



Relazione 274/2026/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI
E AMBIENTE

31 luglio 2026

INDICE

1	Prefazione	4
2	Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale	6
2.1.1	Principali novità nell'ambito della legislazione italiana	6
2.1.2	Regolamentazione e sviluppi nel mercato dell'energia elettrica	9
2.1.3	Regolamentazione e sviluppi nel mercato del gas naturale	20
2.1.4	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie	31
2.1.5	Attuazione del <i>Clean Energy Package</i>	34
3	Il mercato elettrico	36
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture	36
3.1.1	<i>Unbundling</i>	36
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione	36
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti	45
3.1.4	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti	49
3.1.5	Disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione	71
3.1.6	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica	80
3.1.7	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture	80
3.1.8	Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale	80
3.1.9	Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei	88
3.1.10	Regolamenti relativi a frontiere con paesi non appartenenti all'Unione Europea	94
3.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	95
3.2.1	Mercati all'ingrosso	95
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	101
3.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza	105
3.2.2	Mercato al dettaglio	108
3.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza	128
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	136

4	Il mercato del gas naturale.....	141
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	141
4.1.1	Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione.....	141
4.1.2	Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas.....	145
4.1.3	Tariffe per l'accesso alle infrastrutture gas.....	150
4.1.4	Qualità dei servizi infrastrutturali	157
4.1.5	Bilanciamento del sistema.....	164
4.1.6	Coordinamento internazionale.....	169
4.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	169
4.2.1	Mercati all'ingrosso	169
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	175
4.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	181
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	181
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	191
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	196
4.3	Sicurezza delle forniture.....	196
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie.....	197
5.1.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)	197
5.1.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)	198
5.1.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica	202
5.1.4	Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE	206
5.1.5	Strumenti a disposizione dei clienti finali.....	207
5.1.6	Accesso ai dati di consumo.....	211
5.1.7	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi	213

1 PREFAZIONE

Questo documento, redatto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea con cadenza annuale un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei compiti regolatori ai sensi degli articoli 59.1.i) e 78.1.i) rispettivamente delle direttive 2019/944/CE e (UE) 2024/1788. La struttura consolidata del rapporto è stata condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea, in modo che la situazione italiana illustrata nel presente documento sia di facile raffronto con gli analoghi rapporti degli altri Stati Membri.

Il Collegio, che si è insediato a inizio 2026, ha raccolto un bagaglio trentennale di esperienza e competenza nella regolazione dei mercati energetici, che si sostanzia in un quadro ormai consolidato di regole volte a tutelare i consumatori, a prevedere certezza e stabilità per le tariffe e agli investimenti necessari alla transizione e alla sicurezza energetica, ad assicurare il corretto funzionamento dei mercati all'ingrosso e al dettaglio in una prospettiva di sempre maggiore integrazione a livello europeo.

Le tensioni internazionali emerse negli ultimi anni, unitamente alla volatilità dei mercati all'ingrosso, hanno tuttavia evidenziato come la regolazione debba fronteggiare nuove e decisive sfide affinché gli obiettivi sopra richiamati possano essere conseguiti in maniera efficace e continuativa, soprattutto in termini di capacità tempestiva di risposta a situazioni di shock sui prezzi e sulla disponibilità delle risorse.

In quest'ottica emerge la preziosa collaborazione con le Istituzioni comunitarie e gli altri regolatori europei, resa strutturale e particolarmente sinergica in sede ACER.

Quello di fornire risposte strutturali alle crescenti complessità dei mercati all'ingrosso dell'energia è un aspetto di primaria rilevanza, e risulta a tal fine essenziale che la dimensione di queste risposte sia quella comunitaria. L'attenzione dell'Autorità per le attività di monitoraggio dei mercati e delle condotte degli operatori, anche in applicazione del REMIT, si colloca in quest'ottica, nell'ambito di una volontà precisa e coordinata tra Stati membri di proteggere i consumatori finali da manipolazioni sui mercati.

I sistemi energetici dei differenti Paesi risentono di diverse scelte tecnologiche e di disponibilità eterogenea di risorse, fattori che incidono sulla composizione del mix elettrico e che si riflettono in differenti strutture dei costi di generazione e relativi impatti sul sistema. Il comune interesse, in cui anche l'azione di ARERA si colloca, è comunque quello di far evolvere il disegno di mercato in modo tale da stimolare gli investimenti ritenuti prioritari e trasmettere ai consumatori segnali di prezzo trasparenti e affidabili, evitando sia distorsioni dei mercati sia oneri amministrativi impropri che ricadono sui costi finali.

Il contributo della capacità rinnovabile non programmabile, che sempre più spesso riesce a incidere sulla formazione dei prezzi di mercato, assieme al ruolo sinergico che gli accumuli possono giocare per favorire l'utilizzo di tale generazione nel momento di maggiore valorizzazione ed efficienza, con l'obiettivo di apportare benefici più solidi e strutturali sul livello dei prezzi all'ingrosso, sono le chiavi per consentire una convergenza tra le dimensioni della sostenibilità ambientale ed economica, oltre che di sicurezza degli approvvigionamenti. Sono opportunità per le quali la regolazione ha predisposto, e continuerà su questa strada, adeguamenti e innovazioni alla disciplina regolatoria volti ad abilitare lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e delle tecnologie di accumulo, in un quadro di concorrenza tra le diverse soluzioni e di responsabilizzazione per tutti i partecipanti ai mercati.

Tra le sfide da affrontare in considerazione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili c'è anche quello dell'adeguatezza a termine della capacità di generazione; il modello italiano già prevede la presenza di un mercato della capacità che, attraverso procedure concorsuali aperte a differenti tecnologie, contribuisce a mettere il sistema al riparo da eventuali rischi di sottoinvestimento. Si tratta di un meccanismo la cui utilità è stata riconosciuta a livello comunitario, e rispetto al quale l'Autorità intende contribuire, per gli aspetti di propria competenza, affinché sia ancora più efficace ed economicamente efficiente nel supportare l'efficientamento degli impianti.

La transizione energetica passa in maniera rilevante da infrastrutture che consentono di gestire un parco di generazione più eterogeneo nel funzionamento e diffuso nella localizzazione, e una domanda più attiva che si sposta verso tecnologie più sostenibili. Per tale ragione risulta cruciale il ruolo della regolazione nel promuovere, in un quadro di selezione degli investimenti ritenuti necessari e prioritari con una visione pluriennale e di utilità inter-settoriale, infrastrutture "a prova di futuro", in grado cioè di anticipare le esigenze prospettiche, in particolar modo in termini di flessibilità e resilienza a condizioni climatiche estreme.

Per tale ragione l'Autorità ha avviato la regolazione innovativa per obiettivi di spesa e servizio, strumento che dovrà promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle reti alla luce delle sfide future, mantenendo rigore nella verifica della spesa da sostenere e nella definizione degli obiettivi di efficienza degli investimenti e delle attività di gestione.

Infine, merita di essere richiamata la grande attenzione che l'Autorità ha rinnovato nei confronti dei consumatori finali, che costituiscono il centro di misurazione della qualità della regolazione dei mercati e dei servizi. Rafforzamento delle tutele anche in fase precontrattuale e del monitoraggio sul rispetto della regolazione, semplificazione nell'accesso alle informazioni e ai canali di protezione del consumatore, sviluppo di strumenti di comparazione delle offerte commerciali e di trasparenza delle bollette, sono tutti percorsi che anche nel 2025 sono stati al centro dell'attività di ARERA e saranno ulteriormente rafforzati e innovati nei prossimi anni.

Tali iniziative sono volte ad assicurare al consumatore tutele e diritti che trovano riscontro in un quadro di sana concorrenza tra fornitori di servizi che trasferisce ai consumatori un valore sempre più evidente, in termini economici e qualitativi. Le leve della regolazione sono essenziali a tal fine, e risultano ancora più efficaci attraverso il coordinamento delle iniziative e lo scambio delle buone pratiche in ambito comunitario, oltre che ovviamente nella definizione di regole comuni nell'ambito del percorso, dettato dalle Direttive, di integrazione dei mercati energetici.

Milano, 30 luglio 2026

IL PRESIDENTE

Nicola Dell'Acqua

2 PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

2.1.1 Principali novità nell'ambito della legislazione italiana

I principali provvedimenti legislativi che hanno interessato i settori energetici sono sintetizzati nel seguito, secondo – come di consueto – l'ordine cronologico.

Con la **legge 28 febbraio 2025, n. 20**, è stato approvato l'art. 8, che introduce misure urgenti per l'attuazione della riforma n. 4 del Capitolo *REPowerEU* del PNRR¹. La disposizione modifica l'art. 28 del decreto legislativo n. 199/21 in materia di *Power Purchase Agreement* (PPA) da fonti rinnovabili, prevedendo che un decreto ministeriale definisca modalità e condizioni per l'assunzione, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), del ruolo di garante di ultima istanza contro i rischi di inadempimento nei contratti di lungo termine. Il meccanismo dovrà operare secondo criteri di mercato e di contenimento dei rischi, nel limite di spesa di 45 milioni annui per il periodo 2025-2027. Sono inoltre demandati alla disciplina della piattaforma organizzata dei PPA i requisiti e gli obblighi di garanzia dei contraenti, nonché le misure in caso di inadempimento; all'Autorità spetta la definizione del corrispettivo per l'accesso alla garanzia.

Di particolare rilievo è la **legge 24 aprile 2025, n. 60**², che introduce misure urgenti in materia di agevolazioni tariffarie, tutela dei clienti vulnerabili, trasparenza delle offerte e rafforzamento dei poteri sanzionatori. La legge affida all'Autorità diversi compiti, tra cui il riconoscimento, per il 2025, del contributo straordinario di 200 euro ai clienti domestici con ISEE³ fino a 25.000 euro e la disciplina del futuro servizio di vulnerabilità elettrica, da avviare non prima della conclusione del servizio a tutele gradualità (31 marzo 2027). Nelle more, la fornitura ai clienti vulnerabili senza fornitore continuerà a essere garantita secondo condizioni definite dall'Autorità, anche tramite Acquirente unico. Sono inoltre previste tutele specifiche per i clienti vulnerabili, inclusa l'impignorabilità dell'unico immobile di proprietà in presenza di debiti energetici condominiali inferiori a 5.000 euro. La legge dispone anche l'azzeramento semestrale di una quota della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (*Asos*) applicata all'energia prelevata per i clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, nel limite delle risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Inoltre, la legge introduce strumenti per il monitoraggio dell'impatto dei costi energetici sulle imprese e assegna all'Autorità il compito di utilizzare tali informazioni per analizzare e monitorare l'impatto dei costi dell'energia, dei servizi regolati e degli oneri generali di sistema sulle diverse categorie di imprese e di informare periodicamente il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica degli esiti di detto monitoraggio.

Ulteriori disposizioni riguardano il disaccoppiamento della remunerazione di lungo termine della produzione rinnovabile dai prezzi del mercato a pronti, nonché l'assegnazione ad ARERA del compito

¹ Il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) è il programma di investimenti e riforme strutturali creato dal Governo italiano per rilanciare l'economia dopo la pandemia di COVID-19. È finanziato dall'Unione Europea attraverso il fondo *Next Generation EU*.

² Di conversione del decreto legge n. 19/25.

³ L'Indicatore della Situazione Economica Equivalente (ISEE) è lo strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie. Misura redditi, patrimonio (mobiliare e immobiliare) e composizione del nucleo familiare, ed è il requisito fondamentale per accedere a bonus, sussidi e servizi sociali agevolati.

di rafforzare la trasparenza e la confrontabilità delle offerte di energia elettrica e gas sul mercato libero, anche attraverso documenti-tipo, semplificazione dei corrispettivi e aggiornamento del Codice di condotta commerciale. Vengono inoltre precisati i poteri sanzionatori dell'Autorità prevedendo che, nei casi di particolare urgenza l'Autorità può deliberare d'ufficio, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio per assicurare il più utile e tempestivo perseguimento degli interessi tutelati.

La **legge 9 maggio 2025, n. 69** ha esteso il regime di incompatibilità previsto per i componenti e i dirigenti della CONSOB⁴ a tutti i componenti degli organi collegiali delle amministrazioni pubbliche e delle autorità indipendenti, che assumano determinazioni obbligatorie destinate ad avere, direttamente o indirettamente, effetti nei confronti di determinati soggetti privati, in deroga a qualunque diversa disposizione, la quale cessa di avere efficacia limitatamente ai componenti di detti organi. Tale regime prevede che i componenti degli organi di vertice e i dirigenti, fino a un anno dalla cessazione dell'incarico, non possano intrattenere direttamente rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con i soggetti regolati né con società controllate da questi ultimi. I contratti conclusi in violazione di tale divieto sono nulli.

La **legge 2 luglio 2025, n. 100** autorizza la spesa di 15 milioni di euro, per il 2027 e il 2028, e di 5 milioni di euro, per il 2029, per consentire la realizzazione di interventi per l'incremento della capacità di stoccaggio di gas naturale liquido e di rigassificazione nel territorio nazionale, in particolare nel settore marittimo. Inoltre, reca disposizioni in materia di accelerazione degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili, apportando alcune modifiche all'art. 12 del decreto legislativo n. 190/24 (*Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili* — TU FER) in materia di mappatura nazionale per l'installazione di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile (FER) e di definizione delle zone di accelerazione terrestri per gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili co-ubicati, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi riguardanti la produzione di energia da fonti rinnovabili delineati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)⁵ per il 2030 e l'attuazione della Riforma 1 – semplificazione delle procedure autorizzative per le energie rinnovabili a livello centrale e locale — della Missione 7 (REPowerEU) del PNRR.

La **legge annuale per il mercato e la concorrenza per il 2025** (legge 18 dicembre 2025, n. 190), dispone⁶ nuove misure per garantire uno sviluppo efficiente del mercato della mobilità elettrica e per assicurare agli utenti condizioni concorrenziali nell'ambito dei servizi offerti dalle infrastrutture di ricarica, in modo da incoraggiare la pluralità degli operatori. Più in dettaglio, dispone che le procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie per la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica debbano essere strutturate in modo da favorire, a parità di altre condizioni, la presenza di una pluralità di soggetti attivi nella gestione delle infrastrutture di ricarica nei territori comunali. Inoltre, stabilisce che, a fronte di richieste di autorizzazione con caratteristiche comparabili, il Comune è tenuto a dare priorità alle istanze provenienti da soggetti che detengono meno del 40%

⁴ La CONSOB (Commissione Nazionale per le Società e la Borsa) è l'autorità amministrativa indipendente, istituita nel 1974, il cui compito principale è vigilare e regolamentare i mercati finanziari in Italia, con l'obiettivo di tutelare gli investitori, garantire la trasparenza delle informazioni e assicurare l'efficienza del mercato mobiliare.

⁵ Il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) è il documento strategico decennale che definisce gli obiettivi dell'Italia per la transizione verde al 2030, spaziando dalla riduzione delle emissioni di CO₂ e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, all'efficienza e alla sicurezza energetica.

⁶ Integrando l'art. 57 (*Semplificazione delle norme per la realizzazione di punti e stazioni di ricarica di veicoli elettrici*), comma 8, del decreto legge n. 76/20.

del totale delle infrastrutture di ricarica installate o già autorizzate all'installazione nel territorio comunale.

La stessa legge ha integrato l'art. 30 del decreto legislativo n. 201/22, relativo alle verifiche periodiche sulla gestione dei servizi pubblici locali, introducendo nuovi obblighi per gli enti affidanti. In caso di andamento gestionale insoddisfacente, l'ente deve individuarne le cause e, se imputabili al gestore, adottare un atto di indirizzo che imponga la predisposizione, entro tre mesi, di un piano di misure correttive, comprensivo di cronoprogramma. La legge precisa, inoltre, i casi in cui la gestione è da considerarsi insoddisfacente e riconosce all'ente affidante il potere di risolvere anticipatamente il rapporto in caso di grave inadempimento del gestore nell'attuazione del piano.

La **legge 30 dicembre 2025, n. 199**, (legge che approva il bilancio di previsione per il 2026 e per il triennio 2026-2028), proroga al 31 dicembre 2026 l'esonero dal pagamento delle utenze nelle zone colpite dal sisma 2016-2017 e le agevolazioni, anche tariffarie, nei settori energia elettrica, acqua, gas, assicurazioni e telefonia per i titolari di utenze relative a immobili inagibili nei territori colpiti dagli eventi sismici.

La legge interviene inoltre sulla disciplina del biometano, introducendo nuove regole per il collegamento degli impianti di produzione alla rete del gas naturale. In particolare, affida alle imprese di trasporto e distribuzione l'obbligo di connessione degli impianti nuovi o derivanti dalla riqualificazione di impianti a biogas e demanda al Regolatore nazionale l'aggiornamento delle condizioni tecniche ed economiche del servizio di connessione. Gli atti di regolazione dovranno definire, tra l'altro, i requisiti minimi del biometano per l'immissione in rete, gli interventi di potenziamento e adeguamento delle infrastrutture, la ripartizione dei costi tra produttori e gestori, gli standard tecnici, le procedure e i tempi per la connessione, le misure in caso di inerzia dei gestori, i sistemi di misura e controllo della qualità, nonché le procedure di risoluzione delle controversie. È inoltre previsto che il criterio di allocazione dei costi tariffari connessi all'immissione in rete del biometano sia definito su scala nazionale.

Tra gli altri provvedimenti legislativi di interesse, occorre menzionare il **decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 26 giugno 2025**, recante *Criteri e modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza per il periodo relativo agli anni termici 2025-2026 e 2026-2027*, che, attribuisce all'Autorità il compito di definire condizioni economiche per la fornitura del gas naturale nel servizio di ultima istanza e ne individua le aree geografiche di applicazione, che possono essere anche aggregate in macroaree. Il provvedimento include la previsione di un meccanismo calmierante che limiti il costo per i clienti interessati in caso di esiti dell'asta su valori eccessivamente elevati.

Il **decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 29 luglio 2025, n. 204**, ha aggiornato il meccanismo *energy release* a seguito delle interlocuzioni con la Commissione europea. Si tratta cioè di un decreto correttivo dell'originario decreto ministeriale 23 luglio 2024, n. 268. Il nuovo decreto (*Energy Release 2.0*) prevede l'introduzione di una procedura competitiva per la selezione dei soggetti incaricati della realizzazione di nuova capacità di generazione e della restituzione dell'energia anticipata. Il provvedimento interviene poi con l'inserimento di una clausola che impedisce l'eventuale sovra-remunerazione dell'investimento nello sviluppo di impianti a fonti rinnovabili al termine dei venti anni contrattuali, anche tenendo conto dell'anticipazione triennale dell'energia a prezzo calmierato.

Da ricordare anche il **decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 agosto 2025** (Conto termico 3.0), che aggiorna la disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili secondo principi di semplificazione, efficacia, diversificazione e innovazione tecnologica, nonché di coerenza con gli obiettivi di riqualificazione energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione e, in coerenza con le indicazioni del PNIEC, concorre al raggiungimento

degli obiettivi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore civile. Il provvedimento affida all'Autorità il compito di aggiornare, su proposta del GSE, il contratto-tipo⁷, volto a regolare il riconoscimento degli incentivi statali per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni (noto come **Conto Termico**). La norma stabilisce anche che, nel caso in cui le violazioni riscontrate nel corso dei controlli risultino rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE disponga il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi nonché il recupero delle somme già erogate, provvedendo a segnalare i casi all'Autorità, ai fini dell'irrogazione delle eventuali sanzioni.

Il **decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 settembre 2025**, relativo alle opere e infrastrutture necessarie al *phase out* del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'isola⁸, affida all'Autorità la definizione del quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate, con particolare riferimento al collegamento virtuale, alla sostenibilità degli investimenti e alla perequazione rispetto al sistema nazionale.

Da ricordare, infine, il **decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti 2 ottobre 2025**, che ha ridefinito l'importo totale delle risorse destinate all'investimento previsto dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza M3C2-2.3 *Cold ironing*, in 305,6 milioni di euro. L'investimento PNRR M3C2-2.3 *Cold ironing* consiste nella realizzazione di una rete per la fornitura di energia elettrica nell'area portuale (banchine) e della relativa infrastruttura di connessione con la rete nazionale di trasmissione, che consente anche la ricarica delle navi elettriche.

2.1.2 Regolamentazione e sviluppi nel mercato dell'energia elettrica

Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di 76.200 km di linee e circuiti elettrici e 920 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna controllata al 29,85% dallo Stato italiano; a parte la quota statale e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,95% del suo capitale appartiene al mercato. Nel 2024 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono nove. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, il gruppo Terna possiede o gestisce quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte dell'RTN.

Al 31 dicembre 2024 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 110 imprese della **distribuzione elettrica** (quattro in meno del 2024), di cui solo 11 servono più di 100.000 clienti e insieme distribuiscono il 98,6% di tutta l'energia prelevata dagli utenti. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono cinque: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti e la nuova società Duereti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.294.500 km di reti, la maggior parte delle quali (68,3%) è in bassa tensione. La società e-distribuzione è l'operatore più importante, con la quota dominante dell'81,7% dell'energia distribuita.

