzazione degli asset eventualmente ceduti;– le modalità con cui Snam potrà recuperare i costi sostenuti per l'acquisto e la manutenzione degli impianti di misura e se tali modalità implicheranno l'applicazione o meno di corrispettivi in capo ai soggetti che hanno ceduto tali impianti;– l'eventualità che, in caso di cessione dell'impianto di misura, venga applicato un corrispettivo di metering (e in tal caso, l'entità di tale corrispettivo e la/le categoria/e di soggetti a cui lo stesso sarà applicato);– corrispettivi/penali da applicare in caso di mancato adeguamento/rispetto degli standard di qualità che si ipotizzano nel DCO in tema di misura (specificando, in particolare, sia i valori dei corrispettivi/penali che le modalità di stima/calcolo dei volumi a cui saranno applicati tali corrispettivi/penali). <p>Risulta ad ogni modo fondamentale che, una volta effettuato il riassetto dell'attività di misura, i dati di misura restino pienamente disponibili e fruibili anche per i soggetti che sceglieranno di cedere i propri impianti a Snam, in quanto tali dati risultano indispensabili anche ai fini di attività/processi aventi finalità di sicurezza (ad es. il teleallarme, il preriscaldamento del gas e l'attività di odorizzazione dello stesso nel servizio di distribuzione).</p>
-	ANIGAS	<p>si evidenzia la necessità che gli operatori siano posti nelle condizioni di effettuare una scelta consapevole in merito all'eventuale cessione della titolarità del sistema di misura. Tale scelta, infatti, potrà essere effettuata in modo consapevole solo a valle della messa a disposizione di informazioni quanto più precise anche in merito a:</p> <ul style="list-style-type: none">– la metodologia di calcolo per definire il valore che sarebbe assegnato all'impianto di misura in caso di cessione all'impresa di trasporto;– la stima del corrispettivo (o corrispettivi) di misura che sarebbero applicati nei punti di consegna sulla rete di trasporto nei quali la titolarità dell'impianto di misura è stata ceduta all'impresa di trasporto. <p>Al fine di promuovere una scelta consapevole da parte del cliente finale, si riterrebbe opportuno che:</p> <ul style="list-style-type: none">– in sede di censimento, il cliente finale possa manifestare in modo NON vincolante il proprio interesse alla cessione dell'impianto;– a seguito del censimento, una volta raccolte le informazioni sugli impianti di misura che potrebbero essere ceduti, il Regolatore nel proprio documento di consultazione illustri i propri orientamenti in merito all'articolazione dei corrispettivi di misura e possibilmente una stima del corrispettivo/dei corrispettivi che sarebbe applicati in caso di cessione della titolarità dell'impianto;– entro un congruo termine dalla pubblicazione del provvedimento finale, il cliente finale manifesti la propria scelta sulla cessione dell'impianto.



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>È utile inoltre chiarire se l'eventuale decisione da parte dei clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto di cedere la proprietà dell'impianto di misura all'impresa maggiore di trasporto sia, in futuro, rivedibile ossia se sia possibile, su richiesta del cliente finale direttamente allacciato/impresa di distribuzione, rientrare nella titolarità dell'impianto precedentemente ceduto all'impresa maggiore di trasporto.</p> <p>Nel caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, si ritiene necessario disciplinare le regole di accesso all'impianto, ad esempio attraverso protocolli ad hoc, al fine di minimizzare le interferenze nelle attività di rispettiva competenza. In ogni caso va evitato di ricorrere al "diritto di servitù" nella proprietà, e sarebbe opportuno disciplinare il "diritto di accesso" secondo regole prestabilite.</p> <p>Si ritiene inoltre prioritario mantenere la facoltà per il cliente direttamente allacciato di accedere alla lettura del misuratore con la stessa frequenza attuale in quanto strategica per le operazioni aziendali, anche qualora si decida di cedere l'impianto di misura.</p>
S1	2i RETE GAS	<p>Per quanto invece riguarda l'eventuale cessione degli impianti di metering all'impresa trasporto, si ritiene che i seguenti aspetti necessitino di un maggiore grado di approfondimento per poter esprimere valutazioni in proposito:</p> <ul style="list-style-type: none">– il criterio a cui saranno valorizzati gli impianti oggetto di cessione, poiché l'indicazione del documento di consultazione secondo cui "il valore di cessione da parte del titolare dell'impianto si ritiene debba essere determinato come costo storico rivalutato dell'impianto ridotto delle relative quote di ammortamento" non sembra considerare l'eventualità che il valore di carico relativo al dettaglio di una singola e/o particolare sezione/componente del cespite della cabina RE.MI potrebbe non essere rinvenibile nell'attuale contabilità delle imprese distributrici;– la gestione dei casi in cui la proprietà dell'impianto non è dell'impresa di distribuzione bensì del Comune;– nella prospettiva delle gare d'ATEM, l'evenienza per cui il Valore Industriale Residuo (VIR) potrebbe essere già stato calcolato per l'intero impianto di distribuzione ai fini dello svolgimento delle successive procedure di gara;– lo svolgimento delle attività di manutenzione sugli impianti di misura e la forma di coordinamento tra Snam e il soggetto che rimane titolare della parte di impianto di regolazione (cfr. risposta allo spunto di consultazione S2).
S1	ACISM	<p>dal documento di consultazione emerge la possibilità di effettuare un revamping di tutti i sistemi di misura non adeguati tecnologicamente ai nuovi standard di recente pubblicazione. In qualità di Associazione ACISM, che rappresenta i fabbricanti dei dispositivi oggetto di tale revamping, siamo a richiedere chiarimenti inerenti la tempistica con cui tale sostituzione si preveda possa avvenire, al fine di adeguare le attività produttive in tempo utile alle potenziali richieste</p>
S1	ANIGAS	<p>In termini generali, si condivide l'inquadramento della proposta di riassetto. Tuttavia, si evidenzia che la specificità di alcuni impianti possono richiedere una valutazione puntuale. Si ritiene infatti che vi siano casistiche speciali riferite ad alcuni punti di misura per cui l'applicazione delle misure prospettate non possa risultare nei fatti applicabile: nel caso della distribuzione, tali casi sono tipicamente individuabili nei piccoli city gate.</p> <p>In merito ai ruoli e responsabilità, con particolare riferimento all'attività di meter reading, indipendentemente dalla cessione o meno dell'impianto di misura, l'impresa maggiore di trasporto sarà responsabile di tale attività sull'intero perimetro. In relazione a ciò, dal DCO si evince inoltre che il trasportatore maggiore – diversamente da quanto accade oggi – sarà titolare e responsabile di tutte le apparecchiature, incluso il modem dati, funzionali allo svolgimento di tale attività.</p> <p>Non si concorda su tale impostazione, in particolare per le ID, anche la sezione destinata alla trasmissione dei dati di misura (modem) sono integrate nell'insieme di cui l'impresa</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		è titolare. Tali apparati operano già al fine di mettere a disposizione del trasportatore i dati funzionali alle attività sue proprie e al contempo al distributore altri dati finalizzati ai processi di competenza (fra cui informazioni sullo stato dell'impianto ReMi, telecontrollo, eventuali allarmi). In tale contesto non si ritiene efficiente l'eventuale installazione da parte dell'impresa maggiore di trasporto di un modem dedicato all'invio dei dati di sua competenza; tale soluzione porrebbe peraltro potenziali incertezze in termini di compatibilità tecnologica con la linea di misura installata dal distributore.
S1	Assocarta (Confindustria)	<p>Ad oggi permane poca chiarezza in merito al valore che potrebbe essere assegnato all'impianto di misura in caso di vendita al TSO. Non risulta inoltre chiaro se anche la tariffa applicata per il metering sarebbe correlata al singolo impianto, ovvero al costo sostenuto dall'impresa maggiore di trasporto per l'adeguamento dello specifico impianto, oppure deriverebbe da una media nazionale (in base al censimento e al seguente piano di upgrading).</p> <p>L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, ha emanato nuove disposizioni in merito alla suddivisione della tariffa di misura in due TM e TMCF. Oltre alla componente di metering, è stata prevista anche la componente di metering, CMCF pari nel 2020 a 0,504336 €/a/Smc/g, relativa ai conferimenti nei punti di riconsegna della rete di trasporto nei quali la titolarità dell'impianto di misura è stata ceduta all'impresa di trasporto. Non risulta ad oggi chiaro se il sopracitato corrispettivo potrebbe corrispondere all'onere sotteso alla cessione dell'impianto;</p>
S1	Assocarta	Le imprese cartarie sono soggette alla Direttiva ETS e, in quanto tale, hanno necessità di mantenere il proprio impianto di misura aggiornato e accurato per quanto attiene l'attività di taratura, precisione e verifiche, al fine di avere una misura giornaliera in tempo reale dei consumi. Questo aspetto deve essere attentamente regolato in caso di cessione di parte dell'impianto di misura dal punto di vista delle responsabilità in gioco
S1	Assocarta	L'eventuale cessione dell'impianto implicherebbe la necessità di definire contrattualmente le regole di accesso all'impianto che potrebbero generare interferenze con l'attività produttiva, quali a titolo esemplificativo l'eventuale contratto di diritto di superficie, la servitù di passaggio per l'accesso ed il rispetto della normativa prevenzione incendi ovvero la sussistenza dei requisiti di sicurezza antincendio.
S1	Assocarta	La cessione della misura non può essere fatta senza conoscere il costo del servizio di misura che sarà caricato sul consumatore che decide di alienarsi la strumentazione. In fase di proposta di acquisto SNAM o chi per lui deve già indicare almeno il range di costo del servizio; tale costo non può essere legato al volume/energia prelevata ma un tot al mese o anno in quanto le attività a loro carico sono indipendenti dal volume. Al limite possono essere diversificate per categoria di remi (vd schemi allegati al DCO).
S1	Assocarta	L'acquisizione della misura introduce delle promiscuità all'interno della cabina REMI dove si verranno a trovare beni di proprietà del consumatore (come ad es gruppi di riduzione e filtri) e beni di proprietà di SNAM (misura). Inoltre i sistemi di misura risulteranno alimentati elettricamente dalla rete di stabilimento... Questa promiscuità deve essere risolta sia ai fini del DLgs 81/08 che della prevenzione incendi. Inoltre con cadenza semestrale personale di SNAM o suoi delegati dovranno fare le manutenzioni/verifiche/ispezioni all'interno di una sala di proprietà del consumatore finale...;
S1	Confindustria	non risulta chiaro se la tariffa applicata per il metering sarebbe correlata al singolo impianto - quindi al costo sostenuto dall'impresa maggiore di trasporto per l'adeguamento dello specifico impianto - oppure deriverebbe da una media nazionale (in base al censimento e al seguente piano di upgrading), magari differenziando il corrispettivo unitario applicato in corrispondenza dei PdR per tener conto, ad esempio, della tipologia e stato dell'impianto



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		di misura ceduto. È evidente che quanto più ci si orienti verso un unico valore unitario a livello nazionale tanto più aumenta l'incertezza, per il singolo cliente finale, riguardo al valore che il corrispettivo tariffario applicato per l'attività di metering assumerà di anno in anno (che dovrà necessariamente tener conto delle caratteristiche e dello stato in cui si trovano gli impianti di misura che verranno ceduti progressivamente a SRG). Di conseguenza diverrà difficile per un operatore assumere scelte consapevoli non potendo valutare ex-ante l'onere che dovrà sostenere annualmente qualora decidesse di cedere la proprietà dell'impianto di misura a Snam.
S1	Confindustria	<p>In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, si rende necessario disciplinare le regole di accesso all'impianto, in modo da evitare incursioni non autorizzate nella proprietà del cliente, ma allo stesso tempo consentire che le operazioni si svolgano regolarmente. A tal fine va evitato di ricorrere al "diritto di servitù" nella proprietà, ma preferire la disciplina, secondo regole precise, del "diritto di accesso";</p> <ul style="list-style-type: none">– In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, può comportare una criticità la cessione dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto, in particolare in contesti ove sono presenti agevolazioni sulle componenti fiscali o parafiscali.– In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto da parte di un cliente industriale, il cui processo produttivo è a ciclo continuo (come ad esempio nel caso del vetro ove i forni di fusione sono attivi h24 per 365 giorni l'anno, con possibilità di fermata solo per rifacimento di almeno uno dei forni presenti in stabilimento), gli eventuali adeguamenti in cabina che dovessero comportare l'interruzione dell'erogazione del metano dovrebbero essere concordati con il cliente e posticipati in funzione delle esigenze dello stesso (anche di qualche anno).– In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto da parte di un cliente industriale, si ritiene prioritario mantenere la facoltà per il cliente di accedere alla lettura del misuratore, considerata in molti casi strategica per le operazioni aziendali.– In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto si ritiene opportuno chiarire quali possano essere le correlazioni con la gestione del servizio di odorizzazione e quali possano essere le evoluzioni future in materia.
S1	EDF	EDF ritiene peraltro necessario evidenziare che la previsione di un tale riassetto – che include anche un adeguamento dei codici di rete delle imprese di trasporto per regolare i rapporti tra i soggetti coinvolti (importante ai fini del computo del gas non contabilizzato e quindi di eventuali perdite di metano) – non sia adeguatamente calibrata sul tema della sostenibilità ambientale e degli obiettivi di decarbonizzazione. Le proposte sono incentrate principalmente su esigenze di mercato al fine di garantire "la corretta contabilizzazione delle transazioni commerciali tra impresa di trasporto e Utente e per le transazioni tra Utente e i suoi fornitori/clienti, anche ai fini fiscali".
S1	EDISON	S6-S7. In via preliminare, osserviamo che la delibera ARERA 522/19 ha disposto l'avvio della presente consultazione e fissato le direttive lungo le quali quest'ultima può muoversi, limitando per i soli clienti finali la facoltà di cedere (a titolo oneroso) l'impianto di misura all'Impresa di trasporto; nel documento per la consultazione in esame, invece, tale facoltà sembra essere estesa alla generalità dei titolari di tali impianti.
S1	ENEL	Dovrebbe inoltre essere chiaro ex-ante se sia prevista la possibilità futura per il cliente di tornare in possesso dell'impianto di misura una volta ceduto all'impresa maggiore di trasporto. Si ritiene altresì necessario garantire una flessibilità nella definizione delle tempistiche di adeguamento degli apparati di misura una volta conclusa la fase di censimento, per tenere in considerazione le peculiarità dei diversi impianti. Si ritiene in ogni caso ragionevole prevedere che il momento della scelta definitiva in merito alla



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>cessione degli apparati di misura, avvenga solo a valle della chiusura del procedimento regolatorio di riassetto del servizio di misura e l'approvazione dei relativi corrispettivi.</p> <p>Da quanto emerso, per la stima del valore che potrebbe essere assegnato all'impianto di misura in caso di vendita al TSO, verrà utilizzato il criterio del costo storico rivalutato al netto delle quote di ammortamento (secondo coefficienti di rivalutazione e vite tecnico-economiche convenzionali definite da Arera). D'altra parte per un'analisi completa occorrerà chiarire prima la metodologia e poi la valorizzazione dei corrispettivi di misura.</p> <p>In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, si rende necessario disciplinare le regole di accesso all'impianto ad esempio attraverso protocolli ad hoc al fine di minimizzare le interferenze nelle attività di rispettiva competenza; ciò al fine di non limitare le possibilità di eseguire gli interventi che rimarrebbero a carico dell'operatore cedente, ad esempio su componenti della linea gas non appartenenti al sistema di misura ma situate nei pressi del sistema stesso (valvole, riscaldatori, impianti antincendio...). Tali interventi potrebbero anche avere carattere di urgenza, come ad esempio in caso di verifica e ripristino blocchi, e quindi l'operatore cedente dovrebbe mantenere il diritto di accesso alla stazione di misura senza preavviso. In ogni caso va evitato di ricorrere al "diritto di servitù" nella proprietà, e sarebbe opportuno disciplinare il "diritto di accesso" secondo regole prestabilite.</p> <p>In caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, si ritiene prioritario garantire la possibilità di telelettura da parte del cliente dei consumi giornalieri e mensili di metano e l'accesso in continuo, attraverso rete di comunicazione e relativi protocolli, ai segnali di output del gascromatografo da parte dei sistemi di controllo delle unità di generazione in quanto strategica per le operazioni aziendali. Inoltre gli eventuali adeguamenti in cabina che dovessero comportare l'interruzione dell'erogazione del metano dovrebbero essere ovviamente concordati con il cliente e posticipati in funzione delle esigenze dello stesso ed infine occorre regolare anche la cessione dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto</p>
S1	Energia Libera	<p>Accoglie con favore anche l'opportunità per i titolari degli impianti di misura di cedere l'impianto di metering all'impresa maggiore di trasporto, pur evidenziando come allo stato attuale i titolari degli impianti di metering non siano in grado di effettuare una compiuta valutazione di questa opportunità, non essendo noti i corrispettivi tariffari che permettono il calcolo dell'ammontare economico che andrebbe in capo all'operatore a seguito della cessione e i valori di cessione degli impianti.</p> <p>Da quanto appreso durante la sessione pubblica per la presentazione del DCO, dovrebbe essere introdotto un nuovo corrispettivo tariffario per punto di riconsegna, a copertura dei costi relativi all'attività di metering con riferimento agli impianti di misura ceduti all'impresa di trasporto.</p> <p>Si rileva inoltre che l'attuale corrispettivo unitario CMCF, istituito ai sensi della delibera 114/2019/R/gas, applicato ai punti di riconsegna dei clienti finali la cui titolarità dell'impianto di misura è stata ceduta all'impresa di trasporto, è estremamente oneroso (0,670207 €/a/Smc/g per l'anno 2021). È auspicabile che il corrispettivo per il servizio di metering che sarà applicato agli operatori che cederanno la titolarità dell'impianto di misura sia commisurabile con il costo annuo complessivo sostenuto dall'attuale titolare dell'impianto per gli interventi di gestione e manutenzione dell'impianto stesso. Sarà quindi difficile, già in fase di censimento degli impianti, poter esprimere una scelta consapevole, se tale valore non sarà reso noto. Riteniamo pertanto opportuno che la scelta espressa in tale sede non sia considerata vincolante. In relazione alla cessione degli impianti di misura, riteniamo sia opportuno prevedere che gli utenti possano decidere di cedere definitivamente gli impianti all'impresa di trasporto, a fronte del pagamento del valore di cessione degli impianti, anche successivamente al primo avvio della riforma. A questo scopo, potrebbero essere previste delle finestre temporali periodiche entro le quali gli utenti possano comunicare all'impresa di trasporto la volontà di cedere gli impianti.</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>Al fine di consentire agli utenti di effettuare una scelta consapevole in relazione alla cessione degli impianti, riteniamo necessario che venga definito un tetto massimo alle variazioni in aumento del corrispettivo tariffario a valle della prima determinazione tariffaria, per l'intera vita utile dei cespiti. Nel caso di cessione degli impianti su base definitiva, la fissazione del tetto è un elemento imprescindibile affinché gli utenti possano effettuare le necessarie valutazioni di convenienza economica, evitando che, a valle della consuntivazione dei costi effettivi da parte dell'impresa di trasporto, vengano determinati corrispettivi disallineati rispetto a quelli assunti per effettuare la scelta.</p> <p>Con riferimento all'ulteriore fase di consultazione prevista dalla delibera 522/2019/R/gas, si evidenzia l'opportunità che gli orientamenti finali dell'Autorità includano i criteri di determinazione dei corrispettivi di misura, con possibilmente una stima dei valori. La consultazione potrebbe riguardare anche i piani preliminari di acquisizione e di upgrading che potranno essere definiti sulla base delle informazioni raccolte nell'ambito del censimento impiantistico svolto da SRG.</p> <p>In ogni caso, evidenziamo la necessità che nel momento in cui verrà chiesto agli utenti di effettuare la scelta se cedere o meno gli impianti di misura siano noti i corrispettivi tariffari che trovano applicazione in caso di cessione degli impianti.</p> <p>Riteniamo inoltre necessario che con adeguato anticipo rispetto al momento della scelta venga reso noto agli utenti il valore di cessione degli impianti, anche al fine di consentire agli utenti di richiedere opportuni chiarimenti e segnalare eventuali errori nella determinazione di tale valore.</p>
S1	SGI	<p>Il DCO si fonda su alcuni principi che, secondo la scrivente, non sono corretti in quanto non rappresentano la necessaria conseguenza di quanto previsto dalla Delibera, il primo di questi è che la responsabilità dell'attività di meter reading sarebbe già stata assegnata a Snam (ci si riferisce al par. 1.2 del DCO). SGI ritiene che il documento avrebbe dovuto esclusivamente concentrarsi sugli aspetti operativi di intervento indipendentemente dal nome del responsabile del meter reading. Infatti, secondo la Delibera, che la responsabilità del meter reading sia assegnata a Snam è un'alternativa ipotizzata dall'Autorità, ancora da valutare anche tenendo in considerazione gli esiti della consultazione in oggetto, e solo successivamente l'Autorità procederà con una successiva consultazione e l'adozione di un provvedimento, previo il compimento degli ulteriori approfondimenti necessari.</p> <p>Che le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore debbano avere un ruolo nella attività di misura nel perseguimento degli obiettivi di corretta gestione dell'attività e di riduzione del GNC, emerge anche dal fatto che, secondo l'ARERA, la misura è "un'attività accessoria e funzionalmente essenziale al trasporto", pertanto non si potrà procedere ad approntare un apposito Codice di Misura, come prospettato (nota n. 4 del DCO) ma, piuttosto, tutte le imprese di trasporto dovranno adeguare le sezioni dei propri Codici di Rete dedicate alla misura.</p>
S1	SGI	<p>Essendo Snam in posizione dominante sul mercato del trasporto di gas naturale, l'imposizione di vincoli operativi nei rapporti con le altre imprese di trasporto deve essere strettamente necessaria e giustificata dalla necessità di perseguire obiettivi di una più funzionale gestione della rete, come riconosciuto dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.</p> <p>In particolare, è doveroso evitare la creazione, con strumenti normativi o regolamentari, di situazioni che possano favorire la violazione dell'articolo 3 della legge 287/1990, come riconosciuto da costante giurisprudenza europea nell'esame di fattispecie di abuso di posizione dominante ("si ha pertanto violazione di tali disposizioni quando una misura imputabile a uno Stato membro crea un rischio di abuso di posizione dominante, sentenza MOTOE, EU:C:2008:376, punto 50 e la giurisprudenza ivi citata", C-553/12 P, - Greek Lignite).</p>



<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
		Se Snam ottenesse l'esclusività dell'attività di meter reading potrebbe configurarsi una limitazione/pregiudizio anche potenziale dell'attività delle altre imprese di trasporto gas nel senso di impedire o limitare lo sviluppo tecnico o il progresso tecnologico degli stessi.
S1	SGI	L'attività di meter reading viene svolta realizzando diverse ottimizzazioni con altre attività di metering, di trasporto e dispacciamento, dunque separare questa attività (sia dal punto di vista dei sistemi informatici, che per le attività che necessitano presenza sugli impianti) genererebbe delle inefficienze con conseguente aumento di costi per tutte le attività. Anche dal punto di vista della gestione della sicurezza un'eventuale segregazione comporterebbe un'addizionale attività di coordinamento, per la gestione di accesso alle aeree, dove sarebbero presenti nello stesso impianto ancora più soggetti.
S1	SGI	<p>La possibilità di non poter governare direttamente le attività di meter reading si scontrerebbe anche con la necessità di effettuare un monitoraggio diretto dei risultati degli interventi per la riduzione delle perdite fuggitive e pneumatiche sulla rete. Criticità che si presenterebbero anche – e in misura ancora maggiore - per la gestione delle AOP (Aree Omogenee di prelievo) e i conseguenti calcoli dell'energia trasportata, gestione strettamente connessa anche alle attività di manutenzione della rete e dispacciamento dei flussi che sono diretta responsabilità dell'Impresa di Trasporto.</p> <p>La gestione del bilancio di gas della propria rete è direttamente legata all'attività di meter reading, e anche attraverso i miglioramenti tecnologici apportati nel meter reading SGI è riuscita a conseguire importanti obiettivi di contenimento del GNC, ormai da alcuni anni a livelli di eccellenza (dal +0,56% del 2011, fino al +0,02% del 2019), se in futuro non dovesse più avere sotto il proprio controllo l'attività di meter reading sicuramente non avrebbe tutte le leve necessarie per assicurare il contenimento del GNC e di conseguenza non potrebbe essere tenuta a rispondere degli eventuali costi generati da andamenti anomali del GNC, contrariamente a quanto avviene attualmente dove l'esposizione ai costi del GNC costituisce per ciascuna impresa di trasporto un incentivo naturale al suo contenimento.</p>
S1	SGI	<p>Secondo la scrivente anche conferire la responsabilità del meter reading a Snam, in ogni caso, non deve necessariamente implicare che tutte le attività siano direttamente conferite a Snam, ma invece che tale ruolo possa essere svolto con l'emissione di linee guida, protocolli, procedure, vincoli sulle strumentazioni, garantendo la possibilità di effettuare le opportune verifiche, ed accesso immediato a tutte le informazioni. A conferma che sia possibile operare in tale maniera vi è lo stesso DCO, ove è previsto che Snam si possa riservare di sub-appaltare alle altre imprese di trasporto le attività di meter-reading. A tal proposito non si comprende la logica proposta da Snam in base alla quale l'impresa maggiore dovrebbe rivedersi riconosciuti i costi operativi del meter reading e non direttamente alle altre imprese di trasporto, che invece dovrebbero stipulare dei contratti di fornitura di servizi all'impresa maggiore, si tratterebbe di una inutile complicazione (e quindi incremento) rispetto all'assetto attuale dove i costi sono direttamente riconosciuti alle altre imprese.</p> <p>Volendo perseguire l'intento di facilitare la gestione per imprese di trasporto non certificate come gestori di trasporto, che gestiscono pochi km di rete esclusivamente regionale, e dunque potenzialmente meno strutturate per garantire la continua evoluzione tecnologica necessaria per l'attività di misura, si potrebbe prevedere che queste possano cedere - su base volontaria alla impresa di rete nazionale certificata a monte - la responsabilità sulle attività di metering e meter reading e che tale facoltà possa anche diventare un obbligo in caso di incapacità del gestore di assicurare un livello definito di affidabilità dell'attività e mantenere un basso livello di GNC.</p>
S1	SGI	Altro importante elemento di valutazione su cui SGI ha parere totalmente contrario è che la possibilità (meramente "eventuale" nell'impostazione della Delibera) di acquisizione degli impianti di metering sia prerogativa riservata unicamente a Snam, quando invece la



<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
		<p>Delibera parla (giustamente) di impresa di trasporto e non dell'impresa maggiore, o di Snam. A tal riguardo SGI, nell'ottica di ottemperare alle previsioni della delibera e per svolgere nel modo migliore ed efficiente il proprio ruolo di trasportatore, ha già da tempo avviato contatti con svariati clienti finali per valutare l'acquisizione degli impianti di metering. Si ritiene indispensabile, quindi, che tale possibilità di acquisizione sia esercitata dall'impresa di trasporto a monte del PdR, anche per consentire (come osservato già per l'attività di meter reading) di effettuare le opportune sinergie con le altre attività e di usufruire della conoscenza storica delle specificità di ciascun PdR.</p>
S1	UTILITALIA	<p>A parere della scrivente, la del. 522/19 in merito alla possibilità di cessione degli impianti si riferisce ai "clienti finali titolari dell'impianto di misura" e tra questi, a nostro avviso non rientrano i DSO: la possibilità di cessione di tali impianti di misura da parte dei DSO appare quindi un aspetto che va oltre gli obiettivi definiti della delibera sopraccitata. Si segnala peraltro una criticità, legata al fatto che l'impianto di misura dei DSO è parte integrante dell'impiantistica della REMI, sia per le correlazioni con il sistema di telecontrollo e con l'impianto di odorizzazione (con tutte le responsabilità connesse alla garanzia dell'odorizzazione del gas immesso nella rete distributiva), sia soprattutto per la promiscuità delle installazioni dell'impianto di misura e delle altre componenti dell'impianto REMI. Ciò farebbe sorgere situazioni difficilmente regolabili: si citano a titolo di esempio i limiti di batteria e competenza tra TSO e DSO nell'ambito di attività manutentive anche impattanti agite nel medesimo locale su porzioni di impianto distinte ma limitrofe, piuttosto che l'attribuzione di responsabilità per eventuali disservizi o dispersioni all'interno della REMI. Nell'ottica di rendere sempre più efficienti le proprie reti i DSO, inoltre, stanno sviluppando algoritmi derivati dalla misura per la gestione intelligente delle reti (smart grid) da cui deriva l'esigenza di avere accesso con continuità alla misura puntuale del gas transitante in entrata nelle reti in qualsiasi momento.</p> <p>In conclusione, la completa integrazione della parte metering nel processo di distribuzione e la responsabilità anche penale del DSO in tema di sicurezza e continuità del servizio portano indiscutibilmente a ritenere necessario il mantenimento dello status quo.</p> <p>Al fine di risolvere le criticità sopra espone, la scrivente propone che i DSO possano valutare di dare al TSO il mandato per realizzare una propria linea di misura a monte della REMI, in adiacenza al proprio PIDA in modo da ridurre in maniera rilevante le interazioni tra DSO e TSO e definire con regole certe i limiti da batteria e quindi di responsabilità.</p>
S1	UTILITALIA	<p>"Resta inteso che l'erogazione del servizio di misura sarà consentito esclusivamente ai soggetti che accettino di svolgere l'attività nel rispetto delle relative disposizioni del quadro regolatorio, così come implementate nel Codice, e degli standard di qualità del servizio di cui al paragrafo 2.2.15". Ci si chiede come verrebbe esercitata tale potestà e come il DSO dovrebbe sottoscrivere tale accettazione. "Ove l'attività di metering sia svolta da un soggetto diverso, l'impresa maggiore di trasporto effettua una attività di monitoraggio al fine di verificare il rispetto degli standard di qualità del servizio di cui al paragrafo 2.2. I titolari degli impianti di metering che non rispettino i livelli di servizio previsti risulterebbero soggetti al pagamento dei corrispettivi di cui al paragrafo 2.4." Anche qui andrebbe chiarito come risulterebbe applicabile il corrispettivo al DSO senza che questi abbia sottoscritto alcun contratto (cfr. S5). In generale, si vuole rimarcare la presenza di numerose complicazioni tecniche e gestionali legate alla necessità di separare funzionalmente (se non possibile fisicamente) le diverse parti della cabina, nel caso di cessione della proprietà delle apparecchiature di misura.</p>



S1.1 La maggior parte dei rispondenti ha espresso generale condivisione ed apprezzamento in relazione alle finalità ed agli obiettivi perseguiti attraverso la proposta di riassetto dell'attività di misura del trasporto gas nonché sugli orientamenti espressi (Anigas, 2i Rete Gas, Edison Stoccaggio, Enel, Energia Libera, EDF, GSE, SGI e Utilitalia). In particolare, un rispondente (EDF) ha indicato come il riassetto dell'attività di misura costituisca una opportunità oltre che per rispondere alle esigenze di "mercato" anche per progredire verso uno standard di qualità del servizio che prenda in adeguata considerazione gli aspetti e gli obiettivi di sostenibilità e il rischio climatico connessi alle emissioni di metano. Questo aspetto costituisce un ulteriore motivo per favorire l'adesione ad una gestione unitaria complessiva volta ad implementare un'alta qualità tecnica dell'attività di misura, facendo in modo di adottare le migliori pratiche in termini di riduzione delle emissioni di metano di cui SNAM potrebbe diventare best practice anche a livello internazionale.

