

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
194/2024/R/EEL**

**SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE E  
RELATIVA COMPONENTE PEREQUATIVA. ORIENTAMENTI  
DELL'AUTORITÀ**

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

**21 maggio 2024**

## **Premessa**

*L'articolo 13 del decreto legislativo 210/21, come modificato dall'articolo 19 del decreto-legge 181/23, ha stabilito che con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, sentita l'Autorità, siano stabiliti le condizioni e i criteri per l'applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali sul mercato elettrico all'ingrosso e siano stabiliti indirizzi per la definizione da parte dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del Prezzo Unico Nazionale (PUN).*

*Il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha emanato il relativo decreto in data 18 aprile 2024, definendo le modalità del calcolo del prezzo di riferimento e dando indicazioni sul meccanismo di perequazione da adottare dall'1 gennaio 2025 e sulle condizioni per il suo superamento nel corso del tempo.*

*Il presente documento per la consultazione descrive le modifiche che dovranno conseguentemente essere apportate, dall'1 gennaio 2025, sia alla regolazione vigente del mercato elettrico all'ingrosso sia alla regolazione del servizio di maggior tutela e dei regimi di ultima istanza (salvaguardia e tutele gradualità). Sono, infine, riportati gli esiti di una ricognizione dei vari provvedimenti dell'Autorità in cui viene richiamato il PUN per vari motivi (ad esempio come segnale di prezzo), unitamente alle proposte di aggiornamento, dall'1 gennaio 2025, di tali richiami.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e le proprie proposte **entro l'1 luglio 2024**.*

*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, lett. b) e c) in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni e punto 3 in merito alla condivisione con soggetti terzi 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 Mercati all'Ingrosso e Dispacciamento Elettrico**  
**Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**  
Tel. 02-65565290  
e-mail: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.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. Il 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 Piazza Cavour, 5, 20121, 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, Milano, 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

<i>1</i>	<i>EXECUTIVE SUMMARY</i> _____	5
<i>1</i>	<i>La storia del PUN</i> _____	7
<i>2</i>	<i>Il superamento del PUN nel mercato elettrico all'ingrosso</i> _____	9
2.a	Il ruolo del PUN nel mercato elettrico all'ingrosso _____	9
2.b	Il mercato del giorno prima _____	11
2.c	Il meccanismo di perequazione _____	12
2.d	L'assegnazione di diritti a termine sulla capacità di trasporto tra le zone di mercato _____	19
2.e	Il conguaglio load profiling e il conguaglio relativo alla profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica _____	19
<i>3</i>	<i>Il superamento del PUN nel mercato elettrico retail</i> _____	<i>19</i>
3.a	Il PUN nel mercato retail _____	19
3.b	Gli orientamenti dell'Autorità in merito al superamento del PUN per i servizi di maggior tutela e di ultima istanza _____	21
3.c	Gli orientamenti dell'Autorità in merito al superamento del PUN sul mercato libero _____	22
3.d	Prime valutazioni sulle opzioni descritte _____	23
<i>4</i>	<i>L'ulteriore ricognizione</i> _____	<i>24</i>
4.a	La prescrizione biennale _____	24
4.b	Valorizzazione dell'energia elettrica nell'ambito di regimi commerciali speciali o delle isole non interconnesse _____	24
4.c	La regolazione delle infrastrutture _____	25
<i>5</i>	<i>Il superamento del meccanismo di perequazione – primi orientamenti</i> _____	<i>25</i>

## **1 EXECUTIVE SUMMARY**

### **Il contesto normativo e regolatorio**

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell’Autorità relativi all’implementazione delle disposizioni in materia di superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) e applicazione dei prezzi zonali alla domanda, calcolo a cura di GME di un prezzo di riferimento dell’energia scambiata all’ingrosso e definizione a cura dell’Autorità di un meccanismo di perequazione delle differenze fra il sopracitato prezzo di riferimento e i prezzi zonali.

Come è noto il PUN è stato introdotto l’1 aprile 2004 contestualmente all’avvio del mercato elettrico all’ingrosso come prezzo per la valorizzazione delle offerte di acquisto in alternativa ai prezzi zonali la cui applicazione era, invece, prevista per la valorizzazione delle offerte di vendita. Esso è stato definito come media dei prezzi zonali ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona e, nel corso degli anni, è divenuto rilevante non solo per la regolazione del mercato all’ingrosso, ma anche nell’ambito del mercato al dettaglio.

In particolare, nel **mercato all’ingrosso**, il PUN, oltre a essere utilizzato per la valorizzazione degli acquisti sul mercato del giorno prima, è presente nella regolazione del corrispettivo di sbilanciamento a programma, del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun portafoglio zonale, dei corrispettivi di non arbitraggio, e dei corrispettivi di compensazione fra Balancing Service Provider (BSP) e Balance Responsible Party (BRP). Inoltre, il PUN rileva per la determinazione delle garanzie prestate nei confronti di GME e Terna.

Nel **mercato retail** il PUN rileva principalmente per la determinazione dei corrispettivi del servizio di maggior tutela, del servizio a tutele gradualmente e del servizio di salvaguardia.

Il valore consuntivo del PUN è utilizzato anche per la determinazione del prezzo delle offerte PLACET a prezzo variabile, mentre nelle offerte del mercato libero, il PUN assume rilievo nel caso in cui il contratto in essere tra venditore e cliente finale ne preveda l’utilizzo quale indice di prezzo.

### **Gli orientamenti della consultazione**

A partire dall’1 gennaio 2025, GME, in coerenza con il decreto 18 aprile 2024 pubblicherà un prezzo di riferimento (il PUN Index GME) calcolato, in maniera del tutto analoga all’odierno PUN, come media dei prezzi zonali ponderata per le rispettive quantità acquistate.

Sarà poi previsto a cura dell’Autorità un meccanismo di perequazione atto compensare attraverso un’apposita componente la differenza tra il PUN Index GME e i prezzi zonali del mercato.

In relazione a detto meccanismo di perequazione, l’Autorità ha ipotizzato due alternative che hanno impatti diversi sui mercati elettrici.

### **Opzione i): componente perequativa applicata agli acquisti sul mercato del giorno prima.**

Si tratta di una componente gestita da GME contestualmente alle partite economiche derivanti dagli esiti del mercato del giorno prima e applicata all'energia acquistata su tale mercato. Tale scelta preserva una valorizzazione univoca a livello nazionale per l'energia acquistata sul mercato del giorno prima (tutte le offerte sono ricondotte al PUN Index GME tramite la componente perequativa), consentendo di lasciare immutato l'attuale quadro regolatorio del mercato elettrico all'ingrosso, e di sfruttare le sinergie esistenti per la gestione delle relative partite economiche.

Con questa opzione, nel mercato *retail*, l'Autorità adeguerebbe le modalità di determinazione dei corrispettivi di maggior tutela, del servizio a tutele graduali e delle offerte PLACET a prezzo variabile facendo riferimento ai valori del PUN Index GME; contemporaneamente si renderebbe necessaria una modifica del decreto 23 novembre 2007 riguardante i corrispettivi del servizio di salvaguardia. Nel mercato libero potrebbe essere utilizzato il PUN Index GME come indice di prezzo nei contratti dove in precedenza era utilizzato il PUN; da ultimo si avrebbero ricadute limitate su Portale Offerte.

### **Opzione ii) componente perequativa applicata all'energia prelevata.**

La componente sarebbe gestita da Terna nell'ambito del dispacciamento. Se da un lato ciò garantirebbe alcune semplificazioni (non sarebbero più necessari corrispettivi di non arbitraggio), di contro con un tale approccio occorrerebbe applicare il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto anche alle offerte di acquisto e dovrebbero essere rivisti i valori delle garanzie nei confronti di GME e Terna per tenere conto di una diversa ripartizione delle partite economiche fra operatori di mercato (che pagherebbero i prezzi zionali invece del PUN) e BRP (che regolerebbero la componente perequativa su tutta l'energia prelevata al posto dei corrispettivi di non arbitraggio).