Il *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il*

⁷ Di cui all'art. 28, comma 1, lettera e), del decreto legislativo n. 28/11.

⁸ Che sostituisce il precedente DPCM del 29 marzo 2022.

periodo di regolazione 2024-2027, ha previsto per l'anno 2024 un meccanismo incentivante per la realizzazione, da parte di Terna, di capacità di trasporto addizionale fino a valori obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità nell'ottobre 2021; inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità. Nell'ottobre 2025 sono stati determinati due premi per Terna per aver reso disponibili nel 2024 incrementi di capacità: il primo, pari a 6.944.000 euro, per la sezione Calabria verso Sicilia e il secondo, di 86.446.000 euro, per le sezioni Nord - Centro Nord (in entrambe le direzioni) e Centro Sud - Centro Nord (in entrambe le direzioni). Anche relativamente alle reti di distribuzione elettrica l'Autorità ha introdotto nella regolazione un meccanismo incentivante rivolto alle imprese con almeno 100.000 clienti finali. Il premio è collegato ai benefici attesi dagli interventi, pari a due annualità di beneficio lordo, entro un limite rapportato al costo dell'investimento. Le imprese distributrici devono presentare analisi costi-benefici per ciascun intervento, sia ai fini dell'eventuale premio sia per verificarne l'ammissibilità al meccanismo. Nella prima fase applicativa, relativa agli interventi avviati dal 2024, l'Autorità ha ammesso 7 interventi, con investimenti superiori a 5 milioni di euro e benefici stimati in 8 milioni nei successivi 25 anni. Non sono stati invece ammessi altri interventi proposti, poiché i benefici attualizzati non risultavano superiori ai costi attualizzati.

Nell'agosto 2025 l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni in relazione allo schema di **Piano di sviluppo della rete di trasmissione dell'anno 2025**. Ha formulato una valutazione favorevole sull'interconnessione HVDC Italia-Montenegro, mentre ha escluso dall'approvazione alcuni interventi soggetti al meccanismo di approvazione a due fasi, tra cui HVDC Milano-Montalto, Dorsale Adriatica, Sardinian Link e il nuovo HVDC Italia-Grecia. L'Autorità ha inoltre preso atto che diversi interventi non prevedono attività realizzative nell'orizzonte decennale del piano e ha rilasciato il nulla osta all'approvazione del Piano 2025, subordinando le valutazioni sugli interventi Italia-Tunisia e SA.CO.I. 3 al rispetto dei limiti tariffari già definiti. Per i prossimi piani, ha infine richiesto a Terna di dare priorità, compatibilmente con le complessità autorizzative, alle interconnessioni con Francia, Svizzera e Austria e di chiarire le attività previste per alcuni progetti di rafforzamento delle connessioni con l'area alpina.

Nel corso del 2025, le maggiori imprese distributrici hanno presentato lo schema pre-consultazione del proprio piano di sviluppo entro il 31 marzo 2025 e la versione post-consultazione entro il 30 giugno. Le versioni definitive dei **piani di sviluppo della rete di distribuzione** sono poi state pubblicate nell'apposita pagina web dell'Autorità dedicata allo sviluppo della rete di distribuzione (<https://www.arera.it/operatore-elettricità/sviluppo-reti-di-distribuzione-elettrica>).

Nel quadro previsto dal decreto legislativo n. 210/2021, l'Autorità ha proseguito l'attuazione del calendario decennale per l'**installazione e l'ammodernamento dei sistemi di misura intelligenti**, con l'obiettivo di garantire un'ampia diffusione dei contatori 2G presso i clienti finali. Per le imprese distributrici di maggiori dimensioni è continuata l'applicazione della regolazione sui costi e sulle penalità relative alla messa in servizio degli *smart meter* 2G; in tale ambito, nel giugno 2025 è stata irrogata una penalità di circa 108 mila euro per il mancato raggiungimento degli obiettivi previsti. Nel 2025 è stato inoltre aggiornato il calendario degli interventi, con una stima di circa 39,7 milioni di misuratori 2G in servizio entro fine anno. A dicembre 2025, infine, sono state confermate anche per il triennio 2026-2028 le disposizioni regolatorie vigenti, in continuità con l'assetto esistente.

In tema di **tariffe per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica**, in continuità con gli anni precedenti, è previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (la "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi di ciascuna impresa distributtrice. Relativamente alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo e sono soggette al regime tariffario ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio) sono state definite, in via provvisoria, le tariffe di riferimento per l'anno 2025. Contestualmente sono stati approvati *ex ante* anche i parametri relativi all'anno 2025 per intercettare incrementi del costo operativo derivanti da

investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività. Per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, soggette al regime tariffario parametrico, nel corso del 2025 sono state determinate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2019 al 2025.

Nell'ottobre 2025 l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti sulla revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

A fine anno sono state aggiornate le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2026

Il **servizio di dispacciamento elettrico** sta evolvendo per rispondere alla crescente diffusione di fonti rinnovabili, risorse distribuite, accumuli e autoconsumo, che rendono il sistema elettrico più variabile e richiedono maggiori servizi di flessibilità, sia a livello nazionale sia locale. In questo contesto, le reti di distribuzione assumono un ruolo sempre più attivo e anche i distributori devono poter approvvigionarsi di servizi ancillari locali. Il principale intervento regolatorio è rappresentato dal *Testo integrato del dispacciamento elettrico* (TIDE), approvato nel 2023 e aggiornato più volte nel 2024-2025, che riforma il dispacciamento elettrico introducendo un modello più aperto, tecnologicamente neutrale e coerente con il quadro europeo. Il TIDE consente la partecipazione ai servizi ancillari anche di risorse diffuse e aggregate, distingue i ruoli di *Balancing Service Provider* (BSP) e *Balance Responsible Party* (BRP), riorganizza mercati e *settlement*, introduce maggiore trasparenza sui modelli di rete e accompagna il superamento del PUN a favore dei prezzi zonali, con un'attuazione articolata in fase transitoria, consolidamento e regime.

Nel 2025 la fase transitoria ha portato al passaggio degli sbilanciamenti su base quartoraria, all'avvio della piattaforma di nomina del GME e all'applicazione del PUN Index come riferimento compensativo. In vista dell'avvio della fase di consolidamento dal 2026, l'Autorità ha approvato ulteriori aggiornamenti del TIDE e verificato la conformità di numerose modifiche al Codice di rete di Terna, incluse quelle relative alle aste per la *Frequency Containment Reserve*, alle Unità virtuali abilitate, alla separazione BSP-BRP e alla riconnessione alle piattaforme europee di bilanciamento. Sono stati inoltre **aggiornati il servizio di interrompibilità**, confluito nella modulazione straordinaria del TIDE, **e il servizio sperimentale di modulazione dei prelievi** da parte di Terna, esteso anche alla possibilità di incremento dei prelievi per assorbire eccessi di produzione rinnovabile. Parallelamente, è stato prorogato al 2030 il meccanismo di incentivazione di Terna alla riduzione dei costi di dispacciamento, con rafforzamento delle penali e nuovi obiettivi legati all'implementazione del TIDE. Infine, per i **servizi ancillari locali**, sono proseguite le sperimentazioni avviate con i progetti pilota Edge, RomeFlex e MindFlex, finalizzati all'approvvigionamento di flessibilità da risorse connesse alle reti di distribuzione. I progetti sono stati estesi al 2025 e, in parte, al 2026, mentre l'Autorità ha pubblicato una prima relazione sugli esiti dei progetti pilota relativi all'abilitazione di nuove risorse ai servizi ancillari nazionali e locali.

Nel luglio 2024 l'Autorità ha completato la prima fase del percorso di innovazione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento, definita ai sensi del *Testo integrato settlement elettrico* (TIS), avviata nel 2023 anche per rivedere il trattamento delle perdite di rete. Dal 1° gennaio 2025 è stato introdotto il **settlement quartorario**, in coerenza con il TIDE e con il regolamento europeo sul bilanciamento, mentre l'avvio della nuova disciplina è stato inizialmente previsto dal 1° gennaio 2026. La riforma valorizza in modo più esteso i dati di misura effettivi, rafforza il ruolo del SII nelle attività di profilazione, aggregazione e gestione dei dati, introduce la determinazione dell'energia residua per ciascun gestore di rete e zona di offerta e prevede che gli usi propri e l'energia residua siano approvvigionati sul mercato, con specifiche modalità di riconoscimento dei costi. Nel giugno 2025 l'Autorità ha svolto tre consultazioni per affinare la disciplina: la prima sulla riorganizzazione del TIS e

sulle modalità di liquidazione delle partite economiche; la seconda sulla revisione del *Testo integrato della misura* (TIME) e sulla gestione centralizzata dei dati di misura; la terza sul completamento della riforma, con particolare riferimento ai coefficienti di perdita, agli usi propri, all'energia residua e ai relativi meccanismi di copertura dei costi. Gli *stakeholder*, pur condividendo l'impostazione della riforma, hanno chiesto più tempo per adeguare sistemi, algoritmi e processi operativi. L'Autorità ha quindi accolto la richiesta, rinviando al 1° gennaio 2027 l'entrata in vigore della nuova disciplina, rivedendo i termini della fase di test, avviando ulteriori approfondimenti sulle casistiche impiantistiche particolari, confermando per il 2026 i fattori percentuali di perdita già applicati a fini perequativi e rinviando a un successivo provvedimento la disciplina sui prelievi fraudolenti non recuperabili.

Il **Mercato della capacità** è finalizzato a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, assicurando la disponibilità di capacità produttiva sufficiente a coprire stabilmente il fabbisogno nel rispetto dei livelli di sicurezza e qualità. Dopo le prime aste per gli anni di consegna 2022-2024, nel 2024 sono state svolte le procedure per il 2025 e il 2026, precedute dall'aggiornamento della disciplina e delle disposizioni tecniche di funzionamento. Nel maggio 2024 l'Autorità ha definito i parametri economici per le procedure relative agli anni di consegna 2025-2028, tra cui i premi massimi per capacità nuova, esistente ed estera, l'importo minimo di investimento per accedere ai contratti quindicennali e i criteri per il prezzo di esercizio. È stata confermata fino al 2028 l'allocazione del 70% dell'onere netto sulle ore di picco. Le aste madri per il 2025 e il 2026 hanno comportato una spesa complessiva per premi pari, rispettivamente, a circa 1,72 e 1,82 miliardi di euro. La capacità esistente selezionata è stata pari a circa 37,6 GW per il 2025 e 38,3 GW per il 2026, mentre la capacità nuova selezionata è risultata più contenuta, pari a circa 0,2 GW e 0,1 GW. In entrambe le aste è stata inoltre selezionata capacità estera per circa 4,4 GW.

Nel 2025 Terna ha posto in consultazione ulteriori modifiche alla disciplina del Mercato della capacità, finalizzate ad allinearla alla fase di consolidamento del TIDE dal 2026, in particolare per il calcolo della capacità disponibile, la verifica degli obblighi di offerta, la determinazione del corrispettivo variabile e la distinzione tra BRP e BSP. L'Autorità ha verificato positivamente le proposte, subordinandole però all'eliminazione di una previsione relativa al ruolo del BRP nella disciplina sull'essenzialità, non ancora definita per gli anni successivi al 2026.

Il **Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico** (MACSE) introduce un sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico, affiancato ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità, con l'obiettivo di favorire nuovi investimenti in accumuli funzionali alla transizione energetica. Nel 2025 è stato definito il quadro economico della prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico. Dopo la consultazione, l'Autorità ha fissato il premio massimo per la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico a 37.000 euro/MWh/anno, aumentando il valore inizialmente ipotizzato per tenere conto, tra l'altro, dei maggiori costi di connessione per iniziative *greenfield*, dell'estensione delle garanzie e degli oneri operativi. È stato inoltre chiarito che gli accumuli MACSE potranno partecipare ai meccanismi di mercato per la *Frequency Containment Reserve* e non saranno tenuti, nella prima fase, a mettere gratuitamente a disposizione le relative bande obbligatorie.

L'Autorità ha anche disciplinato la copertura dei costi per la valutazione indipendente del MACSE, prevedendo, in via transitoria, il ricorso al corrispettivo unitario previsto dal TIDE, considerato il disallineamento temporale tra i costi della valutazione e l'avvio dei pagamenti agli assegnatari.

La prima asta, che si è svolta il 30 settembre 2025 per l'anno di consegna 2028, ha selezionato quasi integralmente il fabbisogno nazionale di 10 GWh: sono stati assegnati 9,968 GWh, tutti relativi a batterie agli ioni di litio. La spesa annua per premi sarà pari a circa 129 milioni di euro per quindici anni; il premio marginale (cioè il premio relativo all'ultima offerta accettata) e il premio medio ponderato hanno

assunto valori pari, rispettivamente, a 18.800 euro/MWh/anno e 13.000 euro/MWh/anno, entrambi inferiori al premio massimo di 37.000 euro/MWh/anno fissato dall'Autorità nel luglio 2025. I progetti selezionati sono localizzati principalmente nelle aree Sud e Calabria, Centro Sud, Sardegna e Sicilia; Enel Produzione risulta il principale assegnatario.

In tema di **qualità della distribuzione**, In attuazione del *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027*, nel novembre 2025 sono stati determinati, per l'anno 2024, i premi e le penalità relativi alla regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso; sono stati comminati 54,1 milioni di euro di penalità (a favore degli utenti del sistema elettrico soggetti al pagamento delle tariffe di rete), come saldo di: 61,4 milioni di euro di penalità nette in relazione alla regolazione ordinaria della continuità del servizio (indicatori di durata e numero delle interruzioni senza preavviso) e 7,3 milioni di euro di premi per il 15% di ambiti territoriali meglio serviti in relazione alla regolazione incentivante la migliore continuità del servizio.

Nel luglio 2025 l'Autorità ha avviato una consultazione relativa sia alla **regolazione output-based** che alla **regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica**.

In merito alla regolazione *output-based* sono stati presentati orientamenti per: l'evoluzione della regolazione individuale della continuità; l'aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti; l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate; l'aggiornamento della regolazione in materia di monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione nelle reti BT.

Per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale, l'Autorità ha presentato orientamenti per l'introduzione di nuovi standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita in condizioni di elevata tensione sulle reti in bassa tensione, sulla base della crescente criticità a immettere energia elettrica in queste reti per l'elevato valore della tensione di rete, tale da determinare lo scollegamento dell'impianto di produzione dell'utente in modo automatico.

Nel 2025 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2024 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (scese a 69 minuti contro i 76 dell'anno precedente), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (scese a 4,92 dai 5,12 del 2024). Il miglioramento della *performance* della durata per il 2025 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore). La durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,69 interruzioni per utente in bassa tensione. Nel 2025 le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione indennizzi automatici per 38 milioni di euro a circa 627.000 utenti in bassa tensione (in media circa 60 € per utente) e per poco più di 3 milioni di euro a circa 3.000 utenti in media tensione (in media circa 1.150 € per utente).

Relativamente alle **richieste di connessione** in alta e altissima tensione nel 2025 Terna ha ricevuto 4.241 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 362,3 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.261 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 291,3 GW. Durante l'anno stati accettati 1.429 dei 3.261 preventivi messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 113,9 GW. Solo per cinque di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 294 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD); poiché Terna non l'ha messa a disposizione entro il 31 dicembre 2025 per nessuna di tali richieste, nel 2025 non sono state realizzate

e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno stesso. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2025 le imprese distributrici hanno ricevuto quasi 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 37,6 GW, in relazione alle quali, nell'anno quasi 240.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati in corso d'anno, per una potenza totale di 10,6 GW. Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2025, sono state realizzate più di 163.000 connessioni, corrispondenti a circa 2,1 GW.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2025 sono state effettuate 213.773 prestazioni relative a nuove connessioni permanenti ordinarie per utenti in bassa tensione (94.424 richieste di preventivi; 81.544 esecuzioni di lavori semplici e 36.805 esecuzioni di lavori complessi e 7.934 prestazioni relative a nuove connessioni permanenti ordinarie per utenti in media tensione (6.709 richieste di preventivi; 121 esecuzioni di lavori semplici e 1.104 esecuzioni di lavori complessi. Nel 2025 anche Terna ha realizzato 4 connessioni passive in alta e altissima tensione.

In tema di **coordinamento internazionale**, anche nel 2025 l'Autorità ha rafforzato la collaborazione con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), la Commissione europea e altri regolatori nazionali, sia nell'ambito dei tradizionali lavori su codici di rete, linee guida e integrazione dei mercati, sia nei nuovi processi attuativi della normativa europea.

Nel 2025, oltre alle attività già consolidate relative ai codici di rete e alle linee guida derivanti dal Terzo Pacchetto Energia e dal *Clean Energy Package*, si è intensificata la partecipazione ai processi europei connessi con i nuovi atti legislativi adottati nel 2024 e ora in fase di attuazione. In particolare, è proseguito il confronto con la Commissione europea, l'ACER e le altre autorità nazionali nell'ambito dell'attuazione del pacchetto su gas rinnovabili e idrogeno (direttiva 2024/1788 e regolamento 2024/1789), che assegna nuovi compiti ai regolatori in materia di pianificazione integrata delle reti, governance dei futuri gestori di rete dell'idrogeno e sviluppo dei mercati dedicati. Nel settore elettrico, ARERA ha contribuito ai lavori europei relativi all'implementazione delle riforme del *market design* elettrico, che nel 2025 hanno riguardato in particolare i meccanismi di capacità, la protezione dei consumatori e la resilienza dei mercati di bilanciamento, anche in coordinamento con ACER e le iniziative sulle piattaforme europee per lo scambio dell'energia di bilanciamento (PICASSO e MARI). È proseguito, inoltre, il confronto regolatorio sulla piena applicazione della "70% rule" ex art. 16 del regolamento (UE) 2019/943, anche alla luce dei report di monitoraggio 2025 pubblicati da ACER, che evidenziano i benefici derivanti dall'aumento della capacità disponibile per gli scambi transfrontalieri e dall'evoluzione delle metodologie di calcolo della capacità nelle diverse *Capacities Calculation Regions* (CCR) europee. Parallelamente, a seguito dell'entrata in vigore della revisione del regolamento REMIT (regolamento 2024/1106), nel 2025 sono stati avviati i primi confronti tecnici tra autorità nazionali e ACER per l'adeguamento degli obblighi di registrazione, reporting e sorveglianza del mercato, anche alla luce dell'aggiornamento delle *Questions and Answers* (Q&A) e delle prime relazioni ACER sulle segnalazioni STOR (*Suspicious Transaction and Order Report*) e sull'*enforcement* coordinato. Infine, l'Autorità ha partecipato ai lavori europei relativi allo sviluppo delle infrastrutture energetiche strategiche, in particolare al nuovo ciclo di monitoraggio dei Progetti di Interesse Comune e di Interesse Reciproco (PCI/PMI) pubblicato da ACER nel 2025 e alla preparazione della lista 2025 prevista dal regolamento TEN-E, con focus su avanzamento delle opere, *permitting* e coerenza dei piani di sviluppo delle reti.

Ai sensi dell'art. 15 del regolamento (UE) 2019/942, inoltre, nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito la collaborazione con ACER e con CEER per la raccolta, validazione e trasmissione dei dati necessari alla predisposizione dei *Market Monitoring Report* (MMR), pubblicati con cadenza annuale e articolati in volumi tematici. Il monitoraggio – effettuato in conformità alla strategia ACER di "*implementation and*

effect monitoring" – ha l'obiettivo di valutare il grado di integrazione dei mercati energetici europei, il corretto funzionamento della concorrenza e l'efficacia delle regole del mercato interno dell'energia. Nel 2025 l'attività di monitoraggio ha riguardato un insieme ampliato e sempre più strutturato di ambiti, in linea con l'evoluzione del perimetro analitico delineato da ACER.

Nel corso del 2025 l'attuazione del **regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)*** ha continuato a rappresentare uno snodo centrale per il consolidamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei del giorno prima e infragiornaliero. In tale ambito, l'Autorità ha seguito l'evoluzione del quadro contrattuale e metodologico relativo al *market coupling* sulle frontiere italiane, verificando la coerenza degli accordi operativi con la regolazione europea e nazionale e accompagnando i principali sviluppi funzionali al rafforzamento dei processi di cooperazione tra gestori di rete e gestori di mercato. Gli interventi hanno riguardato, in particolare: la governance dei *Nominated Electricity Market Operator (NEMO)*; l'introduzione dei prodotti a 15 minuti nel *coupling* del giorno prima; l'allineamento dell'*Italian Border Working Table Operational Agreement* al quadro contrattuale europeo e la predisposizione a garantire il corretto funzionamento del mercato elettrico europeo e della sua estensione ai Paesi dell'area balcanica. Inoltre, l'Autorità ha verificato, con esito positivo, l'emendamento al *Settlement Link Agreement* tra GME e CCP Austria (ABG), relativo al *coupling* unico del giorno prima.

