

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**357/2021/R/GAS**

**ORIENTAMENTI IN TEMA DI RESPONSABILIZZAZIONE DELL'IMPRESA  
DI DISTRIBUZIONE NELLA GESTIONE DEL DELTA *IN-OUT* DELLE RETI  
DI DISTRIBUZIONE**

*Documento per la consultazione*  
*Mercato di incidenza: gas naturale*

**3 agosto 2021**

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione fa seguito alla deliberazione 72/2018/R/gas (di seguito: deliberazione 72/2018/R/gas) con cui l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha approvato la nuova disciplina in materia di settlement gas, rinviando a successivo provvedimento l'introduzione di meccanismi di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo (di seguito: delta<sup>10</sup>).*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **10 ottobre 2021**.*

*Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it).*

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

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**  
**Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale**  
**Unità mercati gas all'ingrosso**

*Corso di Porta Vittoria, 22 – 20122 Milano*

*tel. 02.655.65.351/608*

*fax 02.655.65.265*

*sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

*e-mail: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it); [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)*

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

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

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

### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

#### **a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni**

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

#### **b. Pubblicazione delle osservazioni**

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

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

#### **c. Modalità della pubblicazione**

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

### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

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

### **4. Titolare del Trattamento**

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

### **5. Diritti dell'interessato**

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

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

## INDICE

1.	Introduzione e breve inquadramento normativo _____	6
2.	Esperienze internazionali _____	7
3.	Elementi emersi da verifiche ispettive _____	8
4.	Le sessioni di aggiustamento pregresse _____	9
5.	Le singole componenti del delta <sup>IO</sup> _____	15
	<i>Perdite di rete</i> _____	15
	<i>Errori nella determinazione dei volumi di gas transitati in ingresso e uscita dalla rete</i> _____	17
	<i>Prelievi fraudolenti</i> _____	22
6.	Il meccanismo di responsabilizzazione _____	25
	<i>Fase di avvio</i> _____	26
7.	Aspetti implementativi e tempistiche _____	29

## 1. Introduzione e breve inquadramento normativo

- 1.1 Il punto 8. della deliberazione 72/2018/R/gas dispone l'avvio di un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione del delta<sup>10</sup> ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (di seguito: *city gate*). La deliberazione 72/2018/R/gas ha, altresì, previsto che l'approvvigionamento del suddetto delta<sup>10</sup> sia posto in capo al responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB); la copertura dei costi sostenuti dall'RdB per tale attività è garantita da una componente aggiuntiva della tariffa di trasporto, la componente  $CRV^{ST}$ , che si applica ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente ai *city gate*, e che alimenta il "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*", istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, introdotto con la deliberazione 782/2017/R/gas. Nello specifico, il suddetto corrispettivo è stato fissato in 0,0027 euro/Smc a partire dall'1 luglio 2018 e successivamente incrementato gradualmente a:
- a) 0,0035 euro/Smc a partire dall'1 ottobre 2020;
  - b) 0,0055 euro/Smc a partire dall'1 aprile 2021;
  - c) 0,01 euro/Smc a partire dall'1 gennaio 2022.
- 1.2 La deliberazione 72/2018/R/gas ha fatto seguito al documento per la consultazione 590/2017/R/gas nell'ambito del quale sono stati indicati i fattori che si è ritenuto compongano il delta<sup>10</sup> (precisione e taratura degli strumenti di misura, perdite di rete, precisione dei coefficienti di correzione della misura per la temperatura e la pressione, prelievi fraudolenti), sulla base della considerazione che la somma algebrica dei valori di delta<sup>10</sup> giornalieri, estesa ad un opportuno periodo, risulta progressivamente sterilizzata dell'effetto legato alla profilazione dei prelievi.
- 1.3 A tal fine, nel documento per la consultazione 462/2018/R/gas è stato prospettato che l'RdB mantenesse un registro dell'andamento del delta<sup>10</sup> per *city gate* in un'ottica di trasparenza e in previsione dell'attuazione di quanto stabilito dal sopraccitato punto 8. della deliberazione 72/2018/R/gas, e, successivamente, con la deliberazione 208/2019/R/gas (punto 8) è stato dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di predisporre una proposta di aggiornamento dell'Elenco dati del TIMMIG ai sensi del comma 4.6 dello stesso in modo tale da garantire l'archiviazione dei valori giornalieri di delta<sup>10</sup> approvvigionati dall'RdB *per city gate*.
- 1.4 Il presente documento per la consultazione sviluppa, quindi, gli orientamenti dell'Autorità in merito alla responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione dei delta<sup>10</sup> e si inserisce nel quadro delle azioni che l'Autorità ha già intrapreso ai fini della riduzione delle emissioni di gas metano in atmosfera e che intende confermare nei prossimi anni a sostegno della strategia varata dall'UE<sup>1</sup> relativa a questi aspetti. Sul tema, il 22 luglio 2021, è stato pubblicato da CEER e

---

<sup>1</sup> Il 14 ottobre 2020 la Commissione europea (CE) ha adottato una comunicazione su una strategia dell'UE per la riduzione delle emissioni di metano (EU Methane Strategy). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2020%3A663%3A FIN>

ACER un Joint White Paper sulle norme per prevenire le dispersioni di metano nel settore energetico.

- 1.5 In tal senso, si ricorda che, a partire dall'1 gennaio 2020, con l'entrata in vigore della deliberazione 72/2018/R/gas, il delta<sup>IO</sup> è diventato parte del gas di bilanciamento (le cui risorse sono approvvigionate dall'RdB, come già richiamato). Pertanto, nella misura in cui tali risorse siano approvvigionate per porre rimedio a quote di delta<sup>IO</sup> generate nell'ambito di reti di distribuzione, il relativo costo dovrebbe essere posto in capo non della generalità della clientela finale, ma dell'impresa di distribuzione che, è bene ricordarlo, ai sensi dell'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 164/00, è responsabile del dispacciamento (quindi anche del bilanciamento) sulla propria rete.
- 1.6 Va da sé, peraltro, che eventuali obblighi/livelli di *performance*, che l'Autorità intendesse introdurre in tale direzione, possono essere imposti all'impresa di distribuzione nella misura in cui hanno a oggetto aspetti (rilevanti ai fini della dimensione del delta<sup>IO</sup>) che siano materialmente controllabili dalla medesima o, comunque, sui quali l'impresa di distribuzione sia materialmente in grado di incidere.

## 2. Esperienze internazionali

- 2.1 Il *Council of European Energy Regulators* (CEER) ha pubblicato nel luglio 2020 uno studio<sup>2</sup> per evidenziare le modalità di misurazione e di gestione del delta<sup>IO</sup> adottate nei diversi paesi che hanno partecipato all'analisi<sup>3</sup>.
- 2.2 Una delle conclusioni principali del suddetto studio è che non esiste un approccio uniforme al fenomeno del delta<sup>IO</sup>, probabilmente a causa delle differenze strutturali tra i paesi in termini di numero delle imprese di distribuzione, numero di clienti finali, dimensione rete, ecc.
- 2.3 Esistono, infatti, differenze nell'individuazione stessa delle componenti dell'OUT e nell'orizzonte temporale considerato per il suo calcolo<sup>4</sup>, così come nel ruolo assegnato ai diversi operatori per la gestione e la fissazione di valori considerati fisiologici del problema.
- 2.4 Tra gli aspetti affrontati dallo studio, quello più interessante ai fini del presente documento di consultazione è rappresentato dalla verifica dell'adozione di sistemi finalizzati alla riduzione del delta<sup>IO</sup>. Nel documento, in particolare, si evidenzia che alcune componenti del delta<sup>IO</sup> possono essere ridotte soltanto dalle imprese di distribuzione, ad esempio attraverso la manutenzione ed il controllo della rete, nonché con l'utilizzo di accurati strumenti di *meter reading*. Alcuni partecipanti

---

<sup>2</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5b5c6eca-76fc-77a4-7320-68ad3150faf3> "CEER Paper on Regulatory Issues Related to the 'Delta In-Out' in Distribution Networks"

<sup>3</sup> Hanno partecipato allo studio 19 paesi (Austria, Belgio, Cipro, Danimarca, Estonia, Germania, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Slovenia, Spagna, Svezia, Ungheria).

<sup>4</sup> L'orizzonte temporale considerato per il calcolo del delta<sup>IO</sup> rileva sull'incidenza delle sue componenti. Ad esempio, tanto più è esteso il periodo tanto maggiore sarà la quota dei consumi misurati rispetto a quelli stimati, riducendosi pertanto l'errore connesso alla stima.

allo studio hanno risposto che non hanno uno schema incentivante diretto, ma prevedono che sia l'impresa di distribuzione a coprire tutti i costi associati al  $\delta^{10}$ .