Nel mercato *retail*, l'introduzione di una nuova componente gestita da Terna potrebbe richiedere la modifica della regolazione in essere per i servizi di ultima istanza e per le offerte PLACET a prezzo variabile. Nel mercato libero, potrebbe emergere l'esigenza di dare evidenza al prezzo zonale (al posto del PUN) in modo separato rispetto alla componente perequativa (che rappresenterebbe, di fatto, un nuovo corrispettivo non previsto originariamente dal contratto). Questo implicherebbe anche maggiori impatti, rispetto all'Opzione i), sul Portale Offerte in termini di modalità di caricamento delle offerte e di stima della spesa annua nel caso di offerte a prezzo variabile.

**L'Opzione preferita dall'Autorità è l'Opzione i)** in quanto, lasciando pressoché immutato il quadro regolatorio al netto dell'utilizzo del PUN Index GME al posto del PUN, non modifica l'esposizione degli operatori nei confronti di Terna e GME né le partite economiche di competenza di operatori di mercato e BRP; inoltre presenta effetti più limitati anche nel mercato *retail*.

## **Superamento prospettico del meccanismo di perequazione**

Individuare i criteri per il progressivo superamento del meccanismo di perequazione (a partire dal 2026) è un'attività complessa che richiede di bilanciare diverse esigenze per tenere conto del contributo alla flessibilità e all'efficienza del sistema da parte delle diverse categorie di clienti finali, nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza per tali tipologie.

Una prima soluzione potrebbe essere superare la perequazione (azzerando la componente perequativa) a partire dai clienti finali che scelgono di abilitarsi alla fornitura dei servizi ancillari globali nell'ambito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in quanto ritenuti maggiormente in grado di rispondere al segnale di prezzo e di offrire flessibilità al sistema elettrico. In alternativa si potrebbero escludere dalla perequazione determinate categorie di clienti finali sulla base, ad esempio, del livello di tensione o della tipologia.

Il tema sarà oggetto di approfondimento in un successivo documento di consultazione.

### **1 La storia del PUN**

- 1.1 Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) è stato introdotto l'1 aprile 2004, contestualmente all'avvio del mercato elettrico all'ingrosso, come prezzo per la valorizzazione delle offerte di acquisto in alternativa ai prezzi zionali la cui applicazione era, invece, prevista per la valorizzazione delle offerte di vendita<sup>1</sup>. Esso è stato definito come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona.
- 1.2 La presenza del PUN ha reso l'algoritmo per la risoluzione del mercato intrinsecamente non lineare, introducendo complessità legate all'esigenza di garantire l'accettazione delle offerte di acquisto sulla base del PUN e non dei prezzi zionali.
- 1.3 Con l'avvio del *market coupling* il 21 febbraio 2015, il PUN è diventato parte integrante del quadro regolatorio europeo, come uno dei prodotti complessi disponibili sul *Single Day Ahead Coupling* (SDAC). Il calcolo del PUN con i vincoli di accettazione delle offerte è stato conseguentemente integrato nell'algoritmo *Euphemia* di risoluzione dello SDAC.
- 1.4 Negli ultimi anni, il tema del superamento del PUN è stato più volte al centro del dibattito a livello nazionale. Già nel 2021, in sede di recepimento della direttiva

---

<sup>1</sup> Dal punto di vista normativo il PUN è stato formalmente inserito negli Indirizzi per il Sistema Italia 2004 redatti dal Ministero per le Attività Produttive, a valle della deliberazione 72/02 con la quale l'Autorità aveva rilasciato parere favorevole alla presenza di un vincolo di uniformità sul territorio nazionale del prezzo di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso, indipendentemente dalla zona in cui detto acquisto sarebbe stato effettuato. Sulla base di tali indirizzi GME ha predisposto il Testo Integrato della Disciplina del Mercato.

944/2019, con l'articolo 13 del decreto legislativo 210/21 è stato dato mandato all'allora Ministro per la Transizione Ecologica di definire, sentita l'Autorità, le condizioni e i criteri per il graduale passaggio, nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, all'applicazione di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato, ferma restando l'esigenza di salvaguardare il calcolo, da parte del GME, di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in continuità con il calcolo del prezzo unico nazionale.

- 1.5 A inizio 2024, l'articolo 13 del decreto legislativo 210/21 è stato modificato dal decreto-legge 181/23, come convertito con modificazioni dalla legge 11/24: in tale sede il legislatore ha dato mandato al Ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica di stabilire con proprio decreto le condizioni e i criteri per l'applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali sul mercato elettrico all'ingrosso e indirizzi per la definizione da parte dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione, a compensazione dell'eventuale differenziale tra i prezzi zionali e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del PUN.
- 1.6 Il Ministro ha attuato tale disposizione con il decreto 18 aprile 2024 che prevede:
- a) a decorrere dall'1 gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zionali delle offerte di acquisto di energia elettrica sul mercato del giorno prima;
  - b) ai fini della disciplina del mercato elettrico, il calcolo a cura di GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona;
  - c) la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento calcolato da GME, unitamente alle relative modalità di copertura; tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
  - d) la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione di cui al precedente punto, eventualmente prevedendo tempistiche differenziate, anche in via transitoria su base opzionale, per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità ed all'efficienza del sistema nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza nel mercato; le modifiche sono efficaci non prima di 12 mesi dalla loro adozione;
  - e) la definizione a cura dell'Autorità delle modalità con cui GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema Informativo Integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo.

- 1.7 Il presente documento di consultazione illustra nel dettaglio gli orientamenti dell’Autorità per l’attuazione delle disposizioni di cui alle lettere a), b) e c) con riferimento al mercato elettrico all’ingrosso (Capitolo 2), al mercato elettrico al dettaglio (Capitolo 3) e all’utilizzo del PUN come indice di prezzo nell’ambito della regolazione dell’Autorità (Capitolo 4). Si forniscono altresì le prime valutazioni in merito al superamento del meccanismo di perequazione, in attuazione delle disposizioni di cui alle lettere d) ed e) (Capitolo 5). Quest’ultimo aspetto sarà comunque oggetto di ulteriori approfondimenti in un successivo documento di consultazione.
- 1.8 Data la sincronia fra le tempistiche di superamento del PUN e l’avvio del nuovo quadro regolatorio definito dal TIDE (1 gennaio 2025), il presente documento di consultazione fa riferimento esclusivamente a tale nuovo quadro regolatorio. Si rimanda pertanto alla versione 1 del TIDE approvata con la deliberazione 345/2023/R/eel<sup>2</sup> per le definizioni e gli acronimi utilizzati nel presente documento.

## **2 Il superamento del PUN nel mercato elettrico all’ingrosso**

### **2.a Il ruolo del PUN nel mercato elettrico all’ingrosso**

- 2.1 Il PUN costituisce il prezzo di valorizzazione dell’energia elettrica acquistata sul mercato del giorno prima. Il suo valore è riportato ora per ora nel cosiddetto PUN Index GME ed è pari alla media dei prezzi zonalmente ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona. Esso è calcolato contestualmente alla risoluzione del mercato, in modo da evitare offerte paradossalmente accettate o paradossalmente rifiutate.
- 2.2 Il PUN è utilizzato altresì per la determinazione di diversi corrispettivi relativi al mercato elettrico all’ingrosso e precisamente per:
- a) il corrispettivo di sbilanciamento a programma, di cui al punto 7 della Sezione 1-20 del TIDE, che prevede la regolazione a PUN del saldo di ciascun Conto Energia, consentendo agli operatori di riconciliare le differenze temporali fra le transazioni a termine e le transazioni sul mercato dell’energia sulla base del prezzo medio di riferimento dell’energia scambiata sul mercato del giorno prima;
  - b) il corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun portafoglio zonale, di cui al punto 6 della Sezione 1-20 del TIDE, che prevede l’applicazione alle offerte CET<sup>3</sup> accettate con riferimento a ciascun portafoglio