Sul piano regionale, l'Autorità ha inoltre seguito il processo di evoluzione delle regioni di calcolo della capacità, con particolare riferimento alla fusione tra le CCR Core e Italy North nella nuova regione Central Europe e al progressivo passaggio verso metodologie *flow-based*, orientate a un utilizzo più efficiente della rete, a segnali di prezzo più coerenti e a una maggiore integrazione dei mercati elettrici europei.

La Commissione europea, nel mese di giugno, ha avviato la procedura di comitatologia per la **revisione del regolamento CACM**, che disciplina il funzionamento del mercato elettrico europeo del giorno prima e infragiornaliero. La proposta di revisione riguarda una molteplicità di aspetti, di cui due sembrano essere particolarmente impattanti per il settore elettrico italiano: la governance del *market coupling* e l'obbligo di rendere disponibile agli operatori di mercato almeno il 70% della capacità di interconnessione.

Il regolamento ***Forward Capacity Allocation (FCA)***, disciplina l'allocazione della capacità di trasmissione a lungo termine tra zone di mercato, definendo regole armonizzate per aste, prodotti e gestione del rischio di prezzo. ARERA nel corso del 2025 ha adottato disposizioni con le quali ha confermato anche per il quadriennio 2026-2029 l'utilizzo delle coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC) in quanto meglio rispondenti alle esigenze di copertura degli operatori che, anche con il superamento del prezzo unico nazionale a partire dal 1° gennaio 2025, rimangono comunque esposti alla differenza fra il PUN Index (cui sono ricondotti i prezzi lato domanda per effetto dell'applicazione della componente compensativa) e i prezzi zionali.

Nel corso del 2025 è proseguito il processo di implementazione delle disposizioni del regolamento ***System Operation Guideline (SOGL)*** nell'area sincrona "Europa Continentale". ARERA nel febbraio 2025 ha ratificato l'approvazione, disposta congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione dell'area sincrona, della metodologia probabilistica per il dimensionamento della *Frequency Containment Reserve (FCR)*, per tenere conto della penetrazione dei dispositivi a ridotta capacità di energia e della volatilità del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Nel successivo mese di luglio è stato invece ratificato l'aggiornamento, sempre disposto congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione, della struttura gerarchica dei *Load Frequency Control Blocks* per tenere conto del nuovo blocco corrispondente a Lituania, Lettonia ed Estonia che si sono sincronizzate con l'Europa Continentale a partire da febbraio 2025.

Il regolamento **Electricity Balancing Guideline (EBGL)**, disciplina l'integrazione europea dei mercati dei servizi di bilanciamento, definendo regole comuni per la predisposizione, l'attivazione e il *settlement* delle riserve. Nel luglio 2025 ARERA ha approvato le modifiche al Codice di rete di Terna necessarie alla piena implementazione del TIDE (rev. 4) e alla riconnessione con la piattaforma europea PICASSO, dando piena attuazione all'attivazione della *automatic Frequency Restoration Reserve* secondo il meccanismo *merit order*. Nel settembre 2025 ARERA ha inoltre predisposto il quadro regolatorio necessario all'avvio della partecipazione alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da *manual Frequency Restoration Reserve*. Infine, nell'ottobre 2025 ARERA ha approvato gli adempimenti contrattuali di Terna relativi all'adesione alle piattaforme europee di bilanciamento previste dal regolamento Balancing. L'Autorità ha verificato gli accordi sottoscritti e l'operatività delle interfacce tecnico-funzionali, indicando eventuali integrazioni al Codice di rete e potenziamenti dei flussi informativi.

L'Autorità è stata anche molto attiva, come sempre, nelle relazioni con i paesi non appartenenti all'Unione europea.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2025 la **domanda elettrica** (312,4 TWh), in aumento dello 0,1% rispetto al 2024; Il leggero incremento è dovuto interamente al settore dei servizi. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale (al netto di pompaggi e accumuli) e per il restante 15% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale netta è aumentata del 2,4% rispetto all'anno precedente, quella importata è diminuita del 7,4%, mentre l'energia destinata alle esportazioni è rimasta invariata; di fatto il saldo estero è diminuito dell'8%, da 51 a 46,9 TWh. Il picco di domanda è stato raggiunto il 1° luglio 2025, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato 52,6 GW (-9% rispetto al picco 2024, pari a 57,9 GW).

La **produzione nazionale lorda** è aumentata da 271 a 277,4 TWh (+2,4%). In particolare, la produzione termoelettrica è aumentata (+5,2%), a fronte di una diminuzione pari all'1,5% della produzione da fonti rinnovabili. Nell'ambito della generazione termoelettrica si è registrata una diminuzione rilevante (-15%) nella produzione da solidi e da altre fonti (-7,8%), mentre la generazione da gas naturale è cresciuta del 7% arrivando a quasi 127 TWh. Nel caso delle fonti rinnovabili, che nel 2025 hanno concorso per il 48% al *mix* della produzione elettrica nazionale la stessa quota nell'anno precedente era pari al 50%), si è registrato un aumento solo nel fotovoltaico (+25%) e nelle bioenergie (+5,1%), mentre è decisamente contenuta la diminuzione nel geotermico (-0,3%). La produzione idroelettrica è scesa del 21% (quasi 42 TWh), riavvicinandosi al valore del 2023 (40,5 TWh), mentre quella eolica è diminuita del 3,3%. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni ed Edison, è risultata in aumento al 29,5% (era al 28,9% nel 2024), per l'incremento della quota di Edison (da 6,2% a 8,1%), mentre quelle di Enel e di Eni sono diminuite (rispettivamente, da 13,5% a 12,3% e da 9,2% a 9,1%). Sono rimasti, rispettivamente, in quarta e in quinta posizione i gruppi A2A e il gruppo EPH. I gruppi con una quota (calcolata sul dato provvisorio di Terna) di capacità netta installata superiore al 5% sono tre: Enel, A2A ed Edison.

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata pari a circa 50,2 TWh. Complessivamente, per l'anno 2025, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 9,3 miliardi di euro, in aumento del 4,3% rispetto all'anno precedente.

Le importazioni hanno mostrato un calo del 7,4%, diminuendo di 4,1 TWh rispetto all'anno precedente (da 55,9 TWh a 51,8 TWh), mentre le esportazioni sono risultate stazionarie, pari a 4,9 TWh, come nel 2024; di conseguenza il saldo estero ha registrato una flessione, passando da 51 TWh nel 2024 a 46,9

TWh nel 2025 (-8%).

Nel 2025 la quantità di **energia elettrica scambiata sul Mercato del giorno prima (MGP) nel Sistema Italia** è risulta pari a 286,2 TWh (+0,8% rispetto al 2024). Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (234,4 TWh; +3,4%) a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (51,8 TWh; -9,4%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono diminuiti gli scambi con l'estero, trainati da una riduzione delle importazioni per un totale di 55,2 TWh (-3,8%), pari al 23% (24% nel 2024) delle vendite di borsa e all'1% (3% nel 2024) delle vendite bilaterali; sono risultate in crescita le esportazioni per un totale di 7,4 TWh (+37%), negoziati totalmente in borsa. È diminuita la quota di volumi acquistati da Acquirente Unico (6 TWh; -54,7%) mentre sono aumentate le vendite del GSE (33 TWh; +1,5%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1,2 punti percentuali rispetto al 2024). Il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN)** nel 2025 è aumentato del 7% rispetto al 2024, attestandosi a 115,9 €/MWh; tale aumento si è manifestato in tutte e tre le fasce orarie: 122 €/MWh (+5%) nelle ore di picco, 119 €/MWh (+10,5%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 105 €/MWh (+5%) nei giorni festivi. I volumi complessivamente scambiati sul **Mercato infragiornaliero** (37,2 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+5%); i prezzi medi registrati sul tale mercato si sono mantenuti fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di gennaio per tutte le sessioni (con uno scarto medio di circa -3 €/MWh per MI1 e MI2 e -4 €/MWh per MI3) e nei mesi di aprile, maggio, ottobre novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio tra i +3 e i +7 €/MWh). Sul **Mercato a termine** dell'energia elettrica gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2025 non si sono registrati abbinamenti. In media d'anno, nel 2025 le **quotazioni nelle borse europee** hanno registrato ovunque un aumento rispetto al 2024. Nella maggior parte dei Paesi europei i prezzi dei mercati elettrici sono cresciuti fino a febbraio, per poi registrare notevoli diminuzioni nei mesi primaverili; a partire da giugno in Italia e in Spagna e da luglio negli altri mercati, la tendenza è tornata però a invertirsi e i prezzi hanno parzialmente recuperato i livelli del primo trimestre dell'anno. Nonostante questi aumenti, i prezzi medi del 2025 sono risultati i più bassi raggiunti dal 2021, l'anno in cui è cominciata la crisi energetica. La quotazione media del 2025 è risultata infatti pari a circa il 60% di quella osservata nel 2021 per i mercati francese, spagnolo e scandinavo, mentre è pari al 92% nel caso delle borse italiana e tedesca. Inoltre, il manifestarsi di aumenti generalizzati, sebbene come si è appena visto in misura non uniforme tra i mercati, non ha contribuito ad attenuare le storiche disuguaglianze nei prezzi connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionali.

Nel luglio 2025 l'Autorità ha pubblicato un **Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024**, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sui mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine. L'obiettivo è stato verificare il grado di concorrenza e il corretto funzionamento dei mercati all'ingrosso, anche per individuare eventuali condotte rilevanti ai sensi del regolamento REMIT. L'analisi ha considerato il confronto tra prezzi zionali e costi marginali, l'individuazione di possibili trattenimenti economici di capacità secondo le linee guida ACER e simulazioni controfattuali sugli esiti di mercato. I risultati hanno evidenziato scostamenti positivi tra prezzi e costi marginali, possibili condotte da *price-maker* e casi di trattenimento economico di capacità con effetti sulla formazione dei prezzi. L'Autorità ha quindi deciso di proseguire gli approfondimenti caso per caso, per verificare l'eventuale assenza di giustificazioni legittime da parte degli operatori. Ha inoltre segnalato a Terna la necessità di rafforzare le informazioni disponibili per il dispacciamento, aggiornando il sistema Gaudì e migliorando la raccolta dei dati tecnici ed economici sugli impianti di produzione e stoccaggio.

Nel 2024 sono stati avviati **2 procedimenti sanzionatori per violazione** delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al regolamento **REMIT**. In particolare, una

violazione per non avere comunicato al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione e un procedimento per la violazione del divieto di manipolazione dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso.

I risultati dell'Indagine annuale evidenziano per il 2025 una **lieve ripresa dei consumi** (1,1%) dopo il calo del 2023 e la sostanziale stabilità osservata nel 2024: nel 2025 i consumi di energia elettrica sono cresciuti di quasi 3 TWh, da poco meno di 243 a quasi 246 TWh, che sono stati acquistati da 37,8 milioni di clienti. Rispetto al 2024 i punti di prelievo sono aumentati di circa 215.000 unità (0,6%). La ripresa dei consumi complessivi è il risultato di un **calo nelle vendite ai clienti domestici** che è stato **controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela non domestica**. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,2 TWh contro i 58,8 TWh del 2024, registrando così una riduzione dell'1%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è cresciuta dell'1,8%, da 184,2 a 187,6 TWh, restando però ancora al di sotto dei livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2025 sono stati venduti nel **mercato libero** dell'energia elettrica 230,6 TWh, 5,5 TWh in più del 2024, a quasi 31 milioni di clienti, cresciuti del 4,9% rispetto al 2024. I clienti nel mercato libero, in costante e sostenuta crescita nel tempo, hanno raggiunto ormai l'81,5% dell'intero mercato della vendita di energia elettrica italiano, così come l'energia intermediata ha raggiunto il 93,8% dell'intero mercato elettrico italiano. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.105.000 unità, ovvero del 4,8% rispetto al 2024; il consumo medio dei clienti domestici è risultato di 1.983 kWh/anno, in leggera riduzione rispetto al 2024 (-2,4%).

Dal 1° gennaio 2021 hanno perso il diritto al **servizio di maggior tutela** le piccole imprese connesse in bassa tensione nonché le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° aprile 2023, per tutte le altre microimprese. Da maggio 2023, quindi, il servizio è rimasto riservato ai soli clienti domestici. Da ultimo, infine, dal 1° luglio 2024 solo i clienti domestici vulnerabili possono acquistare energia nel servizio di maggior tutela. Nel 2025, le vendite nel servizio di maggior tutela sono state pari a 4,7 TWh, distribuite su circa 3,2 milioni di punti di prelievo. Rispetto al 2024, si è verificata una significativa contrazione dei consumi, pari a 3,7 TWh (-44%) e una diminuzione del numero di punti serviti di circa 2,4 milioni di unità (-42,8%). Il consumo medio annuo è stato pari a 1.496 kWh, in calo del 2,1% rispetto al 2024.

Il **servizio a tutele gradual**i accompagna il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica, garantendo la continuità della fornitura ai clienti che, terminato il servizio di maggior tutela, non hanno ancora scelto un'offerta nel mercato libero. È articolato in tre modalità, dedicate rispettivamente ai clienti domestici non vulnerabili, alle microimprese e alle piccole imprese. Il servizio è affidato, su base territoriale, a fornitori selezionati tramite procedure concorsuali indette dall'Autorità. Nel 2025 il servizio a tutele gradual per i clienti domestici non vulnerabili ha registrato una crescita particolarmente sostenuta: i volumi complessivi, che hanno raggiunto 5,2 TWh, sono aumentati del 67,5%, mentre i punti di prelievo, pari a 3 milioni, sono cresciuti dell'80,0%. Di conseguenza il consumo medio per cliente domestico servito nel regime di tutele gradual è sceso a 1.724 kWh (-6,9%). Il servizio a tutele gradual per le piccole imprese ha erogato complessivamente 1.038 GWh, il 16,1% in meno rispetto ai 1.238 GWh del 2024; parallelamente, i punti di prelievo si sono ridotti da 77.100 a 61.600, con una contrazione del 20,2%; il consumo medio nazionale è pari a 16.864 kWh (+5,1%). Il servizio a tutele gradual per le microimprese ha fornito complessivamente 1.249 GWh (-17,6% rispetto al 2024) a 680.400 punti di prelievo (-17,9%), il consumo medio unitario di tali clienti altri usi è pari a 1.835 kWh (+0,4%).

Anche il **servizio di salvaguardia** ha registrato una nuova contrazione: i punti di prelievo serviti sono scesi del 13,4% portandosi a 69.300 unità e i volumi prelevati sono diminuiti del 17,6%, scendendo a 2.936 GWh.

Sebbene in diminuzione rispetto al 2024, lo **switching** dei consumatori domestici nel 2025, è rimasto molto elevato risultando pari al 20,8% (in termini di clienti), in calo del 3% rispetto al 2024. Il tasso di **switching** dei clienti non domestici è lievemente sceso al 22,3% (in termini di volumi), registrando una diminuzione dello 0,3%. Complessivamente, nel 2025 hanno cambiato fornitore oltre 7,7 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sottesi, 53,4 TWh, che corrispondono al 22% dei volumi acquistati nell'intero mercato elettrico.

Nel 2025, la media delle **offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre alla clientela domestica a è risultata pari 44 offerte commerciali, di cui 7 sottoscrivibili esclusivamente attraverso canali digitali. Per la clientela non domestica, che dispone generalmente di una più ampia possibilità di scelta, il numero medio di offerte sale a 52. Di queste, tuttavia, solo 6 risultano acquistabili esclusivamente tramite canali online. Nel 2025, le offerte acquistate via web rappresentano infatti il 9,3% del totale dei contratti sottoscritti dalla clientela domestica. Il dato risulta ancora più contenuto nel segmento non domestico (2,3%). Per quanto riguarda la **tipologia di prezzo** preferita, per i clienti domestici si osserva un sostanziale equilibrio tra offerte a prezzo fisso (51%) e prezzo variabile (49%), con prezzi medi molto simili (236,69 €/MWh e 232,35 €/MWh). Nel segmento non domestico, invece, prevalgono nettamente i contratti a prezzo variabile (79,5%), rispetto a quelli a prezzo fisso (20,5%), con prezzi medi inferiori (156,26 €/MWh contro 178,08 €/MWh). Tra le offerte a prezzo variabile, l'**indicizzazione** al PUN medio si conferma la formula prevalente, scelta dall'89,1% dei clienti domestici e dal 78,8% dei clienti non domestici, il prezzo medio associato a tale tipologia si attesta a 233,12 €/MWh per i clienti domestici e a 162,46 €/MWh per quelli non domestici, valori molto prossimi ai prezzi medi complessivi dei contratti indicizzati. Le offerte a prezzo dinamico riguardano il 7,2% e il 16,1% dei rispettivi segmenti. L'indagine evidenzia inoltre la crescente diffusione di **servizi aggiuntivi** nelle offerte del mercato libero. La garanzia di provenienza dell'energia da fonti rinnovabili rappresenta il servizio accessorio più diffuso, presente nel 74,6% dei contratti domestici a prezzo fisso e nel 48,5% di quelli a prezzo variabile. Nel segmento non domestico, invece, oltre la metà dei contratti (50,8% a prezzo fisso e 53,0% a prezzo variabile) non prevede servizi aggiuntivi, confermando una maggiore attenzione alla competitività economica delle offerte.

Nel 2025 il livello di **concentrazione del mercato retail** è diminuito in tutti i segmenti di mercato, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso dal 42,3% al 39,8%. L'indice HHI è sceso da 988 a 806, abbondantemente quindi sotto la prima soglia di attenzione che è pari a 1.500; un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 14 a 15. La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è ancora piuttosto elevata, seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa.

I risultati dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori mostrano che nel 2025 il **prezzo medio dell'energia elettrica** al netto delle imposte per i clienti domestici è risultato pari a 306,3 c€/kWh (217,8 c€/kWh il valore medio della componente a copertura dei costi di approvvigionamento e dei servizi di commercializzazione). I dati mostrano la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo i valori sono compresi tra i 227 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 656 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Tale andamento ricalca quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 359 €/MWh della classe più piccola ai 167 €/MWh di quella più grande.

Relativamente alla **qualità commerciale del servizio di vendita**, nel 2025 le imprese che hanno servito

clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 278.336 reclami scritti, 278.336 richieste di informazione, 13.981 rettifiche di fatturazione, 358 doppia fatturazione. Il 94% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. Nel 2025 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 632 mila euro; la maggior parte degli importi è stata erogata ai clienti del mercato libero (domestici e non), e solo l'11% a clienti serviti nei regimi di tutela o di ultima istanza.

Nel 2025 l'Autorità ha rafforzato le **attività di vigilanza e controllo** per verificare il rispetto della regolazione, la corretta erogazione dei servizi e la tutela dei clienti finali, avvalendosi della collaborazione della Guardia di finanza e dell'Arma dei Carabinieri. Le attività hanno interessato un numero crescente di operatori e si sono articolate in verifiche ispettive, controlli telefonici e controlli documentali. Nel 2025, il numero complessivo delle ispezioni si è attestato a 32, l'attività di vigilanza ha consentito il recupero di circa 11,2 milioni di euro, di cui 8,5 milioni relativi ai bonus sociali, 2,5 milioni ai controlli sulle imprese energivore e 0,18 milioni alle verifiche sulla sicurezza della distribuzione del gas.

In merito ai **procedimenti sanzionatori** sono stati adottati 56 atti, tra cui 25 avvisi di procedimento e 9 provvedimenti sanzionatori, con sanzioni ordinarie per complessivi 6,8 milioni di euro. Tra le principali novità dell'anno figurano l'avvio di 8 procedimenti per violazioni degli obblighi di informazione precontrattuale, accertate anche tramite attività di mystery call, e 2 procedimenti riguardanti informazioni scorrette fornite ai clienti vulnerabili sull'accesso al servizio a tutele gradualità. L'Autorità è intervenuta inoltre su casi di *switching*, voltura, utilizzo del Sistema informativo integrato (SII), richieste di sospensione della fornitura e bonus sociali, rafforzando la tutela dei consumatori e la trasparenza del mercato.

2.1.3 Regolamentazione e sviluppi nel mercato del gas naturale

Infrastrutture e principali novità nella regolazione

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.490 km) e **regionale** (24.936 km) sono otto. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 92,8% delle reti. La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali: al Nord si connette con il gasdotto TENP per l'importazione del gas dal Nord Europa e con il TAG per l'importazione del gas russo; al Sud si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino, con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico e con il TAP per l'importazione del gas azeri. Inoltre, sono operativi cinque **terminali di gas naturale liquefatto**, che viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso la loro interconnessione con la rete nazionale. Nel maggio 2025 è entrato in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel 2015, questa nave ha una capacità di importazione di 4,5 G(m³)/anno e una capacità di rigassificazione di 12,9 M(m³)/giorno, oltre che una capacità di stoccaggio di 175.000 m³ liquidi di GNL.

Nell'anno termico 2025-2026 la capacità di trasporto continua e interrompibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL (cioè i punti di importazione) è di 403 M(m³)/giorno (di cui 383,8 di capacità continua e 19,5 di interrompibile), in incremento rispetto agli anni precedenti grazie

all'entrata in esercizio del punto di entrata interconnesso con il terminale di Ravenna. Il sistema nazionale offre anche una capacità continua di esportazione di circa 46 M(m³)/giorno, cui si aggiungono 21,3 M(m³)/giorno di capacità interrompibile in controflusso commerciale a Melendugno.

