

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**221/2024/R/GAS**

**MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DEL *SETTLEMENT* E DEL  
BILANCIAMENTO NEL SETTORE DEL GAS NATURALE**

*ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DELLA REGOLAZIONE*

**Documento per la consultazione**  
**Mercato di incidenza: gas naturale**  
**4 giugno 2024**

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione 604/2023/R/gas, con la quale l’Autorità ha dato inizio ad una revisione ordinata della disciplina del settlement e del bilanciamento, nonché del relativo meccanismo di incentivazione del responsabile del bilanciamento (RdB).*

*Il procedimento in parola si inserisce, inoltre, nel percorso di riforma delineato nell’obiettivo strategico “OS.24 Garantire la concorrenza e la tutela dei clienti vulnerabili” contenuta nel Quadro Strategico per il quadriennio 2022-2025, approvato con deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A.*

*Vengono, in particolare, proposte innovazioni al TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale) con particolare riferimento alle modalità per il passaggio dal trattamento annuale al trattamento mensile dei dati di misura e alla profilazione dei prelievi di gas naturale.*

*Vengono altresì proposte innovazioni al TIB (Testo Integrato del Bilanciamento Gas) con riferimento al corrispettivo di aggiustamento applicato ai prezzi di sbilanciamento e agli strumenti di incentivazione del RdB.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all’indirizzo PEC istituzionale [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), entro il 5 luglio 2024.*

*Si fa riferimento all’Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. 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 ad eventuali esigenze di riservatezza.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**  
**Direzione Mercati Energia**  
**Unità Mercato Gas all’Ingrosso**  
**Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**  
**Tel. 02-65565290**  
**e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it)**  
**sito internet: [www.arera.it](http://www.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: [rpdp@arera.it](mailto:rpdp@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

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE E QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO</b> .....	6
<b>2</b>	<b>MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DEL SETTLEMENT</b> .....	6
	<i>Inquadramento</i> .....	6
	<i>Tempistiche per il passaggio di trattamento da MY a MM</i> .....	10
	<i>Gestione del bilanciamento per i PdR MM</i> .....	12
	<i>Modifiche alla formula di profilazione dei consumi</i> .....	14
	<i>Modifiche ai criteri di valorizzazione del <math>\Delta UdB</math>, mIO</i> .....	16
	<i>Prime valutazioni ricognitive in merito alla possibilità che l'UdB divenga anche UdB</i> .....	18
	<i>Approvvigionamento dei volumi necessari al servizio di default trasporto (SdDT)</i> .....	19
	<i>Gestione approvvigionamento servizio alternativo di fornitura ai fini del settlement</i> .....	21
<b>3</b>	<b>MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DEL BILANCIAMENTO</b> .....	22
	<i>Aggiornamento dello small adjustment</i> .....	22
	<i>L'attuale disciplina in materia di incentivi per migliorare le performance dell'RdB</i> .....	24
	<i>Possibili innovazioni dell'indicatore p2</i> .....	26
	<i>Possibili innovazioni dell'indicatore p3</i> .....	28
	<i>Possibili innovazioni dell'indicatore p4</i> .....	29
	<i>Possibili innovazioni dell'indicatore p5</i> .....	30
	<i>Determinazione dei prelievi attesi e possibile introduzione dell'indicatore p6</i> .....	31
	<i>Durata del periodo di incentivazione</i> .....	34

## **1 INTRODUZIONE E QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione 604/2023/R/gas, con la quale l’Autorità ha dato inizio ad una *revisione ordinata della disciplina del settlement e del bilanciamento, nonché del relativo meccanismo di incentivazione del responsabile del bilanciamento* (di seguito: RdB).
- 1.2 Tale revisione, a sua volta, prende le mosse:
- per quanto riguarda la disciplina del *settlement*, dalla necessità di innovare alcuni aspetti della disciplina vigente, anche in considerazione delle segnalazioni pervenute e/o di modifiche normative intercorse;
  - per quanto riguarda la disciplina del bilanciamento, da alcuni elementi di contesto (come, ad esempio, il livello e la volatilità dei prezzi di mercato, nonché la gestione delle partite di gas legate agli accordi di interconnessione) che, da un lato, hanno portato gli operatori a preferire il mantenimento di posizioni sbilanciate esponendo il sistema a un rischio più elevato e, dall’altro lato, richiedono un adeguamento dei meccanismi di incentivazione anche al fine di ridurre l’esposizione dell’RdB a fattori esogeni al di fuori del proprio controllo.
- 1.3 Vengono, in particolare, proposte innovazioni al TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale) e al TIB (Testo Integrato del Bilanciamento Gas) che definiscono rispettivamente la disciplina del *settlement* e del bilanciamento.

## **2 MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DEL SETTLEMENT**

### ***Inquadramento***

- 2.1 Le attività di aggregazione dei prelievi dei punti di riconsegna della rete di distribuzione (di seguito: PdR) per le finalità del *settlement* gas sono normate dall’Allegato A alla deliberazione 72/2018/R/gas o TISG che attribuisce il c.d. trattamento ai fini del *settlement* a ciascun PdR sulla base delle frequenze di lettura del gruppo di misura definite dall’Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09 o TIVG<sup>1</sup>. Più in dettaglio, ai fini del *settlement*, il TISG prevede il trattamento:

<sup>1</sup> Nell’articolo del TISG riguardante le definizioni vengono richiamati espressamente gli articoli specifici del TIVG

- a) giornaliero (MG), con riferimento ai PdR per i quali vige l'obbligo di raccolta di cui all'articolo 14bis del TIVG (lettura mensile con dettaglio giornaliero), obbligo attualmente in vigore per i PdR dotati di *smart meter* di classe maggiore o uguale a G10;
- b) mensile (MM), con riferimento ai PdR per i quali i tentativi di raccolta della misura sono definiti all'articolo 14, comma 14.1, lettera d), del TIVG (PdR con consumo annuo superiore a 5.000 Smc/anno, non dotati di *smart meter* di classe maggiore o uguale a G10, per i quali è prevista una lettura mensile senza dettaglio giornaliero) e, infine,
- c) annuale (MY), per i PdR oggetto di profilazione, ossia i PdR per i quali i tentativi di raccolta della misura sono definiti dall'articolo 14, comma 14.1, lettere da a) a c), del TIVG (PdR caratterizzati da tutto il resto del parco misuratori installato e attivo, per i quali è prevista una lettura con frequenza inferiore alla mensile).

2.2 Nell'ambito delle sessioni di bilanciamento, i PdR con trattamento MY (frequenza di rilevazione inferiore alla mensile) sono oggetto di profilazione da parte del Gestore del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) sulla base del prelievo annuo  $CA_{PdR}$  (di cui all'articolo 4 del TISG) e del profilo di prelievo (assegnato al punto dal SII medesimo ai sensi dell'articolo 7 del TISG); mentre, per i PdR MG (frequenza di rilevazione mensile con dettaglio giornaliero) e i PdR MM (frequenza di rilevazione mensile) il Gestore del SII utilizza i dati di misura trasmessi dalle imprese di distribuzione.

2.3 Per quanto concerne l'utente del bilanciamento (di seguito: UdB), ai fini della determinazione del disequilibrio di competenza, i prelievi giornalieri relativi ai PdR MY considerati nell'equazione di bilancio sono definiti dal Responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) in anticipo rispetto al termine del giorno gas ai sensi dell'articolo 10 del TISG ( $Y_{UdB,k}^{prev}$ ), sulla base del  $CA_{PdR}$  e del valore percentuale per il giorno  $k$  del profilo di prelievo standard associato al PdR, aggiornato tenendo conto del termine  $W_{kr}$  determinato e pubblicato dall'RdB alle ore 11:00 del giorno di competenza  $k$ . Invece, i prelievi giornalieri considerati nell'equazione di bilancio relativamente ai PdR MM e ai PdR MG sono determinati sulla base delle misure rilevate (per i PdR MM ripartendo il consumo mensile misurato sulla base dei profili di prelievo) e trasmesse dalle imprese di distribuzione al SII, che effettua l'aggregazione dei dati per ciascuna combinazione di *city gate*/trattamento/utente della distribuzione (di seguito: UdD)/UdB. Il termine  $Y_{UdB,k}^{prev}$  è utilizzato anche nella determinazione delle partite fisiche giornaliere provvisorie di competenza di ciascun UdB ai sensi dell'articolo 11 del TISG.

- 2.4 Il disequilibrio per il singolo giorno gas è regolato al prezzo di sbilanciamento applicabile che, si ricorda, in acquisto (applicato agli UdB corti) viene determinato come il massimo tra il *System Average Price* o *SAP*<sup>2</sup>, maggiorato di una quantità fissa o *small adjustment*<sup>3</sup>, e il massimo prezzo di acquisto dell'RdB sul mercato, mentre in vendita (applicato agli UdB lunghi) viene quantificato come il minore tra il *SAP*, ridotto dello *small adjustment*, e il minimo prezzo di vendita dell'RdB sul mercato.
- 2.5 Con la pubblicazione del bilancio definitivo (in esito alla cd. sessione di bilanciamento), è anche determinato, per i punti PdR MY, il termine  $Y_{UdB,k}^{\square}$  ossia il prelievo aggregato dei punti PdR MY nella titolarità dell'UdB, determinato dal Gestore del SII sulla base del  $CA_{PdR}$  e del valore percentuale per il giorno  $k$  del profilo di prelievo standard associato al PdR, aggiornato tenendo conto del termine  $W_{kr}$  determinato e pubblicato dall'RdB alle ore 18:00 del giorno successivo a quello di competenza. Le partite economiche derivanti dalla differenza, indicata come  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$ , fra i prelievi attribuiti all'utente ai fini della determinazione del disequilibrio di competenza nel mese  $m$  e quelli dei PdR serviti determinati in esito alle sessioni di bilanciamento vengono regolate dall'RdB ad un prezzo pari alla media aritmetica del mese  $m$  del *SAP*. Nell'attuale assetto la predetta differenza  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$  corrisponde alla differenza fra i termini  $Y_{UdB,k}$  e  $Y_{UdB,k}^{prev}$ , dato che per i PdR MM e PdR MG vi è coincidenza fra prelievi attribuiti all'utente ai fini della propria equazione di bilancio e quelli determinati in esito alle sessioni di bilanciamento.
- 2.6 Con la deliberazione 269/2022/R/gas l'Autorità ha approvato alcune modifiche al comma 14bis.2 del TIVG, prevedendo che “*Con riferimento ai punti di riconsegna dotati di smart meter di classe G4 o G6, in alternativa a quanto previsto al comma 14bis.1, l'impresa di distribuzione effettua 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 a uno dei primi tre giorni successivi all'ultimo giorno gas del mese di riferimento.*”. A partire dall'1 aprile 2023 la deliberazione 269/2022/R/gas ha, quindi, esteso agli *smart meter* di classe G4 e G6 la frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori; si tratta di PdR che, allo stato dell'arte, ai fini del *settlement*, in presenza di  $CA_{PdR}$  fino a 5.000 Smc/anno, sono gestiti con trattamento MY e che, con l'entrata in vigore

<sup>2</sup> Ai sensi del TIB (Allegato A alla deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas) il *System Average Price* o *SAP* è, relativamente a un giorno gas, la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title*, nonché nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), sub ii), di prodotti *locational*, con consegna in quel giorno gas, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata.

