

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**174/2025/R/EEL**

**REVISIONE DEL VALORE DI RIDUZIONE DELLA FRAZIONE  
DEL GAR, RELATIVA AGLI ONERI GENERALI DEL SISTEMA  
ELETTRICO, AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE  
DELL'AUTORITÀ 268/2015/R/EEL**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 15 aprile 2025, 171/2025/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

*15 aprile 2025*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 171/2025/R/eel per l'adozione di provvedimenti in materia di quantificazione della garanzia che gli utenti del trasporto (venditori) sono tenuti a prestare alle imprese distributrici, con riferimento agli Oneri Generali di Sistema, ai sensi del Codice di rete Tipo per il servizio di Trasporto dell'Energia elettrica (di seguito: CTTE). In particolare, la deliberazione 32/2021/R/eel, nel confermare la disciplina transitoria introdotta con la deliberazione 109/2017/R/eel, ha disposto che il valore di unpaid ratio utilizzato per la valorizzazione della frazione del GAR relativo agli Oneri Generali di Sistema (di seguito: OGdS) sia rivisto con cadenza periodica dall'Autorità.*

*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 o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) entro il **15 maggio 2025**.*

*Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.*

*Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.*

*I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.*

*In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Servizi di sistema e Monitoraggio Energia (DSME)  
Unità TON, Trasparenza e Oneri**

*Piazza Cavour, 5 - 20121 - Milano*

**tel. 02.655.65.396**

**e-mail: [servizi\\_sistema@arera.it](mailto:servizi_sistema@arera.it)**

**PEC: [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. 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.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it), oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

#### **2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento**

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

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

I dati personali indicati 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.

#### **4. Tempi di conservazione**

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

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

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o 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. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

## **6. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

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. Introduzione .....</b>	<b>7</b>
<b>2. La disciplina delle garanzie nel rapporto tra distributori e utenti del trasporto (Venditori): elementi di contesto .....</b>	<b>9</b>
<b>3. <i>Unpaid ratio</i>: orientamenti dell’Autorità.....</b>	<b>10</b>
<b>4. Tempistiche di implementazione .....</b>	<b>12</b>

## 1. Introduzione

- 1.1 Con la deliberazione 612/2013/R/EEL, l’Autorità ha dato seguito al procedimento finalizzato all’introduzione di un apposito *Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell’energia elettrica* volto ad assicurare l’omogeneità e l’uniformità del contenuto delle condizioni generali di contratto praticate dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto (venditori). A seguito di un ampio processo di consultazione, con la deliberazione 268/2015/R/EEL l’Autorità ha quindi adottato il Codice di rete tipo di trasporto dell’energia elettrica (di seguito: CTTE) che disciplina le condizioni generali del contratto di trasporto praticate dalle imprese distributrici verso gli utenti del trasporto. Il Codice è intervenuto, tra le altre, disciplinando la tipologia delle garanzie ammesse, nonché la quantificazione delle garanzie richieste confermando, così come anticipato con la deliberazione 612/2013/R/EEL, che nel computo degli importi da garantire da parte degli utenti del trasporto, siano inclusi anche gli oneri generali del sistema elettrico (di seguito: OGdS).
- 1.2 Quanto sopra rispettava l’assetto legislativo definito dall’articolo 3, commi 10 e 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99) che ha istituito gli OGdS, configurandoli come un adeguamento del corrispettivo di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica.
- 1.3 Tuttavia, come noto, a seguito di un ampio e articolato contenzioso promosso da alcuni *traders* contro il CTTE, in particolare contro la richiamata disciplina delle garanzie, il giudice amministrativo, con diverse sentenze<sup>1</sup>, ha annullato in parte detta disciplina ritenendo che la sopravvenuta disposizione di cui all’art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (convertito con legge 7 agosto 2012, n. 134 – di seguito: decreto-legge 83/2012) avesse innovato il richiamato assetto legislativo, individuando il soggetto obbligato al versamento degli OGdS non più nell’utente della rete, ma nel cliente finale. Peraltro, il medesimo giudice ha anche chiarito che una tale modifica non ha inciso sulle modalità di esazioni del gettito, con la conseguenza che:
- la regolazione dell’Autorità in tema di garanzie relative al contratto di trasporto dell’energia elettrica non può far gravare sul relativo utente del servizio inadempimenti e rischi in relazione alla quota degli OGdS che non siano stati in grado di riscuotere presso i propri clienti, avendo però titolo l’Autorità di definire garanzie a copertura di *“prestazioni dovute da parte dei venditori, tra le quali rientra [...] l’obbligo di versamento ai distributori degli [OGdS] che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali”*;

---

<sup>1</sup> Cfr. Consiglio di Stato, Sez. VI, sent. 24 maggio 2016, n. 2182; Tar Lombardia, Sez. II, sent. 31 gennaio 2017, nn. 237, 238, 243, 244; Consiglio di Stato, Sez. II, sent. 30 novembre 2017, nn. 5619, 5620. Cfr. anche Consiglio di Stato, Sez. II, sent. 24 maggio 2022, n. 4127.