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da quattro imprese: Stogit, Ital Gas Storage, Thaleia e Blugas Infrastrutture. Nel giugno 2024 Snam ha presentato un'offerta per acquisire gli stoccaggi gas di Edison. Nel 2025 Stogit ha acquisito l'intero capitale sociale di Edison Stoccaggio, cambiando nome alla società in Stogit Adriatica; dal 1° gennaio 2026, Stogit ha incorporato anche Stogit Adriatica. Dal 2025, quindi, le concessioni di stoccaggio del gruppo Snam sono diventate 13 su 15, di cui soltanto 12 riguardano campi attivi. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2025-2026, che si è concluso il 31 marzo 2026, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo (c.d. *working gas*) pari a 18,51 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. La capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta è pari a 7,961 G(m³); la restante capacità è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.927 km di rete (di cui 520 non in funzione nel 2025), il 57% in bassa pressione, il 42,4% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 700 km rispetto al 2024. Nel 2025 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 174 (otto in meno del 2024), di cui otto molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 18 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 17 medie (50.000-100.000 clienti), 86 piccole (10.000-50.000) e 45 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Dal 2020 al 2024 il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna era pari a 28 unità; nel 2025 sono divenute 24. Complessivamente i 174 operatori attivi nel 2025 hanno distribuito 25 G(m³), 0,8 G(m³) in meno dell'anno precedente, a 21,7 milioni di utenti.

Nel 2024 l'Autorità ha avviato l'aggiornamento delle disposizioni sui piani di sviluppo delle reti di trasporto gas, alla luce delle modifiche normative nazionali, del nuovo quadro europeo sulla decarbonizzazione e delle raccomandazioni in materia di pianificazione. A fine 2024 sono stati quindi posti in consultazione gli orientamenti per l'introduzione di un **Piano unico di sviluppo della rete di trasporto gas**, riguardanti sia il processo di predisposizione del Piano sia i requisiti minimi informativi e di analisi costi-benefici. In esito alla consultazione, nell'aprile 2025 l'Autorità ha aggiornato la disciplina, definendo in particolare: il ruolo centrale dell'impresa maggiore di trasporto nel coordinamento del Piano unico, nella verifica della coerenza degli interventi proposti dalle altre imprese, nella validazione delle stime di costo e nello sviluppo delle analisi costi-benefici; la trasmissione del Piano all'Autorità entro il 28 febbraio degli anni dispari, con termine eccezionale al 15 ottobre 2025 per il Piano 2025; l'ampliamento dei contenuti informativi del Piano, includendo progetti di soggetti terzi, interventi di dismissione o riconversione di infrastrutture e stime degli impatti tariffari a 5 e 10 anni; l'estensione dell'analisi costi-benefici anche agli interventi di dismissione, salvo quelli motivati da ragioni di sicurezza, e la richiesta di specifiche giustificazioni per interventi di sostituzione, sicurezza e metanizzazione di nuove aree. Il Piano unico 2025 è stato sottoposto a consultazione pubblica dal 1° ottobre al 22 dicembre 2025, insieme ai criteri applicativi dell'analisi costi-benefici e al documento sugli scenari predisposto da Snam e Terna. Nell'ambito della consultazione, il 4 dicembre 2025 si è svolta anche una sessione pubblica di presentazione del Piano, per fornire chiarimenti e informazioni aggiuntive agli *stakeholder*.

In tema di **accesso agli impianti ed erogazione del servizio di rigassificazione del GNL**, nel 2025 l'Autorità ha accompagnato l'entrata in esercizio del nuovo impianto di rigassificazione di Ravenna approvando il codice di rigassificazione e la procedura di primo conferimento della capacità del terminale, poi modificata nel giugno 2025. Ha inoltre approvato un aggiornamento urgente del

Regolamento PAR (la piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione gestita dal GME), necessario per attivare il comparto dedicato alle aste di allocazione della capacità del terminale di Ravenna e per introdurre nuove funzionalità relative a GNL Italia. Nel maggio 2025 l'Autorità ha infine approvato la proposta di OLT Offshore LNG Toscana relativa alla valorizzazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità e alla copertura dei relativi costi incrementali.

La regolazione in materia di **garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale** (RAST) è stata approvata nel 2019. Nel marzo 2024 l'Autorità ha aggiornato il RAST, adeguando il quadro regolatorio e rendendo il sistema incentivante, già introdotto nel 2019, uno strumento strutturale, con parametri definiti per il biennio 2024-2025. Per l'anno termico 2025/2026, i decreti ministeriali di gennaio e marzo 2025 hanno introdotto misure volte ad anticipare l'allocazione della capacità e favorire il riempimento degli stoccaggi, anche in presenza di condizioni di mercato sfavorevoli. L'Autorità ha dato attuazione a tali disposizioni prevedendo, tra l'altro: la conferma delle formule dei prezzi di riserva per i prodotti annuali e biennali; criteri specifici per i prodotti pluriennali e per l'offerta prioritaria delle capacità di più lunga durata; limiti quantitativi alle capacità offerte da ciascuna impresa, per evitare eccessi di offerta; la non applicazione agli utenti dei costi dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio; l'integrazione dei corrispettivi per il mancato riempimento anche per il 2025/2026; l'introduzione del **premio giacenza**, volto a incentivare l'iniezione di gas a partire da aprile 2025. A fine 2025 è stato infine confermato, per il biennio 2026-2027, l'assetto vigente dei servizi incentivanti e delle quote di trattenimento dei proventi derivanti dalla loro allocazione.

Nel 2013 la società TAP AG, che gestisce il **gasdotto TAP**, ha ottenuto un'esenzione da alcune regole europee in materia di accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*, subordinata al rispetto delle condizioni fissate congiuntamente dai regolatori di Italia, Grecia e Albania nella *Final Joint Opinion*. Tra queste condizioni rientra l'obbligo di svolgere, con cadenza almeno biennale, un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto di lungo termine. In caso di esito positivo del test e delle successive verifiche tecnico-economiche, TAP AG è tenuta a realizzare un incremento della capacità del gasdotto dagli attuali 10 miliardi fino a un massimo di 20 miliardi di Sm³/anno. Dal 2019, la procedura di Market Test prevista dalla *Final Joint Opinion* è coordinata, per quanto possibile, con quella europea sulla capacità incrementale disciplinata dal regolamento CAM NC. Nel 2025 l'Autorità, insieme ai regolatori greco e albanese, ha approvato le **Market Test Guidelines 2025**, per l'avvio di un nuovo ciclo di raccolta delle richieste di capacità incrementale e la **Project Proposal** relativa alla fase vincolante della procedura avviata nel 2023, che definisce i livelli di capacità della potenziale espansione del gasdotto, oltre ai criteri di partecipazione e assegnazione della capacità agli *shipper*.

Nell'aprile 2025 l'Autorità ha definito i **criteri tariffari per il servizio di stoccaggio gas** per il periodo 2026-2029, confermando in larga parte l'impianto precedente, ma introducendo alcuni aggiornamenti: allineamento ai criteri ROSS, nuovo meccanismo di premi-penalità per incentivare l'efficienza degli investimenti, una nuova categoria di cespiti per interventi di manutenzione straordinaria e allungamento della vita utile degli *asset*, e il superamento del meccanismo di conguaglio sul livello dei ricavi di riferimento dell'anno successivo con l'introduzione di un meccanismo di compensazione degli scostamenti attraverso il fattore di copertura dei ricavi. Nel luglio 2025 sono stati approvati i ricavi d'impresa per il 2026, rideterminati quelli del 2025 e autorizzata l'erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi del 2024. Le tariffe di stoccaggio hanno oggi un'applicazione residuale, limitata ai servizi di bilanciamento operativo e allo stoccaggio minerario, che assorbono meno del 2% della capacità complessiva. Lo stoccaggio strategico, pari a circa un quarto della capacità, è invece remunerato tramite il corrispettivo CRV^{CS}, mentre oltre il 70% della capacità, destinata ai servizi di modulazione stagionale e pluriennale, è assegnata tramite aste disciplinate dal RAST.

Per l'anno termico 2025-2026 le aste svolte da Stogit, Stogit Adriatica e Ital Gas Storage hanno registrato

un forte aumento della capacità conferita (+25%), ma un netto calo dei prezzi medi di assegnazione, passati da 2,979 €/MWh nel 2024 a 0,093 €/MWh nel 2025. Il calo riflette le minori aspettative di convenienza economica dello stoccaggio, legate ai più elevati prezzi all'ingrosso del gas nella fase delle aste.

Nel 2024 l'Autorità ha avviato il procedimento per dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato sulle **tariffe di distribuzione e misura gas**, con particolare riferimento ai costi operativi riconosciuti per il periodo 2020-2025, in esito a un articolato contenzioso intentato da una pluralità di operatori contro le disposizioni approvate in materia. Sui criteri tariffari ha quindi posto in consultazione i propri orientamenti volti a rafforzare la trasparenza e la coerenza dell'azione regolatoria. Gli interventi riguardano in particolare: la maggiore esplicitazione dei criteri di elaborazione dei dati di costo e ricavo delle imprese; la quantificazione dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo 2014-2019; la verifica della rappresentatività dei campioni e dei criteri di esclusione dei valori anomali utilizzati per determinare i costi effettivi 2018; la rideterminazione degli *X-factor* applicabili alla generalità delle imprese e l'introduzione di un suo meccanismo correttivo specifico per impresa; la rimodulazione dei coefficienti tariffari in funzione della densità dell'utenza servita.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha effettuato una serie di interventi per completare il processo di ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato procedendo, tra l'altro:

- alla rideterminazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2025, differenziate in funzione della dimensione dell'impresa e della densità di clientela servita;
- alla rideterminazione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*), differenziati per classe dimensionale delle imprese, da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari delle suddette componenti per gli anni successivi al 2020;
- alla definizione di un meccanismo, vincolato ad alcune condizioni, che consenta di determinare un tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti, calcolato a partire dai dati della singola impresa (e non sulla base di dati "di settore") e che permetta di determinare, a fine periodo regolatorio, un costo riconosciuto per la singola impresa in linea con il suo costo effettivo sostenuto nel 2018, opportunamente aggiornato al 2025 per tener conto dell'inflazione.

In vista della conclusione del periodo di regolazione delle tariffe di distribuzione 2020-2025, nel maggio 2025 l'Autorità ha avviato il procedimento per definire la nuova **regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura gas**, valutando l'adattamento dell'approccio ROSS già applicato ad altri servizi infrastrutturali. Per consentire un percorso di consultazione più ampio e trasparente, è stata prorogata al 2026-2027 la regolazione vigente, rinviando il nuovo periodo regolatorio al 2028. Nel dicembre 2025 sono quindi state approvate le modifiche necessarie alla proroga, tra cui: la fissazione dell'*X-factor* pari a zero per distribuzione, misura e commercializzazione; le regole per i costi operativi nelle gestioni d'ambito al settimo e ottavo anno di affidamento; la riduzione degli acconti per le verifiche metrologiche; l'aggiornamento dei parametri relativi ai contributi esistenti al 2011; la conferma delle misure di mitigazione tariffaria per la Sardegna; la definizione del regime tariffario per le reti isolate; il riconoscimento dei costi sostenuti dai distributori per l'attuazione del regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano.

All'inizio di aprile 2025 l'Autorità ha definito i **criteri tariffari e di qualità del servizio di stoccaggio gas per il periodo 2026-2029** (Modifiche alla RQTG 6PRT e al RAST), confermando in larga parte l'impianto regolatorio precedente. Le principali novità riguardano: il rafforzamento degli obblighi in materia di sicurezza, con nuove previsioni sulla rilevazione, comunicazione e pubblicazione dei dati relativi alle dispersioni e alle emissioni di gas, in coerenza con il regolamento europeo sulle emissioni di metano; l'aggiornamento degli obblighi di ispezione non invasiva delle *flow line*; il superamento del precedente meccanismo di penalità per il mancato rispetto degli obblighi contrattuali; l'introduzione di

nuovi obblighi informativi sul confronto tra le prestazioni effettivamente disponibili per gli utenti e le curve prestazionali definite con decreto ministeriale.

Nel giugno 2025 l'Autorità ha modificato la **Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale** (RMTG), in seguito all'analisi dei dati di monitoraggio dei livelli di servizio e dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli applicati nel 2024 (primo anno di applicazione), nonché alle segnalazioni pervenute dai titolari degli impianti.

A fine maggio 2025 l'Autorità ha avviato il procedimento per **prorogare il Testo Unico Distribuzione Gas agli anni 2026 e 2027** e definire il successivo periodo regolatorio (il sesto). Nel settembre 2025 sono stati posti in consultazione gli orientamenti sulla proroga della regolazione di sicurezza e qualità, anche alla luce del regolamento europeo sulle emissioni di metano. In attesa della piena attuazione del nuovo quadro europeo, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere transitoriamente la disciplina vigente, introducendo solo l'allineamento a 36 mesi della periodicità di ispezione delle reti in bassa pressione. Nel dicembre 2025 tale impostazione è stata confermata, con la proroga del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas 2020-2025* agli anni 2026 e 2027. L'Autorità ha evidenziato la necessità di coordinare le nuove regole europee sulle emissioni di metano con la regolazione nazionale sulla qualità, senza compromettere gli obiettivi prioritari di sicurezza e continuità del servizio.

La regolazione della **qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas** continua quindi a disciplinare le principali attività rilevanti per la sicurezza della distribuzione, con l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas. Nel 2025 il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) è risultato superiore a 38 minuti, in aumento rispetto al 2024. La percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti è risultata del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi. Per questo il rispetto della disciplina sul pronto intervento, esteso a tutte le imprese di distribuzione, indipendentemente dal numero di clienti finali, è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi nell'ambito della regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza; tuttavia, quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme.

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. Nel 2025 sono state realizzate 120 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 116 con condotte in alta pressione e 4 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 206,8 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 8,3 giorni per quelle in media pressione; poco più del 30% delle 120 connessioni complessivamente realizzate. Anche nel caso delle **reti di distribuzione locale** nel 2025 sono state realizzate circa 16.000 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 59.236 a 42.873. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (96,1%) e la restante parte condotte in media pressione. Si registra una riduzione dei tempi di attesa per le connessioni alle tubazioni in media pressione (da 11,8 a 8,6 giorni lavorativi) e un aumento per le connessioni alle condotte in bassa pressione (da 36,7 a 43,1 giorni lavorativi).

Nel 2025 l'Autorità è intervenuta anche su più aspetti della **regolazione del bilanciamento gas**, aggiornando il *Testo integrato del bilanciamento* e coordinandolo con la disciplina tariffaria del trasporto. In particolare, sono state riviste le modalità di valorizzazione di alcuni quantitativi di gas, prevedendo l'utilizzo del valore giornaliero del *System Average Price* per renderle più coerenti con i costi effettivi del servizio. È stata inoltre precisata la disciplina del "piccolo aggiustamento" applicato ai prezzi di sbilanciamento, con aggiornamento semestrale della percentuale sulla base dell'andamento dei tassi di interesse. L'Autorità ha poi introdotto disposizioni transitorie sull'approvvigionamento del gas di

sistema, tenendo conto dell'utilizzo prioritario del biometano prodotto da Snam e Italgas per autoconsumo, fino al 30 giugno 2027, e ha chiarito la gestione dei conguagli derivanti dal *settlement*, allineando tutte le norme relative.

La **disciplina del settlement** nel settore gas si è evoluta nel 2024 secondo due principali direttrici: da un lato, l'utilizzo della maggiore granularità nelle misurazioni dei consumi, dall'altro la riduzione delle differenze fra prelievi giornalieri attesi ed effettivi, in ottica di bilanciamento del sistema. Nel 2025 l'Autorità è intervenuta sulle procedure di *settlement* gas con l'obiettivo di renderle più rapide, certe e coerenti con le esigenze operative degli operatori. In particolare, nel luglio 2025 ha proposto una revisione delle tempistiche delle sessioni di aggiustamento, a partire da quella pluriennale 2021-2024, sulla base delle indicazioni del Responsabile del bilanciamento e del Gestore del SII, per ridurre i tempi di svolgimento e migliorare il processo di rettifica dei dati di prelievo. Sempre nel luglio 2025 sono state definite le regole per la contabilizzazione del servizio alternativo di fornitura in caso di reti gas temporaneamente isolate. L'Autorità è infine intervenuta anche sul meccanismo incentivante introdotto per favorire la tempestiva correzione dei dati di prelievo da parte delle imprese di distribuzione. A seguito dell'emersione di penalità particolarmente elevate nella sessione di aggiustamento 2020-2023, sono state introdotte misure correttive per evitare effetti sproporzionati.

Già dal 2022 l'Autorità ha introdotto un meccanismo di **responsabilizzazione delle imprese di distribuzione gas**, volto a migliorare l'efficienza della gestione, ridurre le perdite di rete e accrescere la qualità dei dati di misura. Il meccanismo si basa sul **delta in-out**, cioè la differenza tra i volumi misurati in ingresso alla rete e quelli misurati o stimati in uscita, che idealmente dovrebbe tendere a zero. Nel 2025 l'Autorità è intervenuta per affinare l'applicazione del meccanismo, prevedendo tre sessioni di calcolo riferite ai trienni 2020-2022, 2021-2023 e 2022-2024. È stata inoltre modificata la modalità di ripartizione delle eventuali penalità tra imprese interconnesse. Sono state poi precisate le regole applicabili in caso di avvicendamento nella gestione degli impianti a seguito di gara. A luglio 2025 sono state aggiornate le Istruzioni operative e stabilito che, nel calcolo del delta in-out, il responsabile del bilanciamento tenga conto anche dei volumi immessi tramite carro bombolaio presso ciascun *city gate*.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2025 il consumo lordo di gas naturale è aumentato quasi del 2%, passando da 61,8 a 63 G(m³). Dopo il forte calo registrato nel 2022 e nel 2023 (-10% in entrambi gli anni) e il lieve recupero del 2024 (+1,2%), questo incremento rappresenta un ulteriore segnale positivo per il settore. I consumi finali restano tuttavia sui livelli minimi degli ultimi trent'anni.

La **produzione nazionale** ha registrato una discreta ripresa, risalendo a 3 G(m³) dai 2,6 G(m³) raggiunti nel 2024. Anche il **saldo estero** è leggermente cresciuto dell'1%, per effetto dell'incremento delle importazioni, salite da 59,5 a 61,6 G(m³), parzialmente attenuato da una risalita delle esportazioni, tornate a 2,1 G(m³), vale a dire sui livelli del 2023. Poiché negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,6 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno, il **consumo interno lordo** è risultato pari a 63 G(m³). Di conseguenza il **livello di dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2025 il 94,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2024 era pari a 95,2%). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i **consumi netti di gas** nel 2025 sono valutabili in circa 62 G(m³).

Nei dati preconsuntivi diffusi dal MASE, dunque, nel 2025 l'Italia ha importato 2,4 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2023 ha importato 2,1 G(m³) di gas naturale in più rispetto al 2024. Le importazioni

lorde sono infatti risalite da 59,5 a 61,6 G(m³), con un incremento del 3,6%. Dopo il minimo registrato nel 2024, il livello delle importazioni lorde è così tornato sostanzialmente in linea con quello del 2023. L'aumento ha riguardato, innanzitutto, le importazioni dagli Stati Uniti, che nel 2025 sono quasi raddoppiate, passando da 5,2 a 9,8 G(m³). Sono inoltre cresciuti i flussi dal Nord Europa, con un incremento del 43% sia dalla Norvegia sia dall'Olanda, così come quelli provenienti dai Paesi di più recente ingresso nel mix di approvvigionamento (Nigeria, Guinea Equatoriale, Mauritania e altri), saliti da 0,9 a 2,2 G(m³) (+163%). Si sono invece ridotte le importazioni dall'Algeria (-890 M(m³)), dall'Azerbaigian (-307 M(m³)), dal Qatar (-108 M(m³)) e dalla Libia (-448 M(m³)). Anche i quantitativi statisticamente attribuiti alla Russia, legati a maggiori erogazioni dagli stoccaggi austriaci in transito da Tarvisio, sono diminuiti drasticamente (-83%), passando da 5,7 G(m³) nel 2024 a 972 M(m³). La crescita delle importazioni italiane è stata sostenuta in larga misura dal gas naturale liquefatto. Nel 2025 i volumi di GNL provenienti dall'estero sono aumentati del 44%, passando da 14,7 a 21,2 G(m³). Di conseguenza, il GNL ha coperto poco più di un terzo dell'import complessivo, rispetto a circa un quarto nel 2024.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2025 sono stati importati in Italia 58,8 G(m³), 1,2 in più rispetto ai 57,6 G(m³) importati nel 2024. L'aumento, pari al 2%, risulta quindi lievemente inferiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il 3,1% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè poco più di 1,8 G(m³), risulta acquistato presso le Borse europee.