---

<sup>2</sup> Disponibile al link <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/345-23alla.pdf>

<sup>3</sup> Le offerte CET sono le offerte presentate dagli operatori di mercato sul mercato del giorno prima per la consegna fisica delle transazioni eseguite a termine. Per i dettagli si rinvia alla Sezione 1-13.4 del TIDE che ha mutuato quanto già previsto in materia dalla deliberazione 111/06.

zonale di immissione<sup>4</sup> e a ciascun portafoglio zonale di stoccaggio di un corrispettivo unitario pari alla differenza fra PUN e prezzo zonale, al fine di evitare arbitraggi fra transazioni su un mercato a termine senza vincoli e un mercato del giorno prima con vincoli zonali;

- c) i corrispettivi di non arbitraggio, di cui ai punti 4, 14 e 24 della Sezione 1-20 del TIDE, che prevede, con riferimento alle unità di prelievo, l'applicazione alle transazioni sul mercato infragiornaliero (punto 4), alle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (punto 14) e agli sbilanciamenti (punto 24) di un corrispettivo unitario pari alla differenza fra PUN e prezzo zonale, al fine di riconciliare le differenze merceologiche fra risorse che beneficiano dei prezzi zonali sul mercato del giorno prima e risorse che beneficiano del PUN;
- d) i corrispettivi di compensazione per Balancing Service Providers (BSP) e Balance Responsible Parties (BRP), di cui ai punti 13, 22 e 23 della Sezione 1-20 del TIDE, che prevedono l'applicazione alle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (punti 13 e 22<sup>5</sup>) e all'energia di modulazione derivante dal servizio di modulazione straordinaria (punto 23) attribuite alle unità di prelievo di un prezzo di compensazione unitario pari al PUN in quanto prezzo di riferimento per gli acquisti sul mercato del giorno prima<sup>6</sup>.

2.3 Il PUN non ha invece rilievo per il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale di cui al punto 25 della Sezione 1-20 del TIDE (che si basa su un prezzo macrozonale appositamente calcolato a consuntivo).

2.4 Un discorso a parte merita il corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto relativo al mercato del giorno prima di cui al punto 33 della Sezione 1-20 del TIDE. Tale corrispettivo è pari al valore netto delle transazioni registrate su tale mercato, ivi inclusa l'esecuzione tramite le offerte CET delle transazioni effettuate a termine. In particolare, essendo il PUN una media dei prezzi zonali ponderata sugli acquisti in ciascuna zona, il valore delle transazioni risulta identico sia che venga calcolato utilizzando il PUN per la valorizzazione delle offerte di acquisto sia che venga calcolato utilizzando i prezzi zonali. Di conseguenza si può ritenere che tale corrispettivo sia indipendente dal PUN.

---

<sup>4</sup> Inclusivi degli acquisti relativi ai servizi ausiliari di centrale inclusi nelle UPSA di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel e dei prelievi da parte dei sistemi di accumulo relativi all'energia destinata alla reimmissione in rete.

<sup>5</sup> Per i BRP il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni è applicato all'aggiustamento dello sbilanciamento che è pari alla quota parte di movimentazioni attribuite a ciascuna unità.

<sup>6</sup> Come chiarito nella relazione tecnica del TIDE si dovrebbe utilizzare il prezzo medio di acquisto dell'energia acquistata sul mercato del giorno prima e sul mercato infragiornaliero, tuttavia per semplicità si utilizza il PUN in quanto la maggioranza dei volumi è usualmente acquistata sul mercato del giorno prima.

- 2.5 Il PUN ha, altresì, rilievo per il conguaglio *load profiling* e per il conguaglio relativo alla profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica.
- 2.6 Infine, il PUN è utilizzato per la determinazione delle garanzie che ciascun operatore di mercato è tenuto a prestare nei confronti di GME a copertura dell'esposizione relativa ai portafogli zionali in prelievo e che ciascun BRP e BSP è tenuto a prestare nei confronti di Terna a copertura dell'esposizione relativa alle unità di prelievo.,
- 2.7 Nei paragrafi successivi sono descritti gli orientamenti dell'Autorità in merito al superamento del PUN, unitamente alle valutazioni relative al meccanismo di perequazione previsto dal decreto 18 aprile 2024 e ad alcune indicazioni sull'evoluzione delle coperture del costo di congestione (CCC) di cui alla deliberazione 205/04 e della programmazione sulla piattaforma di nomina di GME che sarà attuata dall'1 gennaio 2025 nell'ambito TIDE.

## **2.b Il mercato del giorno prima**

- 2.8 Dall'1 gennaio 2025 (con presentazione delle offerte entro il 31 dicembre 2024) tutte le offerte di acquisto dovranno essere formulate secondo i prodotti che saranno definiti da GME<sup>7</sup> e verranno valutate in relazione ai prezzi zionali e non più al PUN. Di conseguenza non sarà più previsto l'attuale prodotto a PUN. Tutte le offerte di acquisto saranno, pertanto, accettate, parzialmente accettate o rifiutate rispetto a tali prezzi zionali.
- 2.9 Continuerà comunque a essere calcolato per ciascuna *Market Time Unit* (MTU)<sup>8</sup> il PUN Index GME<sup>9</sup>, come media dei prezzi zionali ponderata per gli acquisti sul mercato del giorno prima in ciascuna zona con riferimento ai portafogli zionali di prelievo, in attuazione di quanto previsto dal decreto 18 aprile 2024 in merito al prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato elettrico all'ingrosso. Di fatto le modalità di calcolo del PUN Index GME come media ponderata non cambieranno<sup>10</sup>; l'unica differenza risiede nel fatto che il PUN Index GME dall'1

---

<sup>7</sup> Come chiarito da GME nella consultazione pubblicata il 19 aprile 2024, nell'ambito del pacchetto di implementazione del TIDE, le offerte a blocchi (intese come offerte relative a più MTU consecutive) non erano state introdotte nel mercato elettrico italiano in quanto incompatibili dal punto di vista dell'esecuzione dell'algoritmo con il prodotto a PUN previsto lato acquisto. Con il superamento del PUN, GME ha posto in consultazione l'ipotesi di ammettere anche offerte a blocchi oltre ai prodotti semplici. Le valutazioni in tal senso saranno adottate da GME sulla base delle risultanze della relativa consultazione.

<sup>8</sup> La MTU è definita nell'ambito del *market coupling* a livello europeo, in funzione dei prodotti che saranno messi a disposizione degli operatori di mercato. Allo stato attuale la MTU è oraria (sul mercato del giorno prima sono disponibili solo prodotti orari), tuttavia è in fase di implementazione un progetto che porterà sul mercato prodotti a 15, 30 e 60 minuti, come illustrato da GME nella consultazione pubblicata il 19 aprile 2024. Ciò comporterà il passaggio della MTU a 15 minuti. Il passaggio è atteso nei primi mesi del 2025, ma la data esatta non è ancora stata concordata.

<sup>9</sup> Si veda il comunicato pubblicato dal GME in data 18 aprile 2024.

<sup>10</sup> Nei portafogli zionali di prelievo confluiranno le attuali unità di consumo.

gennaio 2025 sarà determinato a consuntivo e non più nell'ambito dell'algoritmo di risoluzione del mercato.