- 2.5 Tale valore soglia, tuttavia, è determinato in modo diverso nei diversi paesi che hanno partecipato allo studio. Per esempio, il tetto massimo riconoscibile può essere calcolato come media aritmetica delle perdite registrate in un determinato periodo (anche di 4 anni), oppure calcolato come una percentuale del consumo. In certi paesi è un valore unico, in altri ha valori diversi per le diverse categorie di imprese di distribuzione (un elemento di differenza può essere la pressione della rete). In generale, dove presenti, i valori soglia sono sempre inferiori al 3%; superato il valore soglia identificato, i costi associati al  $\delta^{10}$  sono sostenuti dall'impresa di distribuzione.
- 2.6 Anche le modalità di approvvigionamento del  $\delta^{10}$  sono diverse; in alcuni paesi l'RdB alloca il  $\delta^{10}$  agli utenti che devono approvvigionarlo e sostenerne i costi; in altri l'RdB approvvigiona il  $\delta^{10}$  e ne divide il costo tra gli utenti; in un paese l'RdB approvvigiona  $\delta^{10}$  e divide il costo tra consumatori finali; ci sono anche paesi dove il  $\delta^{10}$  è approvvigionato dalle imprese di distribuzione che poi dividono il costo tra i consumatori finali.
- 2.7 Le metodologie di calcolo e il relativo trattamento del  $\delta^{10}$  nei diversi paesi europei ed extracomunitari sono stati analizzati anche da uno studio recentemente pubblicato dall'Università degli Studi di Cassino e del Lazio meridionale<sup>5</sup> (di seguito: studio Università Cassino), intrapreso anche a fronte delle interlocuzioni avute con l'Autorità sui temi afferenti alla contabilizzazione del gas naturale. Anche in questo caso, lo studio evidenzia che sebbene il fenomeno del  $\delta^{10}$  sia ampiamente dibattuto, i dati disponibili sui valori effettivi di gas non contabilizzato sono ancora carenti e spesso reperibili da fonti disomogenee (es. percentuali/assolute, aggregate/disaggregate).
- 2.8 Lo studio Università Cassino rileva che nei paesi UE ed extra-UE analizzati, solo pochi paesi distinguono sulle reti di distribuzione le cause tecniche del  $\delta^{10}$  (rappresentate da perdite ed emissioni) da quelle non tecniche (come furti o errori di misura). I valori medi del  $\delta^{10}$  riconosciuti sulle reti di distribuzione variano tipicamente tra l'1% e il 5%. Infine, così come evidenziato dallo studio CEER, lo studio Università Cassino sottolinea che non esiste ancora un approccio armonizzato per il trattamento delle perdite in Europa.

### **3. Elementi emersi da verifiche ispettive**

- 3.1 Con la deliberazione 448/2019/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di quattro verifiche ispettive nei confronti di quattro imprese di distribuzione del gas naturale che nel periodo 2013 - 2017 avevano registrato dei valori anomali di  $\delta^{10}$ . In particolare, le verifiche ispettive hanno avuto ad oggetto il rispetto da parte delle suddette imprese degli obblighi ad esse attribuiti dalla regolazione in materia di *settlement*.

---

<sup>5</sup> M. Dell'Isola, G. Ficco, Fabrizio Zuena "Analisi del delta in-out nelle reti di distribuzione del gas naturale in Italia", [https://www.researchgate.net/publication/353644728\\_ANALISI\\_DEL\\_DELTA\\_IN-OUT\\_NELLE\\_RETI\\_DI\\_DISTRIBUZIONE\\_DEL\\_GAS\\_NATURALE\\_IN\\_ITALIA](https://www.researchgate.net/publication/353644728_ANALISI_DEL_DELTA_IN-OUT_NELLE_RETI_DI_DISTRIBUZIONE_DEL_GAS_NATURALE_IN_ITALIA)



- 3.2 Nel corso delle suddette verifiche, è emerso che nella grande maggioranza dei casi gli scostamenti registrati erano dovuti a errori avvenuti nel processo di aggregazione dei dati nell'ambito della procedura di gestione del *settlement*. Tali errori sono riconducibili a varie cause, tra le quali: errori di natura informatica; mancato inserimento di dati derivanti da porzioni di rete acquisite nel corso degli anni e non recepiti correttamente nei sistemi informatici delle società; mancata o incompleta aggregazione dei dati derivanti dalle reti sottese a quelle del distributore a monte. Le altre cause individuate per gli scostamenti osservati sono riconducibili a prelievi fraudolenti, avvenuti in mancanza di un contratto di fornitura su punti di riconsegna della distribuzione (di seguito: PdR) riattivati in maniera irregolare oppure ad errori di misura (errata conversione dei volumi misurati).
- 3.3 In esito alle verifiche finora effettuate in materia di *settlement* gas, è stato possibile evidenziare alcuni aspetti che potrebbero assumere rilevanza con riferimento ad eventuali disposizioni regolatorie da adottare in futuro. Tali aspetti, analizzati nei successivi paragrafi, riguardano: l'importanza della verifica puntuale degli elementi primari della catena di misura; il mancato rispetto della *rangeability*; i prelievi fraudolenti; le dispersioni e gli incidenti rilevanti; la difficoltà di accesso ai PdR ai fini della rilevazione misura.

#### 4. Le sessioni di aggiustamento pregresse

- 4.1 Lo studio Università Cassino contiene un'analisi statistica del delta<sup>10</sup> sulle reti di distribuzione italiane<sup>6</sup> nel quinquennio 2013-2017<sup>7</sup> da cui si evidenzia l'opportunità di suddividere le suddette reti sulla base dei volumi annui distribuiti e della zona geografica di ubicazione al fine di analizzare meglio le cause alla base della formazione del delta<sup>10</sup>.
- 4.2 L'andamento del delta<sup>10</sup> mostra, infatti, una dipendenza con i volumi annui distribuiti (deviazione standard quinquennio passa dal 9,30% nei *city gate* di piccole dimensioni al 1,91% nei *city gate* di grandi dimensioni), in particolare i *city gate* possono essere divisi in:
- grandi dimensioni (con volumi annui distribuiti maggiori di 50 milioni di Sm<sup>3</sup>);
  - medie dimensioni (con volumi annui distribuiti compresi tra 5 e 50 milioni di Sm<sup>3</sup>);
  - piccole dimensioni (con volumi annui distribuiti minori di 5 milioni di Sm<sup>3</sup>).
- 4.3 Il delta<sup>10</sup> medio e la deviazione standard, inoltre si modificano significativamente al variare della zona geografia considerata, passando rispettivamente da 0,03% a 1,35% (delta<sup>10</sup> medio) e da 2,37% a 15,71% (deviazione standard). In particolare, per valutare l'influenza del clima e dell'area geografica, lo studio dell'Università Cassino ha suddiviso i *city gate* seguendo gli ambiti tariffari individuati dalla delibera ARG/gas 159/08 e confermati con la delibera 573/2013/R/gas:

---

<sup>6</sup> Si precisa che l'analisi è stata effettuata sui raggruppamenti di reti serviti dal medesimo *city gate* come riportati nell'anagrafica di Snam Rete Gas.

<sup>7</sup> Per maggiori informazioni sull'approccio statistico utilizzato si rimanda allo studio Università Cassino.

- NOC, ambito nord-occidentale (Valle d’Aosta, Piemonte, Liguria);
- NOR, ambito nord-orientale (Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna);
- CEN, ambito centrale (Toscana, Umbria, Marche);
- SOR, ambito centro-sud orientale (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata)
- SOC, ambito centro-sud occidentale (Lazio e Campania);
- MER, ambito meridionale (Calabria e Sicilia).

4.4 Partendo dall’analisi contenuta nel suddetto studio ed estendendo il periodo di osservazione al quinquennio 2015-2019, si confermano tali evidenze ovvero, in particolare, che è opportuno classificare i *city gate*:

- in funzione dei volumi erogati (grandi, medie, piccole come specificato al punto 4.2);
- sulla base degli ambiti geografici di appartenenza in Centro/Nord e Sud/Isole.