I gruppi societari che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono cinque: Eni, Edison, Azerbaijan Gas Supply Company Limited, Vitol ed Enel (gli stessi del 2024, tranne Vitol che ha sostituito Royal Dutch Shell); insieme hanno importato 44,4 dei 58,8 G(m³) del gas estero entrato nel mercato italiano. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), e che complessivamente ne coprono una quota del 74,3% (di poco inferiore a quella del gas approvvigionato).

I contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2025 sotto il profilo della **vita residua** mostrano che il 49,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 50,5% nel 2024) e il 58,9% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 59%). Il 15,5% dei contratti oggi in vigore ha una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è marginalmente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 14,8%.

La **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta dell'1,8%, raggiungendo 291,7 G(m³). Ciò soprattutto grazie alla ripresa del gas commercializzato nel mercato della vendita al dettaglio e alla sostanziale stabilità di quello commercializzato nel mercato all'ingrosso, benché anche gli autoconsumi abbiano offerto un significativo contributo. Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 232,1 G(m³) contro i 232,6 G(m³) del 2024 (-0,2%), mentre 46,6 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un aumento dell'1,1% rispetto al 2024; gli autoconsumi hanno salito da 12,2 a 13,1 G(m³), evidenziando un aumento del 7,5%.

Nel 2025 il **numero di imprese** che ha operato nel mercato all'ingrosso, **336 soggetti**, è nettamente cresciuto rispetto al 2024 (ma è importante sottolineare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro), mentre il volume di gas che hanno venduto in tale mercato è diminuito di 0,5 G(m³) (-0,2%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è ridotto del 9,1%, passando da 760 a 691 M(m³). Il **livello di concentrazione** di tale mercato è diminuito: la quota delle prime tre società (Shell Energy Europe, Engie Global Markets ed Edison), infatti, è risultata del 21,1% contro il 23,6% osservato nel 2024. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Eni e Vitol) è passata dal 35,1% al 31,6%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato

all'ingrosso è sceso da 427 a 377.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Nel 2025, 351 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 54 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 420 unità contro le 387 del 2024 (+9%). I volumi OTC sono cresciuti dell'1,5% da 123 a quasi 125 G(m³); al contrario i volumi con consegna forzata al PSV si sono ridotti del 40%, da 183 a 109 M(m³). Il complesso delle riconsegne al PSV è quindi aumentato solo lievemente dell'1,4% rispetto al 2024. In compenso, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita (19%), sia per l'incremento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+14,1%), sia per la crescita del gas scambiato come *clearing house* (+56,6%).

Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** nel corso del 2025 sono stati negoziati volumi complessivi per 210,4 TWh, in crescita del 16% rispetto al 2024.

Si continua a osservare la maggior liquidità nel **Mercato del giorno prima** (78%; +3% rispetto al 2024), che registra un aumento dei volumi negoziati saliti a 165 TWh (+20% sul 2024). La quota maggiore di questi ultimi (81%; -1%) è stata contrattata in negoziazione continua (133,8 TWh; +20%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 30,8 TWh, in aumento rispetto al 2024 (22%).

Come nel 2024, è scesa ancora la quota di volumi negoziati nel **Mercato infragiornaliero**, passata al 19% dal 22% del 2024, che sono ammontati a 39,5 TWh, in diminuzione del 2% rispetto al 2024. Gli scambi in negoziazione continua (38,9 TWh; -1%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 98% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono risultati leggermente meno marginali dell'anno precedente (0,6 TWh). Sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 5,4 TWh (+54%)

I **prezzi registrati sulle diverse piattaforme** si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 38,35 €/MWh, in aumento del 5% rispetto al 2024 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (38,56 €/MWh), a sua volta cresciuta del 5% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente pari a 37,95 €/MWh per MGP e 38,47 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2025 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio** 46,4 G(m³), cui vanno aggiunti 186 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 46,5 G(m³), con un aumento di 0,5 G(m³) rispetto al 2024. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e commentato poco sopra, occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 13,1 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 59,6 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 62,1 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2025 ha, quindi, evidenziato una ripresa (2,4%) rispetto a quello del 2024.

Diversamente da quanto accaduto nei due anni più recenti, nel 2025 **numero di venditori** attivi nel mercato al dettaglio ha ripreso a salire, essendo risultati 493 (11 in più del 2024); poiché al contempo anche i volumi di gas venduto sono cresciuti (1,1%), il volume medio unitario di vendita ha registrato una lieve diminuzione: da 96 a 94 M(m³) (-1,2%). Il 5,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 27

su 493, ha venduto nel 2025 oltre 300 M(m³); complessivamente, tali società coprono l'85,4% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del **livello di concentrazione nel mercato retail**. Con un aumento dei volumi di vendita del 9,7%, il gruppo Edison è rimasto in prima posizione, con una quota di mercato in aumento dal 15,5% al 16,8%. Il gruppo Eni, che perse la prima posizione nel 2023, ha consolidato la seconda posizione riguadagnata nel 2024; grazie a una crescita del 7,1% delle vendite, anche la sua quota di mercato è leggermente salita dal 12% al 12,7%. Il gruppo Enel, invece, è rimasto in terza posizione nonostante una riduzione delle vendite dell'11,5%, che ha determinato un calo nella quota di mercato del gruppo dall'11,1% del 2024 al 9,7%.

Dati gli andamenti di segno opposto tra i gruppi più importanti, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2024, almeno a livello complessivo di tutti i settori. Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è tornato a 4. Inoltre, nel 2025 i primi tre gruppi controllano il 44,8%, mentre nel 2024 la quota era pari al 43,8%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 900, di poco superiore a quello del 2024, che era pari a 858. Il livello dell'indice è rimasto comunque al di sotto del valore 1.000 soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. La concentrazione più elevata si riscontra nelle vendite all'industria e alla generazione elettrica, dove il C3 è superiore al 50%, la più bassa si osserva nelle vendite alle attività di servizio pubblico e al commercio e servizi. Rispetto al 2024, aumenti di lieve entità del livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nei comparti dei condomini, dell'industria e della generazione elettrica, mentre nei restanti settori si osserva una discesa (molto significativa nel caso del commercio).

Come già accennato, nel 2025 sono stati venduti 59,6 G(m³) – di cui 13 destinati all'autoconsumo e 46,6 alla vendita – a poco meno di 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2024 i consumi di gas sono cresciuti del 2,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato un aumento del 7,5%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,7 G(m³), hanno evidenziato un piccolo incremento (0,9%), mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità per i domestici e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,8 G(m³), sono aumentate del 4,8%. I consumi del settore domestico (domestici e condomini) sono rimasti sostanzialmente stabili a 13,7 G(m³), quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 37,6 a 39,6 G(m³), registrando quindi un aumento del 5,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono scesi del 10%, passando da 7 a 6,3 G(m³). Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, **il 96,1% del gas risulta acquistato sul mercato libero** e il restante 3,9% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,1% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, la quota di volumi acquistati sul mercato libero si è lievemente ridotta all'86,2% per le famiglie mentre ha raggiunto il 99,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). In termini di punti di prelievo, la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13,6% (era pari al 13% nel 2024). Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 27,6% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*.

Il **consumo medio** per le famiglie è risultato pari a 579 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.787 m³, 5.635 m³ per il commercio, 103,5 migliaia di m³ per l'industria, 20,4 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 11.746 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (578 m³) è leggermente più basso di quello riscontrato nel mercato di

tutela della vulnerabilità (586 m³).

La percentuale di **switching**, cioè del numero di punti di riconsegna che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2025, è risultata complessivamente pari al 18,8%, ovvero al 19,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. È rimasto invariato rispetto al 2024, confermando la significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti. Più in dettaglio, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di 4,2 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,7% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 25,3%). Altrettanto ampia e pari al 24,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 31% del relativo settore di consumo.

Anche nel settore gas, come già detto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero.

La **media delle offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 20,5 per la clientela domestica (9,2 sono acquistabili solo online), 8,8 per i condomini con uso domestico (2,6 solo online) e 15,7 per la clientela non domestica (3,5 solo online). L'interesse delle famiglie verso le **offerte online** risulta ancora limitato, nonostante il crescente processo di digitalizzazione. Solo il 9,7% dei clienti domestici ha infatti scelto di sottoscrivere un'offerta tramite canali digitali. La quota risulta più elevata tra i clienti non domestici, dove si attesta al 20,6%, mentre rimane particolarmente contenuta nel segmento dei condomini con uso domestico, con una penetrazione pari al 2% (dati sostanzialmente invariati rispetto al 2023).

Nel 2025 le imprese di vendita di gas naturale hanno messo a disposizione della clientela domestica un numero medio di 33,5 **offerte commerciali**; di queste, 3,2 risultano sottoscrivibili esclusivamente attraverso canali online. Per la clientela non domestica il numero medio di offerte disponibili è risultato pari a 18,1, di cui 1,9 acquistabili esclusivamente tramite canali digitali. Per i condomini a uso domestico il numero medio di offerte disponibili si è attestato a 8,1, mentre le offerte acquistabili esclusivamente online sono risultate in media 1,3. I contratti conclusi **online** rappresentano il 13,5% del totale per i clienti domestici e il 22,9% per i clienti non domestici,

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, nel 2025 i contratti a prezzo variabile si confermano la tipologia prevalente nel mercato libero del gas in tutti i segmenti di clientela. Essi rappresentano il 67,9% dei contratti dei clienti domestici, il 94,1% di quelli dei condomini a uso domestico e l'86,2% dei contratti dei clienti non domestici. Per i clienti domestici, i contratti a prezzo variabile presentano una componente di approvvigionamento pari a 75,0 c€/m³, inferiore agli 81,2 c€/m³ dei contratti a prezzo fisso. Anche nei condomini a uso domestico le offerte variabili risultano leggermente più convenienti (61,1 c€/m³ contro 62,5 c€/m³), mentre nel segmento non domestico i prezzi medi delle due tipologie risultano sostanzialmente allineati (50,2 c€/m³ per il prezzo variabile e 48,9 c€/m³ per il prezzo fisso).

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** il Punto di Scambio Virtuale (PSV) si conferma il principale indice di riferimento per le offerte a prezzo variabile del mercato libero del gas. I contratti indicizzati al PSV rappresentano il 74,8% delle offerte per i clienti domestici, l'84,2% per i condomini a uso domestico e il 75,4% per i clienti non domestici, con prezzi medi pari rispettivamente a 76,7 c€/m³, 61,7 c€/m³ e 51,9 c€/m³. Le offerte indicizzate alle componenti definite dall'Autorità nei servizi di tutela costituiscono la seconda tipologia più diffusa (13,2% dei clienti domestici, 10,0% dei condomini e 9,6% dei clienti non domestici). Le offerte indicizzate al TTF mantengono invece una diffusione limitata (5,4% tra i clienti domestici e circa 7% tra quelli non domestici) e presentano prezzi medi generalmente più elevati rispetto a quelle indicizzate al PSV, raggiungendo 77,5 c€/m³ nel segmento domestico.

Il 38,9 % dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto**;

percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti (16,9% per i condomini e 17,8% per i non domestici).

Nel 2025 i **servizi aggiuntivi** nelle offerte gas risultano più diffusi tra i clienti domestici, mentre condomini e clienti non domestici privilegiano contratti focalizzati sulla sola fornitura di gas. Nei contratti a prezzo fisso, il servizio più diffuso per i clienti domestici è rappresentato dai programmi di raccolta punti, presenti nel 57,6% dei contratti, con un prezzo medio di 85,6 c€/m³, superiore alla media dei contratti a prezzo fisso (81,2 c€/m³). I contratti privi di servizi aggiuntivi rappresentano il 22,7%. Tra i condomini e i clienti non domestici prevalgono invece offerte senza servizi accessori, pari rispettivamente a oltre il 65% e a quasi l'80% dei contratti. Nei contratti a prezzo variabile, le offerte senza servizi aggiuntivi sono pari al 55,5% tra i clienti domestici, al 65,6% tra i condomini e al 95,3% tra i clienti non domestici. Tra i clienti domestici i servizi accessori più diffusi sono i programmi di raccolta punti (20,2%) e le offerte con garanzia di gas 100% green (12,9%), mentre nel segmento non domestico i servizi aggiuntivi hanno un ruolo marginale, a conferma di una maggiore attenzione agli aspetti economici della fornitura.

L'analisi dei dati raccolti nell'*Indagine annuale* evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute) praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 71,9 c€/m³, un valore dell'1% superiore a quello dell'anno precedente (71,2 c€/m³). L'aumento, che deriva dai rialzi avvenuti nei mercati all'ingrosso, coinvolge quasi tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta lievemente differenziato tra le classi dimensionali. Il suo valore massimo (4,8%) lo si riscontra per i clienti molto grandi, con consumi oltre 20 milioni di m³/anno, mentre quello più piccolo (+1,4%) riguarda i clienti intermedi tra 0,2 e 2 milioni di m³/anno. In netta controtendenza i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, essenzialmente domestici) che presentano una lieve diminuzione (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

L'**andamento** nell'ultimo decennio **dei prezzi per i clienti con usi domestici** (famiglie e, sino al 2023, anche i condomini con consumi fino a 5.000 m³/anno), può essere osservato separando le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero. Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni, con l'eccezione del 2022. In quell'anno il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas, avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 sia nel 2024: in entrambi gli anni, nel mercato libero vi è stato un incremento di circa 10 c€/m³ e solo nell'ultimo anno vi è stata una lieve inversione di tendenza (-3 c€/m³). Al contrario, il servizio di tutela già nel 2023 è calato di ben 33 c€/m³, solo in piccola parte riassorbiti dall'incremento di 11 c€/m³ dell'ultimo biennio. A seguito di tale dinamica, il mercato libero nel 2023 è tornato a essere nettamente più oneroso: negli ultimi tre anni il suo prezzo risulta sempre superiore a quello del servizio di tutela, in misura compresa tra il 28% del 2023 e il 20% del 2025.

Relativamente alla **qualità commerciale del servizio di vendita**, dall'analisi basata sui dati comunicati da 457 venditori per il settore del gas, nel 2025 le imprese di vendita hanno ricevuto complessivamente 178.695 reclami scritti, 437.829 richieste di informazione, 12.547 rettifiche di fatturazione e 238 rettifiche di doppia fatturazione. I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore del gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un **indennizzo**, sono stati complessivamente 9.961. Gli indennizzi sono riconducibili in prevalenza al superamento del tempo standard per la risposta ai reclami scritti (94%) e in minima parte al tempo per la rettifica di fatturazione (5%); il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero.

Nel 2025 102 venditori hanno dichiarato di fornire 1,7 milioni di clienti con contratti *dual fuel*. Tali clienti

hanno inviato 27.519 reclami scritti, in diminuzione del 9,3% rispetto all'anno precedente, e 53.041 oltre che raddoppiate rispetto all'anno 2024. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.496 (-3,4%) e 29 (-46,3%). Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 1.818. Il 91,4% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore, il 7,8% alle rettifiche di fatturazione.

2.1.4 Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio (secondo livello). Lo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** (Sportello) e il **Servizio conciliazione**, sono gestiti in avalimento da Acquirente unico per conto dell'Autorità. Lo Sportello fornisce le risposte alle chiamate al *call center*, alle richieste scritte di informazioni, alle richieste di attivazione di procedure speciali informative e ai reclami di secondo livello.

Nel 2025, in linea con la tendenza già registrata nel 2024, si conferma una complessiva diminuzione dei volumi di richieste – scritte e telefoniche – in ingresso. Infatti, nel 2025 il **call center** dello Sportello ha ricevuto 786.647 chiamate in orario di servizio (-30% rispetto al 2024). La durata media delle conversazioni con il call center è risultata pari a 214 secondi, ovvero 19 secondi in meno rispetto ai 233 del 2024. Le chiamate allo Sportello hanno riguardato principalmente le modalità di risoluzione delle controversie (39% del totale, +13% rispetto al 2024), seguite dalle richieste sul bonus sociale (36%, -6% rispetto all'anno precedente), con 233.790 chiamate relative ai bonus sociali per i settori elettrico e gas.

Le **richieste di informazione scritte** relative ai settori energetici ricevute dallo Sportello sono state 45.152, in calo rispetto all'anno precedente (-17%). Il bonus sociale si conferma il principale tema, rappresentando il 32% del totale delle richieste (+8% rispetto al 2024), con domande riguardanti quasi esclusivamente il riconoscimento automatico del beneficio. Crescono inoltre le richieste relative al mercato (17%, +5%), alla fatturazione (15%, +1%) e ai contratti (13%, +2%). Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici. Nel 2025, le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una procedura speciale informativa sono state 42.044, in diminuzione del 18% rispetto al 2024. Tali istanze hanno interessato nel 60,5% dei casi il settore elettrico, nel 31,5% il gas e l'8% entrambi i settori.

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la **risoluzione delle problematiche e delle controversie** insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative, anche per le **procedure speciali risolutive** lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia. Esse implicano un'interlocuzione con il personale dello Sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di

quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia. Nel 2024 sono pervenute allo Sportello 13.679 richieste di attivazione di procedure risolutive, in diminuzione del 21% rispetto al 2024. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (80%, -22 punti percentuali rispetto al 2024). Il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con oltre la metà delle richieste (59%). Negli altri casi la problematica ha interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*. Il comparto domestico è stato interessato dalle procedure speciali risolutive nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (utilizzata nel 58% dei casi).

Il **Servizio Conciliazione dell'Autorità** consente ai clienti finali di energia elettrica e gas di risolvere *online* le controversie con gli operatori in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura, svolta alla presenza di un conciliatore terzo e imparziale, può concludersi con un accordo che ha valore transattivo ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Inoltre, per le controversie nei settori regolati dall'Autorità, il tentativo di conciliazione rappresenta una condizione obbligatoria prima di rivolgersi alla magistratura, salvo i casi che riguardano profili tributari, fiscali o provvedimenti urgenti. Nel 2025 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 22.619 domande, in calo del 22,5% rispetto all'anno precedente. Il settore elettrico ha registrato il maggior numero di domande, con 12.027 richieste (40% del totale, in linea con il 2024), seguito dal settore gas con 7.450 domande (24%, -9% rispetto al 2024). I clienti *dual fuel* hanno presentato 2.920 domande (10% del totale, -1%), mentre i prosumer hanno presentato 222 domande, in lieve aumento rispetto alle 217 del 2024). Il tasso di accordo nelle procedure concluse dal Servizio nel 2025 è stato del 74% nel settore gas (+11% rispetto al 2024) e del 60% nel settore elettrico (+1%). Al netto delle procedure pendenti, gli accordi hanno riguardato il 73% delle procedure con i venditori (+7%) e il 43% di quelle con i distributori (+11%). Il tempo medio necessario per raggiungere un accordo è stato di 56 giorni, un giorno in meno rispetto al 2024.

In alternativa al Servizio conciliazione dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione delle norme, ha istituito nel dicembre 2015 l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (Alternative Dispute Resolution)**. Al 31 marzo 2026, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 25 organismi ADR. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere nel 2025 una sensibile riduzione del numero totale delle domande ricevute rispetto all'anno precedente (-53%). Nello specifico, su un totale di 1.066 domande, 702 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel*. L'argomento prevalente delle controversie nei settori energetici la "fatturazione" si conferma quale argomento prevalente, (50%, +25 p.p. rispetto al 2024).

Dal 2009 è attivo un meccanismo di protezione rivolto ai clienti domestici, il sistema di bonus sociali, per ridurre le spese di energia elettrica e gas a favore dei clienti domestici in condizioni di disagio economico o di salute. Nel 2025 il sistema dei bonus sociali elettrico e gas ha continuato a garantire un sostegno alle famiglie in condizioni di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro (o 20.000 euro per i nuclei con almeno quattro figli), attraverso il meccanismo di riconoscimento automatico introdotto dal 2021. Come misura straordinaria, il decreto-legge n. 19/2025 ha previsto, per il solo 2025, un contributo di 200 euro sulle forniture di energia elettrica per i clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro. L'Autorità ha definito le modalità operative per l'erogazione automatica del contributo: per i beneficiari del bonus sociale elettrico il contributo è stato riconosciuto insieme al bonus nel periodo 1° aprile – 31 luglio 2025, mentre per i nuclei con ISEE compreso tra 9.530 e 25.000 euro l'individuazione degli aventi diritto è avvenuta tramite lo scambio di dati tra INPS, Acquirente Unico e Sistema Informativo Integrato (SII), consentendo ai venditori di applicare direttamente l'agevolazione in bolletta. I beneficiari appartenenti alla soglia ordinaria per l'ottenimento del bonus sociale (ISEE fino a 9.530 euro per i nuclei fino a 4 componenti e 20.000 euro per le famiglie numerose), sono risultati in leggera diminuzione (-

4,6%) rispetto all'anno precedente. Nell'anno sono stati riconosciuti complessivamente circa 2,7 milioni di **bonus elettrici**, cui devono però aggiungersi i 3,4 milioni di nuclei che hanno percepito il contributo straordinario di 200 euro mentre, per il **bonus sociale gas**, sono stati oltre 1,6 milioni, anche qui con una lieve riduzione della platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente (-6,2%).