<sup>3</sup> Ai sensi del comma 5.1, lettera a, del TIB il valore del *piccolo aggiustamento* è posto pari a 0,108 €/MWh.



delle disposizioni di cui alla suddetta deliberazione, potrebbero essere trattati come MM.

- 2.7 Con il documento per la consultazione 114/2023/R/gas l'Autorità ha, pertanto, presentato i propri orientamenti circa le modalità di gestione del passaggio di trattamento da MY a MM, ai fini del *settlement*, degli *smart meter* gas di classe G4 e G6, proponendo di limitare il passaggio ai PdR messi in servizio da più di 12 mesi, cui è associato un profilo di prelievo con componente termica e secondo un percorso di adozione graduale con intervallo temporale ottobre 2023 - aprile 2024.
- 2.8 Dalla consultazione sono emerse preoccupazioni in merito al possibile aumento degli oneri di sbilanciamento e dei rischi che il passaggio di trattamento da MY a MM pone in capo agli UdB ed è stata richiesta l'introduzione di efficaci misure di sterilizzazione; a tal riguardo, un utente ha proposto di prevedere che la posizione di bilanciamento dell'UdB venga calcolata facendo riferimento a una previsione di prelievo dei PdR MM, comunicata dall'RdB in analogia a quanto avviene per i PdR MY.
- 2.9 Nello specifico la soluzione che s'intendeva proporre avrebbe comportato:
- così come per i PdR MY, anche per i PdR MM, ai fini della determinazione dell'equazione di bilancio degli UdB (e del disequilibrio di competenza), di considerare i prelievi giornalieri ( $M_{UdB,k}^{prev}$ ) definiti dall'RdB sulla base del  $CA_{PdR}$  e del valore percentuale per il giorno  $k$  del profilo di prelievo standard associato al PdR, aggiornato tenendo conto del termine  $W_{kr}$  determinato e pubblicato dall'RdB alle ore 11:00 del giorno di competenza  $k$ ;
  - ai fini della sessione di bilanciamento di confermare la gestione dei PdR MM, ossia i relativi prelievi  $M_{UdB,k}$  come calcolati considerando le misure pervenute;
  - conseguentemente per il termine  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$ , e la relativa compensazione economica, di considerare le differenze fra i termini  $(Y_{UdB,k}^{prev} + M_{UdB,k}^{prev})$  e  $(Y_{UdB,k} + M_{UdB,k})$ .
- 2.10 Poiché nell'ambito delle interlocuzioni intercorse con l'RdB, con l'obiettivo di verificare la fattibilità dell'applicazione della sopracitata richiesta, è emersa la difficoltà della gestione distinta del termine  $M_{UdB,k}^{prev}$ , a meno di implementazioni informatiche non gestibili in tempi ragionevoli, con il documento per la consultazione 351/2023/R/gas l'Autorità ha illustrato le possibili modifiche e/o integrazioni al TISG proponendo di introdurre, al posto dei termini previsti per i PdR MM ( $M_{UdB,k}^{\square}$  e  $M_{UdB,k}^{prev}$ ) e PdR MY ( $Y_{UdB,k}^{prev}$  e  $Y_{UdB,k}^{\square}$ ), due nuovi termini definiti come  $YM_{UdB,k}^{prev}$  (somma dei prelievi attesi per i PdR MY e PdR MM) e  $YM_{UdB,k}^{\square}$

(somma dei prelievi effettivi dei PdR MY e PdR MM). Le misure prospettate con il documento per la consultazione 351/2023/R/gas sono ritenute idonee a risolvere le criticità segnalate dagli utenti e ad agevolare, quindi, il passaggio di trattamento; appaiono, inoltre, funzionali a ridurre le differenze fra prelievi effettivi e stimati per il bilanciamento, e conseguentemente a prevenire situazioni che possono rendere necessari ulteriori interventi, quali l'anticipazione delle compensazioni economiche degli scostamenti tra prelievi effettivi e prelievi stimati rispetto all'effettuazione delle sessioni di aggiustamento<sup>4</sup>.

- 2.11 Alla consultazione hanno preso parte tre associazioni, due operatori e una impresa di distribuzione. Nell'ambito della consultazione sono emerse considerazioni e proposte che riguardano altri aspetti del bilanciamento e del *settlement*. Tenendo conto di alcune osservazioni pervenute, di seguito si delineano i possibili interventi di modifica e integrazione alla regolazione vigente (che sostanzialmente confermano la proposta già illustrata nel documento per la consultazione 351/2023/R/gas, seppur con alcune modifiche).

#### ***Tempistiche per il passaggio di trattamento da MY a MM***

- 2.12 Con il documento per la consultazione 114/2023/R/gas è stato prospettato un percorso di adozione del trattamento MM (in sostituzione del trattamento MY), per i PdR messi in servizio da più di 12 mesi, caratterizzato dalla seguente gradualità:
- a) a decorrere dall'1 ottobre 2023 per i PdR con  $CA_{PdR}$  non inferiore a 3000 Smc, come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
  - b) a decorrere dall'1 gennaio 2024 per i PdR con  $CA_{PdR}$  minore di 3000 Smc e non inferiore a 500 Smc, sempre come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
  - c) a decorrere dall'1 aprile 2024 per i rimanenti PdR con componente termica.
- 2.13 In risposta alla consultazione, con riferimento al perimetro dell'intervento, diversi soggetti hanno richiesto di considerare da subito tutti i PdR dotati di *smart meter* di classe G4 e G6 e non solo quelli con componente termica; un'associazione ha auspicato che venga definita anche la tempistica relativa all'eventuale passaggio al trattamento mensile per i PdR dotati di *smart meter* G4 e G6 a cui non è associato un profilo di prelievo con componente termica, al fine di dare elementi di certezza

<sup>4</sup> Negli ultimi due anni l'Autorità ha ritenuto opportuno intervenire con la deliberazione 688/2022/R/gas e, successivamente, con la deliberazione 170/2023/R/gas, alla luce delle richieste pervenute ed in considerazione dei rilevanti scostamenti tra prelievi attesi ed effettivi conseguenti agli interventi ministeriali in materia di contenimento dei consumi o dovuti al diverso comportamento dei clienti finali a causa del livello raggiunto dai prezzi della materia prima,

agli operatori e al sistema. Un operatore ed un'associazione hanno rilevato che, poiché il requisito connesso alla componente termica potrebbe variare nel corso dell'anno termico, comportando una variazione di perimetro dei PdR con trattamento MM, sarebbe opportuno che l'elenco dei PdR venga individuato ad inizio anno termico con validità fino all'anno termico successivo; di parere analogo un'altra associazione che ritiene preferibile utilizzare un criterio collegato a caratteristiche tecniche del misuratore, che non comportino un continuo aggiornamento del perimetro di applicazione. Con specifico riferimento, invece, alla gradualità, è stato rilevato come essa sia collegata all'esigenza di avere a disposizione almeno 12 mesi di dati di misura e, tenendo in considerazione anche la necessità di adeguamento dei sistemi informativi, la maggioranza dei soggetti intervenuti ha proposto un passaggio ai fini del *settlement* in un'unica soluzione, a partire da maggio 2024 per tutti i PdR in servizio alla data dell'1 aprile 2023, indipendentemente se con o senza componente termica. Sul tema, le due imprese di distribuzione che hanno preso parte alla consultazione hanno evidenziato l'opportunità di introdurre una maggiore gradualità dei valori soglia rispetto a quella prospettata, poiché la quasi totalità dei PdR oggetto dell'ipotesi di intervento ricade nel secondo passaggio ipotizzato; è stato, però, osservato che la maggiore gradualità comporta anche ulteriori implementazioni informatiche che non sarebbero necessarie qualora il passaggio al trattamento mensile avvenisse, con un'adeguata tempistica, in un'unica soluzione. Infine, alcuni soggetti hanno rilevato la necessità di avere a disposizione un tempo congruo per l'adeguamento dei sistemi informativi, lo sviluppo di modelli di calcolo e le relative fasi di *test*, indicando come adeguato un periodo pari ad un anno dalla pubblicazione della deliberazione che determinerà il passaggio.

- 2.14 Pertanto, anche alla luce delle proposte sopra descritte in tema di bilanciamento, nonché in considerazione dei tempi ormai maturi e viste le risposte alle diverse fasi di consultazione, si propone di effettuare il passaggio massivo di trattamento da MY a MM per tutti i PdR già dotati di *smart meter* a decorrere dal prossimo 1° ottobre 2024.
- 2.15 Sempre in risposta al documento per la consultazione 114/2023/R/gas si registra unanimità sull'orientamento che l'aggiornamento dell'RCU debba essere effettuato dal Gestore del SII, sulla base dei flussi di installazione degli *smart meter* inviati dalle imprese di distribuzione. Pertanto, sia con riferimento al passaggio massivo, prospettato per l'1 ottobre prossimo, che interesserà tutti i PdR con uno *smart meter* installato alla data del 30 giugno 2024, che a quello puntuale, relativo alle successive installazioni di *smart meter*, il Gestore del SII procederà ad informare gli operatori circa il trattamento dei PdR nell'ambito dei flussi di cui all'articolo 27 del TISG trasmessi ciascun mese relativamente al mese successivo e ad aggiornare,

di conseguenza, l'RCU. Il Gestore del SII renderà pubbliche le modalità operative con cui avverrà l'aggiornamento che prevederanno il cambio di trattamento di *default* al primo giorno del primo mese successivo al novantesimo giorno dall'installazione di uno *smart meter*; qualora lo *smart meter* non fosse comunque leggibile con la frequenza mensile, in mancanza di una lettura mensile effettiva, l'impresa di distribuzione ai sensi della regolazione vigente è tenuta a trasmettere al SII la stima del prelievo.