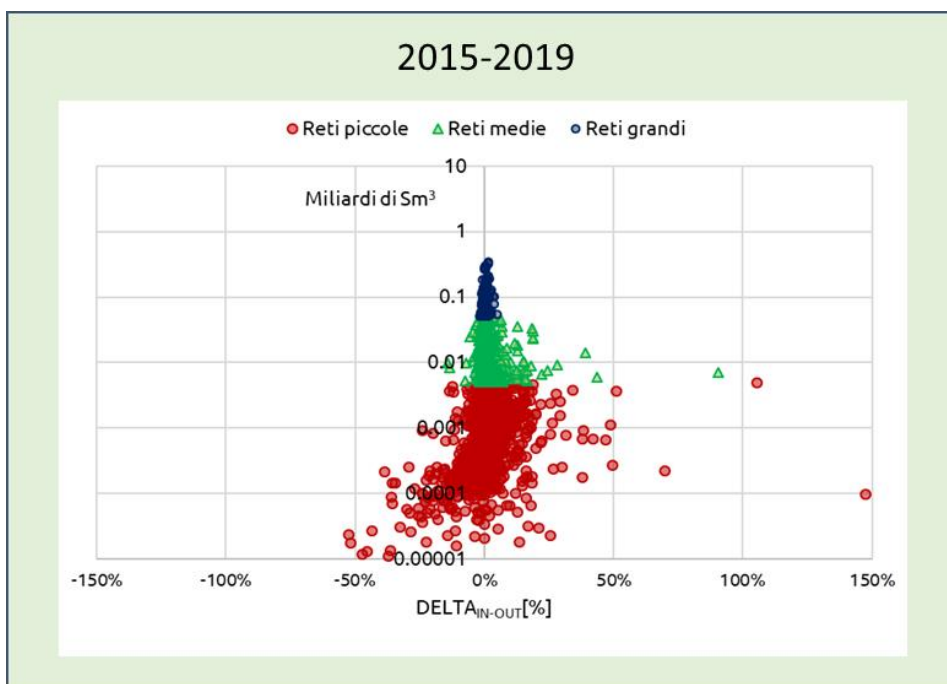
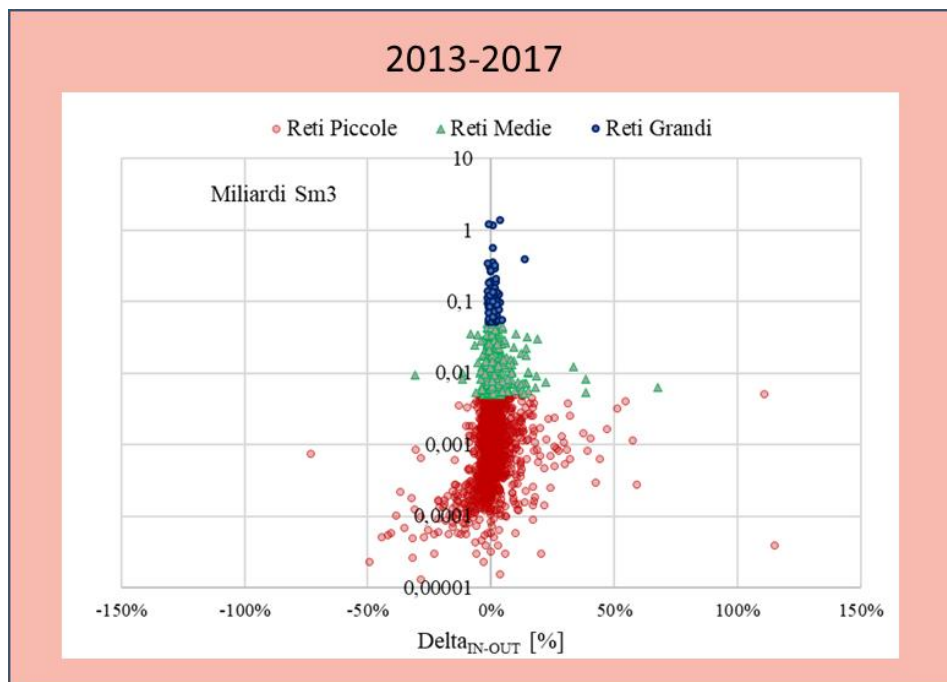
	Centro/Nord		Sud/Isole	
	<i>out</i>	<i>city gate</i>	<i>out</i>	<i>city gate</i>
Grandi	12.486	85	2.081	8
Medie	10.556	755	2.305	178
Piccole	1.763	740	1.128	967
	24.805	1.580	5.514	1.153

**Tabella 1 Volumi medi annui di gas prelevato (MSmc) calcolato nel quinquennio 2015-2019 e numerosità dei *city gate***

4.5 Il confronto tra i dati relativi al delta<sup>10</sup> medio nei quinquenni 2013-2017 e 2015-2019<sup>8</sup> sull’intera rete nazionale, per le diverse classi di dimensione, è illustrato nei grafici di seguito riportati.

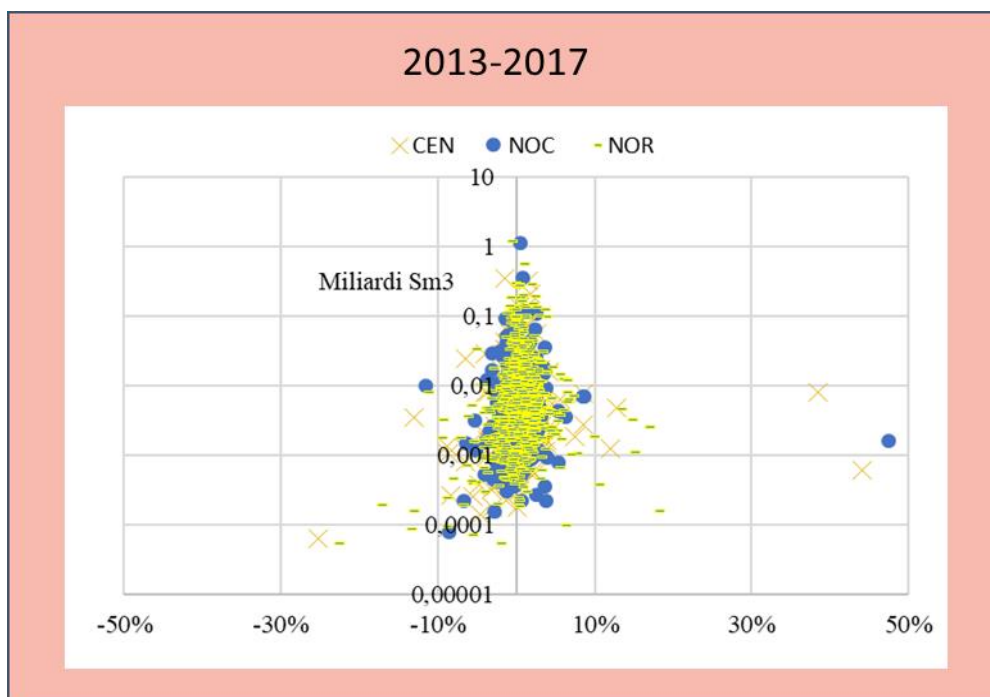
<sup>8</sup> Si riporta di seguito la tabella con i valori per il quinquennio 2015-2019:

Tipologia	2015		2016		2017		2018		2019		2015-2019	
	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$
<b>Piccole</b>	1.16%	10.58%	-1.00%	10.21%	2.15%	10.33%	-0.84%	9.89%	1.61%	9.57%	0.62%	9.02%
<b>Medie</b>	1.74%	4.32%	0.47%	3.51%	2.50%	4.03%	0.44%	3.66%	1.56%	3.76%	1.38%	3.37%
<b>Grandi</b>	1.14%	2.40%	0.19%	1.68%	1.80%	2.22%	0.28%	1.83%	0.70%	2.47%	0.80%	1.91%



4.6 Il confronto tra i dati relativi al delta<sup>10</sup> medio nei quinquenni 2013-2017 e 2015-2019<sup>9</sup> sull'intera rete nazionale, sui diversi ambiti regionali, è illustrato nei grafici di seguito riportati.

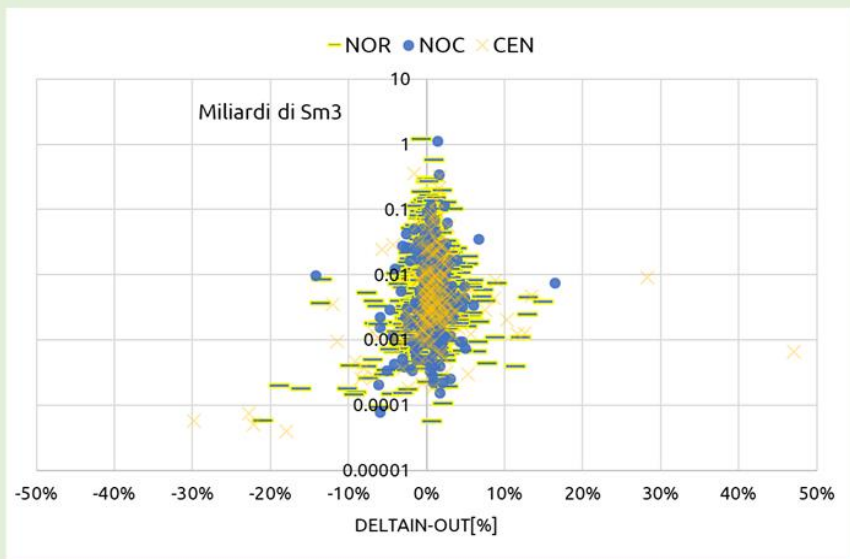
<sup>9</sup>Si riporta di seguito la tabella con i valori per il quinquennio 2015-2019:



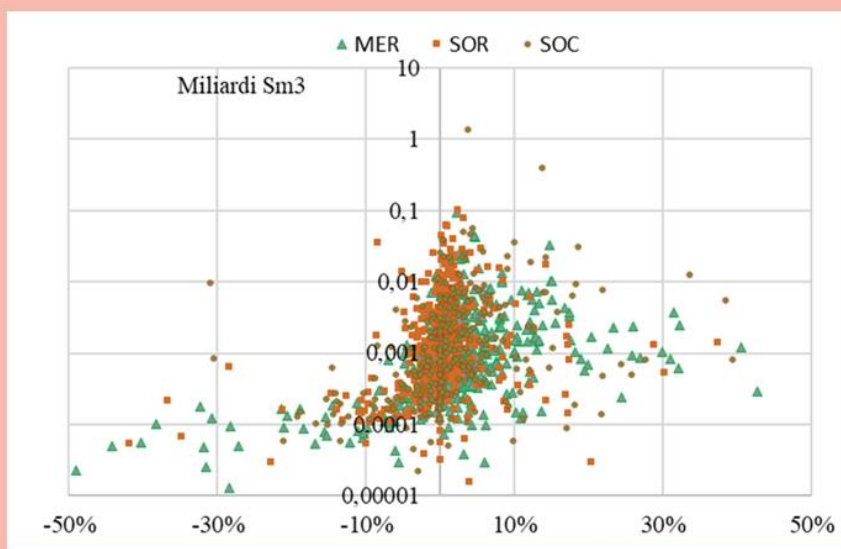
	2015		2016		2017		2018		2019		2015- 2019	
	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$
CEN	1.48%	7.05%	-0.63%	6.41%	1.69%	6.44%	-0.36%	5.78%	0.92%	6.06%	0.58%	5.74%
NOC	0.32%	2.70%	0.02%	2.52%	1.53%	3.15%	-0.16%	2.73%	0.70%	2.96%	0.47%	2.34%
NOR	0.53%	2.86%	-0.13%	2.71%	1.60%	2.64%	-0.25%	3.16%	0.55%	3.26%	0.44%	2.34%
Centro Nord	0.63%	3.75%	-0.18%	3.46%	1.60%	3.51%	-0.25%	3.60%	0.63%	3.75%	0.47%	3.06%