- 2.10 Tale indice rimarrà come prezzo rappresentativo del Virtual Trading Hub Italia e, in quanto tale, sarà utilizzato per la regolazione dello sbilanciamento a programma di cui alla lettera a) del paragrafo 2.2 al posto del PUN.
- 2.11 Il passaggio al prezzo zonale consente, altresì, di superare il meccanismo delle offerte virtuali di vendita presentate da Terna. Tali offerte (caricate da Terna per ciascuna zona a un prezzo pari al limite di prezzo massimo per una quantità pari ai volumi sottesi ad offerte di acquisto senza indicazione di prezzo non coperte da relative offerte di vendita) erano, infatti, state introdotte dalla deliberazione 111/06<sup>11</sup> esclusivamente per consentire all'algoritmo di mercato di raggiungere una soluzione in presenza dei vincoli sul PUN<sup>12</sup>.
- 2.12 Per semplicità, infine, il corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto relativo al mercato del giorno prima sarà calcolato utilizzando i prezzi zonali per tutte le offerte accettate sia relative ai portafogli zonali di immissione e di stoccaggio sia ai portafogli zonali di prelievo. Tuttavia, come anticipato al paragrafo 2.3, il suo valore sarebbe identico anche se si usasse il PUN Index GME per le offerte accettate relative ai portafogli zonali di prelievo.

## **2.c Il meccanismo di perequazione**

### *2.c.1 Le alternative possibili*

- 2.13 Come già richiamato al capitolo 1, il decreto 18 aprile 2024 intesta all'Autorità il compito di disciplinare un meccanismo di perequazione che, fino almeno al 31 dicembre 2025, sarà relativo alla differenza fra il PUN Index GME e il prezzo zonale. Al riguardo, sarà quindi individuata una componente perequativa, in merito alla cui applicazione vengono qui individuate due possibili opzioni alternative:
- i) componente perequativa applicata agli acquisti sul mercato del giorno prima;
  - ii) componente perequativa applicata all'energia prelevata.
- 2.14 Entrambe le soluzioni hanno impatti sulla gestione dei corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto relativi a ciascun portafoglio zonale, dei

---

<sup>11</sup> Vedasi comma 30.5bis

<sup>12</sup> In caso di scarsità di offerta in una data zona, GME dovrebbe tagliare l'offerta di acquisto a prezzo massimo presentata in tale zona. Con l'attuale assetto di mercato basato su un prezzo unico nazionale integrato nell'algoritmo, il PUN dovrebbe risultare pari al prezzo massimo, ma ciò confliggerebbe con l'incrocio della domanda e dell'offerta nelle altre zone che, non essendo in condizioni di scarsità, avrebbero offerta in eccesso e un prezzo zonale inferiore al prezzo massimo. Le offerte virtuali risolvono il problema, in quanto coprono l'offerta di acquisto a prezzo massimo che risulta, pertanto, sempre accettata. Il PUN può quindi risultare inferiore al prezzo massimo, evitando i conflitti con i prezzi zonali delle altre zone.

corrispettivi di non arbitraggio e dei corrispettivi di compensazione, nonché sulla determinazione delle garanzie.

*2.c.2 Opzione i) - Componente perequativa applicata agli acquisti sul mercato del giorno prima*

- 2.15 La componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima sarebbe gestita da GME contestualmente alle partite economiche derivanti dagli esiti del mercato del giorno prima ed applicata all'energia acquistata su tale mercato con riferimento ai portafogli zionali fisici di prelievo e ai portafogli zionali commerciali di prelievo. Il valore unitario sarebbe differente per ciascuna zona e pari alla differenza fra il PUN Index GME e il prezzo zonale.
- 2.16 Gli operatori di mercato titolari di portafogli zionali di prelievo acquisterebbero, pertanto, energia al prezzo zonale e a consuntivo si vedrebbero addebitata (se positiva) o accreditata (se negativa) la componente perequativa applicata ai volumi acquistati. Ne conseguirebbe una valorizzazione complessiva dell'energia acquistata sul mercato del giorno prima pari al PUN Index GME, come chiarito attraverso i seguenti esempi:
- a) si supponga che il PUN Index GME sia 100 €/MWh e che il prezzo zonale sia 80 €/MWh; la componente perequativa unitaria, pari alla differenza tra il PUN Index GME e il prezzo zonale, varrebbe +20 €/MWh e sarebbe addebitata a tutte le offerte di acquisto accettate in tale zona; pertanto, l'operatore di mercato pagherebbe nel complesso 100 €/MWh (80 €/MWh di prezzo zonale e 20 €/MWh di componente perequativa);
  - b) si supponga che il PUN Index GME sia 100 €/MWh e che il prezzo zonale sia 120 €/MWh; la componente perequativa unitaria, pari alla differenza tra il PUN Index GME e il prezzo zonale, varrebbe -20 €/MWh e sarebbe accreditata a tutte le offerte di acquisto accettate in tale zona, pertanto, l'operatore di mercato pagherebbe nel complesso 100 €/MWh (120 €/MWh di prezzo zonale e -20 €/MWh di componente perequativa).
- 2.17 Tale valorizzazione non ha, tuttavia, rilievo ai fini dell'accettazione delle offerte di acquisto sul mercato, per le quali, invece, rileverà il prezzo zonale. Riprendendo gli esempi di cui al punto precedente:
- a) nell'ipotesi di prezzo zonale di 80 €/MWh e PUN Index GME pari a 100 €/MWh, un'offerta di acquisto presentata a 90 €/MWh verrebbe accettata (in quanto superiore al prezzo zonale), mentre la medesima offerta, nel contesto attuale del PUN integrato nell'algoritmo, sarebbe stata rifiutata in quanto a prezzo inferiore al PUN;
  - b) nell'ipotesi di prezzo zonale di 120 €/MWh e PUN Index GME pari a 100 €/MWh, un'offerta di acquisto presentata a 110 €/MWh verrebbe rifiutata (perché inferiore al prezzo zonale), mentre la medesima offerta, nel contesto

attuale del PUN integrato nell'algoritmo, sarebbe stata accettata in quanto a prezzo superiore al PUN.

- 2.18 Si tratta, di fatto, di offerte di acquisto paradossalmente accettate (lettera a)) o rifiutate (lettera b), in quanto l'operatore si trova complessivamente a pagare un prezzo superiore a quello offerto in caso di accettazione o vedersi rifiutata un'offerta a prezzo superiore a quello che si troverebbe a pagare in caso di accettazione. In questo caso il paradosso risiede nell'applicazione a consuntivo della componente perequativa e, quindi, in una valorizzazione ad un prezzo (il PUN Index GME) definito *ex-post* e non contestualmente alla risoluzione del problema di ottimo del mercato. Non è previsto alcun meccanismo compensativo di tali paradossi (alcuni meccanismi di *side payment* sono considerati dalla letteratura o in altri mercati quali quelli americani), ed è quindi lasciato agli operatori tenere conto di questi effetti nell'ambito delle proprie strategie di offerta.
- 2.19 Con una valorizzazione complessiva dell'energia acquistata a PUN Index GME in esito al mercato del giorno prima, non sarebbe, inoltre, necessario apportare alcuna modifica al quadro regolatorio relativo al mercato elettrico all'ingrosso.
- 2.20 La componente perequativa sarebbe applicata ai soli acquisti di energia relativi ai portafogli zionali di prelievo effettuati sul mercato del giorno prima. Non sarebbe invece applicata alle offerte CET relative a questi portafogli zionali. Ciò consentirebbe di mantenere sulla PCE l'applicazione del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto di cui alla lettera b) del paragrafo 2.2 ai soli portafogli zionali di immissione e di stoccaggio, in continuità con l'approccio corrente.
- 2.21 Inoltre, rimarrebbero in essere i corrispettivi di non arbitraggio di cui alla lettera c) del paragrafo 2.2 previo utilizzo del PUN Index GME al posto del PUN.
- 2.22 Infine, per le unità di prelievo il prezzo di compensazione per BRP e BSP di cui alla lettera d) del paragrafo 2.2 sarebbe pari al PUN Index GME, in quanto riferimento di prezzo sul mercato all'ingrosso per tali unità.
- 2.23 In tal modo sarebbe anche gestita in continuità nell'attuale meccanismo di garanzie l'esposizione derivante dall'applicazione della componente perequativa, in quanto:
  - a) per il GME la valorizzazione complessiva a PUN Index GME (frutto della combinazione dei prezzi zionali e della componente perequativa) sarebbe dal punto di vista finanziario simile a quella attualmente in essere basata sul PUN integrato nell'algoritmo;
  - b) per Terna l'unica modifica riguarderebbe l'utilizzo del PUN Index GME al posto del PUN.
- 2.24 Per le offerte di acquisto presentate sul mercato del giorno prima, tuttavia, occorre sottolineare come la verifica di capienza della garanzia in sede di presentazione delle offerte è comunque effettuata sul prezzo offerto. Con il PUN integrato