*Q1. Si intravedono criticità relativamente alle proposte?*

### ***Gestione del bilanciamento per i PdR MM***

- 2.16 L'Autorità intende confermare che per i PdR MM siano considerati, ai fini della determinazione del disequilibrio di competenza degli UdB, i prelievi giornalieri definiti dall'RdB, con conseguente compensazione economica delle differenze con i prelievi attribuiti in esito alle sessioni di *settlement* alla stregua di quanto avviene attualmente per i PdR MY. Tale assetto avrebbe carattere strutturale e non transitorio come anche richiesto nell'ambito della consultazione.
- 2.17 Rispetto alla specifica modalità prospettata che prevedeva di considerare un unico termine  $YM_{UdB,k}^{prev}$  come somma dei prelievi attesi per i PdR MY e PdR MM, la quasi totalità dei soggetti intervenuti ha richiesto di mantenere separata l'informazione dei prelievi attesi e delle partite fisiche giornaliere previsive ("prev"), provvisorie e definitive messe a disposizione dall'RdB e relative al contributo delle singole tipologie di PdR (PdR MM e PdR MY), ovvero di continuare nella pubblicazione del medesimo livello di dettaglio attuale, al fine di evitare un'impropria riduzione del set informativo attuale, nonché per maggior trasparenza e correttezza di gestione dei dati. Tale distinzione è, infatti, ritenuta necessaria per consentire agli UdB di verificare i prelievi loro attribuiti e identificare l'origine di eventuali problemi di allocazione, che, in caso di accorpamento dei PdR, non sarebbe possibile.
- 2.18 Accogliendo le osservazioni pervenute, l'Autorità intende prevedere che sia data distinta evidenza dei termini  $Y_{UdB,k}^{prev}$  e  $M_{UdB,k}^{prev}$ .
- 2.19 Poiché, come detto, tale soluzione non è implementabile in tempi brevi, fino alla sua attuazione si potrebbe comunque adottare l'assetto prospettato nel documento per la consultazione 351/2023/R/gas, ossia l'introduzione del termine  $YM_{UdB,k}^{prev}$ , prevedendo al contempo la messa a disposizione agli utenti di informazioni

aggiuntive che consentano loro di determinare autonomamente i termini  $Y_{UdB,k}^{prev}$  e  $M_{UdB,k}^{prev}$ .

2.20 A questo fine, Snam propone una prima soluzione transitoria, gestita “fuori sistema”, disponibile già dal prossimo mese di ottobre, che prevede una reportistica semplificata trasmessa agli utenti ad inizio mese. Nello specifico, sulla base dei dati messi a disposizione dal Gestore del SII, Snam potrebbe calcolare la distribuzione percentuale dei prelievi annui per trattamento MM e MY secondo le seguenti formule:

$$CA_M\% = CA_M / (CA_M + CA_Y)$$

e

$$CA_Y\% = CA_Y / (CA_M + CA_Y)$$

mettendo a disposizione degli UdB il dettaglio di informazioni riportato di seguito come esempio:

Anno di competenza	Mese di competenza	Utente del Bilanciamento	Misuratore	Utente della Distribuzione	Profilo di prelievo	Tipo cliente	CA <sub>M</sub> %	CA <sub>Y</sub> %
2023	apr-2023	XXXXXX	12345678	AAAAAA	C2X1	U	0,0%	100,0%
2023	apr-2023	XXXXXX	12345678	AAAAAA	C3E1	U	0,0%	100,0%
2023	apr-2023	XXXXXX	12345678	AAAAAA	T2E1	U	37,9%	62,1%

Gli UdB, quindi, potranno combinare queste informazioni con quelle disponibili sul portale Jarvis<sup>5</sup> per risalire alle singole quote suddivise per trattamento MM e MY, secondo le seguenti formule:

$$M_{prev} = Y_{M_{prev}} * CA_M\%$$

e

$$Y_{prev} = Y_{M_{prev}} * CA_Y\%$$

Da ultimo, con il bilancio definitivo, gli UdB riceverebbero il dettaglio dell’allocazione definitiva relativa ai PdR MM, fornita dal Gestore del SII, basata, come già attualmente avviene, sulla misura.

*Q2. Si condividono le proposte in tema di gestione del bilanciamento per i PdR MM? In caso contrario, per quali motivi?*

<sup>5</sup> Jarvis è la piattaforma *online* utilizzata per la gestione dei processi commerciali da Snam.

### ***Modifiche alla formula di profilazione dei consumi***

- 2.21 Durante la consultazione è stato rilevato che l'intervento prospettato non eliminerebbe gli impatti sugli operatori derivanti dalle differenze fra prelievi attesi ed effettivi, individuate dal termine  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$  di cui ai commi 16.1 e 24.1 del TISG. Un operatore evidenzia che, poiché gli UdB rimarrebbero comunque esposti all'onere legato alla differenza tra la media mensile del prezzo SAP e il costo medio di approvvigionamento sulla citata differenza tra consumi stimati ed effettivi dei PdR MM, sarebbe auspicabile che, dal momento in cui avrà luogo il passaggio di trattamento da MY a MM, la soluzione proposta venga affiancata dall'affinamento delle modalità di determinazione dei prelievi attesi in modo che possano approssimare quanto più possibile i prelievi effettivi.
- 2.22 L'affinamento dei profili può essere in linea generale perseguito attraverso:
- il miglioramento delle modalità di determinazione dei parametri attualmente contenuti nella formula di profilazione; in particolare si ritiene possa essere utile sia rivedere i profili di prelievo che il  $W_{kr}$ . Entrambi i miglioramenti sono nella disponibilità del responsabile del bilanciamento;
  - l'integrazione della formula con nuovi parametri.
- 2.23 Circa il primo scenario, rileva che i parametri  $c1_{i,j,k}^{\%}$ ,  $c2_k^{\%}$ ,  $t1_{j,k}^{\%}$ ,  $c4_k^{\%}$  e il fattore di correzione climatica  $W_{kr}$  sono determinati dall'RdB e aggiornati i primi all'inizio di ogni anno termico e il secondo giornalmente alle 11.00; quindi, all'RdB potrebbe essere chiesto un affinamento delle metodologie di calcolo.
- 2.24 Circa il secondo scenario di lavoro si ritiene che possa essere introdotto un nuovo parametro che consenta di tarare il prelievo profilato sulla base dell'andamento effettivo dei prelievi, rilevabile, giornalmente, dal totale dei prelievi dalla rete di trasporto. L'obiettivo è quello di cogliere con tempestività le evidenze che emergono sulle dinamiche di consumo, sia se di carattere transitorio (come quelle connesse alle restrizioni al consumo di gas adottate nell'inverno 2022/2023, ovvero all'andamento dei prezzi), sia strutturali (connesse, ad esempio, a modifiche nei comportamenti di consumo o a risparmi legati all'efficientamento delle utenze). Ciò consentirebbe di gestire con maggiore efficienza le differenze tra prelievo allocato ed effettivo, rispetto al primo scenario di lavoro (che consentirebbe di tenere conto in ritardo di tali dinamiche) riducendo la necessità di adottare interventi straordinari di compensazione (si veda, ad esempio, la deliberazione 688/2022/R/gas che si è resa necessaria per l'inverno 2022/2023).

2.25 Più nel dettaglio potrebbe essere modificata come segue l'equazione della profilazione utilizzata nel TISG:

$$p_{\text{PROF},k}^{\%} = W_{kr} * \beta_{1\text{PROF}} * c_{1,i,j,k}^{\%} + \beta_{2\text{PROF}} * c_{2,k}^{\%} + \beta_{3\text{PROF}} * t_{1,j,k}^{\%} + \beta_{4\text{PROF}} * c_{4,k}^{\%} + q_k^{\%}$$

introducendo, quindi, un parametro  $q_k^{\%}$  che esprime in percentuale la correzione del profilo sulla base del prelievo atteso per il giorno gas  $k$ . Si ritiene che tale parametro debba essere determinato e pubblicato dall'RdB secondo le medesime tempistiche previste per il parametro  $W_{kr}$  ossia:

- entro le ore 11:00 del giorno di competenza  $k$ , ai fini della determinazione del prelievo atteso rilevante per la determinazione delle partite di bilanciamento, ed
- entro le ore 18:00 del giorno successivo ai fini della determinazione dei prelievi definitivi e per la profilazione dei prelievi nelle sessioni di bilanciamento e aggiustamento.

2.26 In linea con quanto disposto per il parametro di  $W_{kr}$  si ritiene di intestare all'RdB anche il compito di definire una metodologia del calcolo del nuovo parametro nel rispetto di alcuni criteri minimi volti ad assicurare un livello adeguato di trasparenza e prevedibilità. In particolare, potrebbe essere previsto che:

- l'RdB sottoponga a consultazione la metodologia adottata e i suoi eventuali successivi aggiornamenti;
- il parametro  $q_k^{\%}$  non sia differenziato per singolo PdR, ma solo in funzione di macrocategorie di appartenenza, quali regione climatica, fascia climatica, profilo di prelievo del PdR, dimensioni del *city gate* cui il PdR appartiene.

2.27 Infine, con l'obiettivo di rendere questo intervento efficace e tempestivo si ritiene di introdurre uno specifico indicatore di *performance* dell'RdB circa la bontà della definizione dei prelievi attesi, la cui possibile articolazione è discussa al successivo paragrafo 3.29 nell'ambito dei meccanismi di incentivazione.

2.28 Tra le proposte per migliorare l'attendibilità del calcolo del prelievo atteso vi è quella di indagare la qualità del  $CA_{PdR}$  e di valutare la possibilità che questo venga aggiornato in corso d'anno con le misure che, nel frattempo, si rendono disponibili. Allo stato, nel caso di nuove attivazioni e vulture, il valore del prelievo annuo viene stimato dall'UdD che, peraltro, è anche l'unico a poter segnalare al Gestore del SII la necessità di effettuare delle correzioni sul dato di  $CA_{PdR}$  ai sensi della *Procedura per la segnalazione delle incoerenze dei dati relativi alle sessioni di settlement gas*, potendo l'impresa di distribuzione trasmettere esclusivamente segnalazioni relative alla zona climatica. Poiché nel corso di questi anni di applicazione della disciplina del *settlement* si sono verificati casi di valori molto errati del  $CA_{PdR}$  e considerata

l'importanza del dato per i conferimenti di capacità ai *city gate*, sembra opportuno valutare interventi regolatori in materia.

- 2.29 Un possibile intervento potrebbe prevedere che la possibilità di correggere il valore del  $CA_{PdR}$  sia attribuita al responsabile dell'attività di misura ossia all'impresa di distribuzione, a garanzia di una maggiore solidità ed affidabilità del dato, e che venga assegnato al PdR un profilo di prelievo standard (categoria d'uso e classe prelievo) coerente con il nuovo dato di  $CA_{PdR}$ .