	2015		2016		2017		2018		2019		2015- 2019	
	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$	$\Delta_{io\_medio}$	$\sigma_{medio}$
MER	3.12%	17.79%	-2.00%	16.71%	3.84%	15.85%	-0.70%	15.77%	3.33%	15.46%	1.64%	15.01%
SOC	2.52%	9.63%	0.94%	10.48%	2.96%	12.22%	0.15%	10.43%	3.43%	8.82%	2.03%	8.87%
SOR	1.48%	8.95%	-1.35%	7.99%	2.71%	8.07%	-0.85%	7.62%	1.88%	7.62%	0.81%	6.99%
Sud Isole	2.34%	12.76%	-0.86%	12.26%	3.16%	12.37%	-0.49%	11.72%	2.84%	11.18%	1.46%	10.82%

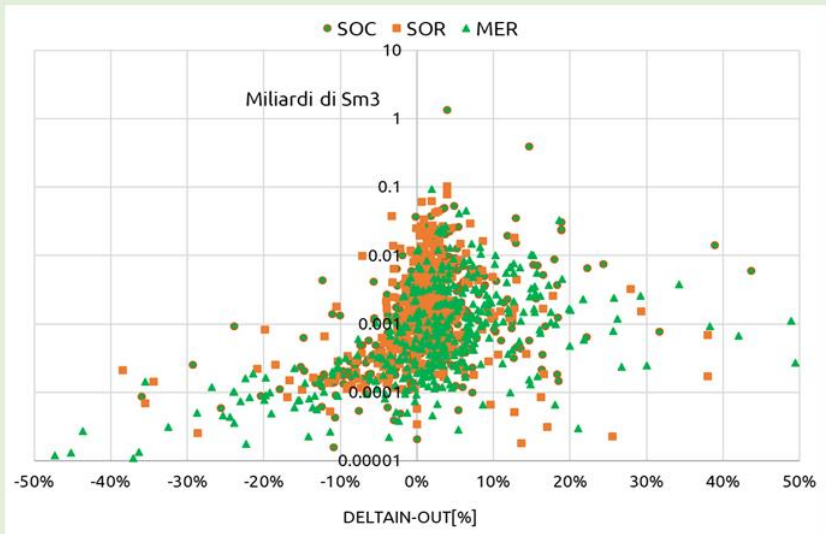
### 2015-2019



### 2013-2017



# 2015-2019



## 5. Le singole componenti del delta<sup>IO</sup>

5.1 Le cause che possono determinare il delta<sup>IO</sup> nelle reti di distribuzione possono essere ricondotte a tre tipologie principali:

- ✓ perdite di rete;
- ✓ errori nella determinazione dei volumi di gas transitati in ingresso e uscita dalla rete, dovuti:
  - ai sistemi di misura (generalmente ascrivibili alla classe di precisione dei misuratori, alla loro deriva media nella vita utile, al mancato rispetto della *rangeability* e alle condizioni di installazione/manutenzione);
  - all'approssimazione delle metodologie di correzione dei volumi per riportarli alle condizioni standard di temperatura e pressione;
  - alle attività di rilevazione ed elaborazione dei dati (cicli di lettura dei misuratori, stima dei dati, messa a disposizione dei dati necessari al bilancio, attribuzione del profilo di prelievo);
- ✓ prelievi fraudolenti (gas illegalmente prelevato dalla rete sia tramite allacciamento abusivo dalle condotte sia tramite bypass o manomissione del misuratore).

Per quanto concerne gli accumuli in rete, ossia il delta *line-pack*, è possibile trascurarne il contributo alla definizione del delta<sup>IO</sup> annuale trattandosi di quantità estremamente esigue rispetto al gas distribuito (in quanto le reti di distribuzione sono gestite prevalentemente in bassa pressione, sono in gran parte interrato e, quindi, soggette a variazioni di temperatura contenute).

### *Perdite di rete*

5.2 Nell'ambito delle perdite si possono distinguere le seguenti:

- ✓ le **emissioni puntuali** o "**localizzate**", riconducibili a scarichi in atmosfera conseguenti a rilasci "intenzionali" quali, ad esempio, quelli per manutenzione programmata o individuate con ricerca programmata delle fughe o segnalazione di dispersioni. Si può far rientrare in questa categoria anche i rilasci incontrollati derivanti da rotture per incidente;
- ✓ le **emissioni fuggitive**, dovute a perdite e/o trafiletti "fisiologici" (cioè propri del sistema impiantistico e quindi non intenzionali) dalle tenute, quali valvole, flange;
- ✓ le **emissioni pneumatiche**, derivanti da apparecchiature di regolazione – tipicamente valvole attuate a gas e comandate a distanza, mediante scarico di gas compresso. Le emissioni pneumatiche, a differenza delle emissioni fuggitive ed analogamente alle emissioni puntuali, sono non contemporanee, ma localizzate nello spazio in un numero limitato di sorgenti di emissione e contenute nel tempo, si possono quindi considerare come eventi isolati a bassa frequenza temporale.

5.3 Le emissioni di gas naturale non possono essere misurate in continuo, pertanto vengono stimate in modo indiretto attraverso collaudate metodologie statistiche, internazionalmente riconosciute, che tengono conto della specifica tipologia impiantistico gestionale del settore. Ai nostri fini, si reputa di poter considerare di

raggruppare le perdite in due gruppi, distinguendo quelle di cui alla precedente lettera a) dalle altre di cui alle lettere b) e c). Infatti, le prime possono essere stimate e censite attraverso la misura del tempo in cui l'evento ha avuto luogo, delle dimensioni della condotta o del foro attraverso il quale la perdita è avvenuta. La stima delle emissioni fuggitive e pneumatiche diffuse, invece, è molto più impegnativa, anche perché richiede di "valutare" tutte le componenti impiantistiche, sebbene in letteratura sia disponibile un'ampia varietà di casistiche e metodologie che spaziano dal calcolo deterministico alla correlazione statistica, dalla misura *in situ* a quella da remoto.

- 5.4 Pertanto, si considera di introdurre obblighi di comunicazione a carico dell'impresa di distribuzione in relazione alle emissioni puntuali o "localizzate", così da poter sottrarre dal delta<sup>IO</sup> questa componente. Le rimanenti possono essere stimate con metodologie di calcolo anche semplificate.
- 5.5 Da diversi anni, è in vigore un sistema di premi/penalità in tema di recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, normato dalla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas o RQDG (da ultima approvata, per il periodo 2020 – 2025, con la deliberazione 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas) che, a livello di impianto di distribuzione, incentiva l'aumento delle misure del grado di odorizzazione rispetto a quello minimo fissato dalla regolazione (solo premi) e la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento agli obiettivi di miglioramento fissati *ex-ante* (livelli tendenziali) (premi e penalità).
- 5.6 L'Autorità ritiene che ai fini della raccolta dei volumi di gas relativi alle emissioni puntuali o "localizzate" si possa estendere l'attuale raccolta dati in tema di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione di gas naturale. Tuttavia, nelle more di una tale estensione, che richiede anche la definizione di criteri *standard* di stima delle emissioni, si ritiene che tali volumi siano quantificati dall'impresa di distribuzione sulla base dell'attuale stato dell'arte e debbano essere trasmessi all'RdB secondo modalità stabilite dal medesimo come illustrato al punto 5.10.
- 5.7 Con riferimento agli eventi accidentali (che determinano perdite di gas) è utile ricordare che con la deliberazione 4 febbraio 2020, 28/2020/R/gas, anche a seguito di segnalazioni e di casi emersi dalla trattazione di reclami inerenti all'applicazione all'utente di corrispettivi di scostamento causati dalla fuoriuscita, incontrollata e non dipesa dall'utente medesimo, di gas naturale per danneggiamento della condotta della rete di distribuzione (per il quale è stato richiesto l'intervento del carro bombolaio per garantire la continuità del servizio), l'Autorità ha approvato disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento per il periodo pregresso, 2015 – 2019, in considerazione del fatto che, ai sensi della disciplina vigente per tali anni in ambito *settlement*, il gas in tal modo fuoriuscito è finito nel delta<sup>IO</sup>, determinando così l'attribuzione a ciascun utente della distribuzione (di seguito: UdD), e quindi al rispettivo UdB, di una quota parte di tale quantitativo.
- 5.8 In particolare, si è ritenuto opportuno prevedere che, in relazione al gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione di cui fosse stata riportata evidenza nei verbali di misura relativi al *city gate* interessato, l'impresa di distribuzione determinasse la stima più accurata possibile, condotta sulla base delle migliori pratiche del settore, con il dettaglio dei volumi giornalieri di gas fuoriusciti e li comunicasse all'impresa di trasporto interconnessa. Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha anche disposto



che le imprese di trasporto definissero la quota del quantitativo di gas fuoriuscito di competenza di ciascun UdB, con dettaglio per UdD.