nell'algoritmo il prezzo offerto è non superiore al PUN, quindi, la garanzia è per costruzione capiente rispetto al PUN stesso. Con il calcolo del PUN Index GME la garanzia potrebbe risultare capiente rispetto al prezzo zonale (che per definizione non potrebbe essere superiore al prezzo offerto), ma non rispetto ad una eventuale componente perequativa a debito. Per gestire tali situazioni si ritiene opportuno seguire il medesimo approccio previsto oggi per lo sbilanciamento a programma: l'operatore di mercato liquida la componente perequativa se la garanzia ha sufficiente capienza; in caso contrario la componente perequativa è regolata da Terna con il BRP e il relativo ammontare trasferito a GME.

### *2.c.3 Opzione ii) - Componente perequativa applicata all'energia prelevata*

- 2.25 La componente perequativa sull'energia prelevata sarebbe gestita da Terna nell'ambito del dispacciamento, e, in quanto avente finalità riconciliative, rientrerebbe fra i cosiddetti corrispettivi di neutralità di cui alla Sezione 1-23 del TIDE. In particolare, la componente perequativa sarebbe applicata all'energia complessivamente prelevata e sarebbe liquidata da Terna con i BRP, risultando un debito in caso di PUN Index GME superiore al prezzo zonale e un credito in caso di PUN Index GME inferiore al prezzo zonale.
- 2.26 Con un tale approccio il mercato elettrico avrebbe un assetto completamente basato sui prezzi zonali, senza più alcun riferimento al PUN Index GME che continuerebbe comunque a essere calcolato in coerenza con le disposizioni del decreto 18 aprile 2024. Ciò avrebbe impatti su una serie di corrispettivi. Innanzitutto, non essendoci una valorizzazione dell'energia acquistata sul mercato del giorno prima allineata al PUN Index GME, al fine di evitare arbitraggi fra le transazioni svolte sul mercato a termine (senza vincoli zonali) rispetto al mercato del giorno prima (con vincoli zonali), occorrerebbe, in linea teorica, attribuire a ciascuna transazione a termine un corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto unitario pari alla differenza fra il prezzo zonale lato acquisto e il prezzo zonale lato vendita. Siccome mappare ogni singola transazione sarebbe oneroso e richiederebbe modifiche al funzionamento della PCE, si potrebbe equivalentemente spezzare il corrispettivo in due parti, una pari alla differenza fra un prezzo di riferimento e il prezzo zonale lato vendita e una pari alla differenza fra il prezzo zonale lato acquisto e lo stesso prezzo di riferimento (che potrebbe essere il PUN Index GME).
- 2.27 Il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun portafoglio zonale di cui alla lettera b) del paragrafo 2.2 dovrebbe quindi essere applicato sia ai portafogli zonali di immissione e ai portafogli zonali di stoccaggio sia ai portafogli zonali di prelievo.
- 2.28 Verrebbero poi meno le differenziazioni merceologiche alla base dei corrispettivi di non arbitraggio di cui di cui alla lettera c) del paragrafo 2.2, associate proprio ad una diversa valorizzazione dell'energia acquistata e dell'energia venduta sul mercato del giorno prima. Tali corrispettivi non sarebbero più applicati alle

transazioni sul mercato infragiornaliero relative ai portafogli zonali di prelievo, agli sbilanciamenti relativi alle unità di prelievo e alla quota delle movimentazioni disposte da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento relative alle Unità Abilitate Singolarmente (UAS) di prelievo o attribuite dal relativo BRP a Unità Virtuali Nodali (UVN) o Unità Virtuali Zonali (UVZ) di prelievo.

- 2.29 Cambierebbe inoltre il prezzo di compensazione per BRP e BSP di cui alla lettera d) del paragrafo 2.2 relativo alle unità di prelievo che sarebbe allineato al prezzo zonale, in quanto nuovo riferimento di prezzo all'ingrosso per tali unità.
- 2.30 Cambierebbe anche la ripartizione dei corrispettivi da pagare nei confronti di Terna e GME e la relativa esposizione da gestire nell'ambito dei rispettivi sistemi di garanzie. In zone a prezzo zonale inferiore al PUN Index GME, gli operatori di mercato sarebbero meno esposti nei confronti di GME (prezzo di acquisto all'ingrosso più basso e assenza di corrispettivi di non arbitraggio sul mercato infragiornaliero), mentre i relativi BRP sarebbero più esposti nei confronti di Terna a causa della componente perequativa applicata all'energia complessivamente prelevata e, quindi, anche all'energia sottesa alle transazioni sui mercati dell'energia e non solamente, come per i corrispettivi di non arbitraggio (di valore unitario equivalente alla componente perequativa) all'energia sottesa allo sbilanciamento, alle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e alle attivazioni per le modulazioni straordinarie<sup>13</sup>. Di contro, in zone con prezzo zonale superiore al PUN Index GME aumenterebbe l'esposizione verso GME, mentre si ridurrebbe l'esposizione verso Terna.

*2.c.4 Equivalenza, dal punto di vista economico per un BRP, tra la componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima e la componente perequativa sull'energia prelevata*

- 2.31 Dal punto di vista economico, per ciascun BRP che sia anche operatore di mercato l'applicazione di una componente perequativa sull'energia prelevata è analoga alla somma della componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima e del corrispettivo di non arbitraggio. Infatti, mentre nel caso di utilizzo della componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima i corrispettivi di non arbitraggio devono essere mantenuti (come attualmente applicati, salvo l'utilizzo del PUN Index GME in luogo dell'odierno PUN), nel caso di utilizzo della componente perequativa sull'energia prelevata i corrispettivi di non arbitraggio non trovano più applicazione in quanto assorbiti dalla componente perequativa medesima.
- 2.32 In assenza di movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e di attivazioni per il servizio di modulazione straordinaria,

---

<sup>13</sup> L'esposizione rispetto ai corrispettivi di compensazione non cambia perché la compensazione a prezzo zonale è riallineata al PUN Index GME dalla componente perequativa.

l'energia complessivamente prelevata da tutte le unità di consumo è infatti pari alla somma del programma base (a sua volta coincidente con l'energia acquistata sui mercati del giorno prima e infragiornaliero<sup>14</sup>) e dello sbilanciamento attribuito all'unità. La componente perequativa sull'energia prelevata riallinea, quindi, al PUN Index GME sia le transazioni sul mercato del giorno prima sia le transazioni sul mercato infragiornaliero e gli sbilanciamenti. Nel caso, invece, di applicazione della componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima, le transazioni sul mercato del giorno prima sarebbero allineate al PUN Index GME dalla componente perequativa medesima, mentre le transazioni sul mercato infragiornaliero e gli sbilanciamenti sarebbero allineati al PUN Index GME dal corrispettivo di non arbitraggio.