Controdeduzione di SNAM

Nessuna osservazione in relazione alle considerazioni sopra esposte.

Commento del DICEM

Nessun commento.

S1.2 Seppur non oggetto specifico della consultazione, diversi rispondenti (Confindustria, Anigas, Assocarta, 2i Rete Gas, Enel, Energia Libera) hanno formulato osservazioni relativamente ad aspetti di natura tariffaria connessi alla proposta di riassetto. In particolare, è stata segnalata la necessità di conoscere anticipatamente i criteri e le modalità di valorizzazione degli impianti in caso di cessione unitamente alla stima dei corrispettivi che troverebbero eventualmente applicazione per il servizio di misura: questo al fine poter valutare opportunamente la convenienza a mantenere la titolarità dell'impianto uniformandosi al rispetto delle disposizioni regolatorie che saranno definite o procedere alla sua cessione all'impresa di trasporto. Un rispondente (2i Rete Gas) ha osservato come in relazione alla determinazione del valore da riconoscere in caso di cessione dell'impianto da parte di un'impresa di distribuzione (i) il valore di carico relativo al dettaglio di una singola e/o particolare sezione/componente del cespite della cabina REMI potrebbe non essere rinvenibile nella contabilità, (ii) in alcuni casi la proprietà dell'impianto potrebbe essere del Comune (iii) nella prospettiva delle gare d'ATEM il Valore Industriale Residuo (VIR) potrebbe essere già stato calcolato per l'intero impianto di distribuzione ai fini dello svolgimento delle successive gare. Lo stesso rispondente ha anche segnalato come le imprese che decideranno di non cedere i propri impianti di misura e che dovranno equipaggiare le proprie cabine con ulteriori dispositivi elettronici e telegestiti per adeguarsi ai requisiti impiantistici proposti incorreranno in un aumento dell'attività manutentiva e dei connessi costi operativi di cui dovrà essere garantito il recupero tramite la tariffa di distribuzione. Da alcuni rispondenti è stata inoltre evidenziata la necessità di prevedere che i corrispettivi di misura siano



determinati nel rispetto del principio di cost reflectivity limitando, quanto più possibile, eventuali possibili sussidi incrociati (Confindustria, Anigas, Assocarta, Enel e Energia Libera). È stato altresì osservato come l'attuale struttura del corrispettivo di metering (unico a livello nazionale) potrebbe: (i) determinare per i grandi consumatori industriali un costo annuo pari o superiore al costo di realizzazione di un nuovo impianto di misura (Confindustria); nonché (ii) implicare una naturale convenienza alla cessione degli impianti più vetusti o con maggiori necessità di upgrading a fronte della socializzazione dei costi con gli altri utilizzatori del servizio (Anigas). In tal senso è stata osservata l'opportunità di esplorare una articolazione dei corrispettivi per classi di utenza (Anigas e Enel). Un altro soggetto (Energia Libera) ha evidenziato l'opportunità che venga definito un tetto massimo alle variazioni in aumento del corrispettivo tariffario, per l'intera vita utile dei cespiti, nonché conoscere anticipatamente i criteri per il dimensionamento dei corrispettivi per il mancato adeguamento, in modo da garantire la possibilità di effettuare una scelta consapevole circa l'opportunità o meno di cedere l'impianto all'impresa di trasporto.

Controdeduzione di SNAM

Gli aspetti sopra citati non costituiscono oggetto della presente consultazione sulle linee operative e si ritiene troveranno ampia trattazione e possibilità di discussione nell'ambito della ulteriore fase di consultazione sugli orientamenti finali dell'Autorità nonché degli eventuali ulteriori approfondimenti necessari (come prospettato dalla Deliberazione 522/2019/R/Gas). In merito ad un primo insieme di proposte di Snam Rete Gas per il trattamento degli aspetti di natura tariffaria si richiamano i contenuti del documento presentato all'Autorità con nota del 26 luglio 2019 (ns Riferimento RAPAU/Prot. 177).

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. Gli aspetti tariffari e quelli relativi ai corrispettivi per il mancato adeguamento, ancorché rilevanti in merito al procedimento di riassetto, potranno essere definiti in una fase successiva. Come indicato espressamente da numerosi Soggetti interessati, si ritiene tuttavia opportuno che il Cliente finale possa conoscere preventivamente i criteri di massima per la valorizzazione economica degli Impianti di misura.

S1.3 Alcuni rispondenti (Confindustria, 2i Rete Gas, Edison Stoccaggio e Utilitalia) hanno osservato come la Deliberazione 522/2019/R/gas sembri prevedere la facoltà di cedere l'impianto di misura ai soli clienti finali allacciati alla rete di trasporto mentre il documento di consultazione prospetti la possibilità di una sua estensione anche agli impianti di misura di altri operatori infrastrutturali connessi alla rete di trasporto. In particolare, Confindustria ha indicato come risulti opportuno chiarire le modalità con cui verrebbero recuperati gli eventuali oneri di acquisizione e manutenzione in caso di cessione da parte degli altri operatori infrastrutturali. Un soggetto (Utilitalia) ha espresso



perplessità rispetto all'opportunità di una cessione al trasportatore dell'impianto di misura presso la cabina REMI riconducibili a problematicità connesse sia alla consistenza impiantistica che alle specifiche responsabilità e competenze del TSO e del DSO in tale nuovo assetto.

Controdeduzione di SNAM

L'ambito del documento di consultazione fa riferimento all'attività di misura sull'intero perimetro del trasporto del gas naturale, ricomprendendo gli impianti per la misura del volume e/o della qualità del gas dislocati nei punti di entrata e di uscita su tutto il territorio nazionale. Si ritiene infatti che un riassetto complessivo dell'attività di misura del trasporto gas attraverso un progetto unitario e complessivo rappresenti un fattore essenziale per assicurare l'adozione delle tecnologie avanzate "di frontiera" e di disporre di un set di dati unico ed omogeneo sul territorio nazionale, con relativa ottimizzazione degli investimenti futuri. Nell'ambito della consultazione si è pertanto ritenuto opportuno non escludere a priori la possibilità che la facoltà di cessione potesse essere esercitata da tutti i titolari di impianti di misura sull'intero perimetro della rete di trasporto, anche al fine di raccogliere eventuali osservazioni da parte degli stakeholder. Le modalità di riconoscimento dei costi che verrebbero eventualmente sostenuti in caso di cessione di impianti di misura da parte degli altri operatori infrastrutturali interconnessi con la rete di trasporto non costituiscono oggetto della presente consultazione e, ove si decidesse di estendere la suddetta facoltà, potranno trovare ampia trattazione e possibilità di discussione nell'ambito della ulteriore fase di consultazione sugli orientamenti finali dell'Autorità.

Commento del DICEM

Allo stato, si ritiene che la facoltà di cedere l'impianto di misura da parte del DSO non sia stata prevista dall'Autorità, che nella Del. 522/2019 si riferisce esplicitamente a "clienti finali titolari dell'impianto di misura". L'Autorità potrà definire puntualmente nelle fasi successive del processo di riassetto l'estensione – in casi particolari - e le modalità puntuali per la cessione degli impianti di misura (che resta un'opzione in carico al proprietario dell'impianto) anche da parte degli altri operatori (altri TSO, imprese di produzione/stoccaggio, DSO) interconnessi con la rete di trasporto. In ogni caso, a prescindere dalla titolarità dell'impianto si ritiene necessario una corresponsabilizzazione di tutti gli operatori attraverso l'adozione di corrispettivi economici verso tutti gli operatori.

S1.4 Due soggetti (Confindustria e Assocarta) hanno evidenziato come non risultino chiare le criticità riscontrate nella gestione del servizio di misura alla base della necessità di un riassetto dell'attività nonché l'esigenza di interventi migliorativi sugli impianti, in



particolare in quanto molti clienti industriali risultano soggetti a normativa ETS ed hanno pertanto già necessità che l'impianto di misura risulti aggiornato ed accurato.

Controdeduzione di SNAM

Si ritiene che le principali criticità connesse all'attuale assetto dell'attività di misura possano essere ricondotte a: (i) frammentazione delle attività tra più soggetti con differenti capacità, risorse e interessi (ii) disomogeneità e non standardizzazione dei sistemi di misura sul territorio nazionale (iii) errata o obsoleta progettazione ed installazione delle linee di misura, unitamente a una non ottimale gestione e manutenzione (iv) differenti modalità di elaborazione e calcolo dei dati (i.e. calcolo del fattore di comprimibilità) (v) acquisizione del dato di misura discontinua e non affidabile (e.g. disponibilità e frequenza). Si segnala inoltre come in relazione alla proposta di riassetto, ciascun titolare possa decidere di continuare a svolgere l'attività di misura sul proprio impianto, che, ove risulti già rispettare i requisiti minimi proposti, non dovrebbe essere oggetto di alcun intervento. In relazione alle norme in materia ETS, si ritiene che i requisiti e gli standard proposti nel DCO risultino adeguati al rispetto delle relative disposizioni. I requisiti proposti sarebbero comunque da intendersi come minimi ed è pertanto facoltà degli esercenti dei servizi di metering e meter reading dotarsi di impianti e/o seguire prassi migliorative (cfr. para 2.1 del DCO) ove necessario per far fronte a esigenze specifiche. L'indicazione delle responsabilità dei diversi soggetti interessati dalla cessione dell'impianto - anche con riferimento ad eventuali obblighi in materia di ETS - potrà infine trovare opportuna declinazione in sede di adeguamento del Codice, tenuto conto degli orientamenti che l'Autorità vorrà esprimere.

Commento del DICEM

Si ritiene opportuno un approfondimento in merito alla responsabilità delle procedure di metering ed alla gestione dell'impianto nel caso di cessione dell'impianto di misura soggetti a diverse Autorità di controllo in particolari ambiti produttivi, come ad esempio segnalato da ASSOCARTA per la Direttiva ETS. Ad esempio, in seguito all'acquisizione dell'impianto l'impresa di trasporto dovrà garantire l'attuazione anche degli eventuali successivi adempimenti/miglioramenti strutturali e gestionali per il mantenimento dei livelli richiesti dalle normative applicabili ai settori specifici o in alternativa dovrà essere eccezionalmente prevista una doppia cabina.

S1.5 Tre soggetti (Confindustria, Anigas ed Enel) hanno osservato l'opportunità di chiarire se la decisione di avvalersi della facoltà di cessione dell'impianto all'impresa di trasporto sia in futuro rivedibile ossia se sia possibile rientrare nella titolarità dell'impianto.



Controdeduzione di SNAM

Coerentemente agli orientamenti previsti dalla Delibera, si ritiene opportuno, a meno di specifiche casistiche da valutare caso per caso, prevedere la sola facoltà di cessione dell'impianto di misura da parte del titolare e non anche una facoltà di riacquisto. In ogni caso, un eventuale riconoscimento al cliente finale della possibilità rientrare nella titolarità dell'impianto di misura: (i) potrebbe non comportare la restituzione dell'impianto originariamente ceduto (ove sostituito/adequato); (ii) dovrebbe avvenire a titolo oneroso prevedendo il riconoscimento del valore residuo secondo modalità analoghe a quelle previste per la cessione.

Commento del DICEM

Si concorda in linea di principio con la necessità di mantenere una continuità nella gestione dell'impianto evitando rimbalzi di responsabilità, ma la possibilità di rientrare nel possesso potrebbe facilitare la decisione dei Clienti finali. In ogni caso, qualora venga prevista la possibilità di rientrare in possesso dell'impianto dopo un congruo tempo di gestione da parte dell'impresa di trasporto, sarà necessario mantenere le stesse disposizioni sui livelli di qualità del servizio e dei connessi corrispettivi.

S1.6 Alcuni soggetti (Confindustria, Anigas, 2i Rete Gas e Enel) hanno evidenziato la necessità di prevedere che i dati di misura restino pienamente disponibili e fruibili anche per i soggetti che sceglieranno di cedere i propri impianti, in quanto tali dati risultano in molti casi indispensabili oltre che per scelte di natura strategica anche per attività/processi aventi finalità di sicurezza. In particolare, Anigas ha segnalato l'opportunità che vengano previsti e definiti dei flussi informativi standard tra l'impresa maggiore di trasporto e gli operatori per facilitare la gestione e la fruizione dei dati. Enel ha altresì evidenziato come vi sia la necessità di garantire la possibilità di telelettura da parte del titolare dei dati di volume (giornalieri e mensili) e l'accesso in continuo, attraverso rete di comunicazione e relativi protocolli, all'output del gascromatografo da parte dei sistemi di controllo delle unità di generazione.

Controdeduzione di SNAM

La necessità di disporre dei dati di misura secondo modalità e tempistiche coerenti con le necessità degli utilizzatori del dato è chiara e condivisibile. A tal riguardo si evidenzia che la gestione unitaria delle attività dovrebbe favorire un processo più efficiente di raccolta e messa a disposizione dei dati di misura. Tutti gli aspetti connessi alla messa a disposizione dei dati ai soggetti utilizzatori nel caso di cessione dell'impianto all'impresa di trasporto, con particolare riferimento alla tipologia e frequenza in relazione agli usi specifici, dovranno trovare opportuna declinazione nel Codice a valle del processo di consultazione



aperto a tutti i soggetti interessati opportunamente previsto dalla regolazione in essere.

Commento del DICEM

Si ritiene condivisibile che, come segnalato da ASSOCARTA e da ENEL, una volta effettuato il riassetto dell'attività di misura, i dati di misura restino pienamente disponibili e fruibili anche per i soggetti che sceglieranno di cedere i propri impianti, in quanto tali dati risultano indispensabili anche ai fini di attività/processi aventi finalità di sicurezza (ad es. il teleallarme, il preriscaldamento del gas e l'attività di odorizzazione dello stesso nel servizio di distribuzione). Si ritiene opportuno che questo aspetto venga adeguatamente regolamentato nel Codice di Rete.

S1.7 Un soggetto (Confindustria) ha segnalato l'opportunità di procedere anche con una campagna di adeguamento dei misuratori dei clienti industriali allacciati alla rete di distribuzione, perché in tali casi si è riscontrata minore affidabilità della misura. Con particolare riferimento al biometano, un rispondente (Utilitalia), auspica che su tutti i punti di immissione del sistema gas siano garantiti gli stessi standard qualitativi della misura indipendentemente dalla tipologia di rete su cui insistono (trasporto o distribuzione).

Controdeduzione di SNAM

Nessuna osservazione in relazione alle considerazioni sopra esposte.

Commento del DICEM

Si ritiene condivisibile che anche i punti di misura dei clienti industriali allacciati alla rete di distribuzione siano rispondenti a requisiti minimi prestazionali, ma tale aspetto non ricade nel campo di applicazione del processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto.

Con particolare riferimento all'immissione di biometano, si ritiene condivisibile che, come segnalato da UTILITALIA, gli impianti di misura ad essi relativi debbano risultare conformi a requisiti minimi stabiliti (ad esempio in riferimento alla norma UNI/TS 11537).

S1.8 Due rispondenti (Anigas e Edison Stoccaggio) hanno osservato che le specificità di alcuni punti di misura potrebbero non consentire nei fatti l'applicazione delle misure proposte e richiedano valutazioni ad hoc (in particolare piccoli city gate e impianti di stoccaggio).



Controdeduzione di SNAM

Si segnala come il documento di consultazione già contempli la possibilità di individuare casistiche speciali riferite ad alcuni punti di misura per i quali l'applicazione di quanto proposto nel presente documento in materia di metering e meter reading possa risultare nei fatti non applicabile (e.g. punti con prelievi inferiori a una portata minima tale da giustificare l'installazione di un impianto di misura/telelettura secondo i requisiti e standard proposti), definendo opportune modalità di trattamento (e.g. lettura del dato secondo granularità e frequenze adeguate alla tipologia di prelievo). Pur condividendo la possibilità che si possano concretizzare tali eventualità, non sono state fornite dai rispondenti sufficienti indicazioni in merito ai punti di misura che dovrebbero ricadere in tali casistiche nonché alle disposizioni proposte nel documento di consultazione che non potrebbero trovare applicazione

Commento del DICEM

Pur condividendo la necessità di declinare i requisiti minimi rispetto alle dimensioni e tipologie degli impianti (cosa peraltro prevista nel DPC Snam), non si ritiene opportuno in questa fase identificare tutte le possibili eccezioni che potranno presentarsi al piano di riassetto. Nelle fasi successive del processo di riassetto dell'attività di misura, e a valle del censimento, potranno essere puntualmente identificate le tipologie di impianti ricadenti in questa casistica, in modo da definire le azioni conseguenti. Si ritiene opportuno che il questionario per il censimento degli impianti consenta di far emergere questa criticità.

S1.9 Due rispondenti (Anigas e SGI) hanno formulato osservazioni sui ruoli e sulle responsabilità indicate nel DCO relativamente all'attribuzione dell'attività di meter reading all'impresa maggiore su tutto il perimetro del trasporto gas. In particolare, Anigas non concorda sull'impostazione secondo cui l'impresa maggiore di trasporto intenda disporre di propri impianti di telelettura, in quanto tale soluzione è ritenuta non efficiente e con potenziali incertezze in termini di compatibilità tecnologica con la linea di misura installata dal distributore. SGI ritiene che l'attività di meter reading costituisca responsabilità diretta di ciascuna impresa di trasporto e che l'attribuzione all'impresa maggiore di trasporto di una responsabilità estesa a tutto il perimetro del trasporto possa comportare la creazione di un rischio di abuso di posizione dominante (per un maggior dettaglio delle motivazioni si rimanda alle osservazioni formulate dal rispondente). Per il rispondente il riconoscimento di un ruolo centrale all'impresa maggiore di trasporto non dovrebbe necessariamente implicare che tutte le attività siano direttamente conferite alla stessa; tale centralità andrebbe ricondotta piuttosto all'emissione di linee guida, protocolli, procedure, vincoli sulle strumentazioni, garantendo la possibilità di effettuare le opportune verifiche, ed accesso immediato a tutte le informazioni. Relativamente agli impianti di metering ritiene che la possibilità di acquisizione debba poter essere esercitata



dall'impresa di trasporto a monte del punto di riconsegna - e non necessariamente dall'impresa maggiore - per sfruttare opportune sinergie con le altre attività e usufruire delle conoscenze sulle specificità dei punti di riconsegna stessi.

Controdeduzione di SNAM

Premesso che gli aspetti sopra citati non costituiscono oggetto della presente consultazione, indipendentemente dalle scelte che l'Autorità intenderà adottare in relazione all'attribuzione dei ruoli e responsabilità tra i diversi soggetti nell'ambito del processo di riassetto, si ritiene debba essere mantenuta una stretta corrispondenza tra responsabilità delle singole funzioni del servizio di misura e proprietà degli asset necessari per lo svolgimento delle stesse. Tale corrispondenza costituisce una condizione necessaria per una chiara identificazione dei ruoli e delle responsabilità dei soggetti coinvolti nel processo. In relazione al prospettato riassetto dell'attività di misura, come più volte già segnalato, si ritiene che una gestione unitaria e centralizzata da parte di un unico soggetto possa portare ad un miglioramento nella qualità del servizio offerto a beneficio del sistema. In ogni caso una diversa attribuzione delle responsabilità in relazione all'attività di meter reading dovrebbe prevedere una ridefinizione di ruoli e responsabilità in relazione all'attività di monitoraggio e applicazione/gestione dei corrispettivi per mancato rispetto degli standard di qualità del servizio.

Commento del DICEM

Si ritiene che il processo di ottimizzazione dell'attività di meter reading possa essere gestito in modo efficiente dall'impresa maggiore disponendo di strutture e mezzi da questa ritenuti idonei e nel rispetto delle normative vigenti. Si ritiene a tale riguardo che l'attuale impianto normativo del settore (i.e. norme della serie UNI 11291, UNI/TS 11629, UNI EN 13757) sia sufficiente a garantire la necessaria interoperabilità ed intercambiabilità tra componenti nella garanzia dell'efficacia del servizio ma che debbano ancora essere esplicitamente definite proprietà e responsabilità nella scelta, installazione, manutenzione e conduzione delle attrezzature di meter reading.

S1.10 Diversi rispondenti (Confindustria, Anigas, Assocarta, 2i Rete Gas e Enel) hanno osservato come in caso di cessione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto risulterà necessario disciplinare opportunamente le regole di accesso allo stesso, in modo che le operazioni necessarie alla sua gestione si svolgano in modo quanto più possibile sicuro ed efficiente (ad es. evitando interferenze con le attività produttive), considerando anche la necessità di non limitare gli interventi che rimarrebbero in capo al soggetto cedente su componenti nei pressi dell'impianto di misura e che potrebbero avere in alcuni casi anche carattere di urgenza (e.g. verifica e ripristino blocchi). In particolare, è stata



segnalata da alcuni rispondenti la preferenza per un “diritto di accesso” da definirsi secondo regole precise, evitando il ricorso ad un “diritto di servitù”.

Controdeduzione di SNAM

Nel caso un soggetto intenda avvalersi della facoltà di cessione sembra ragionevole attendersi la disponibilità a cooperare con l'impresa di trasporto affinché quest'ultima sia in grado di erogare il relativo servizio di misura secondo le migliori prassi e nel rispetto degli standard di qualità del servizio stabiliti. Indipendentemente dalle modalità di accesso che saranno definite, resta inteso che l'impresa di trasporto dovrà essere in grado di svolgere adeguatamente e in condizioni di sicurezza tutte le necessarie operazioni sull'impianto di misura. Si ritiene pertanto necessario prevedere che le modalità di accesso più opportune per il regolare e sicuro svolgimento dell'attività di misura siano disciplinate da opportuni protocolli da includere nel Codice (in esito al processo di consultazione) che il soggetto cedente si dovrà impegnare a rispettare in assenza del quale non dovrebbe poter essere esercitata la facoltà di cessione. Si segnala altresì come la definizione di opportuni protocolli di accesso risulti necessaria anche relativamente alla possibilità per l'impresa di trasporto di svolgere in modo adeguato l'attività di meter reading, indipendentemente dalla cessione dell'impianto di misura. Ove tale accesso non sia consentito o comunque l'attività di meter reading compromessa dovranno essere individuate opportune misure a cui l'impresa di trasporto possa ricorrere (es. segnalazione all'Autorità per adozione di opportuni provvedimenti).

Commento del DICEM

Quello dell'accesso agli impianti di misura è certamente una problematica rilevante ai fini della efficace gestione dell'attività di metering e di meter reading e della sicurezza, sia nel caso di cessione dell'impianto all'impresa di trasporto che di mantenimento dell'attività di metering da parte del cliente finale. Il diritto di accesso o di servitù (nelle modalità che verranno regolate) è fondamentale anche per la gestione delle manutenzioni, verifiche periodiche, interventi di riparazione etc. Sarà quindi opportuno definire puntuali protocolli di accesso anche al fine di minimizzare e regolare le interferenze nelle attività di rispettiva competenza quali il metering, la regolazione, l'odorizzazione, etc.

S1.11 Alcuni rispondenti (Confindustria, Assocarta, 2i Rete Gas) hanno osservato la necessità di prevedere la definizione di opportune forme di coordinamento tra l'impresa di trasporto e il soggetto che si avvalga della facoltà di cessione dell'impianto di misura (sia esso un cliente finale o una impresa di distribuzione) al fine di regolare modalità di intervento che potrebbero comportare interruzioni delle forniture (in particolare per quegli impianti il cui processo produttivo è a ciclo continuativo 24/7 e.g. vetrerie) nonché per la definizione del piano manutentivo, di verifica ed ispettivo.



Controdeduzione di SNAM

Si concorda con la necessità di prevedere che il piano degli interventi programmati venga definito secondo modalità chiare e trasparenti che prevedano un coinvolgimento del soggetto allacciato alla rete, in base ad un processo approvato dall'Autorità e normato nell'ambito del Codice (cfr. paragrafo 1.3 del DCO), così come avviene per gli interventi sulla rete di trasporto.

Commento del DICEM

Si concorda con la problematica posta dai Soggetti interessati e con la soluzione proposta di SNAM, sia per gli impianti "non interrompibili" che per quelli interrompibili.

S1.12 Un soggetto (Utilitalia) ha osservato come nell'ambito dell'inquadramento della proposta di riassetto dovrebbe essere chiarito lo status delle imprese di distribuzione ed in particolare l'applicabilità delle disposizioni che verrebbero definite nel Codice di Rete su tali soggetti relativamente al rispetto dei requisiti minimi e degli standard di qualità del servizio, all'applicazione di eventuali corrispettivi in caso di mancato rispetto, nonché al monitoraggio e controllo da parte dell'impresa maggiore. In particolare, è stato segnalato come la completa integrazione dell'attività di metering nel processo di distribuzione (sia per le correlazioni con il sistema di telecontrollo e con l'impianto di odorizzazione sia per la promiscuità delle installazioni dell'impianto di misura e delle altre componenti dell'impianto REMI) nonché le responsabilità in tema di sicurezza richiederebbero il mantenimento dell'attività di misura in capo ai distributori. Al fine di risolvere tali criticità il rispondente propone che i DSO possano valutare di dare al TSO il mandato per realizzare una propria linea di misura a monte della cabina REMI, in adiacenza al proprio PIDA in modo da ridurre in maniera rilevante le interazioni tra DSO e TSO e definire con regole certe i limiti di batteria e quindi di responsabilità.

Controdeduzione di SNAM

Fermo restando che l'impresa di distribuzione potrà valutare se continuare a rimanere titolare dell'impianto, si ritiene che in qualità di soggetto regolato l'impresa di distribuzione sia tenuta al rispetto delle disposizioni in tema di misura per il trasporto gas che saranno definite dall'Autorità. In tal senso, la definizione di un Codice di Misura dedicato consentirebbe di disporre di una regolazione unitaria applicata a tutti i soggetti che svolgano l'attività. Qualora comunque venisse mantenuta l'impostazione di prevedere che le disposizioni siano contenute nel Codice di Rete i distributori dovrebbero essere soggetti al rispetto delle disposizioni rilevanti.