- 5.9 Come già illustrato sopra, con la deliberazione 72/2018/R/gas, l'Autorità ha riformato la materia del *settlement* gas, introducendo alcune innovazioni e prevedendo, tra l'altro, che il delta<sup>10</sup> non sia più posto a carico degli UdB, ma sia approvvigionato da Snam Rete Gas (in qualità di responsabile del bilanciamento), ribaltando il relativo onere economico sulla generalità dei clienti finali (mediante l'istituzione di un'apposita componente della tariffa di trasporto). In tal senso, si ritiene che il gas fuoriuscito - nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione - possa essere ricondotto nell'ambito di partite di gas di bilanciamento che ben possono essere prese in carico dall'impresa di distribuzione la quale, come già detto, ai sensi dell'art. 16, co. 1, d.lgs. 164/00, è responsabile del dispacciamento (quindi anche del bilanciamento) nella propria rete<sup>10</sup>.
- 5.10 In tale scenario l'impresa di distribuzione sarà tenuta a ricostruire il quantitativo di gas disperso, secondo le modalità già specificate dalla sopraccitata deliberazione 28/2020/R/gas e con la massima diligenza e professionalità, e successivamente a comunicarlo all'RdB, anche per il tramite dell'impresa di trasporto interconnessa, affinché se ne tenga conto, ad esempio anche nel verbale di misura del *city gate* che definisce l'IN, e di conseguenza venga sottratto dal delta<sup>10</sup>, e lo si attribuisca all'impresa di distribuzione stessa che, a sua volta, avrà titolo quindi a richiedere all'eventuale soggetto che ha procurato il danno il costo della quota relativa alla materia prima. L'impresa di distribuzione avrà comunque diritto a recuperare l'onere relativo al quantitativo di gas disperso a valere sul conto inerente al *settlement* gas ma sarà tenuta a versare l'importo successivamente recuperato sul medesimo conto.

#### ***S 1. Perdite di rete***

- *Si condividono gli orientamenti esposti? Se no, per quali motivi? Cosa si propone in alternativa?*
- *Si condivide quanto illustrato con riferimento ai casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione?*

#### ***Errori nella determinazione dei volumi di gas transitati in ingresso e uscita dalla rete***

##### ***Metering city gate per qualità misura IN***

- 5.11 Com'è noto è stato da poco emanato un documento per la consultazione, il 167/2021/R/gas, recante gli orientamenti finali relativi al riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata ed uscita della rete di trasporto (di seguito: DCO riassetto misura).
- 5.12 La parte III del suddetto documento per la consultazione affronta le tematiche relative ai requisiti impiantistici, funzionali e manutentivi, agli standard di qualità del servizio, alle modalità di monitoraggio del rispetto dei requisiti - monitoraggio che,

<sup>10</sup> Cfr. anche art. 22, co. 4, lett. c), d.lgs. 164/00.

nel caso dei *city gate*, è in capo all'impresa di trasporto interconnessa - nonché alle caratteristiche dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio.

- 5.13 Circa l'attività di *metering*, il DCO riassetto misura prevede appunto corrispettivi economici per il mancato rispetto degli standard di qualità del servizio, definiti in modo tale che risultino coerenti con i costi per il sistema di trasporto generati dagli errori di misura. Tali corrispettivi sarebbero applicati al titolare dell'impianto di misura:
- ✓ in misura maggiorata, qualora il mancato rispetto degli standard sia anche associato al mancato rispetto dei requisiti minimi o
  - ✓ in misura ridotta, qualora siano rispettati i requisiti ottimali.
- 5.14 In relazione alle entrate in vigore, l'Autorità ha ipotizzato:
- ✓ da gennaio 2022, il monitoraggio del rispetto degli standard di qualità del servizio senza conseguente applicazione dei corrispettivi per il mancato rispetto degli standard e di indennizzi e penali;
  - ✓ da gennaio 2023, il monitoraggio del rispetto degli standard di qualità del servizio con conseguente applicazione dei corrispettivi per il mancato rispetto degli standard e di indennizzi e penali.

*Metering e meter reading degli strumenti di misura installati presso i clienti finali per qualità misura OUT*

- 5.15 Per quanto riguarda i dati di misura relativi ai clienti finali allacciati a rete di distribuzione, aspetto che concorre alla definizione della componente del delta<sup>10</sup> che è stata sopra individuata come “errori nella determinazione dei volumi di gas transitati in ingresso e uscita dalla rete”, è indispensabile ricordare che entrambi gli ambiti del *metering* (che garantisce la qualità del dato) e del *meter reading* (che concerne la validazione e la messa a disposizione dei dati) sono presidiati dalla normativa.
- 5.16 Per quanto concerne la qualità del dato, in tema di requisiti impiantistici, rilevano i decreti ministeriali e le norme tecniche. Infatti, nell'Unione Europea i misuratori di gas e i dispositivi di correzione dei volumi sono soggetti alla metrologia legale e quindi le classi di accuratezza sono vincolate dalla MID (Direttiva 2004/22/CE). In Italia a partire dalla C.M. n. 3 del 1997, poi con il D.Lgs. 22/2007 (recepito prima come direttiva di nuovo approccio della 2004/22/CE) e successivamente con D.Lgs. 84/2016 della Direttiva 2014/32/UE MID Recast ed infine con il D.M 93/2017, sono state affrontate e disciplinate le caratteristiche dei dispositivi di conversione dei volumi. In particolare, il D. M. 93/2017 regola i controlli successivi di tali strumenti (ovvero la verifica periodica, i controlli casuali e la vigilanza).
- 5.17 L'Autorità ha avviato dal 2008 un piano di sostituzione degli apparati tradizionali con *smart meter*, definendo peraltro i requisiti funzionali minimi dei gruppi di misura, successivamente confluito nelle Direttive per la messa in servizio degli *smart meter* gas, approvate con la deliberazione 631/2013/R/gas, che attualmente (dopo l'emanazione della deliberazione 501/2020/R/gas) prevedono per le imprese di distribuzione (con più di 50.000 clienti finali) l'obiettivo di raggiungere la messa in servizio dell'85% dei PdR esistenti (classe G4 - G6), con le seguenti scadenze temporali:

- ✓ entro il 31 dicembre del 2021 per le imprese di distribuzione con più di 200.000 clienti al 31 dicembre 2013;
  - ✓ entro il 31 dicembre del 2022 per le imprese di distribuzione con numero di clienti compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014;
  - ✓ entro il 31 dicembre del 2023 per le imprese di distribuzione con numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000 al 31 dicembre 2015.
- 5.18 In relazione al *meter reading* esiste già una regolazione specifica della qualità del servizio di distribuzione, disciplinata dalla RQDG approvata con la deliberazione 569/2019/R/gas per il periodo 2020 - 2025, e nota come *Performance del servizio di misura del gas naturale* che si basa, tra l'altro, su quanto stabilito dal TIVG in tema di frequenze minime di lettura. È opportuno, tuttavia, rilevare che l'ambito di applicazione comprende tutte le imprese di distribuzione del gas naturale con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019.
- 5.19 Per quanto riguarda i PdR attivi con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, la RQDG stabilisce che l'impresa di distribuzione (sono escluse le piccole imprese per quanto sopra anticipato circa l'ambito di applicazione) garantisca almeno una lettura all'anno con esito positivo (articolo 91). Nel caso di mancato rispetto di quest'obbligo, nell'anno successivo, l'impresa è tenuta a sostituire un misuratore tradizionale con un misuratore di tipo *smart* in aggiunta agli obblighi di sostituzione già previsti dalle Direttive per la messa in servizio degli *smart meter gas*, garantendone la messa in servizio sempre ai sensi delle medesime direttive. L'articolo 92 prevede che in caso di mancata sostituzione dei misuratori di cui sopra l'impresa è tenuta al pagamento di una penalità tariffaria pari a 4 €.
- 5.20 Nel documento per la consultazione 487/2019/R/gas al riguardo si è espresso l'orientamento di non introdurre obblighi di messa in servizio dei misuratori *smart* G4-G6 per le imprese di piccole dimensioni (con meno di 50.000 clienti finali). Si ricorda che tali imprese hanno comunque facoltà di mettere in servizio sistemi di *smart metering*, anche avvalendosi di operatori terzi (c.d. soluzioni "buy"). Per le imprese di piccole dimensioni l'Autorità non ha ritenuto opportuno prevedere l'impegno a mettere in servizio misuratori elettronici; ma, in caso di acquisizione di piccole imprese da parte di imprese di dimensione maggiore, è stato prospettato un regime specifico che consenta di raggiungere il livello dell'85% entro un periodo di 3-4 anni dall'acquisizione. Su quest'ultimo aspetto, sempre con la già citata deliberazione 501/2020/R/gas, sono stati confermati gli orientamenti espressi in consultazione e sono stati regolati gli obblighi in capo alle imprese in caso di acquisizioni, aggregazioni di imprese con obblighi inferiori o assenti, prevedendo che per un periodo di 3 anni i PdR acquisiti siano trattati come se fossero appartenenti a impresa separata.
- 5.21 È da poco stato emanato un nuovo documento per la consultazione, il 263/2021/R/gas recante gli orientamenti finali in tema di regolazione degli *output* e della *performance* del servizio di misura e degli obblighi di fatturazione per gli *smart meter gas*. Sinteticamente, il documento prevede che:
- ✓ sia assicurata la messa in servizio di ciascun *smart meter* entro 90 giorni dalla sua installazione;