- 2.33 La presenza di movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e di attivazioni per il servizio di modulazione straordinaria non altera l'equivalenza. L'energia sottesa a tali modulazioni rientra nel calcolo dell'energia effettivamente prelevata. Pertanto, tale energia è compensata tra BRP e BSP al prezzo zonale e riallineata al PUN Index GME dalla componente perequativa sull'energia prelevata; invece, nel caso di applicazione della componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima, l'energia sottesa a tali modulazioni verrebbe direttamente compensata tra BRP e BSP al PUN Index GME.
- 2.34 In caso in cui i ruoli di operatore di mercato e BRP siano svolti da soggetti differenti<sup>15</sup>, l'equivalenza rimarrebbe valida con riferimento all'insieme delle partite economiche di competenza dei due soggetti, mentre la ripartizione delle partite fra i due soggetti cambierebbe a seconda delle modalità di applicazione della componente perequativa. In particolare, con una componente perequativa applicata all'energia prelevata, il BRP risulterebbe esposto a maggiori oneri in zone a prezzo zonale inferiore al PUN Index GME (componente perequativa a debito per il BRP) e a minori oneri in zone a prezzo zonale superiore al PUN Index GME (componente perequativa a credito per il BRP).

#### *2.c.5 Prime valutazioni sulle opzioni descritte*

- 2.35 L'Autorità ritiene l'opzione i), cioè la componente perequativa applicata agli acquisti sul mercato del giorno prima, preferibile in quanto consente di mantenere immutato il quadro regolatorio, al netto dell'utilizzo del PUN Index GME al posto del PUN, non alterando l'equilibrio fra le partite economiche fra gli operatori di mercato e GME e le partite economiche fra i BRP e Terna. In questo modo il PUN Index GME continuerebbe a essere il riferimento naturale per l'acquisto

---

<sup>14</sup> Il TIDE consente ai BRP flessibilità nella programmazione delle proprie unità, purchè la somma dei programmi sia identica alla posizione netta in prelievo dei BRP.

<sup>15</sup> Il TIDE, come già oggi la deliberazione 111/06, consentono ad un BRP di partecipare ai mercati del GME direttamente o tramite l'interposizione di terzi.

dell'energia elettrica all'ingrosso: ciò comporterebbe vantaggi anche sul mercato retail, come evidenziato nel Capitolo 3.

- 2.36 L'opzione ii), cioè la componente applicata all'energia prelevata, pur assorbendo i corrispettivi di non arbitraggio e allineando i prezzi di compensazione per le unità di immissione e le unità di prelievo (il che comporterebbe una semplificazione amministrativa rispetto all'opzione i)), modificherebbe gli esborsi e le partite economiche regolate da Terna e GME richiedendo aggiornamenti ai sistemi informatici e all'ammontare delle garanzie. Inoltre, aspetto forse ancor più rilevante, le garanzie prestate nei confronti di GME coprono l'intera esposizione degli operatori di mercato, mentre per Terna, in presenza di specifici requisiti in termini di onorabilità dei pagamenti, l'esposizione ammessa è pari al doppio della garanzia. Con l'opzione ii), di fatto, corrispettivi oggi gestiti con GME (e quindi interamente coperti dalla relativa garanzia), passerebbero a essere gestiti con Terna (e quindi coperti solo parzialmente): ne risulterebbe un aggravio di rischio per il sistema.
- 2.37 La componente applicata all'energia prelevata altererebbe altresì gli equilibri esistenti fra i ruoli di operatore di mercato e BRP che, sia allo stato attuale sia nell'ambito del TIDE, possono essere svolti da soggetti diversi: in particolare il BRP si ritroverebbe a versare la componente perequativa anche su volumi (gli acquisti sui mercati dell'energia) di competenza degli operatori di mercato; l'operatore di mercato dovrebbe, invece, regolare il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto anche sui portafogli zonali di prelievo, con un ammontare economico che sarebbe poi compensato dalla componente perequativa<sup>16</sup> che, tuttavia, sarebbe liquidata al BRP.

---

<sup>16</sup> In una zona a prezzo zonale superiore al PUN Index, l'operatore di mercato titolare di un portafoglio zonale di prelievo sarebbe chiamato a corrispondere come corrispettivo di assegnazione di capacità di trasporto la differenza, positiva, fra il prezzo zonale e il PUN. In sede di applicazione della componente perequativa la medesima differenza viene riaccreditata al relativo BRP. Nelle zone a prezzo zonale inferiore al PUN Index, l'operatore di mercato riceverebbe il corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto, mentre il BRP corrisponderebbe la componente perequativa.

- Q.1 *Si condividono le valutazioni dell’Autorità in merito all’applicazione della componente perequativa sugli acquisti sul mercato del giorno prima? Se no, perché?*
- Q.2 *Si condivide l’intenzione di non prevedere side payment nel caso di componente compensativa applicata agli acquisti sul mercato del giorno prima? Se no, perché?*

**2.d L’assegnazione di diritti a termine sulla capacità di trasporto tra le zone di mercato**

- 2.38 La deliberazione 205/04 ha introdotto le coperture del costo di congestione (CCC), assegnate tramite aste implicite e basate sulla differenza fra il PUN e il prezzo zonale.
- 2.39 Con il superamento del PUN, si prevede di definire le medesime coperture utilizzando il PUN Index GME in luogo del PUN e lasciando inalterati tutti gli altri aspetti del meccanismo.

Q.3 *Si condividono le valutazioni dell’Autorità? Se no, perché?*

**2.e Il conguaglio load profiling e il conguaglio relativo alla profilazione convenzionale per l’illuminazione pubblica**

- 2.40 Le partite economiche relative ai conguagli *load profiling* e per la profilazione convenzionale relativa all’illuminazione pubblica sono regolate a un prezzo medio pari alla somma del PUN, in quanto prezzo di acquisto dell’energia sul mercato del giorno prima, e dei corrispettivi di dispacciamento relativi all’energia prelevata.
- 2.41 Dall’1 gennaio 2025 detti conguagli dovranno essere regolati utilizzando il PUN Index GME al posto del PUN.

Q.4 *Si condividono le valutazioni dell’Autorità in merito al conguaglio load profiling e al conguaglio per la profilazione convenzionale relativa all’illuminazione pubblica? Se no, perché?*

**3 Il superamento del PUN nel mercato elettrico retail**

**3.a Il PUN nel mercato retail**

- 3.1 Il PUN sul mercato *retail* è utilizzato sia per quanto concerne i servizi di ultima istanza che il mercato libero. In particolare, il PUN rileva:

- (a) nell'ambito dei servizi di ultima istanza (maggior tutela, servizio a tutele graduali e servizio di salvaguardia) ai fini della determinazione dei corrispettivi applicati ai clienti finali, la cui regolazione è in capo all'Autorità;
  - (b) nell'ambito delle offerte PLACET a prezzo variabile, la cui struttura dei corrispettivi è definita dall'Autorità;
  - (c) nel mercato libero, laddove il contratto in essere tra venditore e cliente finale utilizzi il PUN (o una formula a esso collegata) quale indice di prezzo.
- 3.2 Come anticipato al precedente punto, nei servizi di ultima istanza il PUN a oggi è rilevante per la definizione dei corrispettivi applicati ai clienti finali, normati dall'Autorità, in quanto le componenti del prezzo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica sono definite sulla base del valore (atteso o consuntivo, a seconda del servizio considerato) del PUN, così da trasferire al cliente finale un segnale di prezzo associato al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso.
- 3.3 In particolare, nell'ambito del servizio di maggior tutela, l'Autorità determina l'elemento *PE*, a copertura dei costi sostenuti da Acquirente unico nei mercati a pronti per l'acquisto di energia elettrica, a partire dalla stima del valore atteso del PUN medio per il trimestre di applicazione.
- 3.4 Con riferimento al servizio a tutele graduali destinato, rispettivamente, alle piccole imprese, alle microimprese e ai clienti domestici non vulnerabili, il TIV prevede l'applicazione ai clienti finali, tra le altre cose, di un corrispettivo a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso (*C<sub>EL</sub>*, *C<sub>ELM</sub>*, *C<sub>ELD</sub>*), determinato sulla base del valore consuntivo (prezzo *ex post*) della media aritmetica mensile del PUN Index GME nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese.
- 3.5 Infine, nell'ambito del servizio di salvaguardia, i corrispettivi applicati al cliente finale sono determinati dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (oggi MASE) 23 novembre 2007. In base all'articolo 4 del citato decreto, all'esercente il servizio di salvaguardia è riconosciuto un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e dei costi di commercializzazione pari, per ciascuna fascia oraria, al prodotto tra l'energia elettrica rifornita, aumentata delle perdite di rete, e i corrispettivi unitari determinati come somma tra:
- a) la somma tra il valore del parametro offerto dall'esercente la salvaguardia nelle procedure concorsuali e il valore assunto dalla media aritmetica mensile dei prezzi di acquisto sul sistema delle offerte di cui al decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, nelle ore appartenenti alla fascia oraria del mese;
  - b) la somma dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dall'esercente la salvaguardia con riferimento ai punti di prelievo e relativi al servizio di dispacciamento, fatta eccezione per quelli relativi allo sbilanciamento effettivo

e al corrispettivo di non arbitraggio di cui agli articoli 40 e 41 della deliberazione dell'Autorità 111/2006.