Commento del DICEM

Allo stato, si ritiene che la facoltà di cedere l'impianto di misura da parte del DSO non sia stata prevista dall'Autorità, che nella Del. 522/2019 si riferisce esplicitamente a "clienti finali titolari dell'impianto di misura". L'Autorità potrà definire puntualmente nelle fasi successive del processo di riassetto l'estensione – in casi particolari - e le modalità puntuali per la cessione degli impianti di misura (che resta un'opzione in carico al proprietario dell'impianto) anche da parte dei DSO connessi con la rete di trasporto. In ogni caso, a prescindere dalla titolarità dell'impianto si ritiene necessario una corresponsabilizzazione di tutti gli operatori attraverso l'adozione di corrispettivi economici verso tutti gli operatori. In merito alla proposta di duplicare la linea di misura da parte del TSO a monte della cabina REMI e in adiacenza al DSO si ritiene che ciò, oltre agli inevitabili maggiori costi, determinerebbe disallineamenti tra i bilanci dell'impresa di trasporto e quelli dei distributori, con inevitabili ricadute sugli operatori e sui clienti finali.

S1.13 Due soggetti (Confindustria e Enel) hanno segnalato la necessità di prevedere opportune disposizioni che in caso di cessione regolino le modalità di riconoscimento dei costi dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto.

Controdeduzione di SNAM

Le modalità di riconoscimento di relativi costi dovrebbero trovare opportuna definizione nell'ambito degli accordi sottoscritti dalle parti in sede di cessione dell'impianto secondo disposizioni armonizzate definite nel Codice ed approvate dall'Autorità.

Commento del DICEM

Si considera rilevante l'aspetto relativo al riconoscimento dei costi dell'energia elettrica e di tutti gli altri oneri di gestione per il funzionamento dell'impianto. Pertanto, si ritiene necessario che il riconoscimento degli oneri di funzionamento a carico del Cliente finale sia previsto e regolato contrattualmente.

S1.14 Due soggetti (Confindustria e Utilitalia) hanno infine segnalato l'opportunità di chiarire quali siano le possibili correlazioni con la gestione del servizio di odorizzazione e le possibili evoluzioni in materia.

Controdeduzione di SNAM

Il servizio di odorizzazione esula dalla consultazione sul riassetto dell'attività di misura che si limita ai servizi di metering e meter reading e relativi impianti.



Si ritiene che eventuali problematiche connesse agli impianti potranno essere valutate caso per caso e costituire oggetto di eventuali azioni nell'ambito del piano di upgrading degli impianti, da definire in esito al censimento.

Commento del DICEM

Si condivide che il servizio di odorizzazione esuli dalla consultazione sul riassetto dell'attività di misura che si limita ai servizi di metering e meter reading e relativi impianti, tuttavia si ritiene opportuno che debbano essere approfondite e regolate le necessarie implicazioni legate alla presenza nello stesso impianto di attività diverse (metering, meter reading, regolazione, odorizzazione).

2.2.1.1 Ulteriori commenti del DICEM sulla parte generale e sullo spunto S1

S1.15 ACISM evidenzia che dal documento di consultazione emerge la possibilità di effettuare un revamping di tutti i sistemi di misura non adeguati tecnologicamente ai nuovi standard di recente pubblicazione. In qualità di Associazione ACISM, che rappresenta i fabbricanti dei dispositivi oggetto di tale revamping, siamo a richiedere chiarimenti inerenti la tempistica con cui tale sostituzione si preveda possa avvenire, al fine di adeguare le attività produttive in tempo utile alle potenziali richieste

Commento del DICEM

Si ritiene che le tempistiche di applicazione del piano di upgrading debbano tenere in considerazione la capacità di approvvigionamento sul mercato dei materiali e componenti relativi.

S1.16 SGI Spa segnala diversi aspetti in merito alla strutturazione del programma di riassetto dell'attività di misura, che coinvolgono, oltre all'Impresa maggiore, anche direttamente l'Autorità. In particolare si segnala:

- 1) il primo di questi è che la responsabilità dell'attività di meter reading sarebbe già stata assegnata a Snam (ci si riferisce al par. 1.2 del DCO). SGI ritiene che il documento avrebbe dovuto esclusivamente concentrarsi sugli aspetti operativi di intervento indipendentemente dal nome del responsabile del meter reading. Infatti, secondo la Delibera, che la responsabilità del meter reading sia assegnata a Snam è un'alternativa ipotizzata dall'Autorità, ancora da valutare anche tenendo in considerazione gli esiti della consultazione in oggetto, e solo successivamente l'Autorità procederà con una successiva consultazione e l'adozione di un provvedimento, previo il compimento degli ulteriori approfondimenti necessari.



Commento del DICEM

Viste le eccezioni poste da SGI in merito alla responsabilità dell'attività di Meter Reading, si ritiene opportuno che l'Autorità valuti e definisca la suddetta responsabilità. Considerata la necessità di effettuare il bilancio della rete nazionale in tempo reale in modo efficace ed efficiente, si ritiene che ciò debba essere effettuato da un unico operatore con una precisa responsabilità.

- 2) SGI ritiene che le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore debbano avere un ruolo nella attività di misura nel perseguimento degli obiettivi di corretta gestione dell'attività e di riduzione del GNC, emerge anche dal fatto che, secondo l'ARERA, la misura è "un'attività accessoria e funzionalmente essenziale al trasporto", pertanto non si potrà procedere ad approntare un apposito Codice di Misura, come prospettato (nota n. 4 del DCO) ma, piuttosto, tutte le imprese di trasporto dovranno adeguare le sezioni dei propri Codici di Rete dedicate alla misura. Se Snam ottenesse l'esclusività dell'attività di meter reading potrebbe configurarsi una limitazione/pregiudizio anche potenziale dell'attività delle altre imprese di trasporto gas nel senso di impedire o limitare lo sviluppo tecnico o il progresso tecnologico degli stessi.

Commento del DICEM

Si concorda con le problematiche poste da SGI. Questa problematica può essere superata attraverso un efficace coordinamento tra le imprese di trasporto, definendo requisiti minimi e disposizioni in merito alla qualità del servizio comuni a tutte le reti di trasporto ed altresì condividendo le responsabilità sul GNC.

- 3) L'attività di meter reading viene svolta realizzando diverse ottimizzazioni con altre attività di metering, di trasporto e dispacciamento, dunque separare questa attività (sia dal punto di vista dei sistemi informatici, che per le attività che necessitano presenza sugli impianti) genererebbe delle inefficienze con conseguente aumento di costi per tutte le attività. Anche dal punto di vista della gestione della sicurezza un'eventuale segregazione comporterebbe un'addizionale attività di coordinamento, per la gestione di accesso alle aeree, dove sarebbero presenti nello stesso impianto ancora più soggetti.

Commento del DICEM

Si concorda sulle problematiche poste da SGI, ma si ritiene opportuno mantenere l'impostazione suggerita dall'Autorità.

- 4) La possibilità di non poter governare direttamente le attività di meter reading si scontrerebbe anche con la necessità di effettuare un monitoraggio diretto dei risultati degli interventi per la riduzione delle perdite fuggitive e pneumatiche sulla rete.

Commento del DICEM

Si ritiene che il processo di ottimizzazione dell'attività di meter reading possa essere gestito in modo efficiente dall'impresa maggiore disponendo di strutture e mezzi da questa ritenuti idonei e nel rispetto delle normative vigenti. Si ritiene a tale riguardo



che l'attuale impianto normativo del settore (i.e. norme della serie UNI 11291, UNITS 11629, UNI EN 13757) sia sufficiente a garantire la necessaria interoperabilità ed intercambiabilità tra componenti nella garanzia dell'efficacia del servizio ma che debbano ancora essere esplicitamente definite proprietà e responsabilità nella scelta, installazione, manutenzione e conduzione delle attrezzature di meter reading

- 5) Altro importante elemento di valutazione su cui SGI ha parere totalmente contrario è che la possibilità (meramente “eventuale” nell'impostazione della Delibera) di acquisizione degli impianti di metering sia prerogativa riservata unicamente a Snam, quando invece la Delibera parla (giustamente) di impresa di trasporto e non dell'impresa maggiore, o di Snam.

Commento del DICEM

Si concorda con SGI.

S1.17 Confindustria segnala che in caso di cessione dell'impianto all'impresa maggiore di trasporto, può comportare una criticità la cessione dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto, in particolare in contesti ove sono presenti agevolazioni sulle componenti fiscali o parafiscali.

Commento del DICEM

Si ritiene opportuno un approfondimento in merito alla responsabilità delle procedure di metering ed alla gestione dell'impianto nel caso di cessione dell'impianto di misura soggetti a diverse Autorità di controllo in particolari ambiti produttivi, come ad esempio segnalato da CONFINDUSTRIA per la gestione delle agevolazioni fiscali spettanti ai clienti finali. Pertanto, in seguito all'acquisizione dell'impianto l'impresa di trasporto dovrà garantire l'attuazione anche degli eventuali successivi adempimenti/miglioramenti strutturali e gestionali per il mantenimento dei livelli richiesti dalle normative applicabili ai settori specifici o in alternativa dovrà essere eccezionalmente prevista una doppia cabina.



3.2.2. Spunto S2, requisiti minimi

Nella successiva Tabella 35 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito ai requisiti minimi degli impianti di misura.

Tabella 35 - Requisiti minimi

Rif.	Soggetto interessato	Commento
S2	2i RETE GAS	Riguardo i requisiti impiantistici proposti, il riferimento di normativa tecnica citato per la progettazione, costruzione e collaudo delle cabine (UNI 9167-3:2020) sembrerebbe – come usualmente le norme in genere – non avere di per sé valenza retroattiva. Tuttavia, qualora si decida di utilizzarlo come fonte dei requisiti per adeguare tutte le cabine esistenti, si ritiene che il conseguente percorso di adeguamento del parco impiantistico preesistente andrebbe necessariamente pianificato in un orizzonte pluriennale stimabile in non meno di 5 anni (ad es. 6÷7 anni).
S2	2i RETE GAS	le imprese di distribuzione che sceglieranno di non cedere i propri impianti di misura - e che quindi dovranno equipaggiare le proprie cabine con ulteriori dispositivi elettronici e telegestiti per adeguarsi ai requisiti impiantistici proposti - incorreranno inevitabilmente in un aumento dell'attività manutentiva e dei connessi costi operativi di cui dovrà essere garantito il recupero tramite la tariffa di distribuzione. Nel caso invece di operatori della distribuzione che dovessero avvalersi della facoltà di cedere gli impianti, sarà necessario definire accuratamente il perimetro delle attività di manutenzione - sia ordinaria che straordinaria - svolte dal soggetto che acquisisce la proprietà dell'impianto, individuando inoltre adeguate modalità di coordinamento con il soggetto che resta titolare delle altre apparecchiature (ad es.: apparati di filtrazione, preriscaldamento, riduzione della pressione e odorizzazione del gas), per regolamentare, anche ai fini della sicurezza, l'accesso alla cabina da parte dei terzi incaricati di svolgere le attività di manutenzione.
S2	ACISM	In tema di misura della qualità del gas, si ritiene opportuno suggerire di estendere la misura di PCS anche sotto i 4000 Smc/h, ai fini del calcolo del contenuto energetico. Così facendo l'attività di monitoraggio risulterebbe maggiormente accurata e le perdite minimizzate.
S2	ACISM	Si segnala che lo stato dell'arte (ad. es UNI TS 11629 ed UNI 9167), ad oggi, non prevede un adeguato impianto normativo relativo a dispositivi quali gascromatografi ed analizzatori di qualità. Anche le operazioni di manutenzione e di verifica periodica non risulta siano adeguatamente normate.
S2	ACISM	La funzionalità di verifica dei volumi di portata "oltre il flow", verrà esercitata al centro, oppure debbono essere previste funzionalità dedicate negli apparati? In quest'ultimo caso, si evidenzia una mancanza di normativa tecnica ad adeguato supporto
S2	ANIGAS	qualora successivamente alla realizzazione/upgrading dell'impianto di misura dovesse intervenire un aggiornamento della normativa pertinente, il titolare sarà tenuto a conformarsi alle nuove disposizioni solamente con riferimento a nuovi impianti. Si richiede inoltre un chiarimento circa l'obbligo di installare apparati di misura della qualità su tutti gli impianti ReMi con portata maggiore di 4.000 Smc/h, anche quelli già in funzione, requisito che sembra più stringente di quello attualmente previsto dalle norme tecniche in vigore. In particolare, l'eventuale adeguamento massivo di tutti gli impianti ReMi con tali



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>caratteristiche richiede un congruo tempo di adeguamento pari ad almeno 12 mesi. I costi sostenuti dovranno poi essere riconosciuti dal sistema tariffario della distribuzione.</p> <p>Al contempo si richiede se, con il presente intervento, il modello delle Aree Omogenee di Prelievo previsto dalla delibera 185/05 è da considerarsi superato o se sarà utilizzato quale strumento di back up nel caso di indisponibilità del dato di qualità da parte degli apparati installati dalle imprese di distribuzione.</p> <p>Più in generale, nel condividere le finalità delle iniziative di upgrading del sistema di misura e la necessità di rispettare requisiti minimi di qualità del servizio, si propone che per il responsabile dell'attività di metering siano resi disponibili elementi di flessibilità nella definizione delle soluzioni progettuali e tecnologiche più opportune per lo specifico impianto, nel rispetto delle norme tecniche di riferimento.</p>
S2	Assocarta	<p>Tra i requisiti prestazionali si richiede che il contatore e il dispositivo di conversione dei volumi siano MID. Questo è accettabile per impianti di nuova costruzione. Per quelli esistenti deve essere chiaro che l'adeguamento di queste componenti verrà fatto quando sarà necessario sostituire i vecchi (non certificati) o per manutenzione o per calibrazione in quanto la normativa vigente non ne impone la sostituzione anticipata;</p> <p>Devono essere chiarite le tempistiche di adeguamento degli impianti dei consumatori che non si avvarranno della cessione a SNAM. Queste non possono essere inferiori a quanto si prende SNAM per adeguare quelli che acquisisce;</p> <p>Sarebbe opportuno che l'aggiornamento dei sistemi di misura partisse da quelli più inadeguati (tipo il domestico dove non è previsto nemmeno il manotermocorrettore per poi arrivare all'industriale su rete di trasporto che è già teleletto con manotermocorrettore); si potrebbe ipotizzare anche due tempistiche diverse: una più breve per l'adeguamento dei sistemi più arretrati (utenti su reti di distribuzione e domestico) e una più lunga per gli impianti collegati a rete nazionale che di fatto sono già in grado di fornire misure giornaliere direi anche "precise";</p>
S2	Confindustria	<p>Si ritiene ridondante, nonché eccessivamente oneroso, prevedere per consumi oltre i 100.000 mc, sistemi come il gas cromatografo a prescindere dalla localizzazione degli impianti di misura. Considerando la conformazione sul territorio delle realtà industriali, definita in distretti produttivi, una tale impostazione potrebbe portare infatti ad avere diversi impianti per la valutazione della qualità del medesimo gas naturale.</p>
S2	Confindustria	<p>Si ritiene opportuno chiarire quali criticità siano state ravvisate dall'impresa maggiore di trasporto nella gestione del servizio di misura per comprendere l'esigenza di intervenire sugli impianti per aggiornarli e proporre migliorie. Essendo molti dei clienti industriali diretti Snam in ETS, questi sono tenuti a mantenere gli impianti aggiornati e accurati (tarature, classi di precisione e verifiche). Si ritiene inoltre utile comprendere se i nuovi misuratori permetterebbero di avere una misura giornaliera in tempo reale dei consumi e quali potrebbero essere i futuri sviluppi in materia.</p>
S2	EDISON	<p>Si condividono i requisiti minimi proposti al fine di migliorare l'accuratezza e l'affidabilità delle misure rilevate presso gli impianti di misura ubicati nei punti di consegna, riconsegna ed interconnessione.</p> <p>Non si condivide, per i punti d'interconnessione, che l'esercente il servizio di <i>meter reading</i> aggiorni da remoto i dati di qualità del gas nel dispositivo di conversione dei volumi con i dati rilevati dal sistema delle AOP, laddove il dato di misura della qualità risulti non disponibile. Qualora il dato di misura della qualità risulti non disponibile, il dispositivo di conversione potrà utilizzare i dati di un'analisi precedente e, se non disponibili, utilizzerà i dati impostati manualmente nella programmazione.</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
S2	GSE	Rispetto ai requisiti minimi impiantistici cui i titolari delle attività di <i>metering</i> e di <i>meter reading</i> sono obbligati a conformarsi, si evidenzia l'opportunità che venga prevista, per i punti di immissione del biometano, l'installazione da parte del Produttore di biometano della strumentazione di misura necessaria a determinare le componenti da monitorare in continuo, ai sensi delle norme tecniche sulla qualità UNI EN 16723-1, UNI EN 16723-2 e secondo la specifica tecnica UNI/TS 11537 in materia di specifiche di qualità, richiamate all'articolo 3 delle suddette Direttive.
S2	UTILITALIA	<p>In relazione all'ultimo capoverso del paragrafo 2.1 del DCO:</p> <p>“In ogni caso resta inteso l'obbligo per il titolare dell'impianto di conformarsi ad eventuali disposizioni che dovessero essere imposte dalla normativa pertinente anche successivamente alla realizzazione dell'impianto di misura”</p> <p>Si fa presente come tale obbligo risulti cogente solo nei limiti di quanto previsto dalla normativa stessa in merito agli impianti esistenti (si veda ad esempio l'art. 3.2.15 dell'UNI 9167/1 che definisce puntualmente l'ambito di applicazione per la parte misura).</p> <p>Quanto sopra vale anche per il paragrafo 2.1.1, in quanto i requisiti impiantistici in esso descritti sono coerenti con la UNI 9167/3 e quindi cogenti nell'ambito del campo di applicazione della stessa.</p> <p>Ovviamente tali norme possono diventare cogenti anche in modo “retroattivo” sull'impiantistica esistente solo previo pronunciamento di ARERA qualora vari di fatto un piano di adeguamento pluriennale, così come è avvenuto per gli smart meter.</p>

S2.1 Un rispondente (Anigas) propone che per il responsabile dell'attività di metering siano resi disponibili elementi di flessibilità nella definizione delle soluzioni progettuali e tecnologiche più opportune per lo specifico impianto, nel rispetto delle norme tecniche di riferimento.

Controdeduzione di SNAM

Nel DCO viene espressamente indicato come sia facoltà del titolare dell'impianto individuare le soluzioni tecnologiche e progettuali ritenute adeguate al rispetto degli standard di qualità del servizio.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. Si aggiunge la necessità di rispondere contestualmente alle normative di metrologia legale, ove applicabili, ed alle normative tecniche di riferimento ed al Codice di rete.

S2.2 Alcuni rispondenti (Anigas, Assocarta, 2i Rete Gas e Utilitalia) hanno osservato come qualora successivamente alla realizzazione/upgrading dell'impianto di misura intervenisse un aggiornamento della normativa pertinente, il titolare dovrebbe essere



tenuto a conformarsi alle nuove disposizioni solamente con riferimento a nuovi impianti. In particolare, Assocarta ritiene che la richiesta di prevedere che il contatore e il dispositivo di conversione dei volumi siano MID risulti accettabile solo per impianti di nuova costruzione in quanto la normativa vigente non ne impone la sostituzione anticipata. 2i Rete Gas ha osservato come in caso venissero introdotti requisiti non previsti in sede di realizzazione dell'impianto risulti necessario un adeguato lasso di tempo per pianificare gli interventi (indicando un orizzonte pluriennale).

Controdeduzione di SNAM

Il documento di consultazione propone requisiti minimi, obblighi e standard di servizio che si ritengono necessari al fine di consentire una misura precisa ed affidabile. Pertanto, sono individuate anche alcune disposizioni che si ritiene necessario siano rispettate da tutti gli impianti di misura, anche da quelli già esistenti, nonostante non fossero espressamente previste dalla normativa vigente al momento della realizzazione dell'impianto di misura (o successiva modifica sostanziale dello stesso). Le tempistiche di adeguamento degli impianti al fine del rispetto delle disposizioni che verranno adottate saranno opportunamente definite dai piani di upgrading (si vedano anche le controdeduzioni di cui al paragrafo 8 del presente documento).

Commento del DICEM

Si osserva che nessun requisito in merito alla marcatura MID è richiesto nel DPC Snam per il contatore (viene citata unicamente la tabella degli errori massimi permessi). In merito all'utilizzo sugli impianti di vecchia costruzione di strumenti non MID perché installati prima dell'entrata in vigore della direttiva, si ritiene che questo possa essere comunque ammesso purché conformi alla legislazione vigente e che sia dimostrata la rispondenza ai requisiti minimi e prestazionali definiti per l'utilizzo, inclusi gli esiti dei controlli e della manutenzione periodica.

S2.3 Due rispondenti (Confindustria e Assocarta) hanno osservato come potrebbe risultare ridondante nonché eccessivamente oneroso prevedere l'installazione di apparecchiature quali il gascromatografo, a prescindere dalla localizzazione degli impianti di misura che, stante la prevalente ubicazione delle realtà industriali in distretti produttivi territoriali, potrebbe portare ad avere più impianti per la valutazione della qualità del medesimo gas naturale. In particolare, Assocarta ritiene opportuno prevedere che anche per impianti per i quali sia previsto l'analizzatore di qualità, qualora la rete lo consenta, in caso di siti appartenenti alla medesima ragione sociale e/o società appartenenti al medesimo gruppo (controllate, controllanti e controllate dalle controllanti...), sia considerata l'installazione di un unico analizzatore di qualità cui riferire i consumi dei singoli clienti finali. Inoltre, un altro rispondente (Anigas) ritiene che l'obbligo di installare apparati di misura della qualità su tutti gli impianti ReMi con portata maggiore di 4.000 Smc/h, compresi quelli già in esercizio, sia un requisito più



stringente di quello attualmente previsto dalle norme tecniche in vigore. Al contrario un altro rispondente (ACISM) suggerisce di estendere la misura di PCS anche sotto i 4.000 Smc/h, ai fini del calcolo del contenuto energetico, in modo tale da ottenere una misura maggiormente accurata e minimizzare le perdite.

Controdeduzione di SNAM

L'installazione di apparati di misura della qualità del gas è prevista dalla norma UNI 9167-3 per portate superiori a 4.000 Smc/h. Nella proposta formulata nel documento di consultazione in esame tale requisito consentirebbe:

- la riduzione dell'errore massimo dovuto all'applicazione puntuale ad uno specifico impianto di misura del PCS di un'AOP individuata mediante l'applicazione della metodologia della AOP (riduzione dell'eventuale scostamento del PCS attribuito al PdR rispetto a quello dell'AOP, fino ad un massimo del 2%) e al tempo di corrvazione;*
- la possibilità di collegamento del dispositivo di analisi della qualità del gas al flow-computer e aggiornamento in continuo del fattore di comprimibilità Z, con miglioramento della precisione del calcolo dei volumi.*

Gli aspetti sopra riportati consentirebbero quindi una maggior precisione e qualità del dato di misura che verrebbe rilevato. Si evidenzia altresì come i costi per la gestione degli analizzatori di qualità risultino significativamente inferiori a quelli di un gascromatografo. Si ritiene quindi che seppur non espressamente richiesto dalla norma, l'installazione di analizzatori di qualità anche per impianti con portata al di sotto dei 4.000 Smc/h consentirebbe di disporre una misura più puntuale ed accurata. Fermo restando quanto sopra, si condivide l'opportunità, che in casistiche che lo consentano (anche tenuto conto di quanto previsto dalla metrologia legale) possano essere valutate soluzioni che, in ottica di efficienza del sistema, permettano di evitare la duplicazione di impianti non strettamente necessari.

Commento del DICEM

Si concorda in linea di principio con la controdeduzione di SNAM. Per i nuovi impianti si ritiene che debbano essere rispettati i requisiti della UNI 9167-3. In merito alla presenza di GC/AQ anche negli impianti con $Q_{ero} < 4000 \text{ Sm}^3/\text{h}$ si ritiene che – nella maggior parte dei casi - la stessa possa essere troppo onerosa rispetto agli effettivi benefici conseguenti e quindi non possa rappresentare un requisito minimo ma volontario. Infine, per le aree industriali asservite da un unico ingresso di gas naturale potrebbe essere utilizzato un gascromatografo di area (di classe A) che consentirebbe la diminuzione della variabilità dal 2% dell'AOP allo 0.5% con possibilità almeno per gli impianti di maggiore capacità (e.g. $Q_{ero} > 4000 \text{ Sm}^3/\text{h}$) di collegamento in continuo con il dispositivo di conversione dei volumi (se in futuro sarà ammesso dalla metrologia legale).



S2.4 Un soggetto (GSE) ha evidenziato l'opportunità che venga prevista, per i punti di immissione del biometano, l'installazione da parte del produttore della strumentazione di misura necessaria a determinare le componenti da monitorare in continuo, ai sensi delle norme tecniche sulla qualità UNI EN 16723-1, UNI EN 16723-2 e secondo la specifica tecnica UNI/TS 11537 in materia di specifiche di qualità, richiamate all'articolo 3 delle suddette normative.

Controdeduzione di SNAM

Si concorda con quanto osservato. Si segnala come il Codice di Rete già preveda il rispetto le sopraccitate normative, che pertanto si intendono applicabili. In sede di riassetto dell'attività di misura tali disposizioni saranno opportunamente specificazione.

Commento del DICEM

Si concorda con GSE e con la controdeduzione di SNAM

S2.5 Un soggetto (Confindustria) ha osservato come con il recente ampliamento delle rotte di approvvigionamento, con particolare riferimento alle importazioni attraverso i terminali GNL, e le prospettive di incremento delle fonti rinnovabili (gas sintetici, biometano, blending idrogeno, ecc.), la misura e la qualità della commodity saranno sempre più importanti per gli impianti che utilizzano il gas naturale come materia prima (uso chimico). In questi casi si dovrebbero prevedere sistemi che consentano di monitorare le variazioni rispetto alle condizioni standard.

Controdeduzione di SNAM

Si concorda con il rispondente sulla sempre maggiore importanza che la misura del gas assumerà per il sistema sia in relazione all'accoglimento di nuovi vettori energetici che al loro utilizzo da parte dei consumatori. In tale prospettiva, i requisiti proposti nel documento di consultazione sono proprio volti a consentire la valutazione della qualità del gas presso tutti gli impianti in modo da migliorare l'accuratezza e la frequenza della misura.

Commento del DICEM

Si concorda con Confindustria e con la controdeduzione di SNAM



2.2.2.1 Ulteriori commenti del DICEM sui requisiti minimi

S2.6 ACISM segnala che “lo stato dell’arte (ad. es UNI TS 11629 ed UNI 9167), ad oggi, non prevede un adeguato impianto normativo relativo a dispositivi quali gascromatografi ed analizzatori di qualità. Anche le operazioni di manutenzione e di verifica periodica non risulta siano adeguatamente normate”.

Commento del DICEM

A riguardo si fa presente che la norma tecnica UNI 9157-2 prescrive verifiche periodiche di GC/AQ ogni due anni e ne descrive in Appendice A le modalità operative e gli errori massimi permessi.

S2.7 ANIGAS richiede se, con il presente intervento, “il modello delle Aree Omogenee di Prelievo previsto dalla delibera 185/05 è da considerarsi superato o se sarà utilizzato quale strumento di back up nel caso di indisponibilità del dato di qualità da parte degli apparati installati dalle imprese di distribuzione”.

EDISON non condivide che “per i punti di interconnessione l’ esercente il servizio di meter reading aggiorni da remoto i dati di qualità del gas nel dispositivo di conversione dei volumi con i dati rilevati dalle AOP laddove il dato di misura della qualità risulti non disponibile”.

Commento del DICEM

Si ritiene a riguardo che il modello delle Aree Omogenee di prelievo debba restare operativo per gli impianti di misura con capacità $Q_{ero} < 4000 \text{ Sm}^3/\text{h}$, per i quali non è obbligatoria ai sensi della UNI 9167-3 l’installazione di un dispositivo per la misura della qualità. Si ritiene che la situazione prospettata da EDISON possa scaturire unicamente da malfunzionamento del GC/AQ e che, in questo caso, la possibilità di utilizzare dati aggiornati, ancorché provenienti da AOP, sia preferibile rispetto all’ utilizzo di dati non aggiornati.



3.2.3. Spunto S3, qualità del servizio

Nella successiva Tabella 36 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli standard di qualità del servizio.