- ✓ per i PdR con *smart meter* di classe G4 o G6 e con consumo superiore a 5.000 Smc/anno, sia garantita una lettura mensile senza dettaglio giornaliero, in alternativa a quanto previsto al comma 14bis.1 del TIVG;
- ✓ per i PdR con *smart meter* di classe G4 o G6 e con consumo fino a 5.000 Smc/anno, sia garantita una lettura mensile senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno gas del mese di riferimento o, in subordine, realizzato fino al periodo antecedente o successivo di tre giorni dall'ultimo giorno gas del mese di riferimento, sempre in alternativa a quanto previsto al comma 14bis.1 del TIVG;
- ✓ l'impresa di distribuzione metta a disposizione le misure al SII entro il quarto giorno lavorativo, a partire dall'1 gennaio 2023, prevedendo un periodo di tempo nell'ordine di 12-18 mesi durante cui i sei giorni lavorativi attualmente a disposizione siano ridotti a cinque;
- ✓ l'impresa di distribuzione riconosca nei confronti del cliente finale titolare di punto di riconsegna dotato di *smart meter* di classe G4 e G6 un indennizzo automatico di ammontare pari a 12 € qualora non sia raccolta alcuna misura effettiva per tre mesi consecutivi, per il primo anno di adozione del provvedimento, e poi per due mesi consecutivi (TIF);
- ✓ sia introdotto un meccanismo che riconosce parzialmente all'impresa di distribuzione i costi sostenuti per gli indennizzi erogati al cliente finale, limitatamente al livello di "insuccesso fisiologico" della telelettura tramite *smart metering gas*;
- ✓ per quanto concerne gli indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione nei confronti degli UdD, siano introdotti degli indicatori di *performance* che riguardano la tempistica e la qualità dei dati messi a disposizione ai fini del *settlement*, con riferimento ai PdR letti con dettaglio giornaliero (dotati di *smart meter* con calibro  $\geq$  G10) e ai PdR letti con dettaglio mensile, relativamente esclusivamente ai PdR dotati di *smart meter* con calibro  $<$  G10 e parametro CA  $>$  5000 smc. Inoltre, viene indicata la gestione centralizzata della quantificazione di tali indennizzi automatici a carico del SII, che quindi determinerà mensilmente gli ammontari (gli importi unitari vanno da 5 € a 35 €) e li comunicherà alle imprese di distribuzione e agli UdD interessati, al fine di consentire una gestione certa e trasparente degli indennizzi maturati;
- ✓ infine, venga abrogato l'indennizzo relativo al rispetto della tempistica di messa a disposizione dei dati di misura, pari a 1 € per ciascun giorno di ritardo per ciascun PdR (fino ad un massimo di 25 €).

#### Coefficienti di correzione della misura e gestione della pressione

5.22 Come è noto, ai sensi delle soprarichiamate Direttive per la messa in servizio degli *smart meter gas*, tutti gli apparati devono fornire la misura del gas prelevato a condizioni standard di temperatura e quelli di classe superiore/uguale a G10, quindi quelli con le portate più alte, anche a condizioni standard di pressione. Per quanto concerne la correzione ai fini tariffari dei volumi misurati, nei casi in cui il gruppo di misura installato non sia dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle condizioni *standard*, la disciplina di riferimento è riportata nell'articolo 6 della RTDG in vigore per il periodo 2020 - 2025, approvata con la deliberazione 570/2019/R/gas.

- 5.23 Altro aspetto rilevante per la generazione del delta<sup>10</sup> è quello relativo alla pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale. Per tutte le reti di distribuzione in bassa pressione la già citata RQDG prevede un obbligo di monitoraggio a carico delle imprese, con lo scopo di perseguire una serie di finalità, tra le quali si evidenziano:
- ✓ utilizzare le rilevazioni dei punti di misura per individuare eventuali indicatori di performance (KPI) che tengano conto delle caratteristiche della rete di distribuzione gas;
  - ✓ valutare in prospettiva, sulla base delle misure raccolte e nell'ambito del processo di riforma del sistema energetico europeo, possibili sviluppi di meccanismi di regolazione economica.
- 5.24 Da ultimo, ai nostri fini, è importante ricordare che con il documento per la consultazione 39/2020/R/gas, in materia di progetti pilota finalizzati alla sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas, è stato affrontato in ottica prospettica il tema delle perdite di gas dalle reti di distribuzione, visto l'elevato potenziale effetto serra del gas naturale. Nello specifico si dice che *“L’obiettivo dell’ambito progettuale in oggetto consiste nell’individuazione e sperimentazione di soluzioni atte a favorire la riduzione delle emissioni in atmosfera del gas dalle reti di trasporto e distribuzione, individuando dapprima in modo sistematico tutte le possibili fonti di emissione, siano esse dispersioni diffuse (c.d. emissioni fuggitive) sia punti/condizioni/operazioni di possibile emissioni concentrate nello spazio e/o nel tempo (ad es. in occasione degli interventi di manutenzione sulle reti) in modo tale da poter disporre di una mappatura delle emissioni dalle reti all’istante iniziale di riferimento; successivamente individuando le modalità più idonee ed efficienti (con soluzioni best-practice a livello progettuale/tecnologico piuttosto che operativo/gestionale) per la loro riduzione e infine identificando opportuni indicatori di performance per la loro valutazione e monitoraggio nel tempo”*.
- 5.25 Al sopraccitato documento ha fatto seguito il documento per la consultazione 250/2021/R/gas con il quale è stata confermata la categoria progettuale di sperimentazione relativa ai *“metodi e soluzioni utili alla riduzione delle emissioni fuggitive di gas dalle reti”* (vedi capitolo 5), nonché nell’ambito degli interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti è chiarito che ricadono nel perimetro delle sperimentazioni *“l’introduzione di sensori e strumenti software che permettano il telecontrollo/telegestione delle reti favorendo una gestione puntuale della rete e un monitoraggio continuo di parametri e consumi di impianti e servizi ausiliari. La digitalizzazione delle reti contempla anche l’impiego di tecnologie innovative per favorire il passaggio da logiche di manutenzione programmata a manutenzione predittiva, in grado ad esempio di comunicare situazioni anomale e prevedere possibili guasti o perdite, riducendo così i costi di intervento e di mancato servizio. A questi interventi si affiancano più in generale l’automazione dei processi di gestione, monitoraggio e manutenzione, caratteristici dell’esercizio delle reti gas, quali le attività di rilevazione, raccolta ed elaborazione delle misure a servizio della gestione efficiente delle reti”* (vedi paragrafo 7.3, lettera a)).

#### Attività di trattamento dei dati

- 5.26 Vi sono poi gli errori che potrebbe commettere l'impresa di distribuzione nell'espletamento delle attività concernenti la gestione dei dati, che possono influire sulla determinazione delle sessioni di *settlement* e, di conseguenza, sul dimensionamento del delta<sup>IO</sup>.
- 5.27 La sostituzione avanzata del parco contatori e la successiva messa in servizio di *smart meter* che garantiscono una corretta telelettura contribuiranno a ridurre gli errori legati al trattamento dei dati e alla non sincronicità nella rilevazione delle misure dei clienti finali.
- 5.28 Sul tema rilevazione tempestiva e successiva messa a disposizione dei dati è intervenuto anche il documento per la consultazione 330/2020/R/gas prospettando un meccanismo di responsabilizzazione dell'impresa di distribuzione in relazione ai conguagli derivanti dalla disponibilità di nuove misure e/o di rettifiche di precedenti; questo con l'obiettivo di ridurre gli importi dei conguagli nelle sessioni di aggiustamento, nonché di spingere l'impresa di distribuzione a mettere in atto tutte quelle azioni utili ad anticipare nel tempo le rettifiche affinché vengano principalmente contabilizzate nell'ambito della sessione di aggiustamento annuale e sia, di conseguenza, minimizzata la correzione nell'ambito delle sessioni di aggiustamento pluriennale. Pertanto, anche il suddetto meccanismo, una volta implementato, potrà contribuire al contenimento del delta<sup>IO</sup> per quanto concerne quanto analizzato nel presente paragrafo.