- Q3. Si condivide l'introduzione del parametro  $q_k^{\%}$ ? In caso contrario, per quali motivi? Ritenete preferibile una formulazione alternativa?*
- Q4. Si ritiene opportuno intervenire sul tema della determinazione e attribuzione del  $CA_{PdR}$ ? E se sì, cosa si propone?*
- Q5. Si condivide la proposta che la possibilità di correggere un valore di  $CA_{PdR}$  errato sia riconosciuta al responsabile dell'attività di misura ossia all'impresa di distribuzione?*
- Q6. Quali altre integrazioni alla disciplina del settlement ritenete opportune al fine di renderne più efficiente il funzionamento?*

### ***Modifiche ai criteri di valorizzazione del $\Delta_{UdD,m}^{IO}$***

- 2.30 Nell'ottica di ridurre anche l'esposizione degli UdD ai differenziali di prezzo tra la media mensile del prezzo *SAP* e il costo medio di approvvigionamento, in risposta alla consultazione è stato proposto di valutare l'applicazione della media aritmetica del prezzo PSV<sup>6</sup> di cui al comma 6.1 del TIVG (prezzo di riferimento per la determinazione delle condizioni economiche che trovano applicazione per la tutela della vulnerabilità) alla differenza tra prelievi stimati ed effettivi dei PdR MY e MM, in luogo dell'attuale media aritmetica del *SAP*, come previsto ai commi 16.2 e 24.2 del TISG.
- 2.31 Si ritiene in generale condivisibile quanto proposto in risposta alla consultazione. Tuttavia, si ritiene preferibile l'utilizzo della media aritmetica dell'*IG Index GME* pubblicato dal GME. Dal 19 luglio 2023, il GME calcola e pubblica per ciascun giorno gas, alle ore 17:45, sulla base dei prezzi registrati sul MGP-Gas a

<sup>6</sup> Il prezzo PSV è pari alle quotazioni di prodotti *day ahead* o *weekend* pubblicati da ICIS Heren nel report ESGM (*European Spot Gas Markets*).



negoziazione continua del mercato del gas naturale (MGAS), l'*IG Index GME*<sup>7</sup>, con l'obiettivo di fornire uno strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. L'*IG Index GME* è definito in modo trasparente e calcolato nella medesima fascia temporale in cui si formano i principali *assessment* delle quotazioni *day ahead* e *weekend* di gas in Europa, incluse quelle finora utilizzate per la determinazione del prezzo PSV di cui al comma 6.1 del TIVG, e presenta differenze minime di valore rispetto a quest'ultimo.

- 2.32 Si ritiene che l'utilizzo, per le valorizzazioni di cui commi 16.2 e 24.2 del TISG, di questo indice *market-based*, calcolato sulla base dei prezzi registrati nelle diverse sessioni del MGP-Gas a negoziazione continua, offra vantaggi:
- sotto il profilo della trasparenza, in quanto – ai fini dell'utilizzo istituzionale come sopra descritto – è un indice disponibile a titolo gratuito, a differenza del prezzo PSV;
  - sotto il profilo del monitoraggio rispetto al rischio di manipolazione, sia perché basato su negoziazioni effettuate sul mercato regolamentato sia perché confrontabile con il prezzo PSV;
  - sotto il profilo della robustezza e dell'affidabilità, in quanto calcolato su un mercato caratterizzato da un buon livello di liquidità.
- 2.33 L'Autorità ritiene quindi di sostituire ai commi 16.2 e 24.2 del TISG il riferimento al SAP con il riferimento all'*IG Index GME*.
- 2.34 Tali considerazioni circa l'utilizzo dell'*IG Index GME* valgono ai fini dell'eventuale modifica del comma 6.1 del TIVG.

- Q7. *Si condividono le proposte in tema di valorizzazione del  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$ ? In caso contrario, per quali motivi?*
- Q8. *Si ritiene opportuno modificare anche il comma 6.1 del TIVG sostituendo l'*IG Index GME* al prezzo PSV?*

<sup>7</sup> Il GME organizza e gestisce l'MGAS, nell'ambito del quale gli operatori, che sono stati abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV), possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. L'*IG Index GME* è calcolato come media aritmetica dei prezzi delle transazioni concluse nella fascia oraria 17:15-17:30 sul MGP-Gas in negoziazione continua sui prodotti *Day-Ahead* (DA) e *Weekend* (WE). Per la descrizione completa delle modalità di calcolo dell'*IG Index GME* si veda: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/IGI/IGIndexRiepilogo.aspx>.

***Prime valutazioni ricognitive in merito alla possibilità che l'UdB divenga anche Udd***

- 2.35 Dall'1 gennaio 2020, a seguito delle disposizioni emanate con la deliberazione 155/2019/R/gas, per ciascun PdR è identificato, nell'ambito del SII, l'UdB che è responsabile dei prelievi. Tale assetto è funzionale a consentire e semplificare la gestione di diversi processi connessi tra loro a vario titolo: *settlement*, *switching* e conferimento della capacità ai *city gate*. Inoltre, esso consente:
- la verifica che l'UdB disponga delle coperture necessarie alla fornitura richiesta, riducendo pertanto i rischi in capo al sistema;
  - maggior efficienza del bilanciamento, in quanto pone l'UdB nella posizione di stimare con maggior precisione i prelievi che deve fornire, e riduzione dei costi contrattuali della filiera, grazie alla maggior trasparenza che tale metodologia garantisce.
- 2.36 A fronte dell'univocità della relazione UdB-PdR, la filiera commerciale sino al cliente finale può vedere la presenza di una pluralità di soggetti, quali l'Udd e la controparte commerciale, anche essi individuati dal SII per ciascun PdR, nonché eventuali intermediari. Questa stratificazione di rapporti commerciali, con la connessa parcellizzazione delle responsabilità, può essere fonte di inefficienze e rischi per il sistema. Si pensi, ad esempio, alle articolate procedure funzionali alla correzione dei prelievi incoerenti nell'ambito delle sessioni di *settlement* che richiedono che l'UdB debba coinvolgere l'Udd (con cui potrebbe anche non avere un rapporto contrattuale diretto) affinché l'impresa di distribuzione comunichi, sempre tramite l'Udd, i dati corretti. Tale assetto comporta anche complessità dei processi di *settlement* ed allocazione della capacità dove è necessario che gli esiti siano disaggregati in base al rapporto Udd-UdB.
- 2.37 Più di tutto, l'inefficienza della stratificazione di rapporti commerciali si rileva nelle garanzie a copertura del sistema: a fronte del prelievo del medesimo PdR, l'esposizione nei confronti dell'UdB è puntualmente presidiata, ma non quella nei confronti dell'Udd.
- 2.38 A fronte delle inefficienze e dei rischi connessi con la complessità della filiera, non si rilevano evidenti vantaggi. L'Autorità ritiene, pertanto, opportuno valutare una semplificazione della stessa prevedendo che l'UdB, già responsabile dei prelievi dei PdR nei confronti del servizio di trasporto e di bilanciamento, divenga anche Udd, entrando in un rapporto contrattuale diretto anche con le imprese di distribuzione. Rimarrebbe invece invariato il ruolo della controparte commerciale.
- 2.39 L'intervento prospettato, al fine di mantenere un efficiente presidio circa l'esposizione rispetto alle partite di bilanciamento, dovrebbe prevedere che

contestualmente alla risoluzione del contratto di trasporto, ad esempio nel caso di mancato reintegro delle garanzie, siano risolti anche i contratti di distribuzione ed attivati i servizi di ultima istanza della distribuzione.

- 2.40 Le considerazioni qui esposte hanno carattere preliminare e ricognitivo. Ad esse faranno seguito ulteriori valutazioni ed approfondimenti in merito ai diversi punti della regolazione dell’Autorità che dovranno essere conseguentemente oggetto di revisione.

*Q9. Si condivide la previsione che l’UdB, già responsabile dei prelievi dei PdR nei confronti del servizio di trasporto e di bilanciamento, divenga anche Udd semplificando la filiera commerciale? In caso contrario, per quali motivi?*

***Approvvigionamento dei volumi necessari al servizio di default trasporto (SdDT)***

- 2.41 Il SdDT è disciplinato dalla deliberazione 249/2012/R/gas ed è volto a garantire il bilanciamento delle situazioni di disequilibrio conseguenti a prelievi sulla rete di trasporto gas per i quali non è identificabile l’utente del bilanciamento responsabile. Le modifiche apportate alla disciplina del servizio di bilanciamento, intervenute dall’1 ottobre 2016, prevedono che Snam Rete Gas approvvigioni i volumi necessari per il bilanciamento del sistema nell’ambito del mercato del gas naturale organizzato dal Gestore dei mercati energetici dove le contrattazioni avvengono in forma anonima e alle medesime condizioni per tutti gli utenti. La deliberazione 249/2012/R/gas definisce, ai commi 4.2 e 6.2, il prezzo che l’impresa maggiore di trasporto applica ai clienti finali direttamente allacciati alla rete e agli utenti della distribuzione; tale prezzo giornaliero è pari alla somma: del costo della materia prima valorizzata al prezzo di sbilanciamento (in acquisto) di ciascun giorno gas ( $P_{SBGg}$ ), dei corrispettivi per il servizio di trasporto (comprensivi di oneri di sistema e di ogni corrispettivo applicato ai punti di riconsegna), dei corrispettivi di commercializzazione e di un corrispettivo destinato ad alimentare il fondo predisposto per la copertura della morosità.
- 2.42 Con la deliberazione 440/2022/R/gas sono state approvate integrazioni alla disciplina del SdDT al fine di tener conto delle criticità rilevate circa l’esecuzione del servizio, tali per cui le condizioni del SdDT, in particolare in considerazione della situazione di tensione del mercato del gas naturale del semestre invernale 2022, non assicuravano più un’adeguata copertura dei rischi e degli oneri connessi all’erogazione del servizio, potendo generare oneri rilevanti per la collettività. Nello specifico, è stato previsto che, in via transitoria ed eccezionale, e comunque

limitatamente al periodo 1 ottobre 2022 - 31 marzo 2023, Snam Rete Gas potesse approvvigionare i quantitativi di gas necessari all'espletamento del SdDT anche tramite acquisti in anticipo rispetto al giorno gas e secondo modalità dalla medesima definite e approvate dall'Autorità. Di conseguenza, il termine già richiamato  $P_{SBGg}$  è stato sostituito con il termine  $(1+of) \cdot P_{AGDg}$  dove: (i)  $P_{AGDg}$  rappresenta il prezzo medio pesato del gas approvvigionato ai fini della fornitura del SdDT, valorizzando i quantitativi approvvigionati al relativo prezzo e l'eventuale differenza rispetto ai volumi effettivi al relativo prezzo di bilanciamento; (ii)  $of = 0,16 \cdot (2,93\% + EU_M)$  rappresenta l'onere finanziario di riferimento per il SdDT ed  $EU_M$  è la media aritmetica del tasso Euribor, base 360, a 6 mesi, nel mese cui appartiene il giorno gas G.