Tabella 36 – Osservazioni qualità del servizio

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
S3	EDISON	<p>Il miglioramento dell'accuratezza e dell'affidabilità delle misure produrrà un incremento del livello qualitativo del servizio erogato nei punti di consegna, riconsegna e interconnessione. L'introduzione quindi di specifici standard di qualità del servizio, che gli esercenti del <i>metering</i> e <i>meter reading</i> dovranno rispettare, potrebbe prevedere corrispettivi premianti qualora la disponibilità dei dati fosse maggiore della percentuale del livello di servizio proposto.</p>
S3	UTILITALIA	<p>Gli obblighi di conformità riportati nel paragrafo 2.2.1 rendono di fatto cogenti le attuali norme tecniche anche per tutti gli impianti esistenti, e ciò fa ipotizzare, come effetto, un piano di upgrading a valle del censimento di fatto totale su tutte le REMI.</p> <p>Come già anticipato nelle premesse, in merito a ciò il DSO potrà dare la facoltà al TSO di realizzare una propria linea di misura a monte della REMI in adiacenza al proprio PIDA.</p> <p>I livelli di qualità del servizio proposti al paragrafo 2.2.2 espongono il DSO in maniera non quantificabile a priori, in quanto i dati a disposizione non permettono di fare simulazioni sufficientemente affidabili (in particolare in relazione all'indicatore D).</p> <p>Infine, si segnala il rischio che Arera, in mancanza della definizione di un rapporto contrattuale tra DSO e TSO, possa, nell'ambito di un aggiornamento della RQDG, tramutare tali livelli di servizio in obblighi di servizio (si veda spunto S5).</p>
S3	2i RETE GAS	<p>Per quanto infine riguarda i requisiti manutentivi proposti, non si intravedono particolari criticità. Si comprende l'importanza di responsabilizzare i soggetti titolari dell'impianto ad effettuare le necessarie attività di manutenzione, ma si ritiene che dovrebbero essere ugualmente previste delle cause escludenti – ad es. la forza maggiore o la responsabilità di terzi – che il gestore che ha correttamente ottemperato ai requisiti manutentivi possa far valere qualora si verificano guasti e/o malfunzionamenti per cause non riconducibili alla responsabilità del gestore stesso.</p>
S3	Assocarta	<p>Gli obblighi in carico al titolare dell'impianto di metering per quanto riguarda manutenzioni/verifiche/ispezioni devono essere applicati anche a SNAM che deve quindi darne evidenza al consumatore finale inviando la documentazione attestante le attività svolte (in analogia a quanto richiesto al consumatore che deve caricarli sul portale). In altre parole il consumatore deve avere evidenza che tutto quello che deve essere fatto sia stato fatto;</p> <p>Nel caso in cui il consumatore si avvalga della cessione della misura sarà SNAM che informa il consumatore sul piano delle manutenzioni/verifiche ed ispezioni e queste saranno concordate con il consumatore con particolare riguardo a quelle che richiedono la sospensione dell'erogazione del gas con il conseguente fermo impianto;</p>
S3	2i RETE GAS	<p>il livello proposto per l'indicatore "A. Disponibilità del dato di volume da organo primario" (90% di disponibilità del dato di volume da organo primario in termini di numero di giorni equivalenti in cui la misura dei volumi viene effettuata attraverso l'organo primario di misura)</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		pare critico. Tale quantificazione determina, infatti, un livello di tolleranza ammesso di soli 36 giorni, del tutto insufficiente nei casi di verifica dell'organo primario che necessitano il suo smontaggio, l'invio ad un laboratorio per la verifica e il rientro in campo (procedura che complessivamente richiede, solitamente almeno tre mesi).
S4	ANIGAS	<p>In termini generali, si ritiene necessario che vengano definite, in maniera puntuale, le modalità di gestione di eventuali situazioni critiche/di emergenza, la cui responsabilità del mancato raggiungimento del livello di qualità del servizio non è imputabile al titolare dell'impianto di misura.</p> <p>Con riferimento agli indicatori di qualità dell'attività di metering, riportati a pagina 26 del DCO, si evidenzia quanto segue.</p> <p>Disponibilità del dato di volume da organo primario</p> <p>Il livello di servizio proposto, pari al 90% giorni/anno risulta essere sfidante per misuratori di certi calibri. In particolare, per i contatori di grandi calibri reperire in tempi stretti un contatore sostitutivo può essere particolarmente complicato. A tal proposito si propone di rivalutare il livello proposto.</p> <p>Disponibilità dato volume da dispositivo di conversione/flow computer o data logger</p> <p>In termini generali, si evidenzia che il livello di servizio proposto, pari al 95% giorni/anno, risulta essere molto sfidante rispetto agli attuali SLA (Service Level Agreement) specifici con conseguente rischio concreto di risultare inadempienti. L'indicatore di tali apparati dovrebbe invece essere sostanzialmente allineato a quello caratteristico dell'organo primario.</p> <p>In ragione delle considerazioni sopra esposte, si propone che i livelli vengano rivisti a ribasso e che venga valutata l'opportunità che – in prima applicazione - la messa a disposizione della misura del volume possa avvenire su base mensile, comunque entro tempistiche utili a consentire all'Impresa maggiore di trasporto di effettuare le attività di bilanciamento mensile. Tale tolleranza consentirebbe ai titolari dell'impianto di misura di valutare nel breve/medio periodo le situazioni maggiormente critiche ed intervenire puntualmente.</p> <p>Rangeability</p> <p>Si condivide in generale l'orientamento di garantire la massima accuratezza possibile dell'organo primario di misura. Tuttavia, si ritiene opportuno che vengano considerate anche casistiche particolari per le quali si richiede una valutazione puntuale. Ci si riferisce alla problematica spesso riconducibile alla stagionalità, in particolar modo ai periodi in cui le temperature medie esterne sono eccezionalmente elevate rispetto al periodo (es. marzo – aprile). Alla luce dell'incidenza complessiva sui consumi annui si propone di valutare la possibilità di rendere il livello su base annua anziché mensile.</p> <p>Inoltre, si ritiene che possa essere valutata l'opportunità di assegnare ad un soggetto terzo il compito di monitorare e verificare il rispetto, da parte dei titolari degli impianti di misura, delle disposizioni in materia di qualità del servizio al fine di garantire la terzietà dei soggetti coinvolti.</p>
S4	2i RETE GAS	<p>Il documento appare inoltre molto focalizzato sugli aspetti di metering, trattando invece in modo abbastanza marginale l'attività di meter reading, in merito alla quale potrebbero ugualmente essere previsti meccanismi di efficientamento e responsabilizzazione, quali ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none">– l'anticipo della data entro cui Snam e gli altri trasportatori mettono a disposizione delle imprese distributrici, tramite lo specifico flusso informatico già oggi utilizzato (e senza quindi necessità di apportare modifiche alla struttura dello stesso), i dati di misura dei volumi di gas immessi in cabina (ad es. definendo il termine massimo del giorno 7 del mese successivo per la trasmissione dello stesso flusso, rispetto a termini che attualmente



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>vanno ben oltre) e contestualmente introducendo anche per l'attività di meter reading un adeguato meccanismo di incentivi/penali;</p> <ul style="list-style-type: none">– una migliore definizione delle modalità con cui l'impresa di distribuzione trasmette le richieste di modifica dei verbali di misura all'impresa di trasporto, ampliando il novero dei casi in cui è possibile formulare tale richiesta così da includere tutti quelli che possono comportare errori della misura;– Nell'ambito della gestione delle suddette richieste di modifica dei verbali, in caso di assenza del dato di misura, l'utilizzo di metodologie di ricostruzione e profilazione dei consumi più aderenti alle reali dinamiche di prelievo, evitando di ricorrere al criterio pro-die e individuando invece con i distributori coinvolti le modalità più idonee per lo svolgimento di tale attività.
S2	ACISM	Si segnala che lo stato dell'arte (ad. es UNI TS 11629 ed UNI 9167), ad oggi, non prevede un adeguato impianto normativo relativo a dispositivi quali gascromatografi ed analizzatori di qualità. Anche le operazioni di manutenzione e di verifica periodica non risulta siano adeguatamente normate.
S2	Assocarta	<p>Perché il misuratore della qualità del gas deve avere una precisione del +/- 0,5% quando adesso è accettato che la qualità del gas all'interno della stessa area omogenea sia il 2%?</p> <p>Per le cabine con Qero > 4000 è previsto l'analizzatore di qualità: da prevedere che qualora la rete lo consenta sia prevista per i siti appartenenti alla medesima ragione sociale e/o società appartenenti al medesimo gruppo (controllate, controllanti e controllate dalle controllanti...) l'installazione di un unico analizzatore di qualità e sarà poi il responsabile del servizio di meter reading a collegare qualità e consumi;</p>
S1	ABB	<ol style="list-style-type: none">1. Sarebbe possibile rendere noto ai titolari degli impianti di misura, in considerazione del processo di decarbonizzazione, l'eventuale futura introduzione di idrogeno in rete sino ad una percentuale del 10%?2. Sarebbe possibile rendere noto ai titolari degli impianti di misura che verranno resi disponibili sul mercato, entro la fine dell'anno 2020, idonei Strumenti di Misura Fiscale ed Analisi di Gas Naturale con Idrogeno sino al 10%?

S3.1 Due soggetti (Anigas e 2i Rete Gas), hanno osservato come risulti necessario prevedere che vengano definite in maniera puntuale le modalità di gestione di eventuali situazioni critiche/di emergenza (quali ad esempio la forza maggiore o la responsabilità di terzi) per cui si verificano guasti e/o malfunzionamenti per cause non riconducibili alla responsabilità del titolare dell'impianto e che determinino il mancato raggiungimento dei livelli di qualità del servizio.

Controdeduzione di SNAM

Il documento di consultazione al paragrafo 2.2 indica come sia opportuno, ai fini della determinazione dei livelli di servizio, escludere i casi, ove opportunamente documentati, in cui il mancato rispetto del livello di servizio sia riconducibile a cause non imputabili all'esercente l'attività di metering o meter reading. Tali casistiche potranno trovare opportuna declinazione nell'ambito del Codice.



Commento del DICEM

Si concorda con Anigas e 2i Rete Gas e con la controdeduzione di SNAM. Si ritiene corretto escludere i casi opportunamente documentati per il trattamento di eventuali situazioni critiche/di emergenza nei casi in cui si verificano guasti e/o malfunzionamenti per cause non riconducibili alla responsabilità del titolare dell'impianto e che determinino il mancato raggiungimento dei livelli di qualità del servizio. Andrebbero probabilmente meglio chiarite le modalità di ricalcolo degli indicatori in presenza di queste situazioni.

S3.2 Un soggetto (Assocarta) ha segnalato come in caso di cessione dell'impianto l'impresa di trasporto sia tenuta al rispetto degli standard di servizio dandone evidenza al precedente titolare dell'impianto anche mediante invio della documentazione attestante le attività svolte.

Controdeduzione di SNAM

L'impresa di trasporto a seguito della cessione, in qualità di nuovo titolare dell'impianto di metering, sarà tenuta al rispetto di tutti gli standard e adempimenti previsti nell'ambito dell'erogazione del servizio. Tale attività sarà peraltro oggetto di monitoraggio anche per l'impresa di trasporto da parte dell'Autorità, come per tutti i soggetti che decidano di non avvalersi della facoltà di cessione. Ove richiesto si ritiene percorribile la possibilità di fornire informativa sulle attività svolte anche al soggetto che usufruirà del servizio di misura.

Commento del DICEM

Si concorda con Assocarta e con la controdeduzione di SNAM.

S3.3 Due Soggetti (Anigas e 2i Rete Gas) hanno osservato che il livello di qualità del servizio previsto per la disponibilità del dato di volume da organo primario, pari al 90% di giorni/anno, risulti eccessivamente sfidante per misuratori di grosso calibro, per i quali reperire in tempi stretti un contatore sostitutivo può essere particolarmente complicato. Inoltre, Anigas evidenzia che il livello di servizio proposto per la disponibilità del dato di volume da dispositivo di conversione/flow computer o data logger, pari al 95% giorni/anno, risulti essere molto sfidante rispetto agli attuali SLA (Service Level Agreement) specifici, con conseguente rischio concreto di inadempienze. Il rispondente ritiene pertanto che tale indicatore debba essere sostanzialmente allineato a quello caratteristico dell'organo primario e propone che entrambi i livelli vengano rivisti al ribasso valutando l'opportunità che – in prima applicazione - la messa a disposizione della misura del volume possa avvenire su base mensile in modo da consentire ai titolari dell'impianto di misura di valutare nel breve/medio periodo le situazioni maggiormente critiche ed intervenire puntualmente.



Controdeduzione di SNAM

Con riferimento al livello di disponibilità delle misure da organo primario, si ritiene che il livello previsto, pari al 90% (che corrisponde ad un malfunzionamento pari a 36 giorni annui) risulti congruo a garantire un tempo necessario a provvedere al ripristino delle corrette funzionalità. Va altresì considerato che al crescere del periodo indisponibilità il dato stimato tende a risultare sempre meno accurato ed affidabile a discapito del sistema. Si rileva inoltre come per impianti di grossa taglia le configurazioni impiantistiche previste dalla normativa richiedano la presenza di un contatore di riserva/controllo che oltre ad essere utilizzato per le necessarie verifiche di funzionamento possa essere impiegato per rilevare il consumo in caso di indisponibilità dell'organo primario.

Si ritiene che il livello di servizio proposto in relazione alla disponibilità del dato di volume da dispositivo di conversione/flow computer o da data logger, sia indispensabile a garantire una misura accurata in quanto, in caso di indisponibilità di tali dispositivi, pur in presenza di dati di misura da organo primario verrebbero a mancare misure puntuali di volume, orarie e giornaliere alle condizioni standard. La richiesta risulta tanto meno sostenibile se si considera che l'indicatore prevede che il dato di volume convertito possa essere fornito indifferentemente dal dispositivo di conversione/flow computer o dal dispositivo di riserva (data logger) e che la probabilità di accadimento di una indisponibilità simultanea di entrambi i dispositivi dovrebbe risultare notevolmente inferiore a quella del solo organo primario. Si ritiene pertanto che il livello di servizio proposto non possa che essere più sfidante di quello riferito al solo organo primario.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM su entrambi gli indicatori. In particolare, si ritiene che, indipendentemente dai tempi di verifica dell'elemento primario, la disponibilità di misuratori di riserva e back-up (peraltro già prevista dalla UNI 9167-3 per impianti con $Q_{ero} > 4000 \text{ Sm}^3/\text{h}$), di opportuna qualità e in validità di utilizzo, e la gestione ottimale delle scadenze di verifica/taratura possa efficacemente minimizzare i tempi di indisponibilità delle misure dell'organo primario e, quindi, non rappresentare una penalizzazione relativamente all'indicatore A. Anche per quanto riguarda l'indicatore B, la possibilità di utilizzare il data logger di riserva non dovrebbe creare criticità particolari.

S3.4 Un soggetto (Anigas) pur condividendo l'orientamento di garantire la massima accuratezza possibile dell'organo primario di misura attraverso il livello di servizio relativo alla rangeability, ritiene opportuno si tenga conto delle problematiche



riconducibili alla stagionalità valutando la possibilità di rendere annuale anziché mensile l'indicatore anche alla luce dell'incidenza complessiva del fenomeno sui consumi annui.

Controdeduzione di SNAM

Pur riconoscendo il fenomeno, si ritiene che la valutazione del livello di rangeability debba essere mantenuta su base mensile in considerazione della necessità di poter intercettare e rispondere in maniera tempestiva al fenomeno e incentivare i titolari ad intervenire prontamente al cambio linea stagionale. Va infatti evidenziato come una misura al di fuori del campo valido dello strumento implichi necessariamente una misura non corretta il cui scostamento dal dato effettivo non è oltretutto stimabile a priori. Si rammenta peraltro che l'obiettivo generale del riassetto dell'attività di misura, come delineato da ARERA nella del. 522/19/R/gas, è la riduzione del Gas Non Contabilizzato (GNC) in relazione al quale i più importanti picchi si riscontrano proprio nei periodi di transizione stagionale.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. Si ritiene che l'indicatore su base mensile (e non annuale) potrà consentire un maggiore controllo ed efficacia dei cambi linea stagionali nei periodi di transizione dal regime invernale a quello estivo e viceversa. Le eventuali anomalie climatiche sono generalmente limitate nel tempo e, di fatto presentano un impatto ridotto rispetto al ritardato cambio linea stagionale. Si ritiene comunque opportuno specificare meglio il "campo valido di misura" (e.g. considerando come "valido" il campo tra la portata minima e la portata massima dell'elemento primario).

S3.5 Un soggetto (2i Rete Gas) ritiene opportuno prevedere l'individuazione di opportuni standard di servizio oltre che per l'attività di metering anche per le attività di meter reading, proponendo i seguenti meccanismi di efficientamento e responsabilizzazione:

- a. l'anticipo della data entro cui i trasportatori mettono a disposizione delle imprese distributrici i dati di misura dei volumi di gas immessi in cabina introducendo un meccanismo di incentivi/penali;
- b. una migliore definizione delle modalità con cui l'impresa di distribuzione può trasmettere le richieste di modifica dei verbali di misura, ampliando il novero dei casi in cui è possibile formulare tale richiesta;
- c. in caso di assenza del dato di misura l'utilizzo di metodologie di ricostruzione e profilazione dei consumi più aderenti alle reali dinamiche di prelievo individuando con i distributori coinvolti le modalità più idonee per lo svolgimento di tale attività.

Controdeduzione di SNAM

La regolazione della qualità del servizio di trasporto gas (RQTG) già disciplina gli standard di qualità per l'attività di meter reading, così come riportato nel



documento di consultazione. Si ritiene che un miglioramento del processo di metering e una gestione più unitaria dell'attività di meter reading – in caso di riassetto - potrà favorire anche una più tempestiva messa disposizione dei dati di misura rilevati in cabina nonché degli scambi informativi tra tutti i soggetti coinvolti. Una eventuale modifica delle tempistiche oggi previste e delle modalità di ricostruzione/profilazione dei dati potrà essere valutata in sede di aggiornamento del Codice anche alla luce delle evidenze sul miglioramento dei processi interessati conseguente al riassetto prospettato.

Commento del DICEM

Si ritiene opportuno, come indicato da 2i RETE Gas, integrare gli indicatori (ed i relativi livelli) di qualità del servizio per l'attività di meter reading attualmente previsti nel DPC Snam, inserendo ad esempio i tempi di comunicazione dei volumi immessi, i tempi di comunicazione dei dati di misura ricostruiti mediante profilazione nel caso di assenza del dato di misura

S3.6 Un soggetto (ACISM) ha segnalato come lo stato dell'arte (ad. es UNI TS 11629 ed UNI 9167), ad oggi, non preveda un adeguato impianto normativo relativo a dispositivi quali gascromatografi ed analizzatori di qualità, ed anche le operazioni di manutenzione e di verifica periodica non risultino adeguatamente normate.

Controdeduzione di SNAM

Il requisito minimo proposto nel DCO fa riferimento alla normativa ad oggi applicabile. Fermo restando quanto sopra, si auspica un'evoluzione complessiva della materia. I requisiti potranno comunque essere aggiornati per tenere conto di eventuali nuove disposizioni che dovessero emergere.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. A riguardo si fa presente che la norma tecnica UNI 9157-2 prescrive verifiche periodiche di GC/AQ ogni due anni e ne descrive modalità operative ed errori massimi permessi (vedi commenti S2).

S3.7 Un soggetto (Assocarta) non condivide la richiesta di un livello di accuratezza per il misuratore della qualità del gas pari al $\pm 0,5\%$, considerando come l'attuale metodologia delle aree omogenee di prelievo ritenga ammissibile uno scostamento tra il PCS rilevato dal gascromatografo e quello del gas riconsegnato ai PdR all'interno dell'AOP pari al $\pm 2\%$.

Controdeduzione di SNAM

Il livello di accuratezza richiesto per gli strumenti di misura della qualità del gas è definito dall'Appendice E della norma UNI 9167-3 (così come già previsto



nell'allegato 11/B del Codice di Rete dal 2003). La proposta di riassetto oggetto di consultazione è volta ad incrementare l'accuratezza e l'affidabilità della misura anche attraverso l'installazione di impianti di misura della qualità presso i punti di prelievo. La tolleranza prevista dalla metodologia delle AOP si riferisce alla configurazione impiantistica attuale in assenza di misura puntuale della qualità nei singoli punti.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM

S3.8 Un soggetto (ABB) ha richiesto che vengano resi noti ai titolari degli impianti di misura che andranno a sostenere investimenti per l'adeguamento degli stessi informazioni (i) sull'eventuale futura intenzione di introdurre idrogeno sino al 10%, (ii) sulla messa a disposizione sul mercato, entro la fine dell'anno 2020, di idonei strumenti di misura fiscale ed analisi della qualità di gas naturale con contenuto di Idrogeno sino al 10%.

Controdeduzione di SNAM

Informazioni sulle evoluzioni connesse all'immissione di idrogeno in rete nonché iniziative intraprese in tale campo sono inoltre messe a disposizione da parte di Snam a tutti i soggetti interessati attraverso vari canali di comunicazione (sito internet, organi di stampa, social media etc).

Commento del DICEM

Si concorda con l'osservazione di ABB e con la controdeduzione di SNAM.



2.2.3.1 Ulteriori commenti del DICEM sulla qualità del servizio

S3.9 EDISON segnala che

Il miglioramento dell'accuratezza e dell'affidabilità delle misure produrrà un incremento del livello qualitativo del servizio erogato nei punti di consegna, riconsegna e interconnessione. L'introduzione quindi di specifici standard di qualità del servizio, che gli esercenti del *metering* e *meter reading* dovranno rispettare, potrebbe prevedere corrispettivi premianti qualora la disponibilità dei dati fosse maggiore della percentuale del livello di servizio proposto.

Commento del DICEM

Si ritiene che l'introduzione di premialità per condizioni ottimali di funzionamento (i.e. superiori anche ai livelli minimi) possa incentivare tutti gli operatori alla gestione ottimale.

S3.10 Utilitalia segnala che gli obblighi di conformità riportati nel paragrafo 2.2.1 rendono di fatto cogenti le attuali norme tecniche anche per tutti gli impianti esistenti, e ciò fa ipotizzare, come effetto, un piano di upgrading a valle del censimento di fatto totale su tutte le REMI. Come già anticipato nelle premesse, in merito a ciò il DSO potrà dare la facoltà al TSO di realizzare una propria linea di misura a monte della REMI in adiacenza al proprio PIDA. I livelli di qualità del servizio proposti al paragrafo 2.2.2 espongono il DSO in maniera non quantificabile a priori, in quanto i dati a disposizione non permettono di fare simulazioni sufficientemente affidabili (in particolare in relazione all'indicatore D). Infine, si segnala il rischio che Arera, in mancanza della definizione di un rapporto contrattuale tra DSO e TSO, possa, nell'ambito di un aggiornamento della RQDG, tramutare tali livelli di servizio in obblighi di servizio (si veda spunto S5).

Commento del DICEM

Si ritiene che la finalità del processo di riassetto dell'attività di misura avviato da ARERA non possa prescindere dall'aggiornamento di tutti gli impianti di misura che insistono sulla rete di trasporto (inclusi quelli nelle competenze dei DSO) ai requisiti minimi individuati, inclusi quelli impiantistici e di qualità del servizio.



3.2.4. Spunto S4, monitoraggio qualità del servizio

Nella successiva Tabella 37 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli aspetti relativi al monitoraggio del rispetto delle disposizioni in materia di qualità del servizio.

Tabella 37 – Osservazioni monitoraggio disposizioni in materia di qualità del servizio

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
S4	2i RETE GAS	Non si formulano particolari osservazioni ad eccezione di quanto già commentato in risposta allo spunto S2 in merito alla necessità che vengano previste cause esimenti la responsabilità del distributore ove, nonostante una condotta in linea con i requisiti e gli standard di qualità previsti, si verificano malfunzionamenti e/o guasti per cause non riconducibili alla responsabilità del gestore
S4	ANIGAS	Inoltre, si ritiene che possa essere valutata l'opportunità di assegnare ad un soggetto terzo il compito di monitorare e verificare il rispetto, da parte dei titolari degli impianti di misura, delle disposizioni in materia di qualità del servizio al fine di garantire la terzietà dei soggetti coinvolti.
S4	EDISON	Dal nostro punto di vista, il Titolare dell'impianto di <i>metering</i> che ha un comportamento virtuoso e rispettoso degli obblighi di conformità dell'impianto e per il quale non risultano richieste di adeguamento dell'impianto di <i>metering</i> da parte delle Imprese di Trasporto, non dovrà essere tenuto a ritrasmettere la documentazione.
S4	UTILITALIA	<p>Dal paragrafo 2.3, ed in particolare dal 2.3.1, emerge come l'impostazione proposta da SRG sull'accertamento documentale dell'adeguatezza degli impianti e degli adempimenti in materia di manutenzione, renda, di fatto, SNAM un ente di controllo al pari degli altri enti quali ARERA, USL, INAIL VV.F.</p> <p>In relazione poi al monitoraggio della manutenzione, l'approccio di SNAM è estremamente impattante in quanto viene richiesta la trasmissione di un Piano di Manutenzioni con un programma annuale delle attività previste sull'impianto, la conferma delle date di esecuzione delle attività almeno 15 giorni prima della data programmata e la trasmissione dell'esito documentato delle attività entro 15 giorni dall'effettuazione dell'intervento manutentivo. Si ritiene particolarmente onerosa la trasmissione della documentazione richiesta associata al rispetto delle tempistiche piuttosto stringenti.</p> <p>Si segnala inoltre, che dal documento (si veda in particolare il paragrafo 2.3.3) emerge un rafforzamento del ruolo di SNAM, il cui approccio si avvicina molto a quello di un "braccio operativo" di ARERA:</p> <p>"Per quanto riguarda la verifica del corretto funzionamento dell'organo primario, per la quale viene richiesto l'intervento di un operatore specializzato, si ritiene opportuno prevedere che sia il titolare dell'impianto, su richiesta dell'impresa maggiore di trasporto, ad eseguire la verifica a propria cura sostenendone i costi in caso venga riscontrato un funzionamento anomalo.</p> <p>In caso contrario dovrebbe essere possibile richiedere il rimborso di tali costi all'impresa maggiore di trasporto da includere tra i costi riconosciuti per l'attività di monitoraggio"</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		Dal passaggio sopra riportato emerge infatti come SRG abbia deciso che il DSO debba sostenere i costi di verifica del misuratore qualora si riscontri un funzionamento anomalo, e solo in caso contrario possa vederne il ristoro.
	Energia Libera	Evidenziamo la necessità che i corrispettivi economici previsti in caso di mancato rispetto dei livelli di servizio ed eventuali oneri aggiuntivi connessi al mancato rispetto di obblighi e standard di servizio trovino applicazione direttamente presso il cliente finale e che non vengano addebitati al venditore che fornisce tali clienti. Tale aspetto risulta cruciale nei casi di morosità del cliente finale, al fine di evitare che eventuali oneri per mancato rispetto degli standard non riscossi finiscano col gravare sui venditori. Allo stesso tempo, richiediamo che le comunicazioni operative relative al mancato rispetto di obblighi e standard (segnalazioni di malfunzionamenti negli impianti, segnalazioni relative all'attivazione di corrispettivi per mancato rispetto degli standard, ecc.) vengano gestite tramite un canale diretto tra impresa di trasporto e cliente finale, senza alcun ruolo di intermediazione da parte del fornitore in relazione a questa tipologia di comunicazioni.

S4.1 Con riferimento all'attività di monitoraggio assegnata all'impresa maggiore di trasporto un soggetto (Anigas) ritiene che possa essere valutata l'opportunità di assegnare ad un soggetto terzo il compito di monitorare e verificare il rispetto, da parte dei titolari degli impianti di misura, delle disposizioni in materia di qualità del servizio al fine di garantire la terzietà dei soggetti coinvolti.

Controdeduzione di SNAM

L'impostazione proposta nel documento di consultazione segue gli orientamenti prospettati dall'Autorità nella Deliberazione 522/2019/R/gas. Nell'ambito della proposta di riassetto, l'impresa maggior di trasporto in qualità di operatore di sistema si rende disponibile a svolgere l'attività di monitoraggio eventualmente attribuitagli dall'Autorità anche al fine di contribuire a risolvere le criticità attualmente presenti nel settore. Resta inteso in che qualità di operatore regolato l'impresa maggiore di trasporto risulta comunque soggetto a controllo da parte dell'Autorità a tutela del sistema gas nel suo complesso.

Commento del DICEM

Sebbene in linea teorica possibile, si ritiene complesso e di difficile attuazione il coinvolgimento di ulteriori soggetti terzi specificamente deputati alla verifica delle disposizioni in materia di qualità del servizio. D'altra parte, l'eventuale attribuzione di tale competenza all'Impresa maggiore risulterà soggetta a controllo da parte di ARERA e potrà essere ulteriormente garantita dalla adeguata separazione di responsabilità da parte dell'Operatore, come ad esempio previsto dalla norma IEC/ISO 17020.



S4.2 Due soggetti (Anigas e Utilitalia) hanno evidenziato come con riferimento alla verifica del corretto funzionamento dell'organo primario, per il quale verrebbe richiesto l'intervento di un operatore specializzato, non sia corretto prevedere che il titolare dell'impianto sostenga i relativi costi nel caso in cui venga riscontrato un funzionamento anomalo. In particolare, Anigas ha osservato come qualora la taratura risultasse fuori standard nonostante i corretti adempimenti del titolare, la responsabilità non dovrebbe essere attribuita a quest'ultimo, e conseguentemente neppure il costo associato alla verifica.