### ***Prelevi fraudolenti***

- 5.29 Come anticipato rientrano in questa categoria i prelievi illegali su PdR che non risultano più con un contratto di fornitura attivo e che, pertanto, finiscono con incrementare il valore del delta<sup>IO</sup>.
- 5.30 Il problema dei prelievi fraudolenti di gas potrebbe apparire marginale a causa della complessità e pericolosità del prelievo illegale, ma alcuni studi dimostrano come tale circostanza sia tutt'altro che irrilevante anche in paesi industrializzati.
- 5.31 Per acquisire più informazioni sulla tematica dei prelievi fraudolenti, l'Autorità ha organizzato lo scorso maggio un *focus group* con le associazioni delle imprese di distribuzione. In tale occasione gli aspetti principali affrontati sono stati:
- a) le procedure aziendali relative alla rilevazione e alla gestione di prelievi fraudolenti e al coinvolgimento delle forze dell'ordine;
  - b) la possibile classificazione dei casi rilevati d'interesse ai fini della gestione del *settlement*;
  - c) la metodologia di stima dei prelievi fraudolenti (evidenziando eventuali casi in cui non è possibile procedere alla quantificazione), nonché modalità di rendicontazione nell'ambito del *settlement*;
  - d) le procedure aziendali in essere per monitorare l'estensione del fenomeno.
- 5.32 La maggioranza delle associazioni ha precisato che il prelievo illecito/abusivo di gas riguarda almeno i seguenti casi e può determinare situazioni di mancata registrazione dei consumi:
- ✓ manomissione del gruppo di misura e/o dei sigilli legali;

- ✓ manomissione dei sigilli societari per riattivazione non autorizzata dell'alimentazione della fornitura interrotta a seguito di morosità;
  - ✓ manomissione dei sigilli societari per attivazione della fornitura non autorizzata;
  - ✓ mancata registrazione dei prelievi con gruppo di misura (caso di *by-pass* totale o parziale del contatore) o senza il gruppo di misura (allacciamento abusivo, anche su condotta).
- 5.33 I partecipanti al *focus group* hanno segnalato che in molti casi è arduo individuare gli allacciamenti abusivi, in particolare se realizzati in proprietà private con difficile accesso; sottolineando che quando si tratta di consumo domestico questo è ovviamente meno rilevante rispetto ad una attività produttiva. Inoltre, una volta individuato il prelievo abusivo, spesso non è facile identificare il soggetto cui attribuire il gas e/o stabilire l'inizio della sottrazione fraudolenta e, di conseguenza, effettuare la ricostruzione dei consumi.
- 5.34 Per far fronte alle suddette difficoltà, diversi partecipanti hanno richiesto di potenziare l'accesso ai misuratori e alle aree di proprietà privata (una associazione anche richiedendo di procedere in linea con la deliberazione 467/2019/R/eel per la modifica dell'impiantistica in uso negli edifici condominiali, posizionando i misuratori in aree accessibili), nonché di assegnare al CIG il compito di individuare una modalità univoca di ricostruzione del gas disperso a seguito di danneggiamento dell'impianto. È stata anche avanzata la proposta di stipulare un Protocollo tra l'Autorità e le forze dell'ordine per eseguire i controlli presso le aree di proprietà privata.
- 5.35 Alcuni partecipanti hanno dichiarato di eseguire delle campagne di verifica sui PdR sospesi e sui PdR non attivi mediante controlli della manomissione dei sigilli, nonché controlli sui PdR attivi che registrano consumi anomali rispetto ai consumi storici (tra questi possono rientrare anche gli allarmi macchina sui PdR dotati di *smart meter*). Ove disponibile la telelettura si verifica la presenza di eventuali prelievi su punti in stato di sospensione/chiusura. Inoltre, è stato evidenziato che gli allarmi attivi sugli *smart meter* sono di grande aiuto in tal senso perché, ad esempio, permettono di rilevare un prelievo che supera la portata massima oraria oppure sono dotati di specifici dispositivi anti-manomissione. Due associazioni hanno evidenziato che ritengono che i prelievi fraudolenti non concorrano in modo significativo alla formazione del delta<sup>IO</sup>, lasciando quindi presumere, visto il parere espresso dalle altre due, che si possa trattare di un fattore con una caratteristica predominante di tipo geografico.
- 5.36 Ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche in ambito *settlement* si ritiene che i quantitativi sottratti da un soggetto in modo fraudolento debbano essere sempre e comunque tracciati e attribuiti ad un UdD in tutti i casi in cui questo sia individuabile in virtù di un rapporto contrattuale in essere con il cliente finale responsabile di tali prelievi. In tal caso l'impresa di distribuzione è sempre tenuta a comunicare i quantitativi ricostruiti al SII affinché ne possa tener conto nelle procedure di aggregazione.
- 5.37 Nei casi rimanenti ovvero nel caso in cui non vi sia un UdD cui attribuire il gas prelevato illecitamente, si ritiene che si possa percorrere la stessa soluzione presentata ai precedenti paragrafi 5.9 e 5.10 con l'obbligo per l'impresa di distribuzione di comunicare all'RdB la quota di delta<sup>IO</sup> da attribuire alla medesima, quota caratterizzata come gas di bilanciamento a seguito di prelievi fraudolenti non

riconducibili ad un fornitore. L'attribuzione della titolarità di queste partite all'impresa di distribuzione, per quanto ricostruite, comporta la loro sottrazione dal delta<sup>10</sup>, ed individua conseguentemente il soggetto che direttamente o indirettamente ha titolo a intraprendere le azioni volte al recupero del costo del gas prelevato.

***S 2. Prelievi fraudolenti***

- *Si condividono gli orientamenti esposti? Se no, per quali motivi? Cosa si propone in alternativa?*
- *Si ritiene che vi siano altri aspetti da esaminare?*



## 6. Il meccanismo di responsabilizzazione

Al precedente capitolo sono stati tra l'altro richiamati i meccanismi, in essere o in corso di valutazione, volti a rendere maggiormente efficienti talune specifiche attività svolte dalle imprese di distribuzione. Tali meccanismi si ritiene possano indirettamente favorire il contenimento del fenomeno del delta<sup>IO</sup>. Tuttavia, alla luce dei dati raccolti in questi anni, nonché di quanto emerso dalle verifiche ispettive e dei rilevanti oneri in capo al sistema, l'Autorità ritiene che sia necessaria anche una regolazione volta a responsabilizzare le imprese di distribuzione con specifico riferimento al delta<sup>IO</sup>.

Ai fini della definizione di un compiuto sistema di responsabilizzazione l'Autorità intende approfondire la conoscenza del fenomeno del delta<sup>IO</sup> e, in particolare, la possibilità di definire un modello parametrico che, in funzione delle caratteristiche del *city gate* e dei misuratori installati, dia indicazione di un *range* da ritenersi efficiente dei valori di delta<sup>IO</sup>.

Un tale modello parametrico, in particolare, dovrebbe individuare livelli di *performance* entro i quali l'attività di distribuzione, con particolare riferimento agli adempimenti previsti, può essere ritenuta coerente con l'efficienza di un operatore medio rispetto al quale è parametrata la controprestazione economica garantita dalla regolazione tariffaria.

A tali livelli potrebbero quindi essere associati meccanismi basati su premi/penalità che saranno applicati, rispettivamente, nel caso in cui l'impresa di distribuzione realizzi valori di delta<sup>IO</sup> superiori ai livelli di efficienza media, ovvero valori di delta<sup>IO</sup> inferiori ai livelli di efficienza media. In quest'ultimo caso, infatti, l'impresa di distribuzione non merita la piena controprestazione economica assicurata dalla tariffa, potendo quindi l'Autorità porre a carico della stessa una quota del costo che altrimenti il sistema sosterebbe in relazione al delta<sup>IO</sup>; nel primo caso, invece, l'impresa di distribuzione meriterebbe una maggiore controprestazione economica parametrata sul risparmio garantito al sistema per la riduzione del valore di delta<sup>IO</sup>.

Sino alla validazione di un tale modello parametrico, si ritiene opportuno adottare un approccio semplificato per la valutazione delle *performance* delle imprese di distribuzione basata sulle informazioni ad oggi disponibili le quali non consentono di definire livelli accurati di efficienza nei termini sopra indicati; ma consentono di individuare, però, valori di delta<sup>IO</sup> i quali sono rappresentativi di una situazione di manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione, a fronte della quale pare legittimo - in ragione di quanto sopra - porre a carico della stessa una parziale quota del costo che il valore del delta<sup>IO</sup> determina per il sistema. In tal modo, è possibile introdurre da subito un meccanismo di responsabilizzazione per le imprese di distribuzione volto, almeno, a disincentivare comportamenti e gestioni macroscopicamente inefficienti.

A quest'ultimo riguardo, si ritiene che l'analisi statistica presentata al capitolo 4 consenta di definire un livello di riferimento oltre il quale i livelli di delta<sup>IO</sup> siano da considerare macroscopicamente inefficienti. Più nel dettaglio si possono individuare i *city gate* i cui valori di delta<sup>IO</sup> si scostano in misura rilevante dal comportamento del raggruppamento omogeneo di *city gate* cui appartengono.

A tal fine, si ritiene di poter individuare raggruppamenti omogenei secondo due caratteristiche: la prima di tipo dimensionale, ovvero sulla base dei volumi di OUT, la

seconda sulla base della collocazione geografica. In particolare, i *city gate* possono essere suddivisi:

- ✓ tra grandi, medi e piccoli se il volume dell'OUT medio annuo, nel periodo considerato, è rispettivamente maggiore di 50 milioni di metri cubi, compreso tra 5 e 50 milioni di metri cubi e inferiore a 5 milioni;
- ✓ tra *city gate* del Centro/Nord se appartengono alle aree di prelievo nordoccidentale, nordorientale e centrale (NOC, NOR, CEN) e *city gate* del Sud/Isole se appartengono alle aree di prelievo sudoccidentale, sudorientale e meridionale (SOC, SOR, MER).