- 2.43 Nel documento trasmesso da Snam Rete Gas ai sensi della deliberazione 199/2022/R/gas<sup>8</sup>, recante la definizione dei parametri di incentivazione di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), si rileva come i livelli eccezionali dei volumi che si è reso necessario erogare nel corso degli anni termici 2021-22 e 2022-23 nell'ambito del SdDT, con quantitativi giornalieri di gas superiori rispetto ai valori storici osservati, abbiano comportato il superamento degli obiettivi del bilancio residuale (*performance p3* di cui al successivo paragrafo 3.21), raggiungendo livelli vicini ai 10 milioni di metri cubi/giorno nel corso degli ultimi due inverni considerabili. L'RdB sottolinea come non si abbiano di norma strumenti per provvedere all'approvvigionamento di tali quantitativi, rimanendo esposto pertanto a maggiori criticità nell'attività di bilanciamento del Sistema.
- 2.44 In considerazione di quanto sopra descritto e visti gli esiti positivi per il sistema delle modifiche temporanee apportate con la deliberazione 440/2022/R/gas in tema di approvvigionamento, si ritiene opportuno valutare una modifica alla regolazione in vigore in materia di SdDT, prevedendo che i quantitativi di gas funzionali al SdDT possano essere approvvigionati dall'RdB alla stregua di quelli necessari al funzionamento del sistema (comma 1.4, lettera f) del TIB, Allegato A alla deliberazione 312/2016/R/gas), ovvero anche secondo modalità dalla medesima definite e approvate dall'Autorità.
- 2.45 In tale ipotesi anche la *performance p4* di cui al successivo paragrafo 3.23 dovrebbe essere riformulata considerando anche i volumi di gas approvvigionati e quelli consuntivati relativamente al SdDT.

<sup>8</sup> L'ultimo ritenuto della deliberazione 199/2022/R/gas prevede che: “in presenza di situazioni esogene eccezionali che abbiano richiesto ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema interventi non coerenti con gli obiettivi del sistema incentivante, l'Autorità, su istanza motivata del responsabile del bilanciamento, possa sospendere, limitatamente ai giorni in cui si sono verificate tali situazioni, gli effetti economici del sistema di incentivazione.”

**Q10. Si condivide la proposta? In caso contrario, per quali motivi?**

***Gestione approvvigionamento servizio alternativo di fornitura ai fini del settlement***

- 2.46 Sono pervenute segnalazioni che rilevano complessità nell'applicazione della soluzione individuata per la "contabilizzazione" del servizio di trasporto alternativo tramite carro bombolaio - utilizzato in caso di manutenzione della rete - ai fini della definizione dei bilanci di trasporto ossia delle procedure di *settlement* gas.
- 2.47 In base alla regolazione oggi vigente, il servizio alternativo di fornitura è approvvigionato dalle imprese di distribuzione che recuperano il relativo costo presso gli UdD che ne hanno beneficiato.
- 2.48 La soluzione che si propone prevede di considerare nell'imnesso al city gate (termine  $IN_{REMI,k}$  di cui ai commi 13.1 e 21.1 del TISG), insieme ai volumi risultanti dai verbali di misura, anche il quantitativo immesso tramite carro bombolaio, quantitativo che l'impresa di distribuzione sarà tenuta a comunicare all'RdB secondo modalità e tempistiche da quest'ultimo definite. Ciò comporta una corrispondente riduzione della differenza giornaliera tra il quantitativo immesso e quello attribuito agli UdB presso i *city gate* (individuata dal termine  $\Delta_k$  di cui ai commi 13.1 e 21.1 del TISG) che è approvvigionato dall'RdB.
- 2.49 Il costo del quantitativo di gas, immesso tramite carro bombolaio dall'impresa di distribuzione, potrebbe pertanto essere compensato dall'RdB all'impresa di distribuzione riconoscendole un ammontare pari al prodotto fra i volumi immessi e il prezzo di approvvigionamento del  $\Delta_k$ . Si ritiene che debba essere oggetto di compensazione da parte dell'RdB all'impresa di distribuzione anche un ammontare pari alle componenti aggiuntive della tariffa di trasporto applicate al *city gate*. Ciò consente di evitare una duplicazione dei costi, posto che tali componenti sono comunque applicate agli UdB in relazione ai volumi allocati nell'ambito delle procedure di *settlement* anche se tali volumi sono (in tutto o in parte) immessi nella rete di distribuzione da carro bombolaio.
- 2.50 Gli ammontari oggetto di compensazione dovranno poi essere dedotti dall'impresa di distribuzione dagli oneri applicati agli UdD in relazione al costo del servizio alternativo di fornitura ai sensi della regolazione vigente in materia.

**Q11. Si condividono le proposte? In caso contrario, per quali motivi?**

### 3 MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DEL BILANCIAMENTO

#### *Aggiornamento dello small adjustment*

- 3.1 Il “piccolo aggiustamento” di cui all’articolo 5, comma 1, lettera a) del TIB (di seguito: *small adjustment*<sup>9</sup>) è un costo, determinato amministrativamente, che determina lo *spread* minimo rispetto al prezzo medio di mercato (*SAP*), che può assumere il prezzo di sbilanciamento per gli utenti “corti” (*PSBbuy*) o gli utenti “lungi” (*PSBsell*). Esso si pone quindi alla stregua di un costo definito amministrativamente e volto a incentivare gli utenti a bilanciare ex-ante le proprie posizioni. In tale prospettiva, quindi, lo *small adjustment*, da un lato, costituisce un’eccezione rispetto al principio di aderenza ai costi dei corrispettivi di bilanciamento e, dall’altro lato, ha l’obiettivo di perseguire la responsabilizzazione degli utenti a bilanciare le proprie posizioni.
- 3.2 Stante la pluralità di obiettivi sottesi è complesso valutare se e quanto la quantificazione dello *small adjustment*, oggi pari a 0,108 €/MWh, sia efficace; tanto più alla luce delle oscillazioni a cui il prezzo *SAP* è stato esposto negli anni recenti. È un fatto, tuttavia, il progressivo ampliamento della differenza percentuale tra il *PSBbuy* e il *PSBsell* rispetto al valore giornaliero del *SAP*, a testimonianza di un sistema che, a parità di numero giorni<sup>10</sup>, presenta differenziali di prezzo crescenti tra domanda e offerta per bilanciarsi. Dal grafico 1 sotto riportato emerge infatti come nel 2023, in circa 60 giorni, il differenziale tra il *PSBbuy* e il *PSBsell* è risultato maggiore del 10% del *SAP*, quando nel 2019 tale valore risulta essere poco più del 5%. Appare ragionevole l’ipotesi che queste evidenze siano determinate, tra l’altro, dall’andamento del prezzo di mercato (e quindi del *SAP*), ovvero che a prezzi maggiori corrispondano differenziali maggiori (anno 2022).
- 3.3 Tale considerazione assume maggiore rilevanza se contestualizzata con gli attuali sistemi di regolazione dei pagamenti relativi al bilanciamento da parte del GME e dell’RdB. In particolare, il GME liquida a ciascun operatore, al martedì ed al mercoledì, i saldi, rispettivamente a debito e a credito, determinati tra il lunedì e la domenica della settimana precedente (MGP-GAS, MI-GAS e MTGAS). L’RdB invece applica i corrispettivi di bilanciamento a valle del bilancio definitivo e quindi non prima del mese M+2.
- 3.4 Questa asimmetria temporale determina possibilità di arbitraggio tra i due sistemi, che risultano tanto più vantaggiose, quanto maggiore è il valore del prezzo di mercato. Infatti, è possibile “finanziarsi” nel breve termine vendendo allo scoperto

<sup>9</sup> Per una completa descrizione si rimanda al documento per la consultazione 103/2016/R/gas.

<sup>10</sup> Corrispondenti circa al numero di giorni in cui l’RdB interviene sul mercato.

sulle piattaforme del GME, attendendo il mese M+2 per saldare la propria posizione “a bilanciamento”. A parità di gas venduto, maggiore è il prezzo di mercato, maggiore è il “finanziamento” implicito ottenibile, a discapito di un sistema di bilanciamento che si troverebbe a compensare posizioni fittizie e comunque non bilanciate.

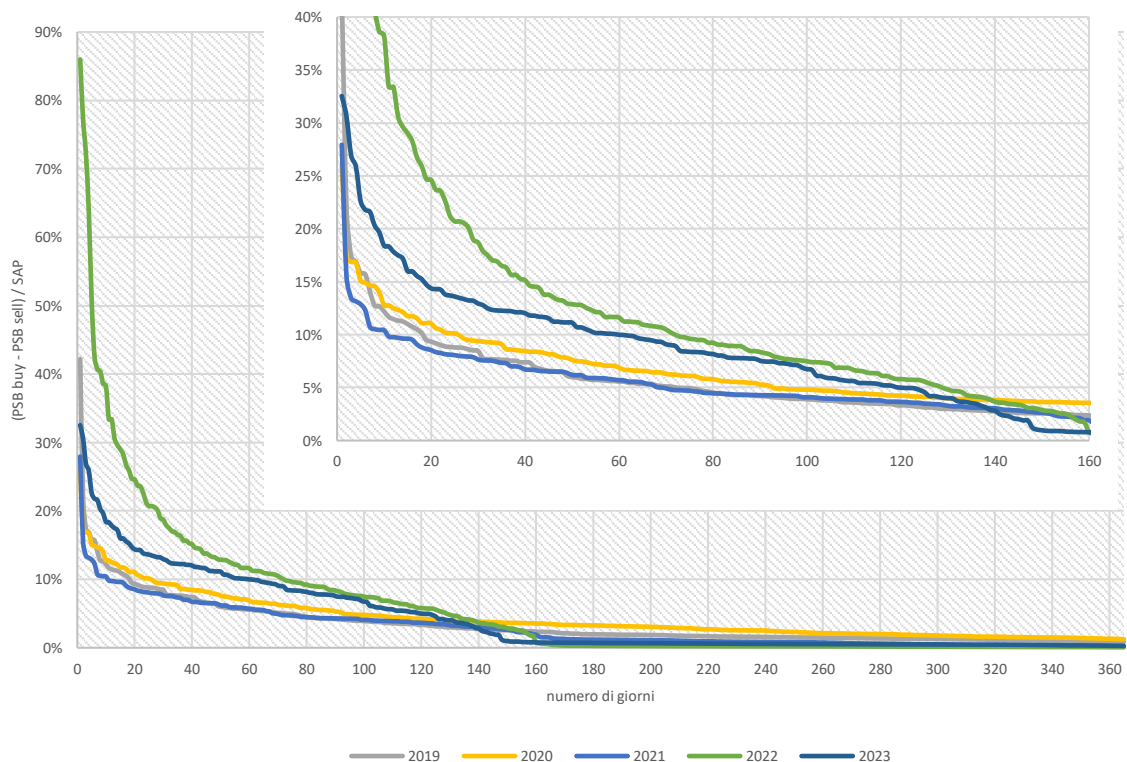


Grafico 1: confronto annuale del differenziale tra PSBbuy e PSB sell calcolato come % del corrispondente prezzo SAP – numero di giorni all’anno [ascisse], differenziale % [ordinate]. Il grafico in alto a destra rappresenta un ingrandimento della parte significativo del grafico principale