Controdeduzione di SNAM

Si conferma l'opportunità di mantenere l'impostazione proposta nel documento di consultazione. In tali circostanze si prevede infatti che il titolare sia tenuto al pagamento dell'intervento finalizzato a ripristinare le corrette condizioni di funzionamento dell'impianto di sua proprietà (senza peraltro incorrere in alcun tipo di penalizzazione). Diversamente il sistema gas si troverebbe a sostenere il relativo costo. Eventuali rivalse dovrebbero essere gestite dal titolare dell'impianto con i soggetti che abbiano eseguito le attività e erroneamente certificato il corretto funzionamento dell'organo primario.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. Si ritiene che i costi di verifica/taratura periodica e di manutenzione dei componenti dell'impianto di misura siano in carico al proprietario dell'impianto stesso.

S4.3 Un soggetto (Libera Energia) ha osservato come le comunicazioni operative relative al mancato rispetto di obblighi e standard (e.g. segnalazioni di malfunzionamenti negli impianti, segnalazioni relative all'attivazione di corrispettivi per mancato rispetto degli standard, ecc.) dovrebbero essere gestite tramite un canale diretto tra impresa di trasporto e cliente finale, senza alcun ruolo di intermediazione da parte del fornitore (anche al fine di evitare che eventuali oneri per mancato rispetto degli standard non riscossi finiscano col gravare sui venditori).

Controdeduzione di SNAM

Si ritiene che tali aspetti potranno trovare chiara declinazione nel quadro contrattuale che verrà definito in base alle scelte regolatorie sul riassetto dell'attività (con indicazione dei ruoli e delle responsabilità dei diversi soggetti), da prevedere all'interno del Codice a valle del processo di consultazione aperto a tutti i soggetti interessati.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM.



S4.4 Un rispondente (Utilitalia) ha segnalato come a suo avviso le tempistiche proposte per la trasmissione del Piano Manutenzione nonché schedulazione delle attività e conferma dell'avvenuta esecuzione risultino troppo impattanti.

Controdeduzione di SNAM

Le tempistiche proposte si ritengono adeguate al fine di verificare la corretta pianificazione delle attività annuali di manutenzione degli impianti. Con riferimento al termine per la conferma dell'attività manutentiva (da effettuarsi con un anticipo di 15 giorni) si ritiene tale tempistica necessaria per poter organizzare l'eventuale partecipazione in contraddittorio. Analogamente si ritiene adeguato un periodo di 15 giorni per fornire le evidenze richieste circa l'effettivo svolgimento delle attività manutentive anche nella prospettiva della messa a disposizione di un opportuno applicativo informatico.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. La comunicazione del piano di manutenzione e la conferma 15 gg prima dell'intervento potrà consentire la presenza in contraddittorio dell'impresa di trasporto laddove ritenuto utile.

S4.5 Un soggetto (Edison Stoccaggio) ha infine osservato che il Titolare dell'impianto di metering che abbia un comportamento virtuoso e sia rispettoso degli obblighi di conformità dell'impianto e per il quale non risultano richieste di adeguamento dell'impianto, non debba essere tenuto a ritrasmettere la documentazione.

Controdeduzione di SNAM

Si ritiene che nell'ambito delle attività di monitoraggio sia opportuno prevedere che ogni titolare dell'impianto sia tenuto a confermare all'impresa maggiore di trasporto (eventualmente tramite apposito sistema informativo) la consistenza impiantistica e le risultanze delle operazioni svolte per il rispetto degli obblighi di servizio, non potendo escludere casi in cui il titolare dell'impianto operi modifiche e/o interventi all'insaputa dell'impresa di trasporto.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. L'obbligo della comunicazione dovrebbe valere anche per gli operatori virtuosi e in caso di esito positivo delle operazioni.



3.2.5. Spunto S5, corrispettivi economici

Nella successiva Tabella 38 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli aspetti relativi ai criteri di dimensionamento e alla modalità di applicazione dei corrispettivi economici proposti per la corretta gestione e manutenzione dell'impianto.

Tabella 38 – Osservazioni corrispettivi economici

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
S5	2i RETE GAS	<p>si ritiene che un simile meccanismo (cfr. introduzione dei corrispettivi economici), oltre ad essere applicato alle attività di metering (indipendentemente da quale che sia il soggetto titolare dell'impianto di metering: impresa maggiore di trasporto, impresa di distribuzione o cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto) dovrebbe essere previsto anche per le attività di meter reading. Inoltre, in una logica di simmetria, si ritiene che in parallelo alla penalizzazione delle prestazioni che non raggiungono il livello di qualità individuato, dovrebbero essere introdotti dei premi a favore dei soggetti che riescono invece a superare tali livelli. Più nello specifico, come anche anticipato nelle Osservazioni generali, andrebbero specificate maggiormente le modalità di stima/calcolo dei volumi di gas a cui si ipotizza di applicare i corrispettivi proposti.</p>
S5	ACISM	<p>In mancanza di rispetto del piano di manutenzione, i corrispettivi economici previsti dal documento al punto 2.4, verrebbero applicati una-tantum oppure con cadenza annuale, o mensile, etc.?</p> <p>I corrispettivi economici previsti per la corretta gestione e manutenzione dell'impianto di misura si intendono applicabili solamente alla parte dedicata alla misura oppure si intendono applicati anche ad altre parti dell'impianto che possono influenzare il corretto funzionamento del sistema di misura (ad es. filtri, sistemi di regolazione, caldaie, etc.)?</p> <p>I corrispettivi economici previsti dal punto 2.4 verranno applicati a partire dal termine delle operazioni di revamping dell'impianto di misura, oppure verranno applicati a prescindere dall'adeguamento dell'impianto stesso?</p>
S5	ANIGAS	<p>Va valutata la proporzionalità della misura del corrispettivo. In particolare, così come è determinato, sembra correlare il "costo del mancato adeguamento" (cit. delibera 522/2019) automaticamente al prezzo del volume di gas stimato da Snam, il che potrebbe quantificare un corrispettivo non proporzionale al "danno" cagionato.</p> <p>Peraltro, le soglie usate anche come maggiorazione rispetto al corrispettivo non tengono conto di possibili tolleranze di misura anche di segno negativo, oltre che del fatto (come accade nella misura della qualità) che anche le misure presso le AOP sono soggette a tolleranze in segno positivo o negativo.</p> <p>Inoltre, il corrispettivo determinato in funzione dei volumi non fornirebbe un equo incentivo nei casi di impianti con consumi limitati.</p> <p>Pur considerando il trade off tra semplicità di calcolo, trasparenza della metodologia e uniformità di applicazione tra i diversi soggetti, adottato per la redazione di queste formule, si suggerisce di individuare metodi più progressivi e scalari, ad esempio determinando importi forfetari crescenti in relazione alla reiterazione del fuori standard, prevedendo in estremo un meccanismo calmierato rispetto a quanto proposto e la contemporanea segnalazione del caso all'Autorità.</p>



<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
		<p>Nell'ambito del monitoraggio delle disposizioni in materia di qualità del servizio, con particolare riferimento alle verifiche a campione sugli impianti di misura, si sollevano perplessità circa la proposta di prevedere che nel caso di verifica del corretto funzionamento dell'organo primario, sia il titolare dell'impianto a sostenere i costi della stessa in caso venga riscontrato un funzionamento anomalo. In particolare, qualora la taratura risultasse fuori standard nonostante i corretti adempimenti del titolare, intesi nei termini del rispetto della normativa vigente in materia di conduzione e manutenzione, la responsabilità non dovrebbe essere attribuita a quest'ultimo, e pertanto, appare eccessivo il pagamento dell'onere della verifica a suo carico.</p>
S5	Assocarta	<p>In caso di non rispetto dei parametri qualitativi/manutentivi il documento prevede delle penali a carico del titolare della misura. Visto che, in caso di cessione della misura a SNAM, il servizio viene pagato in fattura si ritiene corretto che dette penali vengano pagate anche da SNAM qualora i parametri non siano rispettati.</p>
S5	Energia Libera	<p>Riteniamo fondamentale che tutti gli elementi funzionali alla valutazione della convenienza economica di cedere l'impianto, compresi i corrispettivi da applicare nei casi di mancato adeguamento/mancato rispetto degli standard di qualità, siano noti in anticipo rispetto al momento di scelta dell'operatore. Ci riferiamo in particolare ai criteri per la definizione dei coefficienti percentuali da utilizzare nel calcolo delle penali e alla possibilità di valorizzare i diversi corrispettivi attraverso il prezzo medio giornaliero del gas (SAP).</p> <p>Per quanto riguarda i corrispettivi economici per la corretta gestione e manutenzione, si ritiene accettabile la proposta di verifica del rispetto dei livelli di servizio su base mensile ma è opportuno, qualora l'impresa maggiore di trasporto dovesse riscontrare anomalie dei dati e/o dei sistemi di misura, prevedere l'applicazione del corrispettivo soltanto dopo aver concesso all'operatore un lasso di tempo congruo affinché quest'ultimo possa provvedere al risanamento dell'anomalia. Infatti, trattandosi di strumentazione, il guasto/anomalia potrebbe dipendere da fattori al di fuori del controllo del responsabile del metering.</p> <p>Evidenziamo la necessità che i corrispettivi economici previsti in caso di mancato rispetto dei livelli di servizio ed eventuali oneri aggiuntivi connessi al mancato rispetto di obblighi e standard di servizio trovino applicazione direttamente presso il cliente finale e che non vengano addebitati al venditore che fornisce tali clienti. Tale aspetto risulta cruciale nei casi di morosità del cliente finale, al fine di evitare che eventuali oneri per mancato rispetto degli standard non riscossi finiscano col gravare sui venditori. Allo stesso tempo, richiediamo che le comunicazioni operative relative al mancato rispetto di obblighi e standard (segnalazioni di malfunzionamenti negli impianti, segnalazioni relative all'attivazione di corrispettivi per mancato rispetto degli standard, ecc.) vengano gestite tramite un canale diretto tra impresa di trasporto e cliente finale, senza alcun ruolo di intermediazione da parte del fornitore in relazione a questa tipologia di comunicazioni.</p>
S5	UTILITALIA	<p>Come già ampiamente argomentato tali corrispettivi avrebbero a nostro avviso valenza giuridica impositiva solo a fronte della sottoscrizione di un contratto tra un utente del servizio di trasporto gas e il gestore della rete, a meno che tali corrispettivi non siano tramutati nell'ambito di una revisione della RQDG in penali per mancato rispetto di livelli di servizio ARERA.</p> <p>I corrispettivi in questione sono passanti verso i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto titolari degli impianti di misura pagandoli nella fornitura come corrispettivi aggiuntivi deche giustamente hanno generato il problema di indisponibilità del dato di Volume da contatore, flow computer/convertitore e data logger come anche rispetto ai dati di qualità del gas ovvero rispetto alla Rangeability del misuratore sui consumi o ancora per mancata manutenzione</p>



S5.1 Un soggetto (Anigas) ha evidenziato come correlare il “costo del mancato adeguamento” al prezzo del volume di gas stimato da Snam, potrebbe quantificare un corrispettivo non proporzionale al “danno” cagionato. In tale prospettiva viene suggerito di individuare metodi più progressivi e scalari, prevedendo eventualmente una contemporanea segnalazione all’Autorità.

Controdeduzione di SNAM

Il principio espresso da Anigas, secondo cui correlare il danno per il sistema al prezzo del gas sia eccessivo, si ritiene condivisibile. Tuttavia, nella fattispecie l’errore di misura determina in capo al consumatore finale, proprietario dell’impianto, un indebito beneficio connesso al costo evitato di acquisto del gas non misurato che viene trasferito sul sistema. Pertanto, appare corretto, in caso di mancato rispetto degli standard di qualità, un corrispettivo che consenta di attribuire al consumatore finale quantomeno il costo di acquisto del gas prelevato e non misurato e pertanto non acquistato. Tale fattispecie non si verificherebbe nel caso in cui la proprietà dell’impianto di misura sia terza rispetto al soggetto che preleva e consuma i quantitativi di gas misurati, risolvendo così in radice il conflitto di interesse. In tal caso la penale andrebbe commensurata alla mancata prestazione del servizio di misura. A tutela del sistema gas i criteri di dimensionamento della maggiorazione considerano la situazione “peggiore”, ossia la situazione in cui la stima effettuata in mancanza del dato puntale sia sottostimata rispetto al reale prelievo. Tale approccio dovrebbe costituire un incentivo affinché il titolare dell’impianto si attivi prontamente per il ripristino delle funzionalità dell’impianto stesso. In relazione alla progressività di applicazione si evidenzia come il corrispettivo verrebbe applicato al superamento delle soglie di tolleranza, che già risultano dimensionate per garantire tempi congrui alla risoluzione dei guasti/anomalie. Nell’ambito dell’attività di monitoraggio verso l’Autorità si prevede di dare opportuna informativa del mancato rispetto degli standard da parte dei titolari degli impianti e dei corrispettivi applicati, in particolare in caso di reiterata inadempienza.

Commento del DICEM

Si ritiene condivisibile la posizione di Anigas e si rimanda a riguardo alle osservazioni riportate al capitolo 2.5 del presente rapporto.

S5.2 Alcuni soggetti (2i Rete Gas, Edison Stoccaggio e Energia Libera) hanno evidenziato l’opportunità di prevedere, in parallelo ai meccanismi di penalizzazione previsti per il mancato rispetto dei livelli di servizio, premi per i soggetti in grado superare tali livelli minimi. Tale opportunità, secondo un soggetto (Energia Libera) contribuirebbe ad innalzare gli standard del sistema e rendere il servizio di misura nel suo complesso sempre più funzionale alle aspettative del mercato.



Controdeduzione di SNAM

La consultazione sulle linee operative si limita, come previsto dalla Deliberazione, ai criteri di dimensionamento dei corrispettivi in caso di mancato adeguamento. Si ritiene che l'opportunità di prevedere eventuali premi per lo svolgimento dell'attività nei casi di qualità del servizio particolarmente elevata possa trovare trattazione nell'ambito del processo di consultazione dell'Autorità.

Commento del DICEM

Si ritiene condivisibile l'osservazione di 2i Rete Gas, Edison Stoccaggio e Energia Libera. L'introduzione di premialità per condizioni ottimali di funzionamento (i.e. superiori anche ai livelli minimi) potrà incentivare gli operatori alla gestione ottimale. La premialità potrà essere individuata sia a valere dall'effetto del miglioramento del GNC e condivisa con i Clienti finali virtuosi.

S5.3 Un soggetto (Assocarta) ha osservato come in caso di cessione della titolarità dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, le penali dovrebbero essere pagate anche dalla stessa impresa di trasporto qualora i parametri non siano rispettati.

Controdeduzione di SNAM

Come indicato in precedenza, ove l'impianto risulti di proprietà del cliente finale, un errore di misura determinerebbe in capo al titolare dell'impianto un indebito vantaggio derivante dal costo evitato di acquisto del gas non misurato e comunque prelevato e consumato. Tale fattispecie non si verificherebbe nel caso in cui la proprietà dell'impianto di misura sia terza rispetto al soggetto che preleva e consuma i quantitativi di gas misurati. In tal caso la penale andrebbe commisurata alla mancata prestazione del servizio di misura.

Commento del DICEM

Si condivide l'osservazione di Assocarta in quanto l'errore di misura può avere un segno sia positivo che negativo e quindi determinare una perdita o un vantaggio, con le stesse probabilità. Si ritiene che nel caso l'impianto di misura venga trasferito all'impresa di trasporto, gli obblighi rispetto ai requisiti minimi ed ai livelli di qualità del servizio debbano ricadere in toto sull'impresa di trasporto, inclusa la determinazione dei corrispettivi, se commisurati al GNC così come proposto.

S5.4 Un soggetto (Energia Libera) ha evidenziato la necessità di prevedere che, prima dell'applicazione dei corrispettivi, sia previsto un lasso di tempo congruo affinché il titolare dell'impianto possa provvedere al risanamento del guasto/anomalia atteso che in



alcuni casi quest'ultimo potrebbe dipendere da fattori che non rientrano nel controllo del titolare dell'impianto. Lo stesso soggetto ha evidenziato la necessità che i corrispettivi economici siano applicati direttamente ai clienti finali e che non siano addebitati al venditore che fornisce tali clienti (anche al fine di evitare nei casi di morosità eventuali oneri per mancato rispetto degli standard non riscossi gravino sui venditori).

Controdeduzione di SNAM

Secondo lo schema proposto nel DCO i corrispettivi troverebbero applicazione al superamento dei livelli di servizio "soglia", già dimensionati per garantire al titolare dell'impianto adeguati margini di flessibilità per far fronte alla risoluzione di eventuali guasti/anomalie. Inoltre, come specificato nel documento di consultazione si ritiene opportuno escludere dall'applicazione dei corrispettivi i casi (opportunamente documentati) in cui mancato rispetto del livello di servizio sia riconducibile a cause non imputabili all'esercente l'attività di metering o meter reading, che dovrebbero trovare chiara identificazione nell'ambito del Codice. In merito alle modalità di applicazione dei corrispettivi, si ritiene che tali aspetti potranno trovare chiara declinazione nel quadro contrattuale che verrà definito in base alle scelte regolatorie sul riassetto dell'attività (con indicazione dei ruoli e delle responsabilità dei diversi soggetti), da prevedere all'interno del Codice a valle del processo di consultazione aperto a tutti i soggetti interessati. Ove il compito di applicare i corrispettivi dovesse essere assegnato all'impresa maggiore di trasporto - che si rende disponibile allo svolgimento di tale attività in qualità di operatore di sistema - si ritiene necessario prevedere un opportuno coinvolgimento della Cassa Conguaglio per la corretta gestione dei flussi economici e evitare eventuali esposizioni in capo a Snam garantendone l'adeguata neutralità.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM.

S5.5 Un soggetto (ACISM - Associazione Italiana Costruttori Strumenti di Misura) ha richiesto chiarimenti in merito: i) all'applicazione del corrispettivo per mancato rispetto del piano di manutenzione, in particolare se sia applicato una tantum oppure con cadenza temporale definita (e.g. annuale, mensile, etc.); ii) all'eventuale applicazione dei corrispettivi economici, previsti per la corretta gestione e manutenzione dell'impianto di misura, anche ad altre parti dell'impianto che possono influenzare il corretto funzionamento del sistema di misura (ad es. filtri, sistemi di regolazione, caldaie, etc.), e iii) alla decorrenza dell'applicazione dei corrispettivi, in particolare se questa sia prevista a partire dal termine delle operazioni di revamping dell'impianto di misura, oppure se verrà applicata a prescindere dall'adeguamento dell'impianto stesso.



Controdeduzione di SNAM

Si ritiene opportuno prevedere che il corrispettivo per la mancata esecuzione delle manutenzioni trovi applicazione su base annuale in coerenza con la pianificazione delle attività prevista dal Piano di Manutenzione. I corrispettivi sono riferiti alla corretta gestione dell'impianto di misura e non sono previsti corrispettivi da applicarsi ad altre apparecchiature. Fermo restando che il titolare dell'impianto è tenuto a garantire il corretto funzionamento dell'impianto di misura al fine del rispetto degli standard previsti, prevedendo nel caso le necessarie attività di manutenzione anche su altri componenti che ne possano influenzare le prestazioni, si ritiene che il potenziale impatto di tali componenti sull'accuratezza del dato di misura possa considerarsi trascurabile. Come indicato nel documento di consultazione, si ritiene opportuno prevedere che a valle del censimento impiantistico venga individuato un piano di adeguamento da sottoporre all'Autorità per approvazione in esito al quale si potrà individuare la data più appropriata di eventuale applicazione dei corrispettivi. In tale ambito si ritiene che i corrispettivi riferiti a standard di qualità per cui non sia richiesto un adeguamento impiantistico potrebbero trovare già applicazione a valle della decisione sul riassetto, mentre per gli altri risulti opportuna l'applicazione a partire dal termine che sarà definito nel Piano di upgrading per il completamento delle relative attività.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. È opportuno che i corrispettivi per la mancata manutenzione siano applicati annualmente in base alle comunicazioni effettuate ed al piano comunicato. Componenti diversi rispetto all'impianto di misura (e.g. filtri, sistemi di regolazione, caldaie, ecc...) non dovrebbero rientrare nel campo di applicazione del processo di riassetto. Si concorda infine di avviare la gestione dei corrispettivi dopo il completamento del revamping degli impianti.



3.2.6. Spunto S6, censimento impiantistico

Nella successiva Tabella 39 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli aspetti relativi al censimento impiantistico.

Tabella 39 – Osservazioni censimento impiantistico

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
S6	2i RETE GAS	<p>Con riferimento al censimento degli impianti si comprende l'importanza di tale attività per mappare in modo esauriente ed accurato la consistenza e lo stato dei sistemi di misura dei punti di consegna e riconsegna della rete di trasporto, ma il suo svolgimento potrebbe comportare delle difficoltà per l'impresa di distribuzione, ad esempio nel caso in cui un impianto di distribuzione presenti parti che sono di proprietà degli enti locali concedenti (si pensi ad esempio all'eventualità di una cabina RE.MI in cui alcuni dei gruppi di misura installati non appartengono al distributore, bensì al Comune che aveva realizzato direttamente parte dell'impianto di distribuzione). In una simile circostanza il gestore potrebbe riscontrare difficoltà nel reperire tutti i dati richiesti dal censimento e potrebbe inoltre risultargli problematico fornire un riscontro alla parte in cui viene richiesto di esplicitare - già in fase di mappatura degli impianti - l'eventuale volontà di cessione dell'impianto da parte del proprietario, e ciò proprio perché il soggetto che risponde al censimento non sempre coincide con il proprietario dell'impianto censito. In esito al censimento andrebbe pertanto avviato un confronto tra proprietario dell'impianto e impresa di trasporto, nell'ambito del quale approfondire i seguenti aspetti di rilievo (così da permettere al soggetto proprietario dell'impianto di effettuare una scelta consapevole in merito alla cessione o all'eventuale adeguamento dello stesso):</p> <ul style="list-style-type: none">· tipologia di interventi necessari per l'upgrading dell'impianto di misura, con relative tempistiche di effettuazione dei lavori di adeguamento e costi da sostenere;· stima dei costi di manutenzione una volta concluso il processo di upgrading;· metodo di valorizzazione degli asset in caso di eventuale cessione. <p>Qualora il titolare dell'impianto sia un ente locale ci si attende inoltre che il processo di cui sopra sia contraddistinto da tempistiche maggiori, in ragione della necessità di espletare tutti i passaggi formali che le amministrazioni sono tenute ad effettuare per l'approvazione degli atti per i casi di alienazione di beni comunali.</p> <p>Alla luce di quanto detto, si riterrebbe quindi opportuno che in fase di censimento il distributore possa limitarsi ad esprimere solo un'indicazione di massima circa il suo potenziale interesse a cedere l'impianto - oppure circa il medesimo interesse da parte del Comune ove esso risulti proprietario dell'impianto e abbia già espresso e comunicato la sua intenzione in tal senso - rinviando la risposta definitiva a valle del confronto più sopra descritto tra titolare dell'impianto e impresa maggiore di trasporto.</p>
S6	Assocarta	<p>Nell'ambito del censimento, non è stata presentata alcuna manifestazione d'interesse all'acquisizione dell'impianto di misura che possa permettere una valutazione analitica né indicazione sulla durata della cessione;</p>
S6	Confindustria	<p>Si ritiene opportuno prevedere che nell'ambito del censimento, sia prevista la massima apertura, trasparenza e flessibilità, in particolare richiedendo al cliente della rete di trasporto il proprio interesse alla cessione dell'impianto di misura e non la volontà esplicita. La disponibilità alla cessione dovrà infatti essere poi manifestata dal titolare solo a seguito delle opportune valutazioni economiche e verificata in base alle offerte caso per caso di Snam.</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<ul style="list-style-type: none">• Si ritiene opportuno che il censimento stesso divenga uno strumento per la valutazione del costo-efficacia della misura, attraverso un monitoraggio del successivo processo di upgrading. Non risulta altresì chiaro se sia prevista la possibilità futura per il cliente di tornare in possesso dell'impianto di misura una volta ceduto all'impresa maggiore di trasporto.
S6	EDISON	consegna/riconsegna della rete di trasporto, riteniamo che, in termini generali, l'indicazione da parte del Titolare dell'impianto di misura circa l'eventuale propria volontà di cessione dello stesso al Trasportatore <u>non possa avvenire contestualmente al censimento</u> , ma debba essere effettuata in un momento successivo, ossia solo a valle delle valutazioni circa l'entità degli eventuali interventi di adeguamento e del loro costo.
S6	EDISON	Con riferimento al censimento impiantistico, si propone che le Imprese di trasporto, che dispongono già di un set di informazioni completo ed aggiornato sullo stato e sulla consistenza impiantistica degli impianti di misura attualmente operativi e allacciati sul proprio sistema di trasporto, chiedano specificamente ai soli titolari d'impianto non in linea con i requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi di effettuare il censimento e relativo questionario ed escludano da quest'ultimo i titolari di impianti rispettosi degli obblighi e dei livelli di servizio.
S6	ENEL	<p>Si ritiene opportuno prevedere che nell'ambito del censimento, sia prevista la massima apertura, trasparenza e flessibilità. In particolare le informazioni raccolte dovrebbero essere messe a disposizione di tutti i soggetti interessati e si auspica che, come ritenuto opportuno nella Del. 522/2019/R/GAS, prima di procedere all'adozione di un provvedimento in materia di riassetto del servizio di misura, si proceda ad un'ulteriore fase di consultazione degli orientamenti finali dell'Autorità, nonché si compiano eventuali ulteriori approfondimenti che dovessero rendersi necessari.</p> <p>Pertanto al fine di favorire una scelta consapevole da parte del titolare dell'apparato di misura si ritiene che in fase di censimento possa essere al massimo espressa una manifestazione d'interesse alla cessione dello stesso non vincolante e non una volontà esplicita. La disponibilità alla cessione dovrà infatti essere poi manifestata dal titolare solo a seguito delle opportune valutazioni economiche. Nella successiva consultazione da parte dell'Autorità, si ritiene opportuno vengano fornite delle stime sulla valorizzazione dei corrispettivi di misura in base ai previsti processi di upgrading; pertanto, al fine di effettuare una scelta sulla base di stime di corrispettivi quanto più verosimili possibili, si ritiene opportuno che la fase di censimento venga svolta ex ante rispetto alla consultazione ARERA.</p>
S6	SGI	Il DCO indica che il censimento degli impianti sia svolto tramite un questionario, nulla si dice riguardo i punti non interconnessi all'impresa maggiore, si ritiene più efficace che, per i punti che insistono sulle reti delle altre imprese, il censimento sia effettuato da queste ultime che hanno la conoscenza diretta dell'impianto.
S6	UTILITALIA	<p>La previsione secondo cui, nell'ambito del censimento, sarà verificata l'eventuale volontà del titolare a cedere l'impianto all'impresa maggiore di trasporto e con esso l'esercizio dell'attività di metering nell'eventualità riguardasse anche i DSO (a parere della scrivente al momento al di fuori delle previsioni della del. 522/19) richiede una sintesi sulle questioni poste nelle osservazioni generali.</p> <p>In questo caso, proprio per consentire le valutazioni tecniche economiche sottese a una scelta tanto importante si chiede che il censimento avvenga solo a valle della pubblicazione del dispositivo regolatorio con il quale Arera disciplinerà la materia e che per l'effettuazione dello stesso sia concesso un congruo periodo di tempo di almeno 4-6 mesi.</p>



Rif.	Soggetto interessato	Commento
		<p>Si propone inoltre (come già anticipato nelle premesse), di integrare la check list di ARERA con un ulteriore punto che preveda che il DSO possa concedere al TSO di realizzare una propria linea di misura a monte della REMI in adiacenza al proprio PIDA in modo da ridurre al minimo le interazioni ed i limiti da batteria, e quindi di responsabilità, siano definiti e certi. Ciò senza instaurare l'obbligo, in capo al DSO, di fornire al TSO gli adeguati spazi, che saranno senza dubbio ceduti nelle aree dove ciò è fisicamente possibile, mentre in caso contrario l'onere di ricercare gli spazi rimarrà in capo al TSO.</p> <p>Per quanto riguarda i contenuti del questionario allegato alla consultazione, preme evidenziare che dall'attività di somministrazione dello stesso a un campione delle nostre Associate (attività avviata su richiesta della stessa Snam) è risultata una difficile omogeneizzazione delle risposte sia per quanto riguarda la confrontabilità dei dati numerici sia per il tenore delle risposte testuali.</p> <p>Si suggerisce pertanto di fissare e/o organizzare controlli numerici sui dati (banalmente il numero di sistemi di misura ai ReMI non può differire rispetto alla somma degli stessi per tipologia di misura volumetrica/venturimetrica, stesso dicasi del numero di contatori installati rispetto alle linee doppie o singole che siano ecc.). Si suggerisce altresì di corredare le schede di apposite istruzioni di compilazione corredati di esempi, nonché, se possibile, organizzare occasioni di approfondimento pubblico per chiarire dubbi e quesiti all'ampia platea di soggetti chiamata a rispondere al censimento impiantistico.</p>
	2i Rete Gas	<p>Infine, in merito al modello di questionario per il censimento, prospettato nell'Appendice II del documento di consultazione, ed in particolare riguardo alla domanda "Copertura GSM (verificare con disp. in dotazione)", si ritiene necessario evidenziare che il grado di copertura GSM offerto dagli operatori di telefonia mobile risulta dinamico (in relazione alla possibile disattivazione o riorientamento di antenne/ripetitori) e pertanto l'informazione fornita potrà costituire solo un'indicazione della condizione di rilevazione e non una condizione di cui si può avere certezza anche per il futuro. Tale considerazione assume particolare rilievo soprattutto per cabine RE.MI collocate in aree discoste dai centri abitati, nelle quali il segnale GSM può più facilmente risultare instabile o suscettibile di effetti derivanti dalla ripianificazione della rete degli operatori di telefonia mobile.</p>

S6.1 Diversi soggetti (Anigas, Assocarta, Confindustria, Edison Stoccaggio S.p.A., Enel, Energia Libera, Utilitalia) hanno osservato come in fase di censimento i titolari degli impianti dovrebbero poter esprimere un interesse alla cessione dell'impianto di misura e non una volontà esplicita. I rispondenti ritengono infatti che una decisione definitiva possa essere assunta solo una volta note le decisioni assunte dall'Autorità in relazione ai criteri di valorizzazione degli impianti e di determinazione dei corrispettivi di misura (si rimanda alle osservazioni di carattere generale).