- l'utente del trasporto resta invece responsabile dell'esazione degli OGdS, in quanto è *“soltanto con il venditore che il cliente finale intrattiene rapporti e non con il distributore”* e, soprattutto, è il decreto legislativo 79/99 (che in tale aspetto non è stato innovato dal decreto-legge 83/2012) che *“stabilisce che gli [OGdS] siano inclusi nel corrispettivo da versarsi da parte degli operatori per l'accesso della rete”*; conseguentemente, il medesimo utente resta altresì obbligato a versare l'intero ammontare all'impresa distributrice degli OGdS fatturati, indipendentemente da quanto effettivamente incassato, come peraltro previsto dalla vigente regolazione tariffaria e dalle disposizioni del CTTE in tema di fatturazione (mai impugnate sotto questo aspetto).
- 1.4 Al fine di dare ottemperanza alle richiamate pronunce del giudice amministrativo l'Autorità ha perciò avviato, con la deliberazione 109/2017/R/EEL, un procedimento (poi esteso con la deliberazione 430/2018/R/EEL) per l'adozione d'una serie di misure, tra le quali, per quel che qui rileva, la determinazione dell'ammontare delle garanzie da prestare.
- 1.5 Già con la deliberazione d'avvio, peraltro, l'Autorità aveva definito una disciplina transitoria che adeguava l'ammontare delle garanzie che gli utenti del trasporto devono prestare alle imprese distributrici di energia elettrica, prevedendo che questo sia commisurato a un valore che rappresenti la miglior stima degli OGdS normalmente riscossi dagli operatori – ossia agli oneri c.d. incassabili. In particolare, ai fini della determinazione del c.d. parametro *GAR* (che individua la somma che l'utente è tenuto a prestare a garanzia), commisurato agli importi fatturati su due mensilità per il servizio di trasporto, degli OGdS, delle ulteriori componenti e delle imposte, fosse ridotto di una percentuale pari a 4,9% che corrispondeva alla stima in percentuale del tasso di mancato incasso a 24 mesi del fatturato (c.d. *unpaid ratio*).
- 1.6 Tale disciplina transitoria è stata successivamente resa definitiva con la deliberazione 32/2021/R/EEL che, a conclusione del procedimento, ha disposto, tra le altre cose, di confermare il valore di *unpaid ratio* precedentemente individuato come funzionale alla stima degli OGdS c.d. incassabili, (cfr. p.to 2 della deliberazione 23/2021/R/EEL). prevedendone al contempo un aggiornamento periodico.
- 1.7 Inoltre, sempre la deliberazione 32/2021/R/EEL ha altresì previsto (al p.to 3) che il valore del 4,9% sia *“aggiornato con cadenza biennale [...] in base all'andamento del valore dell'unpaid ratio nelle zone del Paese in cui la morosità si attesta su livelli mediamente più elevati”*. La deliberazione 171/2025/R/eel ha pertanto avviato un procedimento per un tale aggiornamento, nonché al fine di rivalutare i criteri impiegati per un tale aggiornamento, in modo tale da ricondurre a un valore del tasso di *unpaid* maggiormente rappresentativo di un operatore tipo di mercato della vendita di energia elettrica, controparte contrattuale del distributore.

- 1.8 Nel presente documento per la consultazione, pertanto, dopo avere sinteticamente riportato gli aspetti rilevanti della disciplina in tema di garanzie, sono evidenziati gli orientamenti dell’Autorità in tema di:
- definizione dei parametri per l’individuazione valore di *unpaid ratio* finalizzato alla riduzione dell’importo da garantire (di seguito anche: *GAR*) relativo alla quota parte degli OGdS che gli utenti del trasporto prestano alle imprese distributrici;
  - identificazione del valore di *unpaid ratio*;
  - tempistiche per l’implementazione.