Nel 2025 l'Autorità ha proseguito le **iniziative informative** per accompagnare i clienti nel superamento delle tutele di prezzo, prevedendo specifiche comunicazioni in bolletta. Dal 1° gennaio 2025 è stata introdotta un'informativa rivolta ai clienti domestici del mercato libero dell'energia elettrica sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni di accesso ai relativi servizi. Dal 1° luglio 2025, con l'entrata in vigore della nuova bolletta, è stata inoltre inserita un'informativa dedicata alla ricerca delle offerte del mercato libero più adatte alle esigenze del cliente. Rimangono inoltre in vigore le comunicazioni sui consumi energetici e, per il settore gas, quelle relative ai diritti dei clienti vulnerabili introdotte nel 2024.

Nel 2025 è entrato in vigore il rafforzamento del **Codice di condotta commerciale** per la vendita di energia elettrica e gas, con l'obiettivo di aumentare la trasparenza, la tutela dei clienti finali e la confrontabilità delle offerte nel mercato libero. Le principali novità hanno riguardato il rafforzamento degli obblighi informativi nella fase precontrattuale e nelle modifiche contrattuali, con l'estensione del diritto di ripensamento fino a 30 giorni in specifici casi di vendita fuori dai locali commerciali, l'obbligo di conferma scritta per i contratti conclusi telefonicamente, un preavviso minimo di 3 mesi per variazioni unilaterali e rinnovi contrattuali e il riconoscimento di un indennizzo automatico di 30 euro in caso di mancato rispetto dei termini di preavviso. In attuazione del decreto-legge n. 19/2025, dal 1° luglio 2025 l'Autorità ha introdotto misure transitorie per semplificare la presentazione delle offerte, imponendo ai venditori una rappresentazione più chiara dei corrispettivi e la pubblicazione sui propri siti internet della documentazione contrattuale, della Scheda sintetica e del codice offerta. Inoltre, sono state definite ulteriori misure, in vigore dal 1° aprile 2026, che prevedono la standardizzazione della struttura di prezzo delle offerte rivolte ai clienti domestici e l'obbligo di pubblicare online tutte le offerte disponibili anche sul Portale Offerte.

Nel 2025 è entrata in vigore la nuova **bolletta dell'energia**, con l'obiettivo di renderla più semplice, uniforme e comprensibile. Dal 1° luglio 2025, la bolletta è composta da una Bolletta sintetica, contenente il Frontespizio unificato, lo Scontrino dell'energia, il Box dell'offerta e gli Elementi informativi essenziali, affiancata dagli Elementi di dettaglio, rimasti sostanzialmente invariati. Nel corso dell'anno l'Autorità ha inoltre introdotto alcuni perfezionamenti, tra cui una migliore rappresentazione dei servizi aggiuntivi, un Box dell'offerta più dettagliato e specifiche semplificazioni per i clienti multisito. È stato inoltre approvato il Glossario della bolletta, per agevolare la comprensione della terminologia utilizzata. La nuova disciplina si applica ai clienti elettrici in bassa tensione e ai clienti gas domestici e di piccole dimensioni, ed è stata estesa anche ai servizi di ultima istanza gas e alle forniture della pubblica amministrazione.

Il **Portale Consumi** è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche. Nel 2025 è stato completato il percorso di potenziamento dell'accesso ai dati di consumo energetico da parte dei clienti finali. Oltre alle informazioni già disponibili in bolletta, negli *smart meter* e nel Portale Consumi, da ottobre 2025 è diventato pienamente operativo il nuovo sistema che consente ai clienti di autorizzare in modo sicuro l'accesso ai propri dati di misura a soggetti terzi. Nella prima fase, possono essere autorizzati le imprese di vendita, le ESCO certificate, i soggetti previsti dalla disciplina dell'autoconsumo e del dispacciamento, nonché le associazioni dei consumatori e delle imprese rappresentative. Il nuovo modello garantisce che la condivisione dei dati avvenga esclusivamente con il consenso del cliente e per finalità di confronto delle offerte e fornitura di servizi energetici, rafforzando la trasparenza e la concorrenza nel mercato.

Nel 2025 il **Portale Offerte** è stato potenziato con nuove funzionalità per accompagnare i clienti verso il mercato libero. In particolare, è stato introdotto l'accesso tramite SPID/CIE, che consente di utilizzare

i consumi storici reali per simulare la spesa annua, consultare il servizio a tutele graduali e visualizzare le caratteristiche della propria offerta, anche se non più in commercio. Il Portale ha registrato 1.552.757 visitatori unici nel corso dell'anno, con una media di 129.400 visitatori mensili e un picco di oltre 184.000 utenti a gennaio. Al 31 dicembre 2025 erano disponibili 19.355 offerte, di cui 15.861 del mercato libero, 2.324 offerte PLACET e 1.170 offerte non confrontabili tramite stima della spesa. Tra le offerte confrontabili figuravano 10.027 offerte elettriche, 5.771 offerte gas e 63 offerte *dual fuel*.

2.1.5 Attuazione del *Clean Energy Package*

La legge 22 aprile 2021, n. 53 è il provvedimento che ha definito i principi e i criteri direttivi per la delega al Governo per l'implementazione nell'ordinamento italiano delle norme del *Clean Energy Package*, con particolare riferimento:

- alla direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (art. 5);
- alla direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) (art. 12);
- all'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 941/2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (art. 19).

In attuazione di tale legge sono poi stati emanati: il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. Decreto Red II); il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante "Attuazione della direttiva UE 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE" e altri decreti di recepimento delle direttive europee.

All'inizio del 2020 è stato pubblicato il **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)**, che è stato inviato alla Commissione europea dal Governo italiano, ai sensi del c.d. regolamento *governance* (regolamento (UE) 1999/2018). Entro il 30 giugno 2024 gli Stati membri dovevano trasmettere alla Commissione europea i loro PNIEC aggiornati e nella versione definitiva, per tenere conto delle raccomandazioni diffuse dalla Commissione alla fine del 2023. Il 1° luglio 2024 i Ministeri dell'Ambiente e della sicurezza energetica e delle Infrastrutture e trasporti hanno inviato alla Commissione europea il testo definitivo del PNIEC, che contiene misure per rafforzare la traiettoria nazionale verso la transizione energetica e climatica. Il Piano adotta un approccio tecnologicamente neutro, puntando su un mix di leve: crescita delle rinnovabili elettriche, sviluppo di biometano, idrogeno e biocarburanti, elettrificazione dei consumi finali, diffusione delle pompe di calore, riqualificazione edilizia, mobilità elettrica e tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂. La direttrice principale resta lo sviluppo delle fonti rinnovabili, con un obiettivo di 131 GW di potenza installata al 2030, trainato soprattutto dal solare, seguito da eolico, idroelettrico, bioenergie e geotermia. Il Piano include anche una sezione dedicata al nucleare sostenibile: gli scenari elaborati indicano un possibile contributo del nucleare al mix elettrico al 2050 pari a circa l'11% della domanda, con una proiezione potenziale fino al 22%, in complementarità con rinnovabili e altre fonti a basse emissioni.

In materia di efficienza energetica, il PNIEC prevede una riduzione significativa dei consumi, ma segnala la necessità di ulteriori interventi per raggiungere pienamente gli obiettivi più sfidanti, pur risultando centrato il target sui risparmi annui cumulati nei consumi finali. Sul versante emissivo, il Piano prevede di superare l'obiettivo del "FitFor55" riguardante gli impianti industriali vincolati dalla normativa ETS,

arrivando al -66% rispetto ai livelli del 2005 (l'obiettivo UE è pari a -62%), mentre nei settori non-ETS (civile, trasporti e agricoltura) permane l'esigenza di rafforzare le misure per conseguire gli obiettivi europei. Il PNIEC rafforza inoltre la sicurezza energetica nazionale, grazie alla diversificazione degli approvvigionamenti, allo sviluppo di nuove infrastrutture e al potenziamento delle interconnessioni.

Il Piano punta a consolidare il ruolo dell'Italia come hub energetico europeo e corridoio mediterraneo per le rinnovabili, attraverso il rafforzamento delle interconnessioni elettriche, del *market coupling* e delle infrastrutture per i gas rinnovabili. Ricerca, sviluppo e innovazione assumono un ruolo prioritario per accelerare la diffusione delle tecnologie coerenti con il *Green Deal* e sostenere la competitività dell'industria nazionale. Il Piano è stato elaborato con il contributo delle amministrazioni competenti, di enti tecnici e del mondo della ricerca, e ha beneficiato di una consultazione pubblica che nel 2024 ha coinvolto 133 soggetti tra imprese, istituzioni, associazioni e cittadini.

Nel 2023 uno degli interventi strettamente collegati al *Clean Energy Package* ha riguardato l'approvazione del Testo integrato del dispacciamento elettrico o TIDE, la cui efficacia è stata prevista a partire dal 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire a tutti i soggetti interessati (Terna e GME *in primis*) di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio. Il TIDE riordina le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero in coerenza con il regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento sul *Capacity Allocation Cogestion Management – CACM*).

Nel 2024 e nel 2025 sono, tuttavia, intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora dell'inizio della sua efficacia: in particolare nel luglio 2024 è stata approvata la versione 2 del TIDE, recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024 (*cfr. Annual Report* dello scorso anno). Nel giugno 2025 l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare ulteriori aggiornamenti al TIDE (versione 4, *cfr. il paragrafo 3.1.5 del presente Annual Report*), con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle aste per l'approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve* secondo criteri di mercato. Successivamente l'Autorità ha approvato anche le modifiche al Codice di rete di Terna necessarie alla piena implementazione del TIDE (rev. 4), in modo da garantire piena coerenza al *target model* europeo per l'integrazione dei mercati di bilanciamento.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 *Unbundling*

L'Autorità ha rinnovato⁹ nel 2015 le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tra le misure imposte dal TIUF, in vigore dal 1° gennaio 2016, vi era l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nell'aprile 2025 l'Autorità ha apportato¹⁰ alcune modifiche al *Testo Integrato di Unbundling Contabile* (TIUC¹¹) finalizzate ad aggiornare, a partire dall'esercizio contabile 2024, le definizioni di alcune attività e comparti per le operazioni di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, nonché per le attività di trasporto, rigassificazione e misura del gas naturale.

Come sempre, inoltre, nell'arco dell'anno è proseguita l'attività di *enforcement* delle norme in materia di *unbundling* funzionale e contabile. In particolare, è stata effettuata una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica verticalmente integrata in materia di *unbundling* funzionale. Inoltre, l'Autorità ha intimato a 19 imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'obbligo di invio delle comunicazioni previste dal TIUF. Nell'anno è stato anche avviato un procedimento per violazione degli obblighi di *unbundling* funzionale, contestando alla società, tra l'altro, la mancata adozione di misure idonee a evitare di ingenerare nel pubblico confusione circa l'identità distinta del ramo "fornitura" dell'impresa verticalmente integrata. Infine, nel 2025 si è concluso con l'irrogazione di sanzioni, nella misura complessiva di euro 390.625, un procedimento avviato nel 2024 nei confronti di un esercente i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, per l'accertamento della violazione di molteplici disposizioni in materia di tariffe e di *unbundling* contabile.

3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

Estensione delle reti

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 76.200 km di linee e circuiti elettrici e 930 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna. La partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è detenuta da CDP Reti, società

⁹ Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com che ha sostituito la previgente delibera 18 gennaio 2007, 11.

¹⁰ Con la delibera 30 aprile 2025, 188/2025/R/com.

¹¹ Allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com.

controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹². A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti) e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,9% del capitale appartiene al mercato, di cui il 58,2% è posseduto da investitori istituzionali, tra i quali l'unico azionista rilevante¹³ è la società di investimento e gestione patrimoniale americana BlackRock Inc. che possiede il 5,014%.

Nel 2025 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono state nove, una in più rispetto al 2024, di cui quattro appartenenti al gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete Elettrica Nazionale le società del gruppo Terna sono: Rete, Terna Crna Gora e l'ultima nata Rete2, tutte interamente controllate da Terna.

Rete è l'impresa nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano. Rete2 è la società costituita nel 2025 per facilitare il trasferimento a Terna della rete di alta tensione situata nel territorio di Roma Capitale di proprietà di Areti, con l'obiettivo di razionalizzare la proprietà e la gestione degli *asset* di rete in alta tensione, in coerenza con la normativa di settore e con gli obiettivi di efficientamento promossi dall'Autorità. Nel giugno 2025 Areti ha costituito Rete2 alla quale ha conferito il ramo di azienda relativo alla rete in alta tensione di cui era titolare¹⁴ e nella stessa data, ha ceduto a Terna l'intero capitale sociale di Rete2, che risulta oggi titolare degli *asset* di alta tensione precedentemente appartenuti ad Areti e inclusi nella RTN¹⁵.

Vi sono poi tre società *merchant*, Monita Interconnector, Piemonte Savoia (Pi.Sa.) e Resia Interconnector, costituite per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione realizzate nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge 99/2009. Quest'ultima ha affidato a Terna il compito di selezionare, sulla base di gare pubbliche, le società disposte a finanziare specifiche interconnessioni a fronte dei benefici loro derivanti dall'ottenimento dell'esenzione dall'accesso di terzi sulla capacità di trasporto che le relative infrastrutture renderebbero disponibile. La legge prevede che tali soggetti, a fronte del rilascio dell'esenzione, si impegnino a finanziare le infrastrutture di interconnessione, affidando a Terna un mandato per la realizzazione e l'esercizio delle interconnessioni. Nell'ambito del quadro legislativo definito dalla legge n. 99/2009 Terna gestisce quindi le attività di manutenzione (ordinaria e straordinaria) ed esercizio degli Interconnector realizzati ed entrati in esercizio.

Infine, sono presenti nella trasmissione elettrica e non fanno parte del gruppo Terna: Eneco Valcanale, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid) e la società Brulli Trasmissione Unipersonale, con sede a Reggio Emilia, che gestisce una stazione a 380 kV a Voghera (PV).

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio, ed è stata ceduta dal gruppo Terna a finanziatori privati alla fine del 2019 a fronte del pagamento di un corrispettivo annuale.

¹² Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

¹³ Gli azionisti rilevanti sono quelli che partecipano al capitale sociale di Terna in misura superiore alle soglie di rilevanza indicate dalla delibera Consob n. 11971/99 e dal decreto legislativo n. 58/98 e s.m.i.

¹⁴ Composto da 73 elettrodotti in AT, per un totale di circa 481 Km e di circa 177 Km di collegamenti in fibre ottiche installate a corredo degli elettrodotti (equivalenti a circa 5.682 km di fibre ottiche complessive), nonché 3 cabine primarie.

¹⁵ Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 29 del 28 gennaio 2025, successivamente integrato dal decreto n. 137 del 30 maggio 2025.

Analogamente, la società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* dell'elettrodotto che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022; Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati nel 2017 in accordo a quanto previsto dalla legge 99/2009. Nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria promosso da Resia Interconnector. L'opera ha consentito a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella precedente. Gli *asset* nelle proprietà di Monita Interconnector, di Pi.Sa. e di Resia Interconnector godono di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*; al termine del periodo di esenzione la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna.

Il gruppo Terna possiede o gestisce quindi quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte della RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche).

La capacità di interconnessione con l'estero e di trasporto tra le zone interne della rete è un indicatore chiave per l'integrazione dei mercati elettrici e per la transizione energetica. Dal 2024 è operativo un meccanismo incentivante *output-based* per aumentare tale capacità, aggiornato nel 2025 con nuovi parametri e obiettivi validi fino al 2027. Gli incentivi sono operativi sia per accrescere la capacità tra i confini (interconnessioni con l'estero), sia nelle zone interne al territorio nazionale. Al 31 dicembre 2025, Terna ha incrementato la capacità di trasporto su diverse zone di mercato, con aumenti complessivi rilevanti. Relativamente alle interconnessioni con l'estero, la capacità è aumentata di 60 MW sui confini Nord (Francia, Svizzera e Austria) verso l'Italia, grazie al collegamento a 132/110 kV con la regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero, da Prati di Vizze a Steinach.

Al 31 dicembre 2024 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 110 imprese della **distribuzione elettrica** (quattro in meno rispetto al 2024), di cui solo 11 servono un numero di clienti superiore a 100.000; insieme queste imprese servono il 98,5% dei punti di prelievo totali ed erogano una quota analoga (98,6%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 99 operatori della distribuzione erogano solo l'1,4% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono cinque: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren) e la nuova società Duereti.

Alla fine del 2024, Enel ha costituito Duereti, società in cui e-distribuzione ha conferito parte delle proprie attività di distribuzione in Lombardia: circa 12.000 km di rete e 800.000 punti di prelievo in circa 130 comuni tra Milano e Brescia. L'operazione è finalizzata alla razionalizzazione della gestione delle reti lombarde, con il trasferimento degli *asset* e dei clienti al gruppo A2A. Dal 1° gennaio 2025 Duereti è operativa e A2A ne detiene il 90% del capitale, mentre e-distribuzione mantiene una quota del 10%, regolata da un patto parasociale con opzioni di acquisto e vendita esercitabili dal primo anniversario del *closing*.

Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.294.500 km di reti, la maggior parte delle quali (68,3%) è in bassa tensione. Nel 2025 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è diminuita di circa 3.300 km, di cui circa 520 in bassa tensione e circa 2.800 in media tensione; le reti in alta o altissima tensione sono diminuite di 20 km. La società e-distribuzione è il primo operatore, con la quota dominante dell'81,7% dell'energia distribuita. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,3% dei volumi, Areti (gruppo Acea), con il 3,7% dei volumi, Duereti (gruppo A2A) con il 3,1% dei volumi, Ireti (gruppo Iren) con l'1,3% dei volumi, V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1% dei volumi ed Edyna con l'1% dei volumi. Tutti gli altri distributori detengono una quota dell'elettricità distribuita inferiore all'1%.

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

Il "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027" (ROTE)¹⁶, ha previsto per l'anno 2024 un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori obiettivo che sono stati determinati¹⁷ dall'Autorità nell'ottobre 2021 per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine; inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

Nell'ottobre 2025 sono stati determinati¹⁸ premi per Terna per aver reso disponibili i seguenti incrementi di capacità relativamente all'anno 2024:

- nella sezione da Calabria verso Sicilia per 50 MW attraverso l'adozione di soluzioni *capital light*, con un aggiornamento del sistema di difesa tramite un adeguamento degli apparati UPDM (unità periferiche di difesa e monitoraggio) e con l'installazione di ulteriori PMU (*Phasor Measurement Unit*) dal 1° gennaio 2024. Per tali interventi sono stati determinati due premi:
 - un premio pari a 3,5 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto;
 - un premio pari a 3,5 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE;
- nella sezione da Nord verso Centro Nord, e viceversa, per 250 MW, grazie alle sostituzioni dei conduttori della linea 380 kV "Bargi-Calenzano" e della bobina a onde convogliate presente sulla linea 380 kV "Bargi-Martignone". Per tali interventi sono stati determinati due premi:
 - un premio pari a 26,1 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto che, per effetto dei meccanismi di tetto pluriennale alle premialità, è stato determinato nella misura di 11,8 milioni di euro;
 - un premio pari a 5 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE;
- nella sezione da Centro Sud verso Centro Nord, e viceversa, per 600 MW, grazie alla sostituzione dei conduttori per la quasi totalità della lunghezza della dorsale 220 kV "S. Barbara-Villavalle" e per la totalità della lunghezza della dorsale 220 kV "Candia-Villanova"; la sostituzione degli autotrasformatori 380/220 kV nelle stazioni elettriche di Candia e Villanova ha inoltre contribuito in modo significativo all'incremento della capacità di scambio. Per tali interventi sono stati determinati due premi:
 - un premio pari a 51,4 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto che, per effetto dei meccanismi di tetto, è stato determinato nella misura di 23,1 milioni di euro;
 - un premio pari a 46,6 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE.

¹⁶ Allegato A alla delibera 27 febbraio 2024, 55/2024/R/eel.

¹⁷ Delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

¹⁸ Delibera 7 ottobre 2025, 440/2025/R/eel.

Incentivo correlato ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione

L'Autorità ha introdotto nel Testo Integrato Qualità Distribuzione (TIQD) una incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica: tali disposizioni si applicano alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali e prevedono premialità correlate ai benefici associati agli interventi medesimi nella misura di due annualità di beneficio lordo atteso, con un tetto al premio per ciascun intervento in funzione del costo di investimento.

Nelle proprie istanze le imprese distributrici effettuano analisi costi benefici relative ai singoli interventi presentati, sia in merito ai benefici che concorrono alle eventuali premialità sia a quelli che concorrono alla sola ammissibilità al meccanismo incentivante in termini di rapporto benefici/costi dell'intervento.