**3.b Gli orientamenti dell'Autorità in merito al superamento del PUN per i servizi di maggior tutela e di ultima istanza**

- 3.6 A partire da gennaio 2025, pur con la rimozione del PUN sul mercato elettrico all'ingrosso, si intende continuare a mantenere l'unicità del segnale di prezzo della *commodity* energetica per tutti i clienti finali riforniti nell'ambito dei servizi di ultima istanza, quanto meno per un periodo transitorio, in coerenza con il percorso di gradualità indicato dallo stesso decreto 18 aprile 2024 e che sarà disciplinato dall'Autorità (cfr. capitolo 5).
- 3.7 A tal fine e nell'ipotesi in cui si aderisca all'opzione di intervento i) (che prevede l'applicazione della componente perequativa agli acquisti sul mercato del giorno prima), l'Autorità adeguerebbe i corrispettivi del servizio di maggior tutela e del servizio a tutele graduali, come nel seguito prospettato.
- 3.8 Nell'ambito del servizio di maggior tutela - che dall'1 luglio 2024 sarà erogato ai soli clienti domestici vulnerabili fino all'operatività del servizio di vulnerabilità di cui al decreto legislativo 210/21- l'Autorità determinerebbe trimestralmente l'elemento *PE*, in continuità con quanto avviene oggi, sulla base del valore atteso del PUN Index GME in luogo dell'attuale PUN. Conseguentemente il predetto PUN Index GME sarà altresì utilizzato da Acquirente unico per la determinazione della componente del prezzo di cessione applicato agli esercenti la maggior tutela relativa al costo di acquisto dell'energia elettrica di cui al comma 23.4, lettera a, del TIV.
- 3.9 Nell'ambito del servizio a tutele graduali destinato rispettivamente, alle piccole imprese, alle microimprese e ai clienti domestici non vulnerabili, gli esercenti determineranno i corrispettivi  $C_{EL}$ ,  $C_{ELM}$ ,  $C_{ELD}$  come media aritmetica mensile del PUN Index GME nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese, per punti di prelievo trattati per fasce od orari ai sensi del TIS, o nelle ore appartenenti a ciascun mese, per i punti di prelievo trattati monorari ai sensi del TIS.
- 3.10 Per quanto riguarda il servizio di salvaguardia, occorrerà una modifica delle disposizioni del citato decreto 23 novembre 2007 disciplinanti i corrispettivi da applicare nell'ambito di detto servizio così da allinearne il contenuto sia in relazione al superamento del PUN, oggetto del presente documento di consultazione, sia alla regolazione del servizio di dispacciamento, che come già ricordato, dall'1 gennaio 2025 confluirà nel TIDE. Tale modifica dovrà peraltro intervenire prima dello svolgimento delle prossime procedure concorsuali, che avranno luogo nella seconda metà del 2024, così da poterle recepire nella regolazione dell'Autorità, prima dell'esecuzione delle stesse.
- 3.11 Anche in questo caso, in coerenza con gli altri servizi di ultima istanza destinati ai clienti di minori dimensioni (BT altri usi e domestici), i clienti riforniti nel servizio

di salvaguardia dovrebbero continuare a pagare un prezzo pari alla media aritmetica mensile del PUN Index GME nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese.

- 3.12 Da ultimo, per quanto attiene alla regolazione dell'Autorità, coerentemente con quanto fin qui illustrato, si intende adeguare anche la formula di indicizzazione delle offerte PLACET a prezzo variabile, attualmente basata sui valori consuntivi mensili del PUN, prevedendo che il  $P\_ING_M$  sia determinato come valore medio aritmetico mensile del PUN Index GME così come determinato dal GME, eventualmente differenziato per fasce e pubblicato sul sito internet dell'Autorità.
- 3.13 Stante quanto sopra, occorre precisare che qualora si aderisse invece all'opzione ii) -che prevede l'applicazione della componente perequativa all'energia elettrica prelevata da ciascun BRP- occorrerebbe valutare le modalità con cui permettere il trasferimento al cliente di un segnale di prezzo equivalente a quello dell'attuale PUN, in considerazione del fatto che il prezzo zonale e la componente perequativa sarebbero fatturati da soggetti diversi (GME e Terna) a soggetti potenzialmente diversi (operatori di mercato e BRP).

**3.c Gli orientamenti dell'Autorità in merito al superamento del PUN sul mercato libero**

- 3.14 Per quanto concerne il mercato libero, i contratti che a oggi prevedono un corrispettivo a copertura dei costi di acquisto dell'energia indicizzato al PUN potranno trovare dall'1 gennaio 2025 analogo riferimento nel PUN Index GME (già oggi pari al PUN e dall'1 gennaio 2025 calcolato a consuntivo in continuità con il PUN). Pertanto, nell'ipotesi di implementazione dell'opzione i), per continuare a trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo equivalente a quello attuale, per i venditori sarà sufficiente sostituire il riferimento al PUN con un riferimento al PUN Index GME.
- 3.15 Di converso, nel caso di eventuale implementazione dell'opzione ii), nel mercato libero potrebbe emergere l'esigenza di dare evidenza al prezzo zonale (al posto del PUN) in modo distinto rispetto alla componente perequativa (che rappresenterebbe, di fatto, un nuovo corrispettivo non previsto originariamente dal contratto).
- 3.16 Poiché negli scenari sopra descritti, entrambe le opzioni permetterebbero al venditore di proseguire a trasferire al cliente finale un segnale di prezzo del tutto analogo a quello dell'attuale PUN e considerato che la sostituzione del PUN con un nuovo indice di riferimento non rientra nella discrezionalità dei venditori ma è dettata da un'evoluzione normativa e regolatoria, si ritiene sufficiente che il venditore informi i clienti interessati in merito alle modifiche contrattuali intervenute nella prima bolletta in cui queste trovano applicazione. Simile informativa troverebbe applicazione anche con riferimento ai contratti in corso di esecuzione aventi a oggetto offerte PLACET a prezzo variabile.

- 3.17 Qualora, diversamente, il venditore decida di utilizzare, a partire dal 1° gennaio 2025, una modalità di indicizzazione differente o di modificare la struttura di prezzo (ad esempio, da variabile a fisso), dovrà informare il cliente finale con le modalità e le tempistiche previste dall'articolo 13, comma 1, del Codice di condotta commerciale, che disciplina gli obblighi informativi dei venditori in caso di variazioni unilaterali.
- 3.18 Da ultimo si evidenzia che la rimozione del PUN avrà delle ricadute anche sugli strumenti informativi attualmente a disposizione dei clienti finali per effettuare i confronti tra le offerte, in particolare sul Portale Offerte, i cui eventuali adeguamenti verranno automaticamente recepiti nelle istruzioni di compilazione della Scheda sintetica di cui all'Allegato 1 del Codice di condotta commerciale.
- 3.19 Anche in questo caso, l'eventuale implementazione dell'opzione i) risulterà meno impattante sui predetti strumenti, dal momento che, come indicato sopra, sarà possibile calcolare la spesa annua delle offerte oggi indicizzate a PUN, ricorrendo al PUN Index GME.
- 3.20 Diversamente, l'implementazione dell'opzione ii) comporterebbe una modifica dei tracciati di caricamento delle condizioni economiche delle offerte pubblicate nel Portale Offerte per permettere ai venditori l'inserimento dell'eventuale componente perequativa da applicare al cliente finale, ove questa sia prevista dal contratto. Inoltre, anche per il calcolo della spesa stimata annua delle offerte a prezzo variabile, potrebbe essere necessario apportare dei correttivi nel caso in cui si facesse riferimento ai prezzi zonal, in luogo del PUN, con la conseguente modifica dell'algoritmo di calcolo del Portale Offerte.