Controdeduzione di SNAM

In relazione a quanto osservato occorre evidenziate che, in ogni caso, una chiara indicazione della volontà di avvalersi della facoltà di cessione dell'impianto costituisce un elemento fondamentale per la predisposizione di un piano di upgrading il quanto più accurato possibile. In particolare, una quantificazione attendibile del numero degli impianti complessivamente ceduti è funzionale alla corretta determinazione delle tempistiche di adeguamento da parte dell'impresa di trasporto che si troverebbe a subentrare nella titolarità



degli impianti e consentirebbe all'impresa di trasporto di attivarsi quanto prima per l'acquisto e l'upgrading degli impianti a beneficio del sistema gas. Va altresì evidenziato come molti titolari degli impianti potrebbero essere interessati alla cessione indipendentemente dalle considerazioni sopra esposta in quanto non interessati allo svolgimento delle attività di metering nel nuovo assetto che si verrebbe a delineare.

Commento del DICEM

Si concorda in linea di principio con le osservazioni dei Soggetti interessati. Si ritiene opportuno che nella fase di censimento il titolare dell'impianto possa esprimere un interesse alla cessione dell'impianto di misura e non una posizione vincolante (cessione/mantenimento).

S6.2 Un soggetto (Edison Stoccaggio S.p.A) osservato come le imprese di trasporto già dispongano di un set di informazioni completo e aggiornato sullo stato e sulla consistenza degli impianti di misura operativi e allacciati alle proprie reti e pertanto sia opportuno richiedere la partecipazione al censimento e la compilazione del relativo questionario ai soli titolari di impianti non in linea con i requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi, escludendo così i titolari d'impianti rispettosi degli obblighi e dei livelli di servizio.

Controdeduzione di SNAM

Pur comprendendo le ragioni alla base dell'osservazione formulata dal rispondente, si ritiene comunque necessaria la partecipazione di tutti i titolari di impianti al censimento al fine di avere a disposizione un "fotografia" completa e dettagliata del parco impiantistico in base al quale definire il piano di upgrading. Inoltre, anche in relazione al prospettato ruolo di monitoraggio che verrebbe attribuito all'impresa maggiore di trasporto, il censimento costituirebbe l'occasione di raccogliere le informazioni in maniera organizzata grazie all'ausilio di appositi sistemi informativi garantendo l'uniformità dei dati. Al fine di semplificare le attività dei soggetti coinvolti il sistema informativo verrebbe predisposto in modo da rendere la comunicazione delle informazioni il più semplice e efficace possibile.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM.

S6.3 Un soggetto (SGI S.p.A.) ha evidenziato l'opportunità che sia ciascuna impresa di trasporto a effettuare autonomamente il censimento sui punti di consegna/riconsegna insistenti sulla propria rete.



Controdeduzione di SNAM

Fermo restando che i ruoli e le responsabilità dei diversi soggetti coinvolti nel processo di riassetto dell'attività di misura dovranno essere stabiliti dall'Autorità, si ritiene che l'esecuzione del censimento da parte di un unico soggetto garantirebbe maggiore uniformità nella raccolta dei dati nonché una maggior efficienza anche in relazione alla prospettata attribuzione delle responsabilità di monitoraggio all'impresa maggiore di trasporto. Come previsto dal documento di consultazione i dati raccolti verrebbero in ogni caso condivisi con le imprese di trasporto ai cui gli impianti censiti sono connessi.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM. Ferma restando la necessità che tutte le informazioni siano rese disponibili all'Impresa maggiore, il ruolo di quest'ultima sugli impianti non direttamente da questa gestiti potrebbe essere anche limitato al coordinamento del censimento. In questo caso, la responsabilità della corretta compilazione dei questionari resterebbe in carico alle altre imprese di trasporto, insieme alla trasmissione dei questionari all'impresa maggiore.

S6.4 In relazione al questionario allegato alla consultazione, è stato proposto da parte di un soggetto (Utilitalia) di corredare le schede di apposite istruzioni di compilazione corredate di esempi, nonché di organizzare occasioni di approfondimento pubblico per chiarire dubbi e quesiti all'ampia platea di soggetti chiamata a rispondere al censimento impiantistico. È stato altresì suggerito di non escludere la possibilità di introdurre controlli numerici sui dati forniti al fine di evitare eventuali errori.

Controdeduzione di SNAM

Si concorda con l'osservazione e se ne terrà conto in sede di censimento.

Commento del DICEM

Si concorda con Utilitalia e con la controdeduzione di SNAM.

S6.5 Un soggetto (2i Rete Gas) ha osservato come il grado di copertura GSM offerto dagli operatori di telefonia mobile risulti dinamico (in relazione alla possibile disattivazione orientamento di antenne/ripetitori) e come pertanto l'informazione fornita in sede di censimento debba costituire solo un'indicazione della condizione di rilevazione e non una condizione di cui si può avere certezza anche per il futuro (e.g. impianti in aree discoste dai centri abitati).



Controdeduzione di SNAM

Si concorda con l'osservazione e se ne terrà conto in sede di effettuazione del censimento. In tali casi sarà valutata con l'impresa maggiore di trasporto la soluzione tecnica più opportuna.

Commento del DICEM

Si concorda con 2i Rete Gas e con la controdeduzione di SNAM.

S6.6 Un soggetto (2i Rete Gas) ha segnalato come potrebbero verificarsi delle difficoltà nel recupero delle informazioni richieste nel caso in cui un impianto di distribuzione presenti parti che sono di proprietà degli enti locali concedenti. In una simile circostanza il gestore potrebbe riscontrare difficoltà nel reperire tutti i dati richiesti dal censimento e potrebbe inoltre risultargli problematico fornire un riscontro circa l'eventuale volontà di cessione dell'impianto.

Controdeduzione di SNAM

Con riferimento all'osservazione formulata si ritiene che il gestore dell'impianto dovrebbe risultare in possesso di tutte le informazioni richieste in sede di censimento in quanto necessarie al corretto e sicuro svolgimento dell'attività di cui risulta concessionario. Resta inteso che ove un soggetto non si sia avvalso della facoltà di cessione, nell'ambito della proposta di riassetto, risulterebbe responsabile dello svolgimento dell'attività e degli standard di qualità del servizio che saranno individuati.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM.



3.2.7. Spunto S7, piano di acquisizione/upgrading

Nella successiva Tabella 40 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito agli aspetti relativi al piano di acquisizione/upgrading.

Tabella 40 – Osservazioni piano di acquisizione/upgrading

Rif.	Soggetto interessato	Commento
S7	2i RETE GAS	<p>Preme innanzitutto osservare come la deliberazione 522/2019/R/gas - di avvio della consultazione in oggetto - sembri riferire ai soli clienti finali la possibilità di cedere (a titolo oneroso) l'impianto di misura all'impresa di trasporto, mentre il presente DCO pare estendere detta facoltà alla totalità dei titolari di tali impianti.</p> <p>Per quanto riguarda le tempistiche del piano di upgrading, non risulta chiaro se quanto riportato al paragrafo 38 "Le tempistiche entro cui procedere all'adeguamento degli impianti verrebbero proposte dall'impresa maggiore di trasporto a valle del censimento documentale, e approvate dall'Autorità" riguardi solo i piani presentati da Snam con riferimento agli impianti acquisiti o se si riferisca anche ai piani predisposti dai titolari degli impianti che non si sono avvalsi della facoltà di cedere gli stessi al trasportatore.</p> <p>Le scadenze per l'upgrading dovranno inoltre necessariamente considerare le tempistiche per ottenere le autorizzazioni richieste dagli enti locali e dalle autorità preposte (ad es. l'Agenzia delle Dogane), nonché quelle necessarie a bandire le gare per i fornitori di apparecchiature. Tutto ciò considerato, si ritiene che l'attività di adeguamento degli impianti vada programmata su un orizzonte pluriennale non inferiore ai 5 anni (ad es. 6-7 anni, come già evidenziato in risposta allo spunto di consultazione S2).</p>
S7	ANIGAS	<p>Infine, in merito al piano di upgrading, uno degli aspetti nodali riguarda le tempistiche. A valle del censimento, una volta definito lo stato dell'arte degli impianti di misura ed effettuata una valutazione preliminare degli interventi necessari a garantire il rispetto degli standard di qualità individuati, Anigas provvederà ad inviare le proprie osservazioni con riferimento alle congrue tempistiche di upgrading di cui si auspica l'Autorità ne tenga conto nella consultazione dei propri orientamenti finali. Ciò fermo restando il riconoscimento in tariffa di distribuzione delle attività di adeguamento.</p>
S7	EDISON	<p>Con riferimento alle tempistiche del piano di upgrading, non è chiaro se quanto riportato a par. 38 "Le tempistiche entro cui procedere all'adeguamento degli impianti verrebbero proposte dall'Impresa maggiore di trasporto a valle del censimento documentale, e approvate dall'Autorità", si riferisca solo ai piani presentati dal Trasportatore relativi agli impianti acquisiti da sottoporre ad adeguamento o anche ai piani predisposti dai titolari degli impianti di misura che non si siano avvalsi della facoltà di cedere gli stessi al Trasportatore, per i quali, come detto in precedenza, si dovrebbe procedere secondo un percorso di condivisione tra Titolare e Trasportatore.</p>
S7	UTILITALIA	<p>In merito al piano di acquisizione/upgrading, si sottolinea come il combinato disposto dei vari punti descritti potrebbe implicare un piano di upgrading di proporzioni enormi, che per la sua realizzazione potrebbe richiedere diverse decine di milioni di euro. A tal proposito, si veda la proposta riportata al punto precedente (S6), volta alla realizzazione da parte del TSO della propria linea di misura.</p>



S7.1 Diversi soggetti (ACISM – Associazione Italiana Costruttori Strumenti di Misura, Edison Stoccaggio S.p.A., 2i Rete gas) hanno chiesto chiarimenti in merito alle tempistiche entro cui si dovrà procedere all'adeguamento degli impianti che, secondo quanto riportato dal documento di consultazione, verranno proposte dall'impresa maggiore di trasporto a valle del censimento documentale e approvate dall'Autorità. In particolare, Edison Stoccaggio S.p.A. e 2i Rete gas segnalano l'opportunità di specificare se i piani presentati dall'impresa maggiore di trasporto faranno riferimento ai soli impianti acquisiti o se comprenderanno anche i piani predisposti dai titolari degli impianti che non si sono avvalsi della facoltà di cessione degli stessi. In riferimento a questi ultimi impianti, diversi soggetti (Assocarta, Anigas, 2i Rete gas) hanno evidenziato l'importanza di instaurare un rapporto di condivisione tra l'impresa maggiore di trasporto e i titolari degli impianti, al fine di definire tempistiche condivisibili che non risultino inferiori a quelle necessarie all'impresa maggiore di trasporto per adeguare i propri impianti (Assocarta). Un soggetto (2i Rete gas) ha inoltre osservato la necessità di programmare l'attività di adeguamento su un orizzonte pluriennale che a suo avviso dovrebbe risultare non inferiore ai 5 anni (e.g. 6/7 anni) al fine di considerare le tempistiche necessarie per ottenere le autorizzazioni richieste dagli enti locali e dalle autorità preposte (ad es. l'Agenzia delle Dogane), nonché quelle necessarie a bandire le gare per i fornitori di apparecchiature.

Controdeduzione di SNAM

Una stima preliminare delle tempistiche entro cui procedere all'adeguamento degli impianti da parte dei vari soggetti risulterà possibile solo a seguito del censimento impiantistico e della espressione definitiva da parte di ciascun titolare dell'impianto della volontà di avvalersi o meno della facoltà di cedere l'impianto all'impresa di trasporto. Inoltre, le stime sulle tempistiche di adeguamento degli impianti ceduti all'impresa di trasporto potranno, come anticipato nel documento di consultazione, essere soggette a eventuali aggiornamenti in relazione agli esiti di verifiche sul campo. Come indicato nel documento ciascun soggetto che non decida di avvalersi della facoltà di cessione dovrebbe essere tenuto a predisporre autonomamente un piano di adeguamento tale da consentire il rispetto dei requisiti e degli standard individuati. Le relative tempistiche verrebbero proposte dall'impresa maggiore di trasporto anche per gli impianti che rimarranno nella titolarità di altri soggetti tenuto conto delle condizioni degli impianti stessi, della loro numerosità e della capacità del mercato di far fronte al numero di richieste pervenute nonché delle tempistiche necessarie per ottenere autorizzazioni e per bandire le gare di fornitura. Resta inteso che le tempistiche di adeguamento dovrebbero considerare opportunamente anche la numerosità e la rilevanza degli interventi necessari da parte dei differenti soggetti coinvolti, con l'obiettivo di procedere ad un riassetto che garantisca il raggiungimento degli standard quanto prima possibile alla luce delle criticità presenti nel settore.



Commento del DICEM

Si concorda in linea di principio con la controdeduzione di SNAM. Si ritiene tuttavia che il piano di adeguamento debba inserirsi in uno scenario più ampio nel quale le tempistiche e le eventuali priorità (e.g. in funzione della Qero dell'impianto) sono stabilite da ARERA unitamente alle imprese di trasporto indipendentemente dal fatto che l'impianto sia stato, o meno, ceduto.

S7.2 Un soggetto (Assocarta) ha osservato come l'adeguamento degli impianti che per i quali i titolari abbiano deciso di non avvalersi della facoltà di cessione all'impresa maggiore di trasporto debba partire da quelli più inadeguati, prevedendo tempistiche diverse: una breve per gli impianti più inadeguati rispetto agli standard introdotti e una più lunga per gli impianti che di fatto sono già in grado di fornire misure giornaliere e "precise". Un altro soggetto (Enel) ha osservato la necessità di garantire una flessibilità nella definizione delle tempistiche di adeguamento degli apparati di misura per tenere in considerazione la peculiarità dei diversi impianti.

Controdeduzione di SNAM

In relazione a tali osservazioni si richiamano le considerazioni sopra esposte. In tale prospettiva si richiama come nel documento di consultazione era già stata proposta la definizione di scadenze temporali differenziate oltre che a tenere in considerazione la condizione dell'impianto prevedessero una prioritizzazione in relazione ai termini di volumi misurati.

Commento del DICEM

Si ritiene che tra i criteri per stabilire la priorità degli interventi non debba essere ricompreso solo il livello di inadeguatezza dell'impianto rispetto ai nuovi standard ma anche un criterio legato alla taglia dello stesso (i.e. Qero dell'impianto).

S7.3 Un soggetto (Utilitalia) ha sottolineato come il quadro previsto dal documento di consultazione potrebbe implicare un piano di upgrading di enormi proporzioni, che per la sua realizzazione potrebbe richiedere diverse decine di milioni di euro.

Controdeduzione di SNAM

Il riassetto complessivo dell'attività di misura è volto a far sì che questa venga svolta nel rispetto di requisiti minimi (in larga parte riferiti a norme tecniche di settore) nonché di standard di qualità del servizio ritenuti consoni per un corretto funzionamento del trasporto di gas naturale a beneficio del sistema e dei consumatori. L'entità del piano di upgrading in termini di costi e tempistiche di implementazione dipenderà dallo stato impiantistico che verrà effettivamente rilevato e degli interventi che si renderanno effettivamente necessari. Si ritiene



che in considerazione delle problematiche riscontrate nel settore in oggetto i benefici derivanti dalla implementazione di un piano complessivo di adeguamento possano compensare ampiamente i relativi costi incrementali.

Commento del DICEM

Si concorda con la controdeduzione di SNAM.



3.2.8. Spunto S8, coordinamento imprese di trasporto

Nella successiva Tabella 41 si riportano in dettaglio le osservazioni ricevute dai Soggetti interessati in merito al coordinamento delle imprese di trasporto.

Tabella 41 – Osservazioni coordinamento delle imprese di trasporto

<i>Rif.</i>	<i>Soggetto interessato</i>	<i>Commento</i>
S8	SGI	<p>non è chiara la ratio che supporterebbe l'opzione di riservare all'impresa maggiore l'attività di acquisizione e validazione dei dati di misura; opzione che si ritiene, come detto, debba essere supportata da motivazione stringente e congrua rispetto ai fini della regolazione, e tenendo in debito conto la posizione dominante nel mercato di Snam.</p> <p>Pur non condividendo la possibilità di un'assegnazione esclusiva all'Impresa Maggiore dell'attività di meter reading si rileva una contraddizione nello schema proposto da Snam dove si prevede che la validazione dei dati, la messa a disposizione delle misure dei volumi e di qualità, l'emissione e l'eventuale ri-emissione del verbale misura debba essere svolto dall'impresa maggiore, ma nel caso di indisponibilità della telelettura e dei dati di qualità del gas, l'imputazione/caricamento dei dati nei sistemi informatici e la miglior ricostruzione dei dati di misura mancanti possa essere effettuata dal gestore della rete su cui insiste il punto, il quale si troverebbe a dover gestire dati complessi senza la confidenza legata alla consueta gestione del processo di validazione dei dati di misura.</p>

S8.1 Osservazioni in merito al coordinamento tra imprese di trasporto sono state presentate da un solo operatore (SGI). Oltre a quanto già riportato in precedenza, SGI ritiene che la proposta di riconoscere all'impresa maggiore i costi operativi per l'attività di meter reading prevedendo la possibilità di stipulare opportuni contratti con le altre imprese di trasporto ove intendesse avvalersi della loro cooperazione nello svolgimento dell'attività risulterebbe una inutile complicazione. In tal senso sarebbe preferito il mantenimento dell'assetto attuale anche in termine di svolgimento delle attività da parte di ciascun operatore prevedendo il riconoscimento dei relativi costi alle singole imprese.

Controdeduzione di SNAM

Il documento di consultazione individua delle proposte di coordinamento tra i diversi operatori di trasporto sviluppate considerando gli orientamenti indicati dall'Autorità che prevedono l'attribuzione della responsabilità dell'attività di meter reading all'impresa maggiore di trasporto su tutto il perimetro del trasporto. In tale contesto, è stato considerato opportuno prevedere che la stessa impresa maggiore potesse avvalersi anche delle prestazioni di soggetti terzi, ivi incluse le altre imprese di trasporto, per la gestione delle apparecchiature funzionali al meter reading nonché, ove non sia disponibile la telelettura, per il reperimento in campo dei dati e la loro successiva trasmissione. Questo al fine di poter adottare la soluzione più efficiente ed economicamente vantaggiosa per



il sistema gas tra la gestione diretta e l'affidamento dello svolgimento delle attività necessarie ad un soggetto terzo.

Commento del DICEM

Si comprendono le problematiche poste da SGI, ma si ritiene opportuno mantenere l'impostazione suggerita dall'Autorità.

S8.2 SGI evidenzia inoltre come non sia chiaro il razionale che supporterebbe l'opzione di riservare all'impresa maggiore l'attività di acquisizione e validazione dei dati di misura. SGI ritiene altresì che vi sia una contraddizione nel prevedere che le attività di validazione dei dati, di messa a disposizione delle misure dei volumi e di qualità, di emissione e eventuale ri-emissione del verbale misura debbano essere svolte dall'impresa maggiore e che nel caso di indisponibilità della telelettura e dei dati di qualità del gas, l'imputazione/caricamento dei dati nei sistemi informatici e la miglior ricostruzione dei dati di misura mancanti possano essere svolte dal gestore della rete su cui insiste il punto.

Controdeduzione di SNAM

Le attività di acquisizione e validazione dei dati di misura rientrano ai sensi della regolazione del servizio in essere parte integrante dell'attività di meter reading (cfr. paragrafo 1.1 del DCO) e pertanto dovrebbero essere necessariamente svolte dall'impresa maggiore in qualità di soggetto responsabile. Come indicato in precedenza nell'ambito della proposta di riassetto si ritiene opportuno poter prevedere che ove più efficiente ed economico per il sistema avvalersi del supporto di soggetti terzi, ivi incluse le altre imprese di trasporto presenti sul territorio, nello svolgimento di tale attività. Resta inteso che una tale eventualità verrebbe valutata caso per caso dall'impresa maggiore di trasporto e, in ogni caso, le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore non sarebbero obbligate a fornire tale supporto ove non lo ritengano opportuno.

Commento del DICEM

Si comprendono le problematiche poste da SGI, ma si ritiene opportuno mantenere l'impostazione suggerita dall'Autorità.



Dipartimento di
Ingegneria
Civile e Meccanica
UNIVERSITÀ DI CASSINO E DEL LAZIO
MERIDIONALE

Rapporto di Ricerca

Riassetto dell'attività di misura del gas nei
punti di entrata e uscita della rete di trasporto

*Fase 2: Supporto per la definizione del nuovo assetto
dell'attività di misura del gas nella rete di trasporto.*

Cassino 30/09/2021

Versione aggiornata al 23/11/2021

Prof. Marco Dell'Isola


Prof. Giorgio Ficco




Indice

Premessa.....	3
1. Requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi degli impianti di misura gas	4
1.1 Spunti emersi nella consultazione e relative controdeduzioni	4
1.1.1 <i>Aspetti generali</i>	4
1.1.2 <i>Requisiti minimi e ottimali:</i>	6
1.2 Proposta di requisiti minimi ed ottimali	11
1.2.1 <i>Requisiti impiantistici minimi e ottimali</i>	11
1.2.2 <i>Requisiti prestazionali minimi e ottimali</i>	12
1.2.3 <i>Requisiti manutentivi minimi ed ottimali</i>	14
2. Standard di qualità del servizio di misura del gas nella rete di trasporto	18
2.1 Spunti emersi nella consultazione e relative controdeduzioni	18
2.1.1 <i>Servizio di metering</i>	18
2.1.2 <i>Servizio di meter reading</i>	23
2.3 Proposta di standard di qualità del servizio.....	25
2.3.1 <i>Standard di qualità del servizio per l'attività di metering</i>	25
2.3.2 <i>Standard di qualità del servizio per l'attività di meter reading</i>	26
3. Definizione del perimetro di responsabilità dei soggetti coinvolti e del coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto	27

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Requisiti impiantistici minimi e ottimali.....	11
Tabella 2: Requisiti prestazionali minimi e ottimali	12
Tabella 3: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali – Ispezioni	14
Tabella 4: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Verifiche funzionali	15
Tabella 5: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Verifiche periodiche	16
Tabella 6: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Conferme metrologiche intermedie (per impianti con $Q_{ero} > 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$)	17
Tabella 7: Livelli di qualità del servizio per l'attività di <i>metering</i>	25
Tabella 8: Livelli di qualità del servizio per l'attività di <i>meter reading</i>	26



Premessa

Sulla base dei risultati dell'analisi della normativa tecnica di supporto al servizio di misura gas nelle reti di trasporto e tenuto conto dei criteri generali per il riassetto dell'attività di misura sulla rete di trasporto definiti dall'Autorità con deliberazione 522/2019/R/gas, delle proposte contenute nel Documento di Consultazione dell'Impresa maggiore di trasporto sulle linee operative di intervento per il riassetto della misura del 27 maggio 2020 e delle osservazioni pervenute dai Soggetti interessati, con il Rapporto Fase 1, in allegato, è stato fornito all'Autorità supporto tecnico-specialistico per la definizione degli orientamenti finali in materia di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata ed uscita della rete di trasporto presentati dall'Autorità con il documento di consultazione 167/2021/R/gas (DCO 167/2021).

Il presente Rapporto di Ricerca, anche tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione degli orientamenti finali presentati dall'Autorità con il documento 167/2021/R/gas, approfondisce i seguenti aspetti:

- la possibile applicazione di requisiti minimi e ottimali di tipo impiantistico, prestazionale e manutentivo degli impianti di misura gas;
- l'individuazione di standard di qualità del servizio di misura gas e la proposizione dei possibili strumenti regolatori volti a garantire l'adeguatezza e l'affidabilità dei dati di misura e la responsabilizzazione dei titolari degli impianti;
- la definizione del perimetro di responsabilità dei soggetti coinvolti e del coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto.

1. Requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi degli impianti di misura gas

Nella delibera 522/2019/R/gas, l’Autorità ha individuato nella definizione di requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi degli impianti di misura uno dei principi cardine per il riassetto del servizio di misura del gas sulla rete di trasporto nazionale.

La definizione dei requisiti minimi è pertanto finalizzata a garantire il miglioramento del sistema trasporto gas nel suo complesso e del servizio di misura in particolare.

Di seguito, in base alle risultanze della Fase 1, sono presentati gli orientamenti relativi agli aspetti critici emersi dall’analisi della normativa tecnica e della legislazione applicabile e degli Spunti per la consultazione.

In linea di principio si ritiene opportuno individuare, oltre ai requisiti minimi impiantistici, prestazionali e manutentivi, anche requisiti cosiddetti ottimali, ovvero più stringenti rispetto all’attuale normativa, che consentano nell’immediato la parziale attenuazione dei corrispettivi economici derivante dal sistema di incentivazione in fase di definizione.

1.1 Spunti emersi nella consultazione e relative controdeduzioni

1.1.1 Aspetti generali

- a) alcune imprese di distribuzione segnalano che:
- gli impianti di misura sono generalmente conformi alle normative tecniche e di metrologia legale vigenti al momento della loro realizzazione;
 - l’introduzione di indennizzi maggiorati legati alla non conformità degli impianti ai requisiti minimi determinerebbe che per questi impianti i requisiti minimi siano di fatto obbligatori e vincolanti

A tale riguardo, si premette che il decreto MSE 18 giugno 2010 stabilisce che “...il titolare dell’impianto realizza o adegua il sistema di misura secondo la regola dell’arte, in conformità alla normativa vigente ed è responsabile della corretta installazione dello stesso” e che “il sistema di misura realizzato in conformità alla vigente normativa e alle norme dell’UNI, del CEI o di altri organismi di normalizzazione dell’Unione europea o dei suoi Stati membri o di Stati che sono parti contraenti dell’accordo sullo spazio economico europeo, si considera eseguito secondo la regola dell’arte”.

Si ritiene quindi che proprio per la loro natura, i requisiti minimi ed ottimali non debbano essere (di fatto) vincolanti e che non debbano di conseguenza essere penalizzati con interventi di sostituzione/ammodernamento quegli impianti di misura



che siano stati realizzati secondo le normative precedentemente in vigore (delle quali peraltro le normative attuali rappresentano l'evoluzione). I suddetti impianti, opportunamente gestiti e mantenuti infatti sono ritenuti in grado di soddisfare i livelli prestazionali ritenuti necessari per il raggiungimento degli obiettivi del presente processo di riassetto del servizio di misura.

Si ritiene pertanto che a questi impianti possa applicarsi un periodo transitorio, dipendente dall'età di installazione, durante il quale non è richiesta la sostituzione/ammodernamento. Questo in particolare per gli impianti di tipo venturimetrico non più ammessi dalla attuale versione del 2020 della norma UNI 9167-3:2020 e la cui installazione era invece ammessa dalla precedente revisione. Il suddetto periodo transitorio potrà essere definito in funzione di una durata tecnologica (vita utile) dell'impianto, che può essere stimata all'incirca pari a 20 anni.

- b) È stata segnalata da alcuni operatori l'opportunità di introdurre indicatori di qualità per il servizio di *metering* differenziati in funzione del punto di riconsegna;

A riguardo si ritiene che, ad eccezione di pochi casi specifici che potranno essere declinati in maniera puntuale (e.g. settore termoelettrico), per la definizione degli indicatori della qualità del servizio di *metering* debba prescindersi dalla tipologia del punto di riconsegna.