## **2. La disciplina delle garanzie nel rapporto tra distributori e utenti del trasporto (Venditori): elementi di contesto**

- 2.1 L’esposizione dell’impresa distributtrice di energia elettrica è la valorizzazione economica dei corrispettivi per i servizi di rete, degli OGdS, delle ulteriori componenti e delle imposte, per il servizio che l’utente del trasporto può ricevere, foss’anche insolvente, in conseguenza del contratto concluso tra le parti.
- 2.2 Al fine di non ingenerare costi a carico del sistema, l’utente del trasporto è quindi tenuto a prestare al distributore, per poter accedere alla rete e garantire il servizio di fornitura ai suoi clienti, una idonea garanzia commisurata all’esposizione che l’impresa distributtrice<sup>2</sup> si trova a dover sostenere a seguito dell’accesso. Il CTTE contempla due tipologie di garanzie:
- garanzie c.d. tradizionali, ossia garanzie prestate nella forma di fideiussione bancaria o assicurativa ovvero di deposito cauzionale infruttifero;
  - garanzie c.d. reputazionali, ossia garanzie prestate nella forma di *rating* creditizio o di *parent company guarantee* da parte della società controllante cui può accedervi l’utente che risulti regolare nei pagamenti per un periodo di sei mesi consecutivi.
- 2.3 Il valore del *GAR* nel caso di ricorso alle forme di garanzia tradizionali, nonché alla *parent company guarantee*, è definito pari alla stima del totale dei corrispettivi di due mesi di erogazione del servizio per ciascuno dei punti di prelievo contenuti nel contratto di trasporto ridotto di una percentuale pari 4,9% - relativamente alla sola frazione inerente agli OGdS. Tale riduzione, come detto, è stata determinata quale stima degli OGdS normalmente non riscossi dalla deliberazione 32/2021/R/EEL adottata nell’ambito del

---

<sup>2</sup> Il CTTE dispone che nonostante l’esposizione massima dell’impresa distributtrice sia pari a poco meno di 4 mesi di erogazione del servizio, l’ammontare del parametro *GAR* sia pari alla stima di 2 mesi di erogazione del servizio per i punti di prelievo contenuti nel contratto di trasporto dell’utente.

procedimento di ottemperanza alle statuizioni del giudice amministrativo. La decurtazione dal fatturato di tale valore è stata individuata al fine di rappresentare la miglior stima degli OGdS normalmente riscossi dagli operatori. Tale definizione è stata adottata al fine di riuscire a rendere attuabile la prestazione in anticipo di una garanzia per un'obbligazione di pagamento il cui importo dipendeva da quanto, dopo la fatturazione, il venditore riusciva effettivamente a incassare dai propri clienti. Anche il giudice amministrativo, al riguardo, ha ritenuto ragionevole tale disciplina, in quanto, appunto, *“consente di conciliare la mera determinabilità del credito garantito, poiché dipendente da quanto, dopo la fatturazione, il venditore riesce a incassare dai propri clienti, con l'esigenza di circoscrivere la garanzia a quelli che sono i crediti propri dei venditori per gli oneri riscossi e non versati al distributore”*.

### **3. Unpaid ratio: orientamenti dell'Autorità**

- 3.1 Al fine di valutare l'evoluzione del fenomeno della morosità dei clienti finali e i conseguenti impatti sui costi della vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale, l'allora *Direzione Mercati Retail e Tutele dei consumatori di energia* dell'Autorità aveva avviato, in via sperimentale sugli esercenti la vendita con oltre 100.000 punti serviti, una raccolta dati in merito ai tassi di mancato incasso del fatturato in scadenza in ciascun mese del 2022.
- 3.2 Successivamente, con la determinazione 20 dicembre 2022 12/2022 – DMRT, al fine di rendere strutturale la valutazione dell'evoluzione del fenomeno complessivo della morosità dei clienti finali, la raccolta è stata inserita nel più ampio contesto del monitoraggio *retail* in quanto finalizzata, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo 11 giugno 2011, n.93, a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso, tra l'altro, il fenomeno della morosità. È stato altresì stabilito che gli obblighi informativi afferenti alla raccolta dati sulla curva di incasso siano ampliati fino a 24 mesi dalla data di scadenza del fatturato, mantenendo la richiesta a decorrere dal fatturato in scadenza in ciascun mese a partire da gennaio 2022.
- 3.3 Nell'ambito di tale raccolta periodica è stato quindi disposto che i venditori - soggetti obbligati per il monitoraggio *retail* ai sensi del TIMR<sup>3</sup> - comunicino all'Autorità, tra le altre, per la vendita di energia elettrica, tra i clienti titolari di punti di prelievo per ciascuna tipologia di cui al comma 2.3 del TIV<sup>4</sup>:
  - il fatturato in scadenza di pagamento nel mese m;

<sup>3</sup> Deliberazione dell'Autorità 3 novembre 2011, ARG/com 151/11 e s.m.i.

<sup>4</sup> Punti di prelievo in bassa tensione nella titolarità di clienti finali domestici, in bassa tensione per l'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi, in media tensione per l'illuminazione pubblica, in media tensione per altri usi, in alta e altissima tensione.

- gli incassi oltre la data di scadenza per ciascun mese successivo a  $m$  ovvero la parte degli importi che risulta incassata entro la fine di ciascun mese successivo a quello di scadenza dei termini di pagamento indicati in fattura, fino al ventiquattresimo mese successivo (da  $m+1$  a  $m+24$ ).