#### **3.d Prime valutazioni sulle opzioni descritte**

- 3.21 Alla luce di quanto sopra, si ritiene che l'applicazione della componente perequativa agli acquisti sul mercato del giorno prima (opzione i)), risulti preferibile, oltre che per i motivi connessi alla regolazione del mercato all'ingrosso richiamati nel Capitolo 2 anche sotto il profilo degli impatti attesi sul mercato al dettaglio. Infatti, come illustrato ai precedenti punti, nello scenario in questione, sarebbe più agevole trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo associato alla *commodity* energetica equivalente al PUN, sia nell'ambito dei servizi regolati dall'Autorità sia nell'ambito dei contratti di mercato libero, minimizzando gli interventi a tal fine necessari.

- Q.5 *Si condividono le proposte di intervento sui corrispettivi dei servizi di ultima istanza? Motivare la risposta.*
- Q.6 *Si condivide la proposta di modifica della struttura delle condizioni economiche delle offerte PLACET a prezzo variabile? Motivare la risposta.*
- Q.7 *Si concorda con la proposta di inserire un'informativa nella prima bolletta di applicazione in merito all'eventuale sostituzione del PUN con il PUN index per i contratti di mercato libero in corso d'esecuzione? Motivare la risposta.*
- Q.8 *Vi sono ulteriori elementi da segnalare anche con riferimento ai contratti del mercato libero e/o agli attuali strumenti di confronto? Motivare la risposta.*

## **4 L'ulteriore ricognizione**

### **4.a La prescrizione biennale**

- 4.1 La deliberazione 604/2021/R/eel prevede l'utilizzo del PUN:
- a) ai fini della quantificazione delle compensazioni degli importi relativi al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica fatturati dall'utente richiedente ai clienti finali e non riscossi per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 4, della Legge di Bilancio 2018;
  - b) nell'ambito degli incentivi da corrispondere alle imprese distributrici per la minimizzazione delle rettifiche pluriennali.
- 4.2 In entrambi i casi il PUN è stato scelto in quanto prezzo di riferimento dell'energia acquistata sul mercato elettrico all'ingrosso. Per tale motivo l'Autorità non vede criticità nell'utilizzare il PUN Index GME al posto del PUN. A tale indice, come previsto dalla deliberazione 604/2021/R/eel, andrebbe sommato il valor medio annuo dei corrispettivi di dispacciamento.

### **4.b Valorizzazione dell'energia elettrica nell'ambito di regimi commerciali speciali o delle isole non interconnesse**

- 4.3 Il PUN è utilizzato come prezzo di riferimento per l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti connessi alle reti di isole non interconnesse e come prezzo di riferimento per l'energia prelevata nell'ambito del meccanismo di scambio sul posto.
- 4.4 Per lo scambio sul posto, trattandosi di prelievi di energia, il PUN potrà essere sostituito dal PUN Index GME.
- 4.5 Per quanto riguarda, invece, gli impianti connessi alle reti di isole non interconnesse, l'Autorità sta predisponendo la regolazione definitiva a seguito delle

indicazioni raccolte in esito al documento per la consultazione 322/2019/R/eel: si rimanda, pertanto, a tale successivo provvedimento.

#### **4.c La regolazione delle infrastrutture**

- 4.6 La regolazione tariffaria fa riferimento al livello medio del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ai fini della valorizzazione delle perdite di rete per la quantificazione della quota dei ricavi derivanti dai corrispettivi per l'energia reattiva da lasciare a ciascuna impresa distributrice. IL PUN Index GME appare anche in questo caso la migliore soluzione in luogo del PUN. Differenziare a livello zonale corrispettivi di entità modesta quale quelli in essere appare, infatti, un inutile aggravio amministrativo.
- 4.7 Anche ai fini dei piani di investimento si fa riferimento a un generico prezzo medio MGP previsto pluri-zona: tale riferimento è sufficientemente generico e può rimanere immutato in quanto tale prezzo medio può essere comunque determinato a partire dai prezzi zonali.

*Q.9 Si condividono le valutazioni dell'Autorità in merito all'utilizzo del PUN Index GME nell'ambito degli aspetti sopra citati relativi alla prescrizione biennale, alla valorizzazione dell'energia in regimi speciali e sulle isole non interconnesse e alla regolazione tariffaria delle infrastrutture? Se no, perché?*

### **5 Il superamento del meccanismo di perequazione – primi orientamenti**

- 5.1 Il superamento graduale del meccanismo di perequazione ai sensi del decreto 18 aprile 2024 potrà iniziare solamente dal 2026 e con almeno 12 mesi di preavviso. Definire i criteri di tale superamento è un'attività complessa che richiede di bilanciare diverse esigenze per tenere conto, come indicato dal decreto 18 aprile 2024, del contributo alla flessibilità e all'efficienza del sistema da parte delle diverse categorie di clienti finali, nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza per tali tipologie. L'Autorità intende avviare uno specifico procedimento in merito, al fine di assicurare una ampia partecipazione degli operatori al processo decisionale.
- 5.2 A titolo di esempio, sono riportate nel seguito alcune possibili ipotesi sulle quali l'Autorità ha iniziato ad avviare alcune preliminari riflessioni.
- 5.3 Una prima soluzione potrebbe vedere il superamento del meccanismo di perequazione per i clienti finali che scelgono di abilitarsi alla fornitura dei servizi ancillari globali nell'ambito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. In tal caso, la richiesta di abilitazione comporterebbe l'automatica esclusione dal meccanismo di perequazione.

- 5.4 Questa eventuale scelta sarebbe motivata dal fatto che tali clienti dovrebbero essere sufficientemente in grado di rispondere al segnale di prezzo e di offrire flessibilità al sistema elettrico. Ciò sarebbe altresì avvalorato dal fatto che le offerte a salire e a scendere sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento hanno usualmente come riferimento il prezzo zonale<sup>17</sup>, per cui il venir meno dell'applicazione della componente perequativa allineerebbe le offerte a salire e a scendere di questi clienti alle offerte presentate dalle altre risorse abilitate, superando le differenze di natura merceologica che sono oggi alla base dei corrispettivi di non arbitraggio.
- 5.5 Una tale scelta implicherebbe alcune limitate modifiche alla disciplina del dispacciamento di cui al TIDE (relative alla composizione dei portafogli zonali e alla gestione della programmazione sulla piattaforma di nomina).
- 5.6 In alternativa, il superamento graduale del meccanismo di perequazione potrebbe avere inizio da determinate classi di clienti finali (ad esempio, sulla base del livello di tensione della rete a cui sono connessi oppure sulla base della tipologia di cliente, distinguendo i clienti industriali da quelli domestici). Tale eventuale scelta richiederebbe significative modifiche alla regolazione del dispacciamento e al servizio di aggregazione delle misure del Sistema Informativo Integrato, in quanto dovrebbero essere costituite unità virtuali zonali apposite distinte per livello di tensione e/o tipologia di cliente.

*Q.10 Quali potrebbero essere ulteriori elementi preliminari da considerare ai fini del superamento del meccanismo di perequazione?*

---

<sup>17</sup> Le offerte a salire sono usualmente a prezzo superiore al prezzo zonale e le offerte a scendere a prezzo inferiore al prezzo zonale.