Infatti, le regole ed i principi per la corretta gestione degli impianti di misura possono ritenersi infatti di carattere generale e quindi poco dipendenti dalla tipologia di impianto, mentre per alcuni aspetti relativi alla conduzione dello stesso (e.g. regimi di portata) potranno essere introdotte puntuali eccezioni.

- c) Con particolare riguardo alla manutenzione degli impianti, è stato segnalato che il mancato rispetto dei livelli di servizio può essere determinato anche da cause di forza maggiore e da responsabilità di terzi (e.g. tempistiche per la fornitura di ricambi per riparazione dello strumento) e che in questo caso il titolare dell'impianto non debba essere penalizzato;

Si ritiene rilevante specificare che le possibili cause di mancato rispetto dei livelli di qualità del servizio di misura debbano essere distinte tra "forza maggiore" e "esterne" (i.e. imputabili a terzi).

Ad esempio, cause di forza maggiore sono gli atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali, scioperi, mancato ottenimento di atti autorizzativi, mentre le cause esterne ricomprendono danni o impedimenti provocati da terzi per attività e responsabilità non direttamente imputabili al titolare dell'impianto.

Si ritiene che il Codice di rete potrà declinare in maniera puntuale le suddette cause. Tuttavia, ferme restando le cause esimenti riconducibili a forza maggiore e cause



esterne, non si ritiene necessario prevedere modalità specifiche di gestione della manutenzione degli impianti nel caso in cui siano coinvolti soggetti terzi o escludere dal conteggio dei livelli di servizio i casi in cui le tempistiche dovessero risultare superiori per ulteriori cause. Infatti, trattandosi di attività pianificabili, il titolare dell'impianto potrà opportunamente coordinare e gestire i soggetti coinvolti, nel rispetto dei livelli di servizio definiti.

- d) Le imprese di trasporto segnalano che i livelli di qualità del servizio di meter reading potrebbero non essere garantiti in caso di indisponibilità dei dati di misura da parte del titolare dell'impianto (servizio di metering) sotto la cui responsabilità ricadono gli apparati per la trasmissione dei dati;

Si ritiene che quanto segnalato, nel caso in cui sull'impianto in questione le responsabilità del metering e del meter reading siano di soggetti diversi, possa ricadere tra le cause esimenti esterne imputabili a terzi.

In questo caso la mancata disponibilità del dato (indicatore B del servizio di metering) non deve intendersi limitata al flow computer ma deve ricomprendere anche la trasmissione del dato all'impresa di trasporto su cui insiste l'impianto quale responsabile del meter reading.

1.1.2 Requisiti minimi e ottimali:

- a) SNAM propone di estendere il requisito ottimale IM3 “*Switch automatico della linea di misura nel caso di impianti con più contatori di diverso calibro oppure con più linee di misura con contatori di pari calibro in parallelo*” agli impianti con Qero compresa tra 4.000 e 30.000 Sm³/h dotati di più contatori;

Tra i criteri generali di progettazione per sistemi di misura costituiti da due o più linee in parallelo previsti dalla UNI 9167-3:2020, è previsto l'utilizzo di un sistema automatico di scelta e passaggio tra le linee, in caso di escursioni di portata che rendano necessario lo scambio tra linea/e in esercizio e a disposizione; tale sistema automatico deve essere progettato anche considerando che l'operazione di scambio non deve danneggiare i contatori. Il Requisito IM3 pertanto riveste un carattere “ottimale” e, come tale, si ritiene condivisibile la sua estensione anche agli impianti con Qero > 4.000 Sm³/h dotati di più contatori.

- b) Numerose segnalazioni e spunti sono pervenuti dai soggetti interessati in merito ai sistemi di misura della qualità del gas. In particolare si segnala:



- (i) l'opportunità di prevedere la misura del tenore di idrogeno nel gas (in considerazione della probabile immissione di idrogeno nelle reti, inizialmente in basse percentuali)

Si ritiene fondamentale che nell'attuale scenario di transizione ecologica, le infrastrutture del gas (reti di trasporto e distribuzione) siano tecnicamente pronte per l'immissione di idrogeno, anche se ancora in percentuali molto basse. Pertanto, gli strumenti di misura della qualità del gas di nuova installazione è opportuno che consentano di misurare anche il tenore di idrogeno.

Attualmente sul mercato sono disponibili strumenti di misura della qualità capaci di misurare, oltre che i componenti tipici del gas naturale, anche il tenore di idrogeno nella miscela almeno fino al 10%. Sono altresì disponibili strumenti specifici per la misura in linea del tenore di idrogeno, da utilizzare quindi in aggiunta ai tradizionali gascromatografi/analizzatori.

Si ritiene pertanto che la scelta della tecnologia da utilizzare sia in capo al titolare dell'impianto e che questi debba considerare anche uno scenario futuro in cui le percentuali di idrogeno nel gas potranno essere anche maggiori di quelle attualmente prospettate.

- (ii) l'opportunità di chiarire se restano applicabili i requisiti del Codice di rete Allegato 11/B in materia di modalità e tempistiche per la trasmissione dei dati di misura e di modalità di installazione e gestione degli impianti e se l'utilizzo del gascromatografo debba essere dedicato esclusivamente all'analisi della qualità del gas prelevato dalla rete di trasporto;

Si ritiene utile specificare che il presente studio non propone modifiche agli attuali requisiti relativi alla misura, aggiornamento e trasmissione dei dati della qualità del gas previsti dal Codice di rete.

Pertanto, il Codice di rete prevede la determinazione in continuo dei parametri di qualità del gas e del Potere Calorifico Superiore (PCS) nel caso di installazione fissa di GC/AQ a funzionamento automatico, e, pertanto si ritiene che il GC/AQ debba essere dedicato esclusivamente a questa finalità.

Si ritiene infine che la scelta della tecnologia da utilizzare (i.e. GC o AQ) sia in capo al titolare dell'impianto e che, come sopra detto, questi debba considerare anche uno scenario futuro in cui nella miscela di gas naturale è presente anche idrogeno.

- (iii) l'opportunità di chiarire la responsabilità dell'aggiornamento dei dati della qualità;

Come sopra specificato, il presente studio non propone modifiche agli attuali requisiti relativi alla misura, aggiornamento e trasmissione dei dati della qualità



del gas previsti dal Codice di rete, quindi neppure in merito alle relative responsabilità, che restano in carico al titolare dell'impianto di misura.

Si ritiene utile proporre che, negli impianti esclusi dall'applicazione dei requisiti di metrologia legale, l'aggiornamento dei parametri di qualità, possa essere consentito anche "da remoto" da parte dell'impresa di trasporto, nei casi in cui sia tecnicamente fattibile nel rispetto delle condizioni di sicurezza ed integrità del dato.

- (iv) la possibilità di mantenere per il requisito prestazionale minimo per gli strumenti di misura della qualità (PR4) il valore di MPE attualmente previsto dal Codice di rete (pari a 0,5%).

A questo riguardo, si ritiene opportuno confermare per il requisito prestazionale degli strumenti di misura della qualità PR4 il valore di MPE attualmente previsto dal Codice di rete (pari a 0,5%), sia come requisito minimo che ottimale

- (v) che i dispositivi di conversione dei volumi non conformi alla norma UNI 11629:2020 possono fornire dati non pienamente attendibili e che la relativa trasmissione avviene con un protocollo non pienamente adeguato per riservatezza e autenticità.

A riguardo si conferma che la conformità dei convertitori di volumi alla norma UNI 11629:2020 è importante per garantire la piena uniformità:

- dei dati di misura rilevati e registrati,
- dei protocolli e delle porte di comunicazione;
- delle funzionalità aggiuntive richieste durante le operazioni di manutenzione.

Pertanto, le indicazioni della UNI 11629:2020 rappresentano un utile strumento tecnico per la standardizzazione delle procedure dei flussi informativi e dei protocolli di comunicazione.

- c) Relativamente all'aggiornamento dei dati della qualità (requisito IM8), SNAM segnala che:
- (i) l'attività potrebbe non essere effettuabile nel caso di inadeguatezza/assenza o indisponibilità/malfunzionamento dei dispositivi per la misura automatizzata, o degli apparati per la trasmissione del dato, dal momento che si ricade nel servizio di *metering*;
 - (ii) per gli impianti privi di strumenti di analisi della qualità *in loco*, dovrebbe essere stabilito l'obbligo per il responsabile dell'impianto di aggiornare manualmente i dati secondo le tempistiche previste dal Codice di rete;
 - (iii) nel caso in cui non sia possibile aggiornare i dati qualità da remoto potrebbe applicarsi una post-elaborazione dei dati di misura da parte dell'impresa di trasporto, considerando i parametri rilevati nell'AOP di riferimento;



Si ritiene utile proporre che, negli impianti esclusi dall'applicazione dei requisiti di metrologia legale, l'aggiornamento dei parametri di qualità possa essere consentito anche "da remoto" da parte dell'impresa di trasporto, nei casi in cui sia tecnicamente fattibile nel rispetto delle condizioni di sicurezza ed integrità del dato.

Si ritiene inoltre che nei suddetti impianti possa essere consentita la post-elaborazione i dati di misura mediante i dati aggiornati della qualità non possa esimere dall'applicazione di eventuali corrispettivi da corrispondere per il mancato rispetto dei livelli di servizio).

Pertanto, nella descrizione del requisito IM8 l'aggiornamento dei parametri di qualità deve intendersi più opportunamente "da remoto".

Si ritiene inoltre opportuno specificare che detto aggiornamento deve avvenire secondo le modalità e frequenze indicate nel Codice di rete.

- d) Un operatore richiede di specificare se anche i dispositivi di riserva con Qero compresa tra 200 e 1.200 Sm³/h debbano essere automatizzati e teleleggibili.

In conformità con la UNI 9167-3:2000, il dispositivo di riserva (Data logger volumetrico DLC) di portata superiore a 200 Sm³/h (requisito IM6) deve avere le stesse funzionalità e caratteristiche di un dispositivo di conversione di tipo 1 e di classe I secondo UNI/TS 1162. Pertanto si ritiene che detti dispositivi debbano essere automatizzati e teleleggibili.

- e) Per le conferme metrologiche intermedie alcuni operatori richiedono di chiarire più in dettaglio: i) quali siano gli impianti classificati di "particolare rilevanza"; ii) le modalità di attuazione dell'indicatore MCM3 per gli strumenti per l'analisi della qualità del gas (dal momento che per gli analizzatori di qualità non è possibile fare riferimento all'autotaratura e che per i gascromatografi è più opportuno seguire le indicazioni del costruttore).

A questo riguardo si ritiene che:

- possono essere definiti impianti di "particolare rilevanza" quelli con Qero > 4.000 Sm³/h (rif. Tipo C e D della UNI 9167-3:2000);
- per i gascromatografi è opportuno che l'autotaratura sia effettuata almeno con una frequenza pari a quella indicata dal fabbricante (o presente nell'approvazione metrologica dello strumento); in assenza di questa informazione possono considerarsi adeguate una frequenza almeno settimanale (requisito minimo) e giornaliera (requisito ottimale);



- per gli analizzatori di qualità è opportuno attuare una taratura automatica secondo le modalità e frequenze stabilite dal costruttore (requisito minimo) e con frequenza doppia rispetto a quella stabilita dal costruttore (requisito ottimale);

- f) L'impresa maggiore di trasporto e altri operatori hanno mostrato interesse alla prospettata soluzione del gascromatografo di area nel caso di una serie di impianti di misura asserviti da un unico ingresso di gas naturale. In particolare, viene suggerito:
- (i) di limitare tale possibilità agli impianti con $Q_{ero} \leq 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$;
 - (ii) di individuare chiaramente le responsabilità prevedendo, ad esempio che la proprietà del gascromatografo sia in capo ad un unico responsabile;

Si ritiene che il prospettato utilizzo di un gascromatografo di area nei rami di rete alimentati da un solo ingresso del gas per la misura della qualità del gas agli utenti allacciati a quella area possa essere attuabile qualora:

- l'applicabilità sia limitata ai soli impianti con $Q_{ero} \leq 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$, nel rispetto dell'obbligo di installazione di un GC/AQ da campo per gli impianti con $Q_{ero} > 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$ stabilito dalla norma UNI 9167-3:2020 (regola dell'arte);
- la proprietà e responsabilità del gascromatografo di area resti in capo ad un unico titolare con puntuale contrattualizzazione dei rapporti tra il titolare del GC e gli altri soggetti che usufruiscono della misura (e.g. tempi per la messa a disposizione delle misure, obblighi di gestione, etc.).

- g) Numerosi operatori hanno segnalato come poco opportuna l'installazione di Remote Intelligent Unit (RIU) e la disponibilità di un canale di comunicazione per l'impresa maggiore di trasporto quando il servizio di meter reading ricade sotto la responsabilità di altro trasportatore;

Pur condividendo in linea di principio la posizione dell'impresa maggiore che segnala che l'adozione di apparecchiature di telelettura uniformi faciliterebbe la raccolta dei dati, e che in assenza di RIU si potrebbe non disporre dei dati di misura con le frequenze attese, non si ritiene opportuno al momento introdurre un obbligo di installazione di specifici dispositivi RIU nè di rendere disponibile un canale di comunicazione per l'impresa maggiore di trasporto.

Gli stessi obiettivi di efficienza del sistema di trasmissione dei dati possono infatti essere raggiunti mediante l'introduzione di specifici indicatori di qualità del servizio, ivi inclusa l'ottemperanza agli obblighi di telelettura dei dati di misura e la standardizzazione delle procedure e dei flussi informativi.



1.2 Proposta di requisiti minimi ed ottimali

1.2.1 Requisiti impiantistici minimi e ottimali

Come premesso, per la definizione dei requisiti impiantistici minimi ed ottimali si è fatto riferimento alla cosiddetta “regola dell’arte”, ossia alla normativa tecnica UNI 9167-3 nella versione 2020 attualmente in vigore. In Tabella 1 sono riportati i requisiti impiantistici minimi ed ottimali proposti.

Tabella 1: Requisiti impiantistici minimi e ottimali

Componente	Campo di applicazione	Requisito impiantistico	Id.
ORGANO PRIMARIO	Requisiti minimi		
	Tutti	Possibilità di effettuare il controllo in linea dell'organo primario (ad es. mediante tronchetto per installazione misuratore di controllo).	IM1
	Qero > 4.000 Sm ³ /h	Contatore di riserva/controllo ¹ .	IM2
	Requisiti ottimali		
Qero > 4.000 Sm ³ /h	Switch automatico della linea di misura nel caso di impianti con più contatori di diverso calibro oppure con più linee di misura con contatori di pari calibro in parallelo.	IM3	
DISPOSITIVO DI CONVERSIONE DEI VOLUMI PER LA MISURA PRINCIPALE	Requisiti minimi		
	Tutti	Misura del volume con linea principale (dispositivo di conversione dei volumi) automatizzata e teleleggibile.	IM4
	Qero > 4.000 Sm ³ /h	Dispositivo di conversione dei volumi associato al contatore di riserva/controllo automatizzato e teleleggibile	IM5
MISURA DI RISERVA (DATA LOGGER)	Requisiti minimi		
	Qero > 200 Sm ³ /h	Misura di riserva (<i>data logger</i>) automatizzata e teleleggibile per ciascun dispositivo di conversione dei volumi per la misura principale	IM6

¹ Per Qero comprese tra 4.000 e 30.000 Sm³/h, qualora il contatore principale non sia idoneo a misurare la portata minima prelevata (es. variazioni stagionali), è ammesso che il contatore di riserva/controllo sia di calibro inferiore. In tal caso si devono predisporre tronchetti per permettere l'installazione temporanea di un contatore con lo stesso calibro di quello da controllare. Il secondo contatore può utilizzare un principio di funzionamento diverso da quello del contatore principale.



Componente	Campo di applicazione	Requisito impiantistico	Id.
STRUMENTI DI MISURA DELLA QUALITÀ ²	Requisiti minimi		
	Qero > 4.000 Sm ³ /h	Strumento per l'analisi della qualità del gas, analizzatore della qualità (AQ) o gascromatografo (GC), <i>in loco</i> e teleleggibile, con aggiornamento automatico dei dati di qualità nel dispositivo di conversione dei volumi collegato in continuo con lo strumento di misura della qualità (in tal caso, il collegamento dello strumento di misura della qualità con il dispositivo di conversione dei volumi deve essere previsto nell'approvazione metrologica del dispositivo di conversione), secondo le disposizioni normative applicabili e al Codice di rete.	IM7
	Tutti gli impianti non soggetti alla Metrologia Legale, ove lo strumento di misura della qualità del gas non sia presente (i.e. Qero ≤ 4.000 Sm ³ /h) o non funzionante	Possibilità di aggiornamento da remoto, a cura dell'esercente il servizio di <i>meter reading</i> , dei dati di qualità del gas nel dispositivo di conversione dei volumi con i dati rilevati dal sistema delle AOP, secondo le modalità e frequenze indicate nel Codice di Rete.	IM8
	Requisiti ottimali		
	Qero > 30.000 Sm ³ /h	Gascromatografo (GC) in loco e teleleggibile	IM9

1.2.2 Requisiti prestazionali minimi e ottimali

Nella successiva Tabella 2 sono riportati i requisiti prestazionali minimi ed ottimali proposti in relazione alle normative tecniche applicabili (i.e. oltre alla UNI 9167-3, alla Direttiva MID sugli strumenti di misura, alle raccomandazioni di Metrologia Legale OIML ed alle norme di prodotto dei singoli elementi della catena di misura.

Tabella 2: Requisiti prestazionali minimi e ottimali

Componente	Campo di applicazione	Requisito minimo		Requisito ottimale		Id.
		In condizioni di riferimento	In servizio (MPE)	In condizioni di riferimento	In servizio (MPE)	
ORGANO PRIMARIO	Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h	Classe 1 ³ (per P > 0,5 bar); MPE: - Q _{min} ≤ Q ≤ Q _t : MPE = 2% - Q _t ≤ Q ≤ Q _{max} : MPE = 1%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Classe 0,5 (OIML R137) MPE: - Q _{min} ≤ Q ≤ Q _t : 1% - Q _t ≤ Q ≤ Q _{max} : 0,5% Negli impianti soggetti alla Metrologia Legale questo requisito è riferito all' <i>accuracy</i> del contatore.	Doppio	PR1
	30.000 < Qero ≤ 400.000 Sm ³ /h	Classe 1,5 (per P ≤ 0,5 bar); MPE: - Q _{min} ≤ Q ≤ Q _t : 3% - Q _t ≤ Q ≤ Q _{max} : 1,5%			Uguale alle condizioni di riferimento	
	Qero > 400.000 Sm ³ /h	Classe 0,5 (OIML R 137); MPE: - Q _{min} ≤ Q ≤ Q _t : 1% - Q _t ≤ Q ≤ Q _{max} : 0,5% Negli impianti soggetti alla Metrologia Legale questo requisito è riferito all' <i>accuracy</i> del contatore.	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Uguale requisito minimo	Uguale alle condizioni di riferimento	

² Nel caso di impianti aventi Qero ≤ 4.000 Sm³/h e asserviti da un unico ingresso di gas naturale, è ammesso l'utilizzo di un GC di area. In questo caso, la titolarità del GC di area deve essere in capo ad un unico soggetto, con puntuale regolazione contrattuale dei rapporti tra il titolare del GC e gli altri soggetti che usufruiscono della misura. Nel Codice di Rete sono definiti i relativi rapporti e disposizioni nei confronti dell'impresa di trasporto.

³ Secondo la Raccomandazione Tecnica OIML R137, gli organi primari (Contatori) sono classificati nel modo seguente (tra parentesi è riportata l'accuratezza in prove di tipo o verifica prima – MPE – per il campo di portata rispettivamente “Q_{min} ≤ Q < Q_t” e “Q_t ≤ Q < Q_{max}”): Classe 0,5 (1%; 0,5%); Classe 1 (2%; 1%); Classe 1,5 (3%; 1,5%). La direttiva MID prevede unicamente le classi 1 e 1,5.

⁴ Q_t è il valore della portata che si situa tra la portata massima Q_{max} e la portata minima Q_{min} e in cui il campo di portata è diviso in due zone: la «zona superiore» e la «zona inferiore», ciascuna caratterizzata da un proprio errore massimo permesso (MPE).



Componente	Campo di applicazione	Requisito minimo		Requisito ottimale		Id.
		In condizioni di riferimento	In servizio (MPE)	In condizioni di riferimento	In servizio (MPE)	
DISPOSITIVO DI CONVERSIONE DEI VOLUMI PER LA MISURA PRINCIPALE	$Q_{ero} \leq 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$	Dispositivo di Tipo 1 ⁵ EN 12405-1 (MID negli impianti soggetti a Metrologia Legale) e conforme alla norma UNI/TS 11629 ⁶ ; inoltre: - di Classe I ⁷ se non è presente il sistema di misura della qualità; - di Classe II se presente il sistema di misura della qualità. - MPE coefficiente di conv.: 0,5%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Dispositivo di Tipo 2 EN 12405-1 (MID negli impianti soggetti a Metrologia Legale) e conforme alla norma UNI/TS 11629 e inoltre di Classe II. MPE coefficiente di conversione: 0,5%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	PR2
	$4.000 < Q_{ero} \leq 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$	Dispositivo di Tipo 2 EN 12405-1 (MID negli impianti soggetti a Metrologia Legale) e conforme alla norma UNI/TS 11629 e inoltre: - di Classe II; - MPE coefficiente di conv.: 0,5%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Uguale requisito minimo con calcolo di Z con ISO 12213-2 (composizione completa)	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	
	$Q_{ero} > 30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$	Dispositivo di Tipo 2 EN 12405-1 (MID negli impianti soggetti a Metrologia Legale) e conforme alla norma UNI/TS 11629 e inoltre: - di Classe II; - MPE coefficiente di conv.: 0,5%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Uguale requisito minimo con calcolo di Z con ISO 12213-2 (composizione completa)	Uguale alle condizioni di riferimento	
DATA LOGGER	Tutti	Data logger conforme alla norma UNI/TS 11629 e costituito da un dispositivo di conversione di Tipo 1 e di Classe I. MPE del coefficiente di conversione: 0,5%	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	Uguale requisito minimo	Doppio rispetto alle condizioni di riferimento	PR3
STR. MISURA DELLA QUALITÀ	$Q_{ero} > 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$	Classe A ⁸ , con rilevazione dei dati con dettaglio almeno quortorario. MPE del PCS: $\pm 0,5\%$	Uguale alle condizioni di riferimento	Uguale requisito minimo	Uguale alle condizioni di riferimento	PR4

⁵ Secondo la norma UNI EN 12405-1, i dispositivi si distinguono in: Tipo 1 (con trasmettitori integrati, non sostituibili e non tarabili singolarmente); Tipo 2 (con trasmettitori separati, sostituibili e tarabili singolarmente).

⁶ La norma standardizza i protocolli di comunicazione degli apparati, favorendo apparecchiature standard per la trasmissione del dato.

⁷ Secondo la norma UNI/TS 11629, i dispositivi si distinguono in: Classe I (sistemi di misura che non consentono il collegamento con sistema di misura della qualità); Classe II (sistemi di misura che consentono il collegamento con il sistema di misura della qualità).

⁸ Secondo la Raccomandazione Tecnica OIML R140, gli strumenti per la misura della qualità ai fini della determinazione del PCS sono classificati nelle seguenti classi di accuratezza: Classe A (con MPE 0,5%); Classe B e C (con MPE 1%).



1.2.3 Requisiti manutentivi minimi ed ottimali

Per la definizione dei requisiti manutentivi minimi ed ottimali si è fatto riferimento alle normative tecniche applicabili (e.g. UNI 9571-2 e norme della serie UNI 11600) ed a quelle di Metrologia Legale (e.g. DM 93/2017). Nelle successive Tabella 3, 11, 12 e 13 sono riportati rispettivamente i requisiti minimi e ottimali proposti per ispezioni, verifiche funzionali, verifiche periodiche e conferme metrologiche intermedie.

Tabella 3: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali – Ispezioni

Descrizione attività	Componenti del sistema di Misura	Criterio di valutazione	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio	Frequenza ottimale a partire dalla messa in servizio	Id.
Verifica allineamento organo primario	Organo di misura contatore, dispositivo di conversione, <i>data logger</i>	Secondo la UNI 11600 (tutte le parti)	Semestrale	Bimestrale	MI1
Verifica della funzionalità trasduttori	Tutti i trasduttori di P e T dei sistemi di allarme, telecontrollo e misura	Allineamento degli strumenti presenti in cabina (valutazione qualitativa con $e\% \leq 10\%$) Assenza di danni alle connessioni, display, sonde, ecc.			
Controllo di allarmi ⁹	Flow computer, dispositivi di conversione e altra strumentazione con funzioni di auto diagnostica	Assenza di allarmi			
Verifica integrità sigilli esistenti	Componenti del sistema di misura sigillati	Integrità dei sigilli			
Ispezione visiva	Tutti	Assenza danni visibili alla strumentazione. Protezione superficiale esterna in ordinarie condizioni. Corretta funzionalità del sistema			
Verifica del sistema di energia ausiliaria	Tutti (se dispongono di alimentazione elettrica ausiliaria)	Intervento del sistema di alimentazione ausiliaria	Annuale	Bimestrale	MI2
Verifica dell'aggiornamento dei dati della qualità del gas (ove non è presente uno strumento per la misura della qualità)	Dispositivo di conversione dei volumi	Secondo il Codice di rete	P \leq 5 bar annuale	Mensile	MI3
			P $>$ 5 bar mensile		

⁹ In presenza di un sistema di telecontrollo in grado di analizzare le prestazioni significative relative all'impianto e di inviare segnalazioni/allarmi al raggiungimento delle soglie prestabilite, queste ispezioni possono essere eseguite da remoto



Tabella 4: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Verifiche funzionali

Componente	Descrizione attività	Tipologia componenti del sistema di Misura	Criterio di valutazione	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio	Frequenza ottimale a partire dalla messa in servizio	ID.
GENERALE	Verifica tenuta pneumatica esterna connessioni flangiate/filettate	Tutti	Assenza di perdite visibili	Semestrale	Trimestrale	MVF1
	Verifica del sistema di energia ausiliaria	Tutti (se dispongono di alimentazione elettrica ausiliaria)	Il sistema di energia ausiliaria deve garantire una durata di funzionamento pari almeno ad un'ora.	In concomitanza con la verifica periodica del dispositivo di misura associato	Annuale	MVF2
ORGANO PRIMARIO DI MISURA	Verifiche funzionali dell'organo primario di misura	Contatori con organi in movimento (pareti deformabili, turbina, rotoidi)	Assenza di anomalie evidenti quali ad esempio rumorosità, problemi di trascinarsi del numeratore, ecc.	Semestrale	Trimestrale	MVF3
	Verifica del livello del lubrificante	Contatori con rotoidi	Livello entro i limiti indicati dal fabbricante	Semestrale	Trimestrale	MVF4
	Verifiche funzionali dell'organo primario di misura ¹⁰	Contatori statici (Ultrasuoni, massico con effetto Coriolis, massico termico)	Assenza di anomalie evidenti secondo le indicazioni del fabbricante riportate nel manuale d'uso e manutenzione	Indicazioni del fabbricante riportate nel manuale d'uso e manutenzione	Annuale	MVF5
STRUMENTAZIONE DI MISURA	Verifica della funzionalità e taratura	Strumento per l'analisi della qualità del gas	Secondo quanto riportato nell'appendice A della norma UNI 9571-2	Biennale	Annuale	MVF6
	Simulazione segnalazione raggiungimento dei livelli di soglia ove presente	Componenti monitorati da punto remoto (per esempio: Trasduttori di pressione, trasduttori di temperatura, trasduttori di portata)	Da remoto: - Evidenza della soglia di attenzione al raggiungimento dei limiti di attenzione - Evidenza della soglia di allarme al raggiungimento dei limiti di allarme	In concomitanza alla verifica periodica	Annuale	MVF7

¹⁰ Per il periodo transitorio in cui la linea venturimetrica è ancora ammessa il requisito minimo si riferisce anche al controllo disco venturimetrico ovvero alla verifica del diametro interno (coerente con certificato dimensionale), verifica planarità, presenza spigolo vivo, tracce di usura con frequenza quinquennale e il requisito ottimale con frequenza biennale.