- 3.5 Dunque, l’attuale formulazione dello *small adjustment* determina un costo che, essendo in somma fissa, può risultare, oltre determinati livelli di prezzo, inferiore al beneficio derivante dalla strategia descritta, tanto da rendere inefficace lo *small adjustment* stesso.
- 3.6 Per queste ragioni e per riequilibrare una situazione messa in luce dai recenti picchi di prezzo, l’orientamento dell’Autorità è quello di introdurre una formulazione dello *small adjustment* (SA) che ne preveda una correlazione all’onere sotteso ad una operazione di finanziamento a breve termine. La nuova formulazione, con aggiornamento giornaliero dell’SA sulla base del prezzo *day-ahead*, potrebbe essere la seguente:

$$SA = \max [0,108; (2,93\% + EUR_{3M}^{M-1}) \cdot IGI^G \cdot f]$$

dove:

$EUR_{3M}^{M-1}$  è la media del tasso Euribor 3 mesi (365) rilevato nel mese precedente a quello cui appartiene il giorno G;

$IGI^G$  è il valore dell'*IG Index GME* pubblicato dal GME relativo al giorno G;

$f$  è un fattore pari a 1,1.

- 3.7 L'obiettivo della modifica proposta è pertanto quello di potenziare l'incentivo all'auto-bilanciamento degli utenti, limitando utilizzi del mercato del bilanciamento potenzialmente distorsivi, per finalità diverse da quelle sue proprie/originarie.

*Q12. Si condividono le modifiche ipotizzate in merito alla formulazione dello small adjustment? In caso contrario, indicare i motivi.*

***L'attuale disciplina in materia di incentivi per migliorare le performance dell'RdB***

- 3.8 Con riferimento agli indicatori di *performance* dell'RdB, l'assetto attuale dell'articolo 9 TIB inerente agli incentivi prevede:
- a) l'indicatore p1, che misura l'errore percentuale nella previsione dei quantitativi giornalieri di gas prelevato ai punti di riconsegna effettuata dall'RdB alle 15:00 del giorno precedente a quello di flusso;
  - b) l'indicatore p2, che misura il rapporto, espresso in percentuale, fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno-gas;
  - c) l'indicatore p3, che rappresenta il bilanciamento residuale e misura l'utilizzo per il bilanciamento della rete di risorse nella disponibilità dell'RdB (*linepack* e stoccaggio), nonché l'utilizzo di MGS in luogo degli *short term standard product* (STSP);
  - d) l'indicatore p4, che rappresenta lo scarto tra i volumi approvvigionati per il funzionamento del sistema e i volumi effettivamente necessari;
  - e) l'indicatore p5, che rappresenta i volumi approvvigionati anticipatamente per il funzionamento del sistema.



3.9 L'RdB, per avere benefici dagli incentivi in essere, deve:

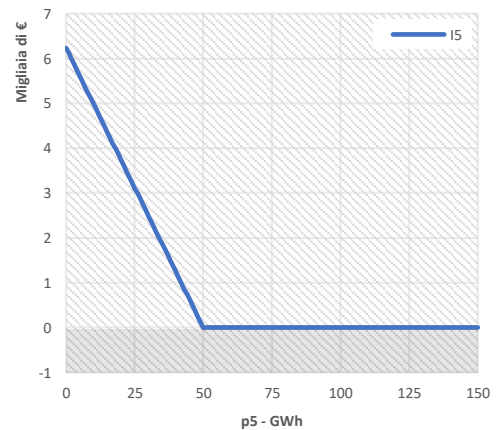
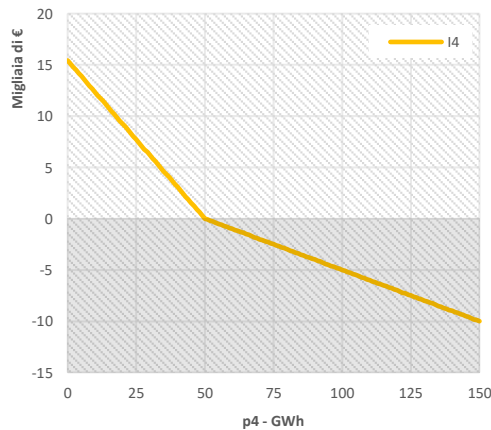
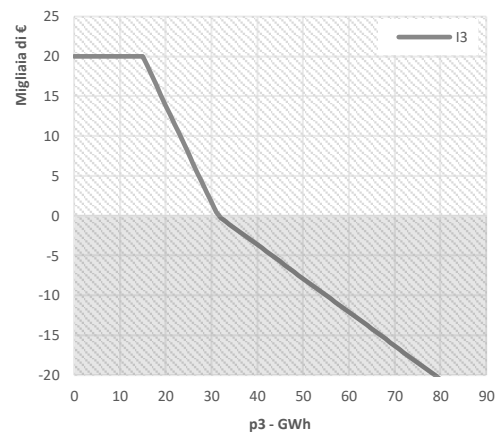
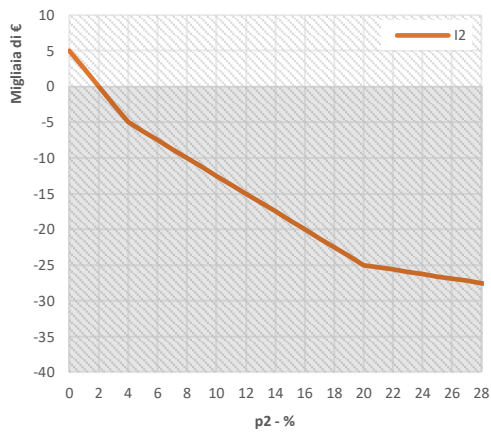
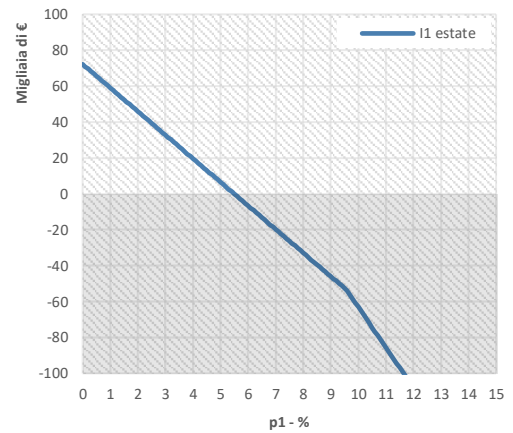
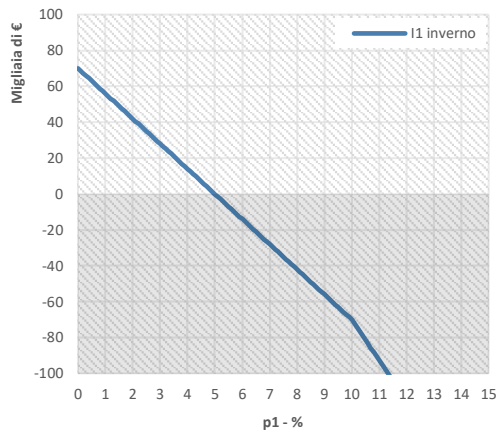
- a) p1 – fornire agli utenti previsioni dei prelievi della rete per il giorno successivo con un errore medio inferiore a un valore base prefissato;
- b) p2 – intraprendere azioni di bilanciamento al momento opportuno e per quantità coerenti con le effettive esigenze affinché il prezzo di sbilanciamento rimanga nell'intorno del prezzo medio del mercato spot;
- c) p3 – limitare il ricorso a risorse nella propria disponibilità (*linepack* e dispacciamento degli stoccaggi);
- d) p4 – stimare correttamente i volumi di gas necessari per il funzionamento del sistema;
- e) p5 – limitare l'approvvigionamento dei volumi di gas di sistema nel giorno gas ad un mero aggiustamento di quanto approvvigionato nel giorno g-1.

3.10 Per ogni singolo indicatore di *performance* p1, p2, p3, p4 e p5, sono definiti gli incentivi I1, I2, I3, I4, I5. L'ammontare dell'incentivo annuo totale, di cui all'articolo 9.4, lettera b), del TIB è pari alla sommatoria delle realizzazioni giornaliere dei singoli indicatori di *performance*, con tre modalità di correzione (§ paragrafo 4.4):

- a) in considerazione del fatto che l'RdB è esposto alla scelta se intervenire sul mercato, migliorando la prestazione misurata dall'indicatore p3 col rischio di peggiorare l'indicatore p2 o, viceversa, evitare la compravendita sul mercato, migliorando il risultato della *performance* misurata dall'indicatore p2 ma con un risultato inferiore in termini di indicatore p3, nel caso in cui la somma degli incentivi I2 e I3 sia positiva, essa è maggiorata del 10%;
- b) l'incentivo I1 è dimezzato a partire dal giorno in cui il cumulato da inizio anno è maggiore di 3 milioni di €;
- c) l'incentivo totale annuo non può essere inferiore di -5 milioni di €.

3.11 Di seguito è riportata la rappresentazione grafica della relazione funzionale, su base giornaliera, tra il valore di ogni singolo indicatore di *performance* e l'ammontare dell'incentivo. In grigio l'area in cui l'incentivo è negativo (penalizzazione).

3.12 Stante la maturità del sistema di incentivi, in questa sede si ritiene opportuno focalizzare l'attenzione solo su alcuni interventi di manutenzione della formulazione di alcuni indicatori di *performance*.



### *Possibili innovazioni dell'indicatore p2*

- 3.13 In primo luogo, potrebbe essere considerata un'innovazione dell'indicatore p2 al fine di tenere conto di particolari situazioni in cui, a regole vigenti, la performance potrebbe non risultare indicativa in quanto influenzata da fattori esogeni indipendenti dalle azioni dell'RdB, quali il livello di prezzo e la sua volatilità.