A seguito delle istanze presentate dalle imprese distributrici per la prima fase di applicazione del meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo con data di inizio realizzazione a partire dal 2024, l'Autorità:

- nell'aprile 2025 ha ammesso¹⁹ al meccanismo incentivante 7 degli interventi proposti da Unareti, con entrata in esercizio entro il 2024, sostanzialmente costituiti dal rinnovo di rete in MT e dalla sostituzione di alcuni trasformatori AT/MT, caratterizzati da investimenti per oltre 5 milioni di euro e da conseguenti benefici per 8 milioni di euro nei successivi 25 anni;
- nel medesimo mese di aprile non ha ammesso²⁰ al meccanismo incentivante l'intervento proposto da Ireti in quanto i benefici attualizzati non risultano superiori ai costi attualizzati;
- nel luglio 2025 non ha ammesso²¹ al meccanismo incentivante i due interventi proposti da V-reti in quanto i benefici attualizzati non risultano superiori ai costi attualizzati.

Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Scenari propedeutici ai piani di sviluppo delle reti energetiche

Nell'ottobre 2024 l'Autorità ha aggiornato²², previa consultazione, i criteri in materia di elaborazione degli scenari propedeutici alla redazione dei piani di sviluppo delle reti energetiche, disponendo quanto segue:

- Snam e Terna devono elaborare congiuntamente, ogni due anni, il documento di descrizione degli scenari dei piani di sviluppo di trasmissione e trasporto: entro il 10 ottobre 2024, relativamente ai piani di sviluppo 2025, ed entro il 31 luglio degli anni pari, nel caso in cui i corrispondenti scenari di ENTSO-E ed ENTSO-G siano disponibili entro il 31 marzo del medesimo anno, oppure entro il 30 settembre degli anni pari qualora non si verifichi tale condizione;
- il documento di descrizione degli scenari deve indicare i criteri utilizzati per l'elaborazione degli stessi focalizzandosi almeno su tre anni studio con profondità temporale indicativamente pari a

¹⁹ Delibera 30 aprile 2025, 186/2025/R/eel.

²⁰ Delibera 30 aprile 2025, 189/2025/R/eel.

²¹ Delibera 8 luglio 2025, 322/2025/R/eel.

²² Delibera 1° ottobre 2024, 392/2024/R/com

"n+5", "n+10", "n+15" (dove n è l'anno del piano di sviluppo) e considerando l'adozione di scenari differenziati negli orizzonti temporali di più lungo termine, che siano basati su ipotesi contrastanti per le variabili relative al contesto macroeconomico, ai prezzi delle commodity, agli sviluppi di nuove tecnologie, prevedendo l'identificazione di uno scenario di slow economy;

- il documento di descrizione degli scenari deve avere appositi contenuti, tra cui un'analisi delle eventuali differenze rispetto alle informazioni e ipotesi definite dall'ultima edizione o aggiornamento del PNIEC e un'analisi della coerenza con gli scenari predisposti ai fini dei TYNDP di ENTSO-E e ENTSO-G, fornendo giustificazione in caso di utilizzo di approcci o ipotesi differenti;
- Snam e Terna devono fornire informazione pubblica con congruo anticipo rispetto al documento di descrizione degli scenari 2026 e successivamente devono avviare una o più raccolte di informazioni da parte degli utenti del sistema energetico attuali e potenziali, organizzando inoltre, entro il 30 settembre 2025, una sessione pubblica di discussione sulle prospettive di sviluppo del settore energetico italiano con orizzonte a 25 anni (anno 2050), mettendo a disposizione prima di tale sessione una o più note tecniche che illustrino prospettive plausibili di sviluppo del sistema, supportate da considerazioni quantitative con rappresentazione dei dati a livello nazionale.

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale dell'anno 2023

Terna predispone ogni due anni un piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione; l'Autorità formula le proprie valutazioni sul piano di sviluppo, ai fini della sua successiva approvazione da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nel gennaio 2025 l'Autorità ha espresso²³ le proprie valutazioni in relazione allo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione per l'anno 2023; in dettaglio, l'Autorità ha:

- rilasciato nulla osta all'approvazione del piano 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, a esclusione delle opere e degli interventi di seguito indicati che dovranno essere posti "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del piano:
 - opera di interconnessione *high voltage direct current* (HVDC) tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I, senza nessun vincolo per l'altra opera dello stesso intervento "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa con la Slovenia";
 - intervento 354-P interconnessione Isola del Giglio;
 - intervento 630-P interconnessione Isola di Favignana;
- rilasciato nulla osta all'approvazione del piano 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica a ulteriore condizione che:
 - gli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)", "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)" e "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)", per i quali Terna ha richiesto lo specifico riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
 - il parere favorevole all'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti

²³ Parere 14 gennaio 2025, 4/2025/I/eel.

dall'Autorità nel maggio 2020²⁴;

- il parere favorevole all'intervento "SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale", codice 301-P, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dall'Autorità nell'ottobre 2024²⁵;
- l'intervento relativo al nuovo elettrodotto HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-P, sia oggetto di ulteriori approfondimenti sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo che saranno disponibili per il piano di sviluppo 2025;
- l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro, codice 401-S, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e analisi, funzionali a definire le tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo;
- in relazione a un nuovo collegamento tra Italia e Grecia:
 - richiesto a Terna di trasmettere all'Autorità entro il 15 marzo 2025 uno studio comparativo, inclusivo di analisi dei costi e dei benefici, relativo alle differenti soluzioni (localizzazioni, tecnologie e capacità di trasporto) per la realizzazione del nuovo collegamento, tenendo anche conto delle eventuali interdipendenze con l'esistente collegamento HVDC Galatina-Arachthos (con valutazione di ipotesi alternative relative all'estensione della sua vita tecnica) e con il secondo polo di interconnessione con il Montenegro;
 - previsto che l'eventuale istanza di autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari del nuovo collegamento Italia-Grecia ai fini dell'accelerazione dell'investimento²⁶, contestuale o successiva alla trasmissione dello studio, sia da considerarsi approvata, in modalità di silenzio-assenso, in assenza di richiesta di informazioni o altre azioni da parte dell'Autorità o degli Uffici dell'Autorità trascorsi 30 giorni dalla presentazione dell'istanza.

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale dell'anno 2025

Nell'agosto 2025 l'Autorità ha espresso²⁷ le proprie valutazioni in relazione allo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione dell'anno 2025; in particolare l'Autorità ha:

- espresso valutazione favorevole all'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Montenegro", per il quale erano stati previsti approfondimenti nel precedente parere;
- previsto che gli interventi "HVDC Milano-Montalto", codice 355-P, "Dorsale Adriatica HVDC Foggia-Forlì", codice 447-P, l'opera "Sardinian Link" nell'ambito dell'intervento 732-P, l'interconnessione "nuovo HVDC Italia-Grecia", codice 554-P, per cui è previsto il riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
- preso atto che per i seguenti interventi non sono previste attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano:

²⁴ Delibera 21 maggio 2020, 176/2020/R/eel.

²⁵ Delibera 17 ottobre 2024, 416/2024/R/eel.

²⁶ Meccanismo di accelerazione degli investimenti disciplinato dalla delibera 17 dicembre 2024, 562/2024/R/eel, e dall'art. 47 della Regolazione output-based del servizio di trasmissione (ROTE).

²⁷ Parere 5 agosto 2025, 391/2025/I/eel.

- opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I;
- intervento in valutazione 354-S interconnessione Isola del Giglio;
- intervento in valutazione 630-S interconnessione Isola di Favignana;
- intervento in valutazione 160-S nuova interconnessione 132 kV "Nava-S. Dalmas";
- intervento codice 1-I di "Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge n. 99/2009";
- intervento codice 167-P "Razionalizzazione Valchiavenna";
- intervento in valutazione 205-S elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Slovenia;
- intervento in valutazione 206-S elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto;
- interventi 563/1-P e 563/2-P "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)";
- opera HVDC Fumesanto-Montalto nell'ambito dell'intervento 732-P;
- rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2025 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica a ulteriore condizione che:
 - la valutazione sull'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dall'Autorità nel maggio 2020²⁸;
 - la valutazione sull'intervento "SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale", codice 301-P, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dall'Autorità nell'ottobre 2024²⁹;
- in riferimento ai prossimi piani di sviluppo, in esito alle verifiche di coerenza ai sensi dell'art. 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, è stato richiesto a Terna:
 - di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell'utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere;
 - di identificare chiaramente le attività previste (localizzazioni e caratteristiche tecniche) per l'intervento con codice 1-I "Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009" e per gli interventi allo studio "Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania" e "Galleria di Base del Brennero".

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

Nel giugno 2023 l'Autorità ha definito³⁰ modalità e tempistiche per l'elaborazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, che vengono sottoposti a consultazione

²⁸ Delibera 176/2020/R/eel.

²⁹ Delibera 416/2024/R/eel.

³⁰ Delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel.

pubblica per poi essere presentati all'Autorità eventualmente aggiornati, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-deduzioni, con l'indicazione delle modifiche apportate.

Nel corso del 2025, le maggiori imprese distributrici hanno presentato lo schema pre-consultazione del proprio piano di sviluppo entro il 31 marzo 2025 e la versione post-consultazione entro il 30 giugno, a eccezione dell'impresa Duereti per la quale è stata disposta³¹ una deroga nel marzo 2025. L'Autorità ha pubblicato due comunicati agli operatori, in data 18 aprile 2025 e in data 9 maggio 2025, con l'indicazione dei link web ai piani di sviluppo e della data di scadenza per la presentazione di eventuali osservazioni.

Le versioni definitive dei piani di sviluppo della rete di distribuzione sono poi state pubblicate nell'apposita pagina web dell'Autorità dedicata allo sviluppo della rete di distribuzione (<https://www.arera.it/operatore-elettricità/sviluppo-reti-di-distribuzione-elettrica>).

Nel marzo 2025 è stato approvato³² (anche a seguito di interlocuzioni con le imprese distributrici) il "Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica", che dettaglia le modalità di calcolo dei benefici definiti nelle disposizioni del giugno 2025³³.

Piani di investimento per la modernizzazione dei sistemi di misura - *Smart metering* 2G

Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, in attuazione della direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, reca disposizioni relative ai sistemi di misurazione intelligenti, assegnando all'Autorità l'elaborazione e pubblicazione di un calendario degli interventi di realizzazione e di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti in un arco temporale di dieci anni dall'entrata in vigore del decreto. Le installazioni dovranno assicurare che entro il 31 dicembre 2024 l'80% dei clienti finali disponga di contatori intelligenti.

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi e per la determinazione delle penalità legate alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta³⁴ nel dicembre 2022 per il triennio 2023-2025.

In tale quadro, l'Autorità nel giugno 2025 ha determinato³⁵ una penalità pari a 107.954 euro per l'impresa distributtrice Ireti, per mancato raggiungimento di un numero (cumulato) minimo di misuratori 2G previsti fino al 2023 nel piano di messa in servizio (PMS2) approvato dall'Autorità, tenendo conto della sterilizzazione per il 2022 ai fini di tali verifiche a causa degli effetti della pandemia Covid-19 e della carenza di semiconduttori.

Nel corso del 2025 è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità (<https://www.arera.it/area-operatori/smartmetering>) l'aggiornamento del calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi

³¹ Delibera 25 marzo 2025, 112/2025/R/eel.

³² Delibera 25 marzo 2025, 112/2025/R/eel.

³³ Delibera 296/2023/R/eel.

³⁴ Delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel.

³⁵ Delibera 3 giugno 2025, 231/2025/R/ eel.

di *smart metering* 2G per le imprese distributrici più grandi (che servono oltre il 98% degli utenti italiani), in relazione alle installazioni previste fino al 2031 ed effettive fino al 2023, nonché per le imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo, in relazione alle tempistiche per la conclusione del piano di installazione (previsto entro il 2025 per tali imprese): in base alle stime delle principali imprese distributrici, è prevista la messa in servizio di circa 39,7 milioni di misuratori entro la fine del 2025.

Per quanto riguarda le imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo, nel marzo 2025 l'Autorità ha intimato³⁶ di provvedere, entro e non oltre il 31 luglio 2025, all'adempimento dell'obbligo di comunicazione del semestre di avvio e del semestre di conclusione previsti per la fase massiva di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, nonché alla pubblicazione del proprio piano di dettaglio della fase massiva per il semestre luglio-dicembre 2025, come previsto dalle disposizioni³⁷ del marzo 2021, o, in alternativa, alla comunicazione di aver cessato l'attività di distribuzione di energia elettrica.

Nel dicembre 2025 l'Autorità ha disposto³⁸ la conferma delle disposizioni regolatorie vigenti inerenti allo *smart metering* 2G anche nel triennio 2026-2028, non essendo emerse significative criticità e in logica di continuità e semplicità.

3.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione elettrica

Nel dicembre 2023 l'Autorità ha approvato³⁹ la regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione (RTTE 6PRTE – 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024.

Nel dicembre 2025 l'Autorità ha determinato⁴⁰ i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe trasmissione per l'anno 2026, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica

In continuità con gli anni precedenti, è previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (la "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi di ciascuna impresa distributtrice. Relativamente alle imprese che servono almeno 25.000 punti di

³⁶ Delibera 11 marzo 2025, 89/2025/R/eel.

³⁷ Articolo 4 dell'allegato A alla delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel.

³⁸ Delibera 23 dicembre 2025, 575/2025/R/eel.

³⁹ Delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel.

⁴⁰ Delibera 23 dicembre 2025, 573/2025/R/eel.

prelievo e sono soggette al regime tariffario ROSS, nel maggio 2025 sono state definite⁴¹, in via provvisoria, le tariffe di riferimento per l'anno 2025. Contestualmente sono stati approvati *ex ante* anche i parametri *z-factor* relativi all'anno 2025 per intercettare incrementi del costo operativo 2025 derivanti da investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività per le imprese che hanno presentato specifica istanza. Per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, soggette al regime tariffario parametrico, nel corso del 2025 sono state determinate⁴² le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2019 al 2025.

Nell'ottobre 2025 l'Autorità ha posto in consultazione⁴³ i propri orientamenti sulla revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Infine, nel dicembre 2025 sono state aggiornate⁴⁴ le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2026. Contestualmente è stata posticipata al 30 aprile 2026 la conclusione del procedimento per la revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, al fine di effettuare analisi quantitative ulteriori per valutare alcune osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione dell'ottobre 2025.

La Tavola 3.1 riporta la ripartizione dei gettiti derivanti dai corrispettivi di rete applicati agli utenti nell'anno 2025, con distinzione per tipo di clienti (domestici e varie tipologie contrattuali di non domestici) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

Tavola 3.1 Allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete in vigore nell'anno 2025

TIPOLOGIE	TRASMIS- SIONE	DISTRI- BUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE SERVIZI DI RETE					
	M€	M€	M€	M€	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	TOT
Totale domestici	681	2.653	577	113	4.024	42,7%	17,2%	63,6%	19,2%	100%
Clienti BT e MT per illuminazione pubblica	43	52	3	6	105	1,1%	0,0%	0,0%	100,0%	100%
Clienti non domestici BT ^(A)	769	1.934	146	117	2.966	31,5%	6,6%	62,1%	31,3%	100%
Clienti MT ^(A)	987	913	27	66	1.992	21,2%	4,4%	40,8%	54,8%	100%
Clienti AT e AAT ^(B)	286	31	1	11	329	3,5%	7,6%	79,2%	13,2%	100%
Totale non domestici	2.085	2.929	177	200	5.391	57,3%	5,7%	54,1%	40,2%	100%
TOTALE	2.766	5.582	755	313	9.416	100%	10,6%	58,2%	31,2%	100%

(A) Esclusa illuminazione pubblica.

(B) Incluso consumi per trazione ferroviaria.

Fonte: ARERA.

⁴¹ Delibera 27 maggio 2025, 217/2025/R/eel.

⁴² Delibere: 11 febbraio 2025, 37/2025/R/eel; 1° luglio 2025, 295/2025/R/ eel; 29 luglio 2025, 368/2025/R/eel; 25 novembre 2025, 513/2025/R/eel.

⁴³ Documento per la consultazione 14 ottobre 2025, 447/2025/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 19 marzo 2024, 89/2024/R/eel.

⁴⁴ Delibera 23 dicembre 2025, 575/2025/R/eel.

Oneri generali di sistema del settore elettrico

I corrispettivi degli oneri generali di sistema sono stati aggiornati nel corso del 2025 con cadenza trimestrale⁴⁵.

La Tavola 3.2 illustra la ripartizione dei gettiti degli oneri generali di sistema tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A_3 *SOS.

Nella Tavola 3.3 sono riportati, per l'anno 2025, il valore unitario medio (in euro/MWh) delle componenti ASOS e ARIM pagato da ciascuna tipologia di utenza.

Tavola 3.2 Gettito dagli oneri generali di sistema di competenza nel 2025 per componente e relativi elementi (in milioni di euro)

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA DECRETO-LEGGE 19/25
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92	8.649,21	1.585,00
A_3 *SOS ^(A)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	7.163,22	1.585,00
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.560,06	-
$A_{91/14SOS}$ ^(B)	Sconti previsti dal decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91	-74,08	-
A_{RIM} ^{(C)(D)}	Rimanenti oneri generali	2.473,27	-
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	1.266,29	-
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	52,92	-
A_{SRIM}	Bonus sociale	815,28	1.200,00
A_{UC4RIM}	Imprese elettriche minori	63,27	-
A_{UC7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	226,43	-
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	49,06	-
TOTALE		11.122,47	4.380,00

(A) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. imprese energivore).

(B) L'elemento $A_{91/14SOS}$ è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti BT e MT non inclusi tra le imprese energivore.

(C) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mctRIM} della componente tariffaria ARIM, in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge di bilancio 2023.

(D) Dal 1° gennaio 2024 è stato soppresso l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria ARIM, in quanto non si prevedono più costi in relazione agli impianti alimentati a rifiuti non biodegradabili.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

⁴⁵ Delibere 599/2024/R/com, 131/2025/R/com, 281/2025/R/com e 429/2025/R/com

Tavola 3.3 Valore medio unitario delle componenti A_{SOS} e A_{RI}M pagato da ciascun tipo di cliente nel 2025

CLIENTI	ENERGIA PRELEVATA TWh	A _{SOS}		A _{RI} M	
		M€	€/Mwh	M€	€/Mwh
DOMESTICI					
Residenti	49,84	1.479,10	29,68	49,84	1,86
Non residenti	7,54	796,33	105,55	7,54	1,86
TOTALE DOMESTICI	57,38	2.275,43	39,65	106,82	1,86
NON DOMESTICI					
Clients per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,43	165,75	48,30	3,43	3,21
Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,14	9,54	67,39	1,19	8,39
Clients non domestici di bassa tensione non energivori (esclusa illuminazione pubblica)	64,54	2.597,16	40,24	329,20	5,08
Clients non domestici di bassa tensione energivori	0,32	1,36	4,22		
Clients di media tensione non energivori (esclusa illuminazione pubblica)	58,02	2.673,84	46,08	223,98	2,51
Clients media tensione energivori ^(A)	31,13	170,05	5,46		
Clients di alta e altissima tensione non energivori (inclusi consumi trazione ferroviaria)	5,62	52,46	9,34	30,18	0,88
Clients di alta e altissima tensione energivori ^(A)	28,69	61,83	2,15		
TOTALE NON DOMESTICI	191,90	5.731,99	29,87	595,57	3,10
TOTALE	249,28	8.007,42	32,12	702,39	2,82

(A) Il contributo delle imprese energivore in classe VAL è stato distribuito tra media e alta/altissima tensione in ragione dei volumi sottostanti.

Fonte: ARERA.

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili (conto A_{SOS})

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2024 risultano superiori a quelli dell'anno 2024 di circa 1,7 miliardi di euro, come evidenziato nella Tavola 3.4. Tale aumento è collegato all'entrata a regime di alcuni meccanismi di incentivazione (produzione di biogas, biomasse, bioliquidi) e dell'*Energy Release*⁴⁶.

Per tutto l'anno 2025 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dai corrispettivi applicati ai consumatori di energia elettrica.

⁴⁶ L'*Energy Release* è un meccanismo finalizzato a favorire l'installazione di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili realizzata da clienti finali energivori.

Tavola 3.4 Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto Asos

ONERI DI COMPETENZA	2024		2025	
	VALORE (M€)	QUOTA %	VALORE (M€)	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	-	-	-
Ritiro certificati verdi	4	0,04%	2	0,02%
Conversione CV in incentivi	627	6,78%	562	5,14%
Fotovoltaico	5.590	60,48%	5.763	52,69%
Ritiro dedicato	103	1,12%	166	1,52%
Tariffa omnicomprensiva	1.178	12,74%	977	8,93%
Scambio sul posto	265	2,87%	354	3,24%
FER incentivi amministrati	320	3,47%	253	2,32%
Autoconsumo e comunità energetiche	1	0,01%	5	0,05%
<i>Energy release</i>	-	0,00%	1.143	10,45%
PMG Biogas e Biomasse - Delibera 305/2024	425	4,60%	480	4,38%
PMG Bioliquidi - Delibera 306/2024	753	8,14%	1.232	11,25%
Altro	-22	-0,25%	1	0,01%
TOTALE RINNOVABILI	9.244	100,00%	10.938	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	-	-	-
Oneri CO ₂ assimilate	-	-	-	-
Copertura certificati verdi assimilate	-	-	-	-
Risoluzione CIP 6	-	-	-	-
TOTALE ASSIMILATE	-	-	-	-
TOTALE ONERI Asos	9.244	100,00%	10.938	100,00%

Fonte: ARERA.