Tabella 5: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Verifiche periodiche

Componente	Componenti del sistema di Misura	Criterio di valutazione	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio	Frequenza ottimale a partire dalla messa in servizio	Id.
ORGANO PRIMARIO ¹¹	Contatori installati presso impianti soggetti alla Metrologia Legale	Secondo i requisiti del DM 93/2017	A pareti deformabili: 16 anni A turbina e rotoidi: 10 anni Altre tecnologie: 8 anni	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	MVP1
	Contatori installati presso impianti NON soggetti alla Metrologia Legale	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	A pareti deformabili: 16 anni A turbina e rotoidi: 10 anni Altre tecnologie: 8 anni	5 anni per tutte le tecnologie	MVP2
DISPOSITIVO DI CONVERSIONE E TRASDUTTORI ¹²	Tutti i dispositivi di conversione e trasduttori di P, e T per gli impianti soggetti alla Metrologia Legale	Secondo i requisiti del DM 93/2017	Sensori di P e T sostituibili: 2 anni Sensori di P e T parti integranti: 4 anni Approvati insieme ai contatori: 8 anni <i>(o in occasione del cambio linee grande/piccola per sistemi con una sola linea automatizzata)</i>	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	MVP3
	Tutti i dispositivi di conversione e trasduttori di P, T per gli impianti NON soggetti alla Metrologia Legale	Secondo la parte applicabile della UNI 11600	Sensori di P e T sostituibili: 2 anni Sensori di P e T parti integranti: 4 anni Approvati insieme ai contatori: 8 anni <i>(o in occasione del cambio linee grande/piccola per sistemi con una sola linea automatizzata)</i>	Annuale	MVP4
STRUMENTAZIONE DI RISERVA E CONTROLLO	Strumentazione di riserva e controllo	Vedere prospetto 9 UNI 9571-2	Le medesime frequenze previste per la strumentazione principale	Uguale requisito minimo	MVP5
STRUMENTAZIONE (LINEA DI MISURA NON AUTOMATIZZATA)	Altra strumentazione del sistema di misura ^{13 b)}	Vedere prospetto 9 UNI 9571-2	1 anno	Uguale requisito minimo	MVP6
STRUMENTO PER L'ANALISI DI QUALITÀ DEL GAS	Gasromatografo o Analizzatore	Secondo quanto riportato nell'appendice A della UNI 9571-2	2 anni	1 anno	MVP7

¹¹ Per il periodo transitorio in cui la linea venturimetrica è ancora ammessa, il requisito minimo (uguale al requisito ottimale) si riferisce anche al tronco di misura venturimetrico ovvero Controllo dimensionale e geometrico del disco di misura, secondo la UNI EN ISO 5167-2 con frequenza decennale e il requisito ottimale con frequenza quinquennale.

¹² Per il periodo transitorio in cui la linea venturimetrica è ancora ammessa, il requisito minimo (uguale al requisito ottimale) si riferisce anche ai *flow computer* venturimetrici e i trasduttori (P, T e ΔP) ovvero alla verifica secondo il prospetto 9 UNI 9571-2 con frequenza annuale.

¹³ Per altra strumentazione si intende *data-logger*, manotermografo, *triplex*, ecc., come unica strumentazione presente su linea di misura non automatizzata ("Tradizionale").



Tabella 6: Requisiti manutentivi minimi ed ottimali - Conferme metrologiche intermedie (per impianti con $Q_{ero} > 4.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$)

Componenti	Descrizione attività	Criterio di valutazione	Frequenza minima a partire dalla messa in servizio	Frequenza ottimale a partire dalla messa in servizio	Id.
ORGANO PRIMARIO	Controllo in linea con strumento di riserva/controllo	Compatibilità metrologica delle misure dello strumento e dello strumento di controllo	Nessun requisito minimo obbligatorio	Trimestrale	MCM1
DISPOSITIVI DI CONVERSIONE	Confronto con <i>data logger</i> di riserva	Compatibilità metrologica delle misure dello strumento e del <i>data logger</i> di controllo	Nessun requisito minimo obbligatorio	Trimestrale	MCM2
STRUMENTO PER L'ANALISI DI QUALITÀ DEL GAS	GC: Auto taratura (par. A.1.2 della UNI 9571-2)	Appendice A della UNI 9571-2 e/o secondo le modalità eventualmente presenti nell'approvazione metrologica dello strumento o indicate dal costruttore	Pari a quella indicata nell'approvazione metrologica dello strumento (o dal costruttore nel caso di AQ) e, ove non indicata o programmabile, almeno settimanale	Giornaliera	MCM3
	AQ: Taratura automatica (par. A.2.2 della UNI 9571-2)			Doppia rispetto a quella indicata dal costruttore	

2. Standard di qualità del servizio di misura del gas nella rete di trasporto

Nel presente paragrafo, sulla base dell'analisi della normativa e della legislazione applicabile ed in linea con gli Spunti per la Consultazione, sono presentati e discussi gli standard di qualità del servizio di misura gas individuati al fine di garantire l'adeguatezza e l'affidabilità dei dati di misura e la responsabilizzazione dei titolari degli impianti.

Si ritiene che i livelli di servizio individuati potranno consentire il raggiungimento degli obiettivi di una maggiore accuratezza ed affidabilità della misura del gas nei punti di entrata ed uscita della rete di trasporto e che, in questo quadro, il sistema di incentivazione al rispetto dei livelli di qualità potrà fornire gli opportuni segnali economici che consentano ai titolari degli impianti di intervenire sulle situazioni più critiche.

I suddetti livelli di servizio sono distinti per il servizio di Metering e per il servizio di Meter Reading. In linea con numerosi spunti per la consultazione da parte dei soggetti interessati si ritiene opportuno prevedere che tutti i livelli di servizio, incluso quello dell'indicatore E "rangeability" siano definiti su base annuale, almeno nei primi anni di applicazione del sistema di incentivazione;

2.1 Spunti emersi nella consultazione e relative controdeduzioni

2.1.1 Servizio di metering

- a) Dalla consultazione emerge la percezione da parte degli operatori che gli standard di qualità prospettati siano eccessivamente sfidanti, di conseguenza viene da più parti richiesto di introdurre indicatori meno stringenti o soglie di tolleranza più ampie; in particolare, per la gestione della manutenzione degli impianti viene evidenziato il rischio derivante dal coinvolgimento di terzi, che potrebbero compromettere il rispetto degli standard.

In linea di principio non si condivide che gli standard di qualità ed i relativi livelli di servizio proposti siano eccessivamente sfidanti; d'altra parte, l'introduzione di livelli meno stringenti o soglie di tolleranza più ampie potrebbe compromettere il raggiungimento degli obiettivi del processo di riassetto del servizio di misura.

Si ritiene che l'esigenza di non incorrere in meccanismi eccessivamente penalizzanti possa essere più opportunamente soddisfatta da un allargamento delle tempistiche di applicazione del sistema di incentivazione, anche in relazione alle diverse tipologie di impianto;

A riguardo, si ritiene comunque opportuno considerare alcune delle criticità segnalate nella fase di consultazione in relazione alla difficoltà di rispettare alcuni



specifici livelli di servizio, proponendone la revisione di alcuni in maniera da renderli complessivamente meno stringenti;

In relazione infine al prospettato rischio derivante dal coinvolgimento di terzi nelle operazioni di manutenzione ed alle possibili conseguenze sul raggiungimento dei livelli di servizio, si ritiene che questa fattispecie possa essere regolata nell'ambito delle cause esimenti (esterne e di forza maggiore). Si consideri a riguardo che *la responsabilità dell'attività di metering è in capo al titolare dell'impianto e che un efficace coordinamento e programmazione delle attività con i soggetti coinvolti possa garantire il raggiungimento del livello di servizio proposto.*

b) Indicatori A, B e C:

- (i) diversi operatori evidenziano che i corrispondenti livelli di servizio siano troppo stringenti e difficili da raggiungere, principalmente per il fatto che le tempistiche necessarie per gli interventi di manutenzione straordinaria (riparazione/sostituzione) possono essere molto lunghe;
- (ii) un operatore suggerisce di introdurre livelli di servizio specifici per le utenze per autotrazione che utilizzano tipicamente contatori volumetrici a rotoidi per i quali sono previsti tempi di intervento e manutenzione più lunghi.

Per quanto riguarda gli indicatori A *Disponibilità del dato di misura del volume da organo primario* e B *Disponibilità del dato di misura del volume da dispositivo di conversione/flow computer o data logger*, si ritiene che la gestione ottimale dei tempi di verifica o manutenzione straordinaria dei componenti dell'impianto di misura (e.g. organo primario, flow computer/data logger), che comporta la disinstallazione dall'impianto, potrà comunque consentire il rispetto dei livelli di servizio attraverso puntuali accorgimenti gestionali che il titolare può mettere in pratica (e.g. la disponibilità di un organo primario di riserva e controllo di pari calibro, la corretta gestione dei cambi linea stagionali).

Considerando comunque l'eterogeneità dei soggetti coinvolti, si ritiene che la proposizione di livelli di servizio leggermente meno stringenti per alcuni indicatori possa consentire comunque il raggiungimento degli obiettivi del processo di riassetto del servizio di misura, consentendo allo stesso tempo una maggiore flessibilità gestionale agli operatori.

Non si ritiene invece condivisibile la proposta di introdurre livelli di servizio differenziati per tipo di utenza (come anche evidenziato in precedenza). Gli indicatori proposti sono infatti relativi ad aspetti gestionali e tecnici di fatto indipendenti dalla tipologia di utenza. A riguardo, anche il Codice di rete, ad esempio, classifica gli impianti, i relativi dispositivi di misura e la gestione della misura della qualità del gas non per tipologia di utenza ma unicamente in relazione alla portata (i.e. Q_{ero}).

In particolare per le utenze per autotrazione, con riferimento agli indicatori A e F *Indisponibilità continuativa del dato di misura del volume da organo primario*, i tempi di intervento e manutenzione dei contatori a rotoidi non sono significativamente diversi da quelli degli altri contatori.



c) Indicatore C:

un operatore richiede di esplicitare che questo debba applicarsi a impianti di nuova costruzione o soggetti a modifica sostanziale secondo quanto previsto dalla UNI 9167-3:2020.

Relativamente all'indicatore C "Disponibilità del dato di misura della qualità del gas (per impianti per cui è previsto GC/AQ)" si ritiene che opportuno esplicitare che, in linea con la UNI 9167-3:2020, esso è applicabile per i nuovi impianti, per gli impianti sottoposti a modifica sostanziale (ai sensi della richiamata norma) e nei casi di impianti completamente ammortizzati (i.e. con vita utile esaurita). Si sottolinea che la presenza di un GC/AQ è stata resa obbligatoria per gli impianti con Qero > 4.000 Sm³/h dalla norma UNI 9167-3:2020.

d) Indicatore D:

- (i) alcuni operatori richiedono per l'aggiornamento manuale (che necessita dell'intervento di un soggetto abilitato) tempi più lunghi (30 giorni, auspicabilmente 60 giorni) e dettagli in merito alle modalità di aggiornamento ed alle relative responsabilità

A riguardo si riscontra che il processo di riassetto del servizio di misura in corso di definizione non interviene sull'obbligo per il titolare dell'impianto di aggiornare i dati della qualità secondo le tempistiche previste dal Codice di rete.

Si rimarca che l'indicatore D "*Disponibilità aggiornamento dei dati della qualità del gas (per impianti per cui non è previsto GC/AQ)*" è relativo al ritardo dell'aggiornamento dei dati della qualità, la cui frequenza rimane inalterata rispetto alle attuali disposizioni del Codice di rete. Pertanto non è opportuno definire delle tempistiche più ampie.

La responsabilità dell'aggiornamento dei dati di qualità nei modi e tempi indicati dal Codice di rete resta quindi in capo al titolare dell'impianto.

Si ritiene comunque opportuno prevedere che, quando la Metrologia Legale non lo vieta, il responsabile del meter reading possa procedere ad aggiornare i dati della qualità del gas da remoto (o a post-elaborare i dati utilizzando i valori dell'AOP di riferimento) in caso di necessità o di inadempienza e.

- (ii) viene richiesta maggiore chiarezza nella definizione dell'indicatore in relazione anche al requisito MI3 (verifica dell'aggiornamento dei dati della qualità del gas); l'impresa suggerisce di differenziare i livelli di servizio in base alle pressioni di misura piuttosto che alla Qero;



Si condivide di proporre una differenziazione del livello di servizio in base alle pressioni di misura ($P \leq 5$ bar e $P > 5$ bar) piuttosto che alla Qero;

- (iii) viene segnalato che il livello di servizio proposto risulta troppo oneroso rispetto all'effettivo vantaggio in termini di accuratezza del dato;

Quanto segnalato appare non condivisibile, dal momento che l'indicatore D non interviene sulle tempistiche di aggiornamento dei dati della qualità definite nel Codice di rete, che restano invariate, ma sugli eventuali ritardi rispetto alle tempistiche in vigore.

e) indicatore E

- (i) è stato segnalato che, anche per la frequenza mensile di valutazione, il livello di servizio proposto sia eccessivamente sfidante, e che il mancato raggiungimento possa essere dovuto a fattori esterni (e.g. condizioni climatiche eccezionali, periodi cosiddetti di spalla, variabilità della domanda industriale).

In fase di consultazione e nel seminario pubblico è stato dimostrato che l'indicatore E "*Disponibilità del dato nel corretto campo di misura (rangeability)*" riveste un carattere critico ai fini del raggiungimento degli obiettivi del presente processo di riassetto del servizio di misura.

Di conseguenza, anche se si condividono in linea di principio i commenti ricevuti, si ritiene cruciale definire livelli di servizio puntuali che incentivino il titolare dell'impianto ad effettuare puntualmente il cambio linea stagionale.

A tale riguardo, pur condividendo in linea di principio i commenti ricevuti nella fase di Consultazione, si ritiene rilevante per gli obiettivi del processo di riassetto del servizio di misura definire livelli di servizio che incentivino il titolare dell'impianto ad effettuare prontamente il cambio linea stagionale o ad assumere quegli accorgimenti impiantistici e gestionali che possano minimizzare questo effetto (e.g. lo switch automatico della linea di misura nel caso di contatori di diverso calibro), in quanto i valori misurati al di fuori del campo valido dello strumento sono affetti da errori di misura significativi e difficilmente stimabili a priori.

- (ii) è stato segnalato che le esigenze di conduzione degli impianti per le produzioni termoelettriche non consentono il soddisfacimento dei livelli di servizio proposti e viene a riguardo proposto di introdurre idonee franchigie o livelli di servizio specifici per il settore e più bassi;



Per il caso specifico della produzione termoelettrica, caratterizzato per sua natura da frequenti accensioni e spegnimenti, si ritiene opportuno che il calcolo sia effettuato sulla base delle effettive ore di funzionamento dell'impianto, eliminando dal conteggio le ore con produzione di energia elettrica nulla (i.e. non conteggiando le ore di funzionamento con prelievo nullo).

Analogamente, si ritiene che anche per il settore industriale non debba tenersi conto nel conteggio dell'indicatore dei periodi in cui il misuratore ha registrato flusso nullo, che verosimilmente corrispondono a periodi di fermo impianto.

Di contro, la presenza di registrazioni con flusso nullo per le imprese di distribuzione può essere verosimilmente associata al funzionamento del misuratore nel non corretto campo di funzionamento ad esclusione dei casi di reti di distribuzione con più punti di ingresso nei quali sia stata adottata una chiusura di alcuni punti al fine di riportare il flusso nel corretto regime di funzionamento nel (o nei) nei punti di ingresso operativi.

- (iii) è stato segnalato che la valutazione del livello di servizio su base mensile sia eccessivamente penalizzante;

Un approfondimento particolare è stato dedicato alla modalità di valutazione dell'indicatore (annuale/mensile).

Dal confronto dei livelli di servizio stimati su base annuale e mensile su alcuni impianti tipici dei settori industriale, distribuzione e termoelettrico è dimostrabile che il raggiungimento degli obiettivi del processo di riassetto del servizio di misura possono ritenersi non compromessi nel caso di valutazione su base annuale e non mensile, almeno nei primi anni di applicazione del sistema di incentivazione e considerando livelli di servizio più elevati. In questo modo verrebbe garantita agli operatori della distribuzione la richiesta maggiore flessibilità nella gestione dei suddetti periodi "di spalla". Pertanto, non appare condivisibile l'esclusione, ai fini del calcolo dell'indicatore, dei periodi cosiddetti "di spalla".

2.1.2 Servizio di meter reading

a) Indicatori G e H:

l'impresa maggiore suggerisce di mantenere l'attuale assetto, ovvero la presentazione delle richieste da parte degli utenti della rete di trasporto con notifica contestuale degli esiti sia all'utente che ai titolari degli impianti di misura;

Si ritiene opportuno confermare gli indicatori G “*Tempo di risposta a richieste scritte relative al verbale di misura*” H “*Tempo di riemissione del verbale di misura per errori/anomalie*”, ed i relativi livelli di servizio proposti (i.e. 10 e 15 giorni rispettivamente).

b) indicatore I:

- (i) due associazioni hanno proposto di estendere la messa a disposizione delle teleletture giornaliere a tre volte al giorno;
- (ii) l'impresa maggiore ritiene che l'indicatore I *Disponibilità del dato da parte dell'impresa di trasporto al cliente finale/UdB* debba fare riferimento unicamente agli UdB, anche se non si dice contraria all'applicazione all'intero perimetro della misura del trasporto gas, compresi quindi i city-gate;
- (iii) l'impresa maggiore segnala che il livello di servizio fissato al 96% appare eccessivamente elevato e propone di stabilire un livello di servizio 85% valutato su base annuale;
- (iv) è stato evidenziato che l'assetto prospettato, che prevede indennizzo e penalità, è di fatto una doppia sanzione riferita alla stessa prestazione;

Si rimanda alle valutazioni dell'Autorità.

c) Indicatore J

“Disponibilità del dato di qualità del gas nelle AOP”, l'impresa maggiore evidenzia che:

- (i) è stato segnalato che il livello di servizio proposto su base mensile e pari al 96% implicherebbe una risoluzione di un eventuale guasto al gascromatografo in poco più di un giorno e che tale tempistica appare quindi critica
- (ii) è stato segnalato che l'indicatore non è in questo modo coerente con l'indicatore C *Disponibilità del dato di misura della qualità del gas (per impianti per cui è prevista l'installazione di GC/AQ)* per il metering, proposto su base annuale, e si propone pertanto un livello pari al 90% su base annuale;



Si ritiene opportuno confermare sia l'indicatore che il relativo livello di servizio 96% valutato su base mensile, dal momento che si tratta in questo caso del gascromatografo dell'AOP da cui quindi dipendono i dati della qualità di un'intera area. Inoltre, nel caso di guasto del gascromatografo dell'AOP, è sempre possibile considerare un'AOP alternativa individuata ai sensi della "Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo".

Per questo stesso motivo non si ritiene corretta la segnalazione di incoerenza con l'indicatore C, dal momento che questo riguarda il singolo impianto su cui è installato il gascromatografo e pertanto gli effetti sul sistema sarebbero limitati a questo solo impianto.

d) indicatore K

l'impresa maggiore reputa che debba essere calcolato tenendo conto della messa a disposizione dei dati riferiti a tutti i punti di entrata ed uscita dalla rete di trasporto dell'impresa terza, sia provvisori che definitivi, secondo le rispettive frequenze previste (giornaliera e mensile);

A questo riguardo, si ritiene opportuno esplicitare che il calcolo relativo all'indicatore K "Disponibilità dei dati di misura da parte di un'impresa di trasporto all'impresa maggiore" avviene in relazione alla messa a disposizione dei dati riferiti a tutti i punti di entrata ed uscita dalla rete di trasporto dell'impresa terza, sia provvisori che definitivi, secondo le rispettive frequenze previste (giornaliera e mensile);

e) È stato infine richiesto da alcuni soggetti interessati l'introduzione di un ulteriore indicatore relativo al "*Tempo per la pubblicazione dei dati di misura completi del giorno*", definito come il numero di giorni in cui, entro le ore 11, sono resi disponibili i dati di misura dei flussi di gas relativi al giorno gas precedente; anche per tale indicatore andrebbe definito un adeguato livello di servizio e relativi indennizzi e penali nei casi di non raggiungimento del livello di servizio.

Si ritiene a questo riguardo che tale fattispecie possa trovare appropriata integrazione nell'indicatore I esplicitando anche la messa a disposizione dei dati completi relativi al giorno gas entro il giorno successivo secondo tempistiche coerenti con quelle previste dal Codice di rete.

2.3 Proposta di standard di qualità del servizio

2.3.1 Standard di qualità del servizio per l'attività di metering

In Tabella 7 sono riportati i livelli di qualità del servizio proposti per l'attività di *Metering*.

Tabella 7: Livelli di qualità del servizio per l'attività di metering

ATTIVITÀ DI METERING			
INDICATORE	DESCRIZIONE	LIVELLO DI SERVIZIO	CAMPO DI APPLICAZIONE
A. Disponibilità del dato di misura del volume da organo primario	Numero di giorni equivalenti ¹⁴ in cui la misura dei volumi viene effettuata attraverso l'organo primario di misura e il dispositivo di conversione ovvero il <i>data logger</i> .	85% giorni / anno	Per Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h
		90% giorni / anno	Per Qero > 30.000 Sm ³ /h
B. Disponibilità del dato di misura del volume da dispositivo di conversione / flow computer o data logger	Numero di giorni equivalenti in cui la misura dei volumi, con organo primario funzionante, viene effettuata attraverso il dispositivo di conversione / <i>flow computer</i> o <i>data logger</i> senza l'utilizzo della misura di riserva, e viene messa a disposizione del responsabile del <i>meter reading</i> .	90% giorni / anno con organo primario funzionante	Per Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h
		95% giorni / anno con organo primario funzionante	Per Qero > 30.000 Sm ³ /h
C. Disponibilità del dato di misura della qualità del gas (per impianti per cui è prevista l'installazione di GC/AQ)	Numero di giorni equivalenti in cui è disponibile la misura puntuale della qualità del gas.	90% giorni / anno	Per Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h
		96% giorni / anno	Per Qero > 30.000 Sm ³ /h
D. Indisponibilità aggiornamento dei dati della qualità del gas (per impianti per cui non è prevista l'installazione di GC/AQ)	Numero di giorni di ritardo sull'aggiornamento della qualità del gas rispetto alle specifiche.	15 giorni / anno	Per P ≤ 5 bar
		7 giorni / anno	Per P > 5 bar
E. Disponibilità del dato nel corretto campo di misura (rangeability)	Numero di ore annue in cui l'organo primario di misura funziona all'interno del campo valido di misura rispetto al numero totale delle ore dell'anno in oggetto ¹⁵	85% ore / ore anno	Per Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h
		90% ore / ore anno	Per Qero > 30.000 Sm ³ /h
F. Indisponibilità continuativa del dato di misura del volume da organo primario	Numero di giorni consecutivi intercorrenti tra il rilievo del guasto ed il ripristino del corretto funzionamento.	Max 30 giorni	Per Qero ≤ 30.000 Sm ³ /h

¹⁴ Per giorni equivalenti di indisponibilità della misura si intende il rapporto tra la somma delle ore di indisponibilità diviso 24.

¹⁵ Nel caso di punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici o industriali, il calcolo dell'indicatore E è effettuato considerando le misure pari a zero come effettuate all'interno del campo valido di misura; nel caso di punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione, le misure pari a zero sono considerate come effettuate al di fuori del campo valido di misura, fatta salva la possibilità per l'impresa di distribuzione di attestare all'impresa di trasporto specifiche condizioni di esercizio che non richiedono l'utilizzo di tali punti per l'alimentazione della rete di distribuzione.

2.3.2 Standard di qualità del servizio per l'attività di meter reading

In Tabella 8 sono riportati i livelli di qualità del servizio proposti per l'attività di *Meter reading*.

Tabella 8: Livelli di qualità del servizio per l'attività di meter reading

INDICATORE	DESCRIZIONE	LIVELLO DI SERVIZIO
G. Tempo di risposta a richieste scritte relative al verbale di misura presentate dall'utente o dall'impresa di distribuzione	Numero di giorni lavorativi intercorrente tra la data di ricevimento da parte del responsabile del <i>meter reading</i> della richiesta scritta di verifica del verbale di misura e la data di comunicazione della risposta motivata	10 giorni
H. Tempo di remissione del verbale di misura per errori/anomalie presentate dall'utente o dall'impresa di distribuzione	Numero di giorni lavorativi entro cui è disponibile il verbale di misura corretto degli errori dalla data di ricevimento della richiesta di verifica. L'indicatore è calcolato nei casi si sia verificato un errore di misura/anomalia	15 giorni
I. Disponibilità del dato da parte dell'impresa di trasporto al cliente finale direttamente allacciato / utente	Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie entro la seconda ora successiva a quella di riferimento per due volte al giorno in coerenza con il NC BAL, e una terza relativa a tutto il giorno gas da rendere disponibile il giorno successivo, secondo tempistiche previste dal Codice di rete in coerenza con quelle di pubblicazione degli esiti della sessione di bilanciamento provvisorio di cui al TISG	96%
J. Disponibilità del dato di qualità del gas nelle AOP	Percentuale di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del Gas Naturale considerando un'eventuale AOP alternativa individuata ai sensi della "Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo" di cui alla deliberazione 185/05.	96%
K. Disponibilità dei dati di misura da parte di un'impresa di trasporto all'impresa maggiore	Percentuale di disponibilità dei dati di misura dall'impresa di trasporto all'impresa maggiore, secondo le disposizioni di quest'ultima ai sensi dell'articolo 29 del TISG	95%

3. Definizione del perimetro di responsabilità dei soggetti coinvolti e del coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto

Relativamente al perimetro ed alla definizione delle attività, si ritiene opportuno confermare, in coerenza con le previsioni di cui alle norme UNI 9167-3:2020 e UNI 9571-2:2017, l'inclusione nell'ambito del *metering* delle attività di progettazione dell'impianto, di verifica e conferma metrologica e di messa a disposizione delle misure. Inoltre, nell'ambito dell'attività di *meter reading* sono ricomprese le attività di acquisizione in campo dei dati di misura (volumi e qualità del gas) in caso di indisponibilità dei dati, imputazione/caricamento nei sistemi informatici, ricostruzione dei dati di misura mancanti, gestione delle richieste scritte di verifica del verbale di misura ed eventuale rimessione del verbale in caso di constatazione di errori e anomalie.

Relativamente invece alla responsabilità dell'attività di *meter reading* si ritiene opportuno confermare il quadro regolatorio indicato nel documento per la consultazione, accogliendo tuttavia la richiesta di una maggiore centralizzazione delle attività in capo al Responsabile del Bilanciamento (RdB), dando mandato a quest'ultimo di promuovere un'attività di standardizzazione delle procedure e dei flussi informativi, nonché dei protocolli di comunicazione (una sorta di "standard unico") su tutta la rete di trasporto, che dovrà, quindi, essere adottato anche dalle altre imprese di trasporto. Le suddette attività di standardizzazione potranno essere sviluppate nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgano, per gli aspetti di interesse, imprese di trasporto, imprese di distribuzione, utenti del servizio di trasporto ed associazioni di clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto; e che tra gli ambiti di tali attività siano ricompresi i verbali di misura, con particolare attenzione ai criteri per la ricostruzione dei consumi e per la successiva validazione;

Si ritiene utile specificare che la responsabilità del titolare dell'attività di *metering* di rendere fruibili i dati di misura al responsabile del *meter reading*, unitamente agli obblighi sulla messa a disposizione dei dati, rende non necessaria l'installazione da parte del responsabile del *meter reading* di proprie apparecchiature per la telelettura; pertanto, l'installazione di *Remote Intelligence Unit* (RIU) dedicate da parte dell'impresa di trasporto, conformi alle specifiche tecniche definite dall'impresa maggiore, potrà intendersi come possibilità per i soli casi residuali di inadempienze da parte del titolare dell'attività di *metering*.

Con specifico riferimento alla messa a disposizione dei dati di misura, il RdB potrà definire, previo accordo con le parti interessate, le modalità di standardizzazione più efficienti ed efficaci per la messa a disposizione dei dati di misura da parte degli altri soggetti responsabili dell'attività di *meter reading*, anche con un accesso diretto ad un *database*, e potrà, peraltro, valutare la soluzione più opportuna ai fini dell'erogazione del servizio nei confronti delle altre imprese di trasporto.

La standardizzazione dei protocolli di comunicazione dei dati di misura da parte dei responsabili dell'attività di *meter reading* dovrà garantire l'accesso diretto alle misure da



parte dell'impresa maggiore di trasporto senza dover, quindi, procedere necessariamente all'installazione di un doppio canale di comunicazione dei dati di misura. Inoltre:

- a) fermo restando il requisito impiantistico della teleleggibilità degli apparati, in considerazione degli aspetti gestionali connessi ai processi e alla sicurezza, deve intendersi confermata la necessità di rendere disponibili i dati di misura - secondo le tempistiche previste dai livelli di qualità - a tutti i soggetti interessati;
- b) ai fini di una corretta e ordinata gestione dei processi, il dato di misura rilevato dal responsabile del *meter reading* resta l'unico riferimento per la contabilizzazione del gas e la relativa fatturazione, secondo quanto previsto dalla regolazione in materia di *settlement* e bilanciamento;
- c) le modalità operative relative ai processi di cui ai precedenti punti devono trovare declinazione univoca nel Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto, previa consultazione e coinvolgimento dei soggetti interessati, comprese le altre imprese di trasporto.
- d) in relazione alla disponibilità dei dati di cui al portale impianti di misura, si ritiene che l'accesso al portale possa essere garantito, oltre che alle imprese di trasporto per quanto di loro competenza, anche a ciascun titolare con riferimento agli impianti nella propria titolarità.