3.4 La tabella che segue riporta, con esclusivo riferimento al mercato libero, i primi dati raccolti relativi all'incasso a 24 mesi – ovvero, per complemento, il valore di *unpaid ratio* derivante dai mancati incassi decorsi 24 mesi dalla data di scadenza della bolletta rispetto al fatturato; tali dati prendono a riferimento il fatturato di ogni mese scaduto nell'anno 2022 rispetto all'incasso dello stesso decorsi 24 mesi dalla scadenza (ovvero nei rispettivi 12 mesi dell'anno 2024) suddiviso per tipologia di cliente finale (domestico, bassa tensione altri usi, media tensione).

<b>Tasso di incasso a 24 mesi (media aritmetica fatturato in scadenza anno 2022)</b>		
Domestico	Bassa tensione altri usi	Media tensione
<b>98,8%</b>	<b>97,7%</b>	<b>98,5%</b>

- 3.5 I valori di *unpaid ratio* suddivisi per tipologia di clienti finali raccolti dall'Autorità dall'anno 2022 permettono di superare le limitazioni dei precedenti parametri introdotti dapprima con la deliberazione 109/2017/R/EEL e poi confermati con la deliberazione 32/2021/R/EEL; infatti, il dato di *unpaid ratio* pari a 4,9% era riferibile solo ai clienti alimentati in bassa tensione non domestici – provenendo dalle raccolte dei dati funzionali alla definizione dei prezzi e delle componenti relative all'attività di commercializzazione del servizio di vendita di energia elettrica - e solo nelle regioni del Centro Sud del Paese. Tale valore quindi, adottato transitoriamente e in via prudenziale, non risulta essere pienamente rappresentativo nel sistema di garanzie stabilito degli OGDs "incassabili" su tutto il territorio nazionale e non è suddiviso in base alla tensione di alimentazione dei clienti finali.
- 3.6 Pertanto, è orientamento dell'Autorità superare le modalità di rilevazione del tasso di *unpaid* individuate dalla deliberazione 32/2021/R/EEL e fare invece riferimento ai tassi di mancato incasso a 24 mesi raccolti continuativamente dall'Autorità nell'ambito del più strutturato monitoraggio *retail* che altresì garantiscono una maggiore rappresentatività.
- 3.7 Cionondimeno, è orientamento dell'Autorità, prudenzialmente, ricavare il valore di riferimento dalla categoria di clienti che riporta tassi di mancato incasso più rilevanti a livello nazionale ovvero, secondo quanto indicato in tabella, prendendo, nello specifico caso, a riferimento il dato dei clienti finali

titolari di punti di prelievo alimentati in bassa tensione per usi diversi dai domestici pari al 2,3%.

- 3.8 Al contempo ci si attende che l'aggiornamento futuro dell'*unpaid ratio* cui sarebbe ricondotto il tasso di riduzione produrrà modifiche molto limitate - auspicabilmente in contrazione, seppur difficilmente potrà giungere ad annullarsi. L'Autorità, conseguentemente, ritiene di fissare all'interno della disciplina di quantificazione della garanzia del *Codice di Rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica* tale tasso così individuato non prevedendone più un aggiornamento periodico, ma solo una modifica qualora il contesto di riferimento facesse emergere dei valori di *unpaid ratio* del tutto non allineati con quanto prospettato nel presente documento per la consultazione.

*Spunti di consultazione*

*Q.1 Si ritiene sia condivisibile la scelta del valore pari a 2,3% di unpaid ratio quale parametro di decurtazione della stima dell'esposizione per la stima degli OGdS incassabili? Motivare la risposta*

*Q.2 Si condivide l'orientamento di aggiornare tale valore solo in presenza di mutamenti radicali che giustificano un intervento di regolazione?*

#### **4. Tempistiche di implementazione**

- 4.1 In considerazione delle tempistiche di controllo periodico delle garanzie, disposte dal CTTE con cadenza trimestrale ai sensi del par. 2.12 dell'Allegato B alla deliberazione 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL, l'Autorità ritiene che l'importo del parametro *GAR* possa essere adeguato in concomitanza all'aggiornamento periodico del 10 giorno lavorativo del mese di luglio 2025 ai sensi del par. 2.13 del CTTE. L'adeguamento della garanzia è infatti un processo oramai consolidato per gli operatori e la modifica del valore di *unpaid ratio* per la riduzione del *GAR* può andare ad assimilarsi alla prossima revisione periodica degli importi *GAR* già disciplinata.

*Spunti di consultazione*

*Q.3 Si concorda con le tempistiche proposte? Motivare la risposta*