- 3.14 Tra le criticità emerse nel corso degli ultimi anni vi sono i giorni in cui si sono registrati valori molto ridotti del prezzo *SAP*: in tali situazioni, in base all'attuale formulazione del  $p2$ <sup>11</sup>

$$p2 = \frac{\max(TSOPb;SAP) - \min(TSOPs,SAP)}{SAP},$$

al valore target del 2% al di sotto del quale l'incentivo è positivo corrisponderebbero differenziali di prezzo molto ridotti e tali da rendere le azioni dell'RdB potenzialmente inefficaci o comunque non sufficienti a promuovere reazioni da parte degli UdB a bilanciare le proprie posizioni.

- 3.15 Per queste ragioni si propone di introdurre un minimo al valore del *SAP* considerato al denominatore del  $p2$ , integrando la formulazione attuale come segue:

$$p2 = \frac{\max(TSOPb;SAP) - \min(TSOPs,SAP)}{\max(20;SAP)}.$$

- 3.16 In merito, infine, alla volatilità e al suo impatto sul sistema di bilanciamento, si noti che sin dal 2020 il sistema è stato interessato da effetti legati a eventi globali (quali la pandemia, il relativo crollo dei consumi, la generale ripresa al termine dell'estate 2021 con forti spinte sulla domanda da parte di mercati extra-europei, nonché successivamente la crisi Russia- Ucraina), che hanno determinato repentini movimenti dei prezzi di mercato a cui anche l'attività giornaliera dell'RdB è stata esposta. Questi fenomeni rappresentano situazioni limite in cui può risultare arbitrario attribuire alla *performance p2* un carattere di efficienza o di inefficienza sulla base di target prefissati. Emerge dunque, in primo luogo, la necessità di tipizzare i giorni in cui la volatilità di mercato risulta tale da "spiazzare" qualunque valutazione, in termini di  $p2$ , dell'operatività dell'RdB. In secondo luogo, per i giorni identificati, occorre definire le modalità di correzione del calcolo della eventuale penalizzazione generata dall'attuale formulazione dell'incentivo I2.
- 3.17 La tipizzazione dei giorni c.d. "ad eccessiva volatilità" deve avvenire sulla base di un indicatore costruito a partire dalle quotazioni di un mercato che non sia direttamente influenzato dall'operatività dell'RdB. A tal fine si ritiene che l'indicatore possa essere costruito sulla base della differenza tra i valori massimo e minimo dalle quotazioni del gas *day-ahead* e *within-day* registrate sulla *European*

<sup>11</sup> I termini TSOPb/TSOPs sono i prezzi maggiore/minore di tutti gli acquisti/vendite di prodotti *title* e, nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), sub ii), di prodotti *locational* conclusi dal RdB per il giorno gas.

*Energy Exchange* (EEX) rispetto al loro valor medio, identificando i giorni “ad eccessiva volatilità” per valori maggiori di un valore prefissato dell’indicatore stesso.

- 3.18 Analizzando le serie storiche delle quotazioni *day-ahead* e *whithin-day* registrate sulla *European Energy Exchange*, dal 1° gennaio 2015 ad oggi, è possibile in primo luogo determinare un intervallo di variabilità dell’indicatore di volatilità (da 0 a 20% circa) al di fuori del quale le realizzazioni si configurano come c.d. *outlier*. In secondo luogo, all’interno di questo intervallo, è possibile calcolare un valore, indicativamente pari al 12%, quale soglia idonea a segnalare, in caso di valori superiori, la presenza di un giorno di negoziazione “ad eccessiva volatilità”.
- 3.19 Se dunque nei giorni “ad eccessiva volatilità”, i valori dell’indicatore p2 risultassero superiori al target del 2% determinando una penalizzazione, questa potrebbe essere corretta sulla base del valore dell’indicatore di volatilità. In altre parole, la correzione della penalizzazione avrebbe luogo in presenza di due condizioni: 1) una penalizzazione; 2) un valore dell’indicatore di volatilità oltre il 12%. La correzione potrebbe ridurre linearmente la penalizzazione, dallo 0 al 100%, in funzione del valore giornaliero dell’indicatore di volatilità (12% - 20%).

*Q13. Si condividono le modifiche ipotizzate in merito alla formulazione dell’indicatore di performance p2? In caso contrario, indicare i motivi.*

### ***Possibili innovazioni dell’indicatore p3***

- 3.20 L’indicatore p3 individua un obiettivo di minimizzazione dell’utilizzo da parte dell’RdB ai fini del bilanciamento della rete di trasporto di risorse alternative rispetto all’utilizzo di prodotti STSP; l’attuale formulazione è la seguente<sup>12</sup>:

$$p3 = |S^{op} + LP^d - LP^e|.$$

- 3.21 La modifica di seguito prospettata costituisce una formulazione di questo obiettivo più coerente con la gestione operativa del bilanciamento in quanto tiene conto anche delle differenze tra volumi nominati e transitati che si generano fisiologicamente nell’esercizio dei sistemi interconnessi e che per loro natura non sono programmabili. Tali volumi sono ascrivibili agli accordi di interconnessione (OBA)

<sup>12</sup>  $S^{op}$  rappresenta la differenza, relativa ad un giorno gas, fra l’energia misurata presso i punti di entrata e uscita interconnessi con gli stoccaggi e l’energia complessivamente programmata presso i punti di entrata e uscita interconnessi con gli stoccaggi risultante dai programmi degli utenti.  $LP^d$  e  $LP^e$  sono il livello del linepack dichiarato dal responsabile del bilanciamento per il giorno gas e quello effettivamente raggiunto al termine del giorno gas.

tra l'RdB e, rispettivamente, le imprese di trasporto terze (IM), gli operatori di terminali di rigassificazione (Lng), le imprese di stoccaggio, i trasportatori esteri (IP). Di seguito la nuova formula del p3:

$$p3 = |S^{op} + OBA_{IM} + OBA_{LNg} + OBA_{IGS} + OBA_{IP} + LP^d - LP^e|.$$

La modifica prospettata è coerente con l'opportunità quindi che i quantitativi (comunque minimi) relativi agli OBA siano compensati da variazioni di *linepack* senza ricorrere ad interventi sul mercato che potrebbero incrementare i costi di bilanciamento per gli utenti.

- 3.22 In considerazione del fatto che oggi le partite di gas relative agli OBA rientrano, nell'ambito dell'equazione di bilancio dell'impresa maggiore di trasporto, tra il gas di sistema (termine  $\Psi$  di cui al comma 1.4, lettera f) del TIB), quanto proposto implica il loro spostamento, in termini di attribuzione, dalla sfera del trasporto a quella del bilanciamento. Quanto prospettato è coerente con un assetto in cui gli interventi sul mercato siano mirati a correggere situazioni di disequilibrio complessivo, generate dal complesso degli utenti e del TSO (il cui disequilibrio è individuato dall'indicatore *p4*).

*Q14. Si condividono le modifiche ipotizzate in merito alla formulazione dell'indicatore di performance p3? In caso contrario, indicare i motivi.*

***Possibili innovazioni dell'indicatore p4***

- 3.23 In coerenza con gli orientamenti descritti al punto precedente, la formulazione dell'indicatore p4 deve essere aggiornata. In particolare, considerando le formulazioni dello  $\Psi$  e dell'indicatore p4,

$$\Psi = C + PE + GNC + \Delta LP_C + \Delta_k - I_{TOBA} - S_T$$

$$p4 = |O_T^M - (\Psi + LP^d - LP^e)|$$

si propone di modificare la prima come segue, rimuovendo il termine  $I_{TOBA}$ :

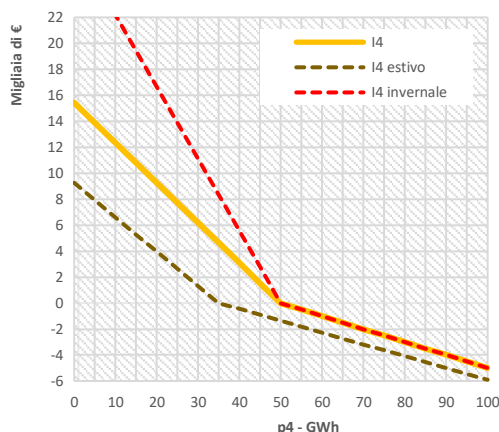
$$\Psi = C + PE + GNC + \Delta LP_C + \Delta_k - S_T$$

In questo modo, nel calcolo dell'indicatore p4, che misura il disequilibrio del TSO, non sono più considerate le partite di gas relativi agli OBA.

- 3.24 Peraltro, l'andamento storico dell'indicatore p4 evidenzia una dinamica stagionale (vedasi § 4.8) in cui nei mesi invernali il valore dell'indicatore risulta quasi sempre al di sopra della soglia di 50 GWh al di sotto della quale l'incentivo è positivo; al

contrario nei mesi estivi il valore soglia sembra storicamente essere poco sfidante rispetto alle *performance* dell'RdB. I parametri dell'incentivo I4 potrebbero, pertanto, essere rimodulati al fine di rafforzare l'incentivo alla riduzione dello squilibrio del trasportatore che appare essere una delle componenti principali dello sbilanciamento nei mesi invernali.

3.25 A tale proposito, sulla base dei dati storici dell'indicatore p4, non si ravvisano criticità nel ridurre fino a 35 GWh il valore soglia al di sotto del quale le *performance* sono premiate nei mesi estivi. Inoltre, al fine di aumentare, anche fino dell'80%, i premi per le performance positive (< 50 GWh) durante i mesi invernali, è possibile ridurre, mantenendo l'incentivo complessivo sostanzialmente allineato a quello esistente, quelli previsti per i mesi estivi fino al 40%. Nel grafico seguente un possibile rappresentazione della nuova funzione incentivo.



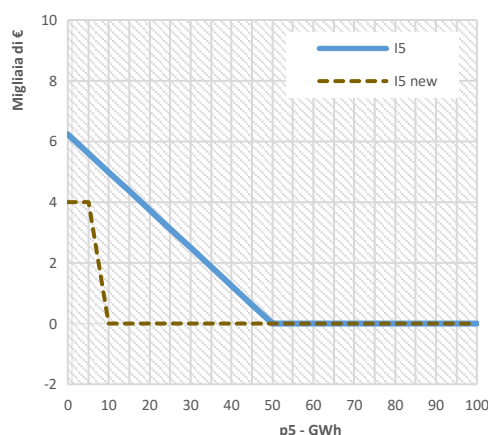
*Q15. Si condividono le modifiche ipotizzate in merito alla formulazione dell'indicatore di performance p4? In caso contrario, indicare i motivi.*

### ***Possibili innovazioni dell'indicatore p5***

3.26 L'approvvigionamento dei volumi di gas di sistema da parte dell'RdB nel giorno gas è quasi sempre nullo. La *performance* massima dell'RdB, e dunque l'incentivo massimo, sembrano determinati più da una scelta di non operatività nella sessione *infraday* della piattaforma AGS, piuttosto che da un suo sfruttamento minimizzato.