### **Fase di avvio**

6.1 Ai fini della determinazione della penalità si ritiene adottare una soluzione semplificata che preveda di confrontare il valore di  $\Delta^{IO}$  rilevato presso il *city gate* ( $\Delta_{eff}^{IO}$ ) con i valori di riferimento ammissibili minimo e massimo ( $\Delta_{amm}^{IO-}$  e  $\Delta_{amm}^{IO+}$ ), e calcolare la penalizzazione economica ( $P$ ) in proporzione alla differenza di questi due valori. L'assetto può essere schematizzato, per i sei raggruppamenti omogenei così individuati, sulla base della seguente equazione:

$$P = \alpha * \begin{cases} \Delta_{amm}^{IO-} - \Delta_{eff}^{IO} & \text{se } \Delta_{eff}^{IO} < \Delta_{amm}^{IO-} \\ \Delta_{eff}^{IO} - \Delta_{amm}^{IO+} & \text{se } \Delta_{eff}^{IO} > \Delta_{amm}^{IO+} \end{cases}$$

dove  $\alpha$  rappresenta l'importo unitario della penale.

6.2 Per quanto riguarda il calcolo del  $\Delta_{eff}^{IO}$  si ritiene di calcolarlo:

- ✓ su un orizzonte di tre anni, sulla base dei dati relativi alla più recente sessione di aggiustamento pluriennale per il primo e il secondo annuo e sulla base dell'ultima sessione di aggiustamento annuale per il terzo anno del triennio<sup>11</sup>;
- ✓ al netto delle perdite localizzate e dei prelievi fraudolenti rilevati nel triennio; tale previsione è funzionale a sterilizzare gli effetti legati a fenomeni eccezionali quali perdite elevate che si dovessero essere verificate, ad esempio, per circostanze accidentali e ad incentivare le imprese di distribuzione alla ricerca di prelievi fraudolenti.

6.3 Per quanto riguarda il calcolo di  $\Delta_{amm}^{IO-}$  e  $\Delta_{amm}^{IO+}$ , si ritiene, in prima applicazione del meccanismo, di calcolarli per ogni *city gate* come prodotto fra il valore medio annuo dell'OUT del triennio<sup>12</sup> 2019-2021, moltiplicato rispettivamente per i limiti minimi

---

<sup>11</sup> La scelta del triennio per il calcolo del  $\Delta^{IO}_{effettivo}$  e dei  $\gamma_{amm}$  e  $\gamma^+_{amm}$  rappresenta un orizzonte temporale congruo che consente da un lato di smorzare possibili andamenti annuali anomali, dall'altro di fornire all'impresa un riferimento non eccessivamente dipendente da situazioni pregresse. Peraltro, applicando la metodologia descritta ai quinquenni (tre nel periodo 2013-2019, tre occorrenze per ogni *city gate*), i valori di media e deviazione standard del parametro  $\gamma$ , per ogni raggruppamento omogeneo, non presentano differenze sostanziali da quelli della tabella riportata nel testo, a riprova della consistenza dei valori proposti.

<sup>12</sup> Questo valore è anche utilizzato ai fini dell'attribuzione del *city gate* alla classe di appartenenza.

e massimi  $\gamma_{amm}^-$  e  $\gamma_{amm}^+$  a loro volta determinati, per il raggruppamento omogeneo cui appartiene il *city gate*, come segue:

$$\gamma_{amm}^- = \bar{\gamma} - \sigma \text{ e } \gamma_{amm}^+ = \bar{\gamma} + \sigma$$

dove:

$\bar{\gamma}$  è la media calcolata per il periodo 2013-2019 dei  $\gamma^{13}$  medi triennali, calcolati come di seguito descritto, del raggruppamento omogeneo cui appartiene il *city gate*;

$\sigma$  è la deviazione standard, nel periodo 2013-2019, dei  $\gamma$  medi triennali del raggruppamento omogeneo cui appartiene il *city gate*.

- 6.4 Più in dettaglio, per il calcolo, per i sei raggruppamenti omogenei individuati, dei valori di  $\bar{\gamma}$  e  $\sigma$ , possono essere utilizzati i dati delle sessioni di aggiustamento disponibili al momento della stesura del presente documento. A tal fine sono disponibili: i dati definitivi per gli anni 2013, 2014 e 2015, quelli delle più recenti sessioni pluriennali per gli anni 2016, 2017 e 2018, quelli della sessione annuale per il 2019.
- 6.5 Con i  $\gamma$  così raccolti è possibile calcolare i  $\gamma$  medi triennali, per ogni *city gate*, per ognuno dei cinque trienni mobili che coprono il periodo 2013-2019 (e.g. ogni impianto presenta 5 occorrenze, una per ogni triennio).
- 6.6 Infine, è opportuno che dalla serie dei  $\gamma$  medi triennali siano rimosse le occorrenze dei *city gate* che, nonostante l'operazione di media nel triennio, presentino ancora valori assoluti maggiori di 1 (c.d. *outlier*).
- 6.7 Solo a questo punto, per ognuno dei sei raggruppamenti omogenei, si possono calcolare i  $\bar{\gamma}$  e  $\sigma$  con i quali individuare, secondo la richiamata relazione  $\bar{\gamma} \pm \sigma$ , i limiti minimi e massimi oltre i quali le *performance* non efficienti siano soggette ad una penalizzazione. Nella tabella seguente sono riportati i valori di  $\gamma_{amm}^-$  e  $\gamma_{amm}^+$  per il calcolo di  $\Delta_{amm}^{10-}$  e  $\Delta_{amm}^{10+}$  per il triennio 2019-2021.

	Centro/Nord		Sud/Isole	
	$\gamma_{amm}^-$	$\gamma_{amm}^+$	$\gamma_{amm}^-$	$\gamma_{amm}^+$
Grandi	-1,0%	1,4%	0,0%	8,0%
Medie	-1,9%	2,7%	-2,0%	9,5%
Piccole	-4,3%	4,0%	-12,8%	12,9%

**Tabella 2** Valori dei limiti minimi e massimi per ciascun raggruppamento omogeneo, per il triennio 2019-2021

- 6.8 Il criterio dei trienni mobili consente, di anno in anno, di aggiornare i parametri di calcolo del meccanismo di responsabilizzazione, recependo, anche se gradualmente, i recuperi di efficienza ottenuti. Come detto, l'OUT medio del triennio 2019-2021, che sarà calcolato sulla base dei dati delle sessioni pluriennali di aggiustamento per gli anni 2019 e 2020 e della sessione annuale del 2021, sarà

<sup>13</sup> Definito come il rapporto tra la differenza tra immesso e prelevato e il prelevato nel periodo di riferimento.

confrontato con i valori di  $\Delta_{amm}^{IO-}$  e  $\Delta_{amm}^{IO+}$  calcolati sulla base dei dati medi dei cinque trienni dal 2013/2015 al 2017/2019. Il disallineamento tra il periodo di calcolo del  $\Delta_{eff}^{IO}$  rispetto a quello considerato per la definizione dei  $\Delta_{amm}^{IO-}$  e  $\Delta_{amm}^{IO+}$ , consente di valorizzare i recuperi di efficienza ottenuti.

- 6.9 Dal punto di vista procedurale il principale vincolo è rappresentato dalla disponibilità dei dati relativi alla prima sessione di aggiustamento (annuale), nel novembre dell'anno successivo a quello di riferimento. Si propone pertanto che:
- ✓ al termine dell'anno t l'impresa maggiore di trasporto pubblici i valori di  $\Delta_{amm}^{IO-}$  e  $\Delta_{amm}^{IO+}$  calcolati sui cinque trienni da t-7 a t-1;
  - ✓ tali valori rappresentano i limiti minimo e massimo per l'OUT medio calcolato per il triennio da t-1 a t+1;
  - ✓ al termine dell'anno t+2 siano valorizzate le penalizzazioni relative al triennio da t-1 a t+1.
- 6.10 Ai fini della valorizzazione economica della penalità si ritiene opportuno considerare il medesimo valore adottato, nel caso della rete di trasporto, nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del GNC, di cui all'articolo 30bis, comma 1 della RTTG. Tale valore è pari a 3,33 €/MWh. Una prima stima della penalizzazione complessiva ammonta ad un importo di circa 3,5 milioni di euro, distribuito, per ciascun raggruppamento omogeneo, come mostrato in tabella 3.

	Centro/Nord	Sud/Isole
Grandi	15%	24%
Medie	19%	20%
Piccole	6%	15%
	40%	60%

**Tabella 3** Stima dell'impatto delle penalizzazioni per ciascun raggruppamento omogeneo

### **S 3. Il meccanismo di responsabilizzazione**

- *Si condividono gli orientamenti esposti? Se no, per quali motivi? Cosa si propone in alternativa?*

## **7. Aspetti implementativi e tempistiche**

- 7.1 Come anticipato nella Parte II, ai fini dell'applicazione del meccanismo ivi illustrato, sarà necessario prevedere ulteriori obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione e implementare una raccolta informatizzata con specifico riferimento alle emissioni puntuali e ai prelievi fraudolenti.
- 7.2 Inoltre, alla luce di alcune evidenze emerse nell'ambito delle analisi dei dati, appare opportuno prevedere di dare mandato a ciascuna impresa di trasporto per la propria rete di realizzare un aggiornamento completo della mappatura dei *city gate*, comprensivo delle località sottostanti, per addivenire ad un quadro univoco e trasparente con il coordinamento dell'impresa maggiore.
- 7.3 In conclusione, si prevede l'adozione del provvedimento entro la fine dell'anno 2021 e l'applicazione del meccanismo al triennio 2019 – 2021.

<b><i>S 4. Aspetti implementativi e tempistiche</i></b>
---

- <i>Si concorda? Se no, per quali motivi?</i>
--