3.27 Per questa ragione, pur confermando in questa fase le finalità sottese all'incentivo I5, si ravvisa quantomeno l'esigenza di ridurne la premialità, sia in termini di

incentivo massimo, che di valore soglia. A tal fine si propone di ridurre tra il premio massimo di una percentuale tra il 35 e il 40% e di portare il valore soglia a 10 GWh. Nel grafico seguente una possibile rappresentazione della nuova funzione incentivo.



*Q16. Si condividono le modifiche ipotizzate in merito alla formulazione dell'indicatore di performance p5? In caso contrario, indicare i motivi.*

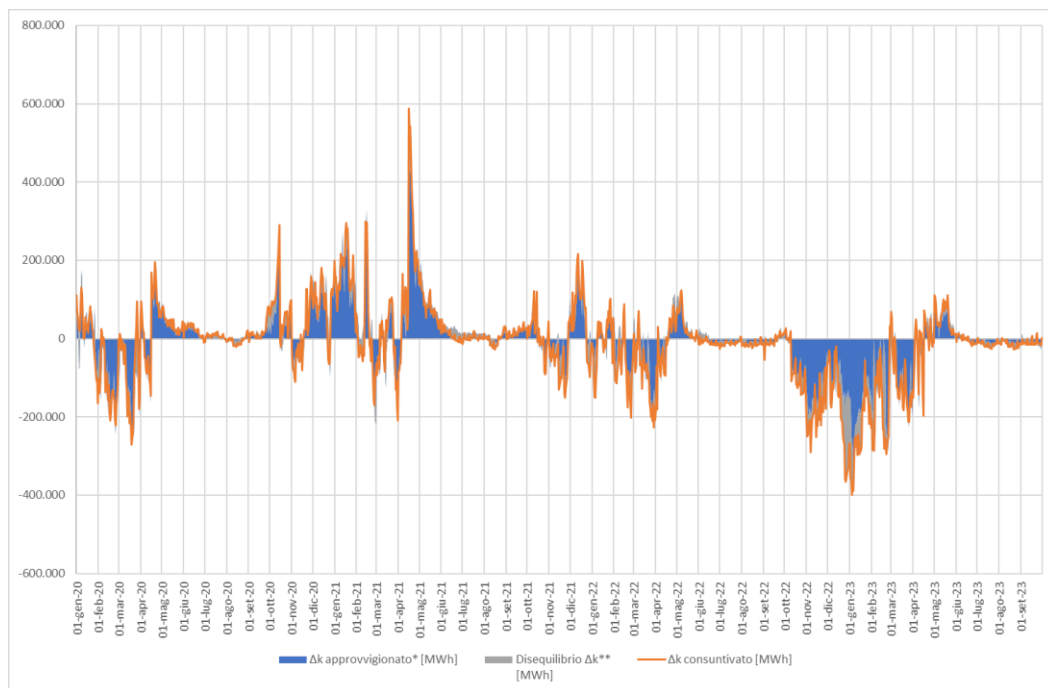
### ***Determinazione dei prelievi attesi e possibile introduzione dell'indicatore p6***

- 3.28 Al paragrafo 2.22, era stata anticipato l'orientamento di definire uno specifico indicatore di *performance* dell'RdB che misurasse la bontà dei prelievi attesi relativamente ai PdR con frequenza di misura diversa dalla mensile con dettaglio giornaliero, in linea con le esigenze espresse dagli utenti circa l'opportunità di perseguire una maggiore coerenza fra i prelievi attribuiti, giornalmente, dall'RdB agli utenti ai fini del bilanciamento (termine  $Y_{UdB,k}^{prev}$ , e, nell'ipotesi illustrata al punto 2.12, anche termine  $M_{UdB,k}^{prev}$ ) e quelli effettivi al fine di ridurre il termine  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$ <sup>13</sup>, e le compensazioni economiche ad esso associate.
- 3.29 Le imprecisioni nella determinazione dei prelievi attesi non incidono solo sul termine  $\Delta_{UdB,m}^{IO}$  ma anche sull'entità dei volumi,  $\Delta_k^{\square}$ , da approvvigionare da parte dell'RdB, ossia quei volumi definiti al comma 13.1 del TISG come differenza fra il quantitativo di gas prelevato ai *city gate gate* (ossia il termine IN di cui al comma

<sup>13</sup> Rappresenta, su base mensile, la differenza fra i prelievi attribuiti e quelli allocati presso i PdR in esito alle procedure di *settlement* (termine  $P_{REMI,UdB,k}^{\square}$  di cui al 12.1 lettera c), del TISG).

13.1 del TISG) e quello attribuito ai fini del bilanciamento agli UdB presso i medesimi *city gate* (termine  $P_{REMI,UdB,k}^{\square}$  di cui al 12.1 lettera c), del TISG).

3.30 Nella seguente figura è illustrato l'andamento dei quantitativi  $\Delta_k^{\square}$ , come risultanti dalle sessioni di bilanciamento con distinzione tra i quantitativi approvvigionati dall'RdB nella piattaforma AGS e delle differenze fra questi e i volumi consuntivati, che sono conseguentemente approvvigionati nell'ambito del bilanciamento.



3.31 Si tratta di quantitativi rilevanti che assumono i valori assoluti maggiori (anche superiori ai 50 MSmc/g) nei periodi di spalla e nei periodi invernali quando la determinazione dei prelievi basata sulla profilazione dei consumi si rileva meno rappresentativa. Si consideri in particolare il periodo invernale 2022/2023 quando le differenze tra prelievi attesi ed effettivi sono riconducibili alla mancanza di rappresentatività del meccanismo di profilazione rispetto alla riduzione dei consumi conseguente agli obblighi adottati dal Ministero e, comunque, alla modifica delle abitudini di consumo.

3.32 La coerenza dei prelievi attribuiti agli utenti (termini  $Y_{UdB,k}^{prev}$ , ed eventualmente  $M_{UdB,k}^{prev}$ ) e quelli effettivi non può essere valutata, giornalmente, e puntualmente sulla base dei prelievi misurati presso i relativi PdR perché la loro frequenza di lettura è inferiore al giorno. Un confronto può essere, invece, operato considerando l'aggregato dei prelievi rilevanti ai fini del bilanciamento a livello di *city gate* con la misura del gas transitato.



3.33 Potrebbe pertanto essere definito un indicatore di *performance*  $p6$ , formulato come segue:

$$p6 = \sum_{t=1}^T |P_{k,t} - IN_{k,t}|$$

dove:

$IN_{k,t}$  è il totale dei prelievi (termine  $IN$  di cui al comma 13.1 del TISG) dei *city gate* appartenenti all'insieme  $t$ , nel giorno  $k$ ;

$P_{k,t}$  è il totale dei prelievi (termine  $P_{REMI,UdB,k}$  di cui al 12.1 lettera c), del TISG) attribuiti agli UdB (incluso il fornitore del SdDT), ai fini della determinazione del disequilibrio di competenza, nel giorno  $k$ , in relazione ai *city gate* appartenenti all'insieme  $t$ ;

$t$  indica un insieme di *city gate* caratterizzati da dinamiche di consumo che possono essere assunte omogenee.

3.34 Ciascun insieme  $t$  potrebbe essere in prima applicazione individuato da *city gate* appartenenti alla medesima regione climatica e zona climatica, prevedendo la possibilità per l'RdB di valutare insiemi più rappresentativi.

3.35 L'incentivo potrebbe essere dimensionato come quota della riduzione dell'onere connesso all'imprecisione dei quantitativi attesi, secondo una funzione del tipo:

$$I6 = i6 \cdot \left(1 - \frac{p6}{p6_0}\right)$$

dove:

$p6_0$  rappresenta il livello base della *performance*, che può essere assunto pari al valore medio del  $p6$  nel periodo 2020-2023;

$i6$  rappresenta l'incentivo giornaliero massimo corrisposto nel caso di prestazione ottima ( $p6 = 0$ ).

3.36 Il valore del parametro  $p6_0$  potrà essere determinato sulla base dell'andamento nel periodo 2020-2023 dell'indicatore  $p6$ , una volta determinati gli insiemi  $t$ . Sulla base del medesimo andamento potrà essere valutata l'opportunità di differenziare i valori di  $p6$  nel semestre estivo e in quello invernale.

3.37 Ai fini del dimensionamento del parametro  $i6$ , si consideri che l'onere connesso all'imprecisione dei quantitativi attesi è stimabile in circa 40 milioni di euro all'anno, tenendo conto:

- a) del maggior costo del  $\Delta_k^{\text{I6}}$  approvvigionato presso la piattaforma AGS rispetto ad una sua valorizzazione al prezzo *day-ahead*;
- b) della differenza del valore del  $\Delta_{UdB,m}^{\text{I6}}$  determinato ai sensi del TISG (ossia al prezzo medio mensile) rispetto ad una sua determinazione al prezzo giornaliero.

Il valore di I6 potrebbe essere posto pari 36.000 euro corrispondente a circa un terzo della media giornaliera del costo stimato annuo.

Inoltre, in prima applicazione dell'indicatore di *performance* si ritiene opportuno limitare i rischi del responsabile del bilanciamento prevedendo che il valore annuo dell'incentivo non possa essere negativo.

*Q17. Si condivide l'introduzione dell'indicatore di performance p6? In caso contrario, indicare i motivi.*

*Q18. Si condivide la modalità di stima dell'onere connesso all'imprecisione dei quantitativi attesi?*

#### ***Durata del periodo di incentivazione***

3.38 Gli attuali parametri di incentivazione per l'RdB sono in vigore da 4 anni. Sono stati definiti per il 4PI (quarto periodo di incentivazione), dal 20 febbraio 2020 fino al 2 maggio 2022, quindi confermati anche per il 5PI, e troveranno applicazione fino alla chiusura del procedimento attuale di definizione dei parametri per il 6PI.

3.39 Si ritiene, dunque, che la durata del 6PI, il cui assetto verrà definito in esito alla presente consultazione, possa avere una durata analoga di 4 anni.

*Q19. Si condivide di prevedere una durata quadriennale per il 6PI? In caso contrario, indicare i motivi.*