Oneri di sistema nucleari

La legge di bilancio 2023 ha disposto⁴⁷ che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato.

Si tratta del trasferimento alla fiscalità generale (c.d. fiscalizzazione) degli oneri nucleari, per cui i costi per il *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari sono posti a carico dello Stato a partire dal 1° gennaio 2023. Fino a tutto il 2022 tali oneri erano a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento A_{2RIM} e dall'elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM} . Ciò ha consentito all'Autorità di abolire⁴⁸ detti elementi della componente tariffaria A_{RIM} a partire dal 1° gennaio 2023. Tale disposizione si configura come una misura strutturale che vale anche per gli anni successivi al 2023.

3.1.4 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Servizio di dispacciamento: evoluzione del contesto

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento, con una sempre più crescente penetrazione di risorse diffuse e di piccola taglia (legata agli obiettivi di decarbonizzazione

⁴⁷ Articolo 1, commi 20, 21 e 22 della legge 29 dicembre 2022, 197.

⁴⁸ Delibera 735/2022/R/com.

previsti a livello europeo che spingono la produzione di fonti rinnovabili e una maggiore diffusione dell'autoconsumo) a scapito delle risorse concentrate e di grande taglia. Ciò comporta sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari globali per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che hanno fornito tali servizi fino a oggi.

Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita). Inoltre, in alcune configurazioni, le reti di distribuzione potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Non è più, quindi, solamente Terna che ha bisogno di servizi ancillari (globali) per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (locali) dalle risorse (diffuse) connesse con le loro reti.

In altri termini, nel momento in cui le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, cambiano significativamente le esigenze di regolazione e controllo della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi, quindi tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito e locale).

Il quadro regolatorio del dispacciamento non può prescindere da questo nuovo scenario: le regole sviluppate agli inizi del mercato elettrico nel 2004, costruite ipotizzando risorse programmabili concentrate, non sono in grado di intercettare i cambiamenti in essere e, pertanto, già da diversi anni l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha raccolto questa sfida, avviando⁴⁹ già nel luglio 2015 uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali, finalizzato alla definizione di un quadro regolatorio del dispacciamento consoni all'evoluzione del sistema elettrico.

Servizio di dispacciamento: servizi ancillari globali

Per i servizi ancillari globali (ossia quelli richiesti da Terna per la gestione in sicurezza della rete di trasmissione nazionale (RTN) e del sistema elettrico nel suo complesso), un passaggio fondamentale è stato l'adozione, nel luglio 2023, del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, sulla scorta dell'esperienza pluriennale dei progetti pilota delineati⁵⁰ nel 2017 e in coerenza con il quadro regolatorio europeo, ha proposto un modello di dispacciamento in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi alla rete, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle

⁴⁹ Delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel.

⁵⁰ Delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;

- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero, già sperimentata nel 2021 con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero limitatamente alle transazioni svolte sulla piattaforma XBID; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, non inferiori rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità, nel rispetto dei quantitativi massimi scambiati sui mercati dell'energia;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento, che acquisisce la forma di un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in cui l'*Integrated Scheduling Process* nodale si affianca alla partecipazione di Terna alle piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento sviluppate a livello europeo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione, nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento, quali l'interrompibilità del carico, il teledistacco della produzione rinnovabile, l'attuazione delle procedure per la riduzione della generazione distribuita (RIGEDI);
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente - UAS) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale - UVAN) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale - UVAZ), consentendo anche ad aggregati di dimensioni contenute di abilitarsi e offrire servizi;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le Unità virtuali nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione; Terna identifica, altresì, le Unità non abilitate da programmare (UnAP), come le unità per le quali la conoscenza di un programma esplicito è utile per la gestione in sicurezza del sistema elettrico; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle Unità virtuali zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, introducendo i corrispettivi di mancata movimentazione (analoghi ai corrispettivi di sbilanciamento, ma di competenza del BSP), i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP per le attivazioni disposte da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e i corrispettivi di compensazione per i BRP per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria;
- razionalizza il corrispettivo di dispacciamento, enucleando dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto CCT, copertura corrispettivo

capacità di trasporto CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, riordina le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni per effetto delle decisioni adottate dalle Autorità di regolazione e da ACER in coerenza con il regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento sul *Capacity Allocation Cogestion Management* – CACM). Il risultato è un unico documento che racchiude tutte le disposizioni relative ai mercati elettrici, sia che esse derivino da decisioni di ACER sia che derivino da provvedimenti di competenza delle Autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna).

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. Anche sul piano della trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

L'entrata in vigore del TIDE è stata prevista per il 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire da un lato a Terna e GME di aggiornare il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e il Regolamento per la Piattaforma conti energia (Regolamento PCE) e dall'altro a tutti gli altri soggetti interessati di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio.

Nel corso del 2024 sono, tuttavia, intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora della sua efficacia: in particolare nel luglio 2024 è stata approvata⁵¹ la versione 2 del TIDE recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024. In particolare, sono stati disposti:

- il passaggio a una valorizzazione degli acquisti sul mercato del giorno prima basata su prezzi zionali in luogo del PUN con la definizione a cura di GME di un indice di mercato (PUN Index) calcolato ex-post con i medesimi criteri del PUN;
- l'applicazione della componente compensativa prevista dal DM 18 aprile 2024 (pari alla differenza fra PUN Index e prezzi zionali) direttamente agli acquisti effettuati sul mercato del giorno prima in modo tale da mantenere inalterato il quadro regolatorio relativo ai corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto e ai corrispettivi di non arbitraggio

Nel luglio 2024 l'Autorità, tenuto conto della complessità della materia, ha, altresì, ritenuto opportuno articolare⁵² l'implementazione del TIDE in tre distinte fasi:

- una fase transitoria, dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026;
- una fase di consolidamento, dal 1° febbraio 2026;
- una fase di implementazione di regime da una data definita da Terna con attuazione di tutte le disposizioni del TIDE.

⁵¹ Delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel.

⁵² Delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel.

Nel corso del 2025 si è dispiegata pertanto la fase transitoria, caratterizzata da:

- il passaggio della regolazione degli sbilanciamenti da base oraria a quartoraria (come prevista dal regolamento 2195/2017 proprio dal 1° gennaio 2025);
- l'avvio della piattaforma di nomina a cura di GME;
- il superamento del prezzo unico nazionale (PUN) con il passaggio a una valorizzazione a prezzi zionali anche lato domanda con applicazione a tutti i prelievi di una componente compensativa *ex post*, calcolata con riferimento a un apposito indice (PUN Index) calcolato da GME come media ponderata dei prezzi zionali rispetto agli acquisti in ciascuna zona d'offerta. La documentazione rilevante per questa fase (TIDME e Codice di rete di Terna) è stata finalizzata nel corso del 2024.

In previsione dell'avvio della fase di consolidamento del TIDE decorrente dal 1° febbraio 2026 – con separazione dei ruoli fra BSP e BRP, introduzione delle UVAN e delle UnAP e avvio delle aste per l'approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve* (FCR) secondo criteri di mercato – nel corso del 2025 l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare ulteriori aggiornamenti al TIDE, con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle aste per l'approvvigionamento della FCR. La nuova versione (numero 4) del TIDE è stata approvata⁵³ nel giugno 2025 e con essa:

- è stato rimosso il vincolo di un approvvigionamento a termine della FCR antecedente al mercato del giorno prima, rinviando la definizione delle tempistiche di approvvigionamento a Terna nell'ambito del Codice di rete;
- sono state adottate le modalità specifiche relative all'offerta sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (MBR) per gli impianti di produzione che beneficiano dei meccanismi di supporto del FER X;
- sono state incorporate nel TIDE, a valere dalla fase di consolidamento, le disposizioni in materia di remunerazione della mancata produzione in esito all'attivazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere, dando continuità alle disposizioni adottate⁵⁴ nel marzo 2025 che avevano esteso la mancata produzione a tutte le fonti rinnovabili non programmabili fino al termine della fase transitoria del TIDE.

L'approvazione della soprarichiamata versione 4 TIDE non ha comunque esaurito l'attività dell'Autorità in ambito TIDE. Nel corso del 2025 sono stati adottati, infatti, dei provvedimenti con cui è stata verificata, con esito positivo, la conformità regolatoria dei seguenti elementi:

- Allegati A.7 e A.73 al Codice di rete di Terna in materia di remunerazione dell'energia erogata a titolo di FCR, modificati per tenere conto della possibilità per le UVAN e le UVAZ di erogare tale servizio⁵⁵;
- nuovo Allegato A.81 al Codice di rete di Terna in materia di requisiti tecnici per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e in materia di ridispacciamento per le UVAN e le UVAZ, con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE⁵⁶;
- Allegato A.61 al Codice di rete di Terna in materia di regolamento garanzie, modificato con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE per tenere conto della separazione dei

⁵³ Delibera 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel.

⁵⁴ Delibera 27 marzo 2025, 128/2025/R/efr.

⁵⁵ Delibera 15 aprile 2025, 166/2025/R/eel.

⁵⁶ Delibera 10 giugno 2025, 242/2025/R/eel.

ruoli fra BSP e BRP⁵⁷;

- Allegato A.26 al Codice di rete di Terna in materia di contratti per il servizio di dispacciamento e per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, modificati con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE per tenere conto della separazione dei ruoli fra BSP e BRP⁵⁸;
- modifiche al Codice di rete di Terna funzionali all'implementazione della fase di consolidamento del TIDE e alla riconnessione con la piattaforma Picasso per lo scambio dell'energia relativa all'attivazione della *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR)⁵⁹;
- nuovo Allegato A.83 al Codice di rete di Terna in materia di tempistiche e modalità per l'approvvigionamento a termine della FCR, con previsione di un'unica asta da svolgersi dopo la prima asta del mercato infragiornaliero e prima del termine di presentazione delle offerte per la fase MSD dell'MBR⁶⁰;
- modifiche al codice di Terna in materia di modalità di partecipazione delle UVAZ al mercato del bilanciamento (in attesa della connessione dell'Italia con la piattaforma MARI per lo scambio dell'energia sottesa all'attivazione della *Manual Frequency Restoration Reserve* – mFRR) e di aggiornamento di alcune tempistiche di funzionamento dell'MBR per tenere conto dello spostamento della *gate closure* del mercato infragiornaliero a 30 minuti prima del tempo reale⁶¹.

Servizio di dispacciamento: servizio di interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è stato storicamente disciplinato dall'Autorità su mandato attribuito dall'art. 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevedendo selezioni a termine su base triennale, annuale, trimestrale, mensile e plurimensile, con un premio in euro/MW/anno determinato tramite un'asta disciplinata in coerenza con gli specifici indirizzi emanati dal Ministero. La partecipazione era limitata ai soli clienti finali che si rendevano disponibili a essere interrotti istantaneamente su richiesta di Terna.

L'art. 21, comma 1, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69 ha modificato l'art. 30, comma 18, della legge n. 99/09, dando mandato all'Autorità di definire i criteri e le modalità di approvvigionamento del servizio di interrompibilità sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna prevedendo la partecipazione anche dei sistemi di accumulo.

L'Autorità ha implementato quanto sopra a partire dalle procedure di approvvigionamento relative all'anno 2024: nel novembre 2023 è stato disposto⁶² che il servizio sia approvvigionato con selezione a termine annuale, trimestrale o mensile (non è più prevista l'asta triennale) a partire da una base d'asta analoga a quella in essere fino al 2023 (105.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in continente e 126.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna) e sia articolato in prodotti senza limiti di durata (i cui assegnatari possono essere chiamati a erogare il servizio per un tempo indeterminato non noto a priori) e in prodotti a durata limitata (i cui assegnatari sono

⁵⁷ Delibera 8 luglio 2025, 314/2025/R/eel.

⁵⁸ Delibera 8 luglio 2025, 315/2025/R/eel.

⁵⁹ Delibera 8 luglio 2025, 364/2025/R/eel.

⁶⁰ Delibera 28 ottobre 2025, 466/2025/R/eel.

⁶¹ Delibera 23 dicembre 2025, 566/2025/R/eel.

⁶² Delibera 30 novembre 2023, 564/2023/R/eel.

chiamati a erogare il servizio per un tempo massimo definito da Terna in sede di selezione a termine). Il prodotto a durata limitata è stato specificatamente pensato per i sistemi di accumulo che erogano il servizio tramite incremento dell'immissione in rete fino al picco massimo di capacità, ma che potrebbero incontrare difficoltà a garantire tale immissione per un tempo prolungato a causa dei limiti sulla disponibilità di energia.

Dal 1° gennaio 2025 il servizio di interrompibilità è confluito nel servizio di modulazione straordinaria previsto dal TIDE, rimanendo disciplinato secondo criteri analoghi a quelli stabiliti nel novembre 2023⁶³. Per il 2025, in linea con quanto fatto nel 2024, Terna ha predisposto un regolamento dedicato. Dal 2026, in ottica di razionalizzazione, il regolamento specifico è confluito nel nuovo Allegato A.82 al Codice di rete, con validità generale (e non più quindi sottoposto ad approvazione su base annuale). La conformità regolatoria della prima (e attualmente vigente) versione di tale allegato è stata positivamente verificata⁶⁴ dall'Autorità nel luglio 2025, insieme alle altre modifiche al Codice di rete funzionali all'implementazione del TIDE e alla riconnessione con la piattaforma Picasso.

Servizio di dispacciamento: modulazione dei Prelievi da parte di Terna

L'art. 21, comma 2, del decreto legge n. 69 del 2023 prevede che Terna, sulla base degli indirizzi del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e dei criteri e delle modalità definite dall'Autorità, possa implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale (SEN), mediante il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi. Tali meccanismi si configurano come addizionali rispetto al servizio di modulazione straordinaria già previsto dal TIDE.

L'Autorità ha implementato tale disposizione introducendo a titolo sperimentale per il 2025 (e con possibilità di Terna di rinnovare il servizio su base annuale previa approvazione da parte dell'Autorità) un servizio di riduzione dei prelievi basato su una chiamata di Terna nel giorno D-2 al fine di consentire agli operatori di programmare la riduzione già in esito ai mercati dell'energia. Terna ha consultato e predisposto il relativo regolamento nell'autunno del 2024 sottoponendolo all'Autorità che lo ha approvato alla fine di tale anno.

Per il 2026 Terna ha richiesto alcune modifiche al servizio, prevedendo la contrattualizzazione non solo di risorse in grado di ridurre (fino all'azzeramento) i propri prelievi, ma anche di risorse in grado di incrementare i propri prelievi in modo da poter assorbire l'eccesso della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto nei fine settimana e nei periodi festivi primaverili, in cui i margini a scendere sono significativamente ridotti. L'Autorità ha accolto tale proposta di Terna, aggiornando⁶⁵ a fine 2025 i criteri del TIDE relativi al servizio di riduzione dei prelievi per consentire una più ampia modulazione tanto a salire quanto a scendere, e dando mandato a Terna di sottoporre all'Autorità per approvazione il relativo regolamento con tempi utili per la sua implementazione già per la primavera 2026.

⁶³ Delibera 564/2023/R/eel.

⁶⁴ Delibera 29 luglio 2025, 364/2025/R/eel.

⁶⁵ Delibera 23 dicembre 2025, 564/2025/R/eel.

Servizio di dispacciamento: incentivazione alla riduzione dei costi

Alla fine del 2021 l'Autorità ha introdotto⁶⁶ un sistema di incentivazione di tipo *output-based* per la riduzione dei costi di dispacciamento a carico dei clienti finali. Il sistema opera secondo una logica di *profit sharing*, riconoscendo a titolo di incentivo a Terna una parte (12% su base annua) dei risparmi ottenuti; di contro, in caso di incremento dei costi di dispacciamento, Terna è tenuta a corrispondere una penale (4% su base annua) proporzionale a tale incremento.

Il meccanismo è stato applicato al triennio 2022-2024, con riconoscimento dell'incentivo da parte dell'Autorità nell'anno successivo a quello di riferimento: in ciascun anno l'incentivo è determinato confrontando il costo del dispacciamento maturato con un costo di riferimento (la cosiddetta *baseline*).

Nel luglio 2024 il meccanismo di incentivazione è stato esteso⁶⁷ anche al periodo 2025-2030 (con una verifica intermedia) con i seguenti accorgimenti:

- Terna è stata incentivata a ridurre anche i costi per il bilanciamento in termini di differenza fra il costo effettivo del bilanciamento e il costo minimo che si sarebbe ottenuto selezionando solo le risorse al minimo costo, ottimizzando fra l'approvvigionamento nelle varie piattaforme europee e l'attivazione a livello nazionale sull'*Integrated Scheduling Process* (ISP);
- la penale per l'incremento del costo di dispacciamento è posta pari al 6% su base annua;
- per ciascun triennio viene assunto come riferimento il costo del dispacciamento relativo all'ultimo anno per cui sono disponibili dati di consuntivo (2023 per il triennio 2025-2027; 2026 per il triennio 2028-2030), sommato a un costo incrementale che tiene conto degli oneri che il sistema dovrà affrontare per la crescita della produzione da fonti rinnovabili; per il primo triennio tale costo è definito sulla base di una curva empirica proposta da Terna, mentre per il secondo triennio Terna dovrà sviluppare un apposito modello;
- è stato introdotto un incentivo ulteriore (pari a 1 punto percentuale) legato: al rispetto di un cronoprogramma relativo all'implementazione del TIDE; allo sviluppo di un algoritmo per l'ISP in coerenza con i principi previsti nel TIDE; alla predisposizione di un modello per la determinazione del costo incrementale relativo al triennio 2028-2030; alla revisione della configurazione delle zone di mercato; all'aggiornamento del simulatore di mercato in coerenza con il nuovo assetto previsto dal TIDE; agli sviluppi e manutenzione della Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione (GAUDI) in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio;
- è stata rafforzata la partecipazione attiva degli operatori, che vengono chiamati a esprimersi nelle consultazioni che Terna dovrà tenere sulla definizione del cronoprogramma, sulla metodologia per la determinazione del costo minimo del bilanciamento e sul modello per la determinazione del costo incrementale.

Il meccanismo di incentivazione è pensato per rimanere costante nel corso del triennio di riferimento. Tuttavia, nel corso del 2025 è stato oggetto di affinamenti:

- a giugno è stato rivisto⁶⁸ il contenuto della milestone ML3 dell'implementazione del TIDE (con scadenza ultima 30 giugno 2025), limitandola ai soli requisiti tecnici relativi all'abilitazione all'erogazione della FCR e non anche alle tempistiche delle aste in quanto i criteri per tali

⁶⁶ Delibera 21 dicembre 2021, 597/2021/R/eel.

⁶⁷ Delibera 30 luglio 2024, 326/2024/R/eel.

⁶⁸ Delibera 03 giugno 2025, 227/2025/R/eel.

tempistiche erano stati aggiornati con la versione 4 del TIDE modificata con il medesimo provvedimento;

- a luglio è stato precisato⁶⁹ che i costi per la mancata produzione eolica includono dal 1° aprile 2025 anche i costi per la mancata produzione relativa a tutte le fonti rinnovabili non programmabili, in coerenza con quanto disposto al riguardo con la delibera 128/2025/R/efr.

Con l'atto del luglio 2025 l'Autorità ha anche riconosciuto⁷⁰ a Terna l'incentivo per l'anno 2024: tale Società ha maturato, tenendo conto degli effetti di sterilizzazione, un risparmio nel costo del dispacciamento di 94 milioni di euro, a cui corrisponde un premio di circa 11 M euro (12% del beneficio ottenuto).

Servizio di dispacciamento: servizi ancillari locali

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha avviato⁷¹ una sperimentazione relativa all'approvvigionamento, da parte delle imprese distributrici, di servizi di flessibilità offerti da unità fornitrici di energia connesse alle reti di distribuzione, da attuarsi tramite progetti pilota proposti direttamente dalle imprese distributrici stesse e sottoposti all'approvazione dell'Autorità. Le imprese distributrici sono state invitate a coordinarsi fra loro nella redazione dei progetti, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo di servizio, nonché con Terna, al fine di evitare che una unità fornitrice fornisca la stessa energia sia per i servizi ancillari globali che per i servizi ancillari locali.

L'Autorità ha ricevuto tre progetti pilota da attuarsi a partire dal 2024:

- e-distribuzione ha presentato il progetto Edge che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Piclo già utilizzata con successo per gli stessi scopi nel mercato britannico;
- Areti ha presentato il progetto RomeFlex che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo di una piattaforma dedicata per il mercato locale per la flessibilità (MLF) appositamente predisposta da GME come strumento aperto alla partecipazione di tutte le imprese distributrici interessate;
- Unareti ha presentato il progetto MindFlex anch'esso basato sulla piattaforma MLF.

Tutti i progetti partono con la selezione delle offerte tramite contratti a termine di durata variabile e finalizzati ad assicurare la disponibilità delle risorse di flessibilità per un periodo di tempo predefinito nell'arco del giorno. La remunerazione avviene tramite un prezzo di disponibilità in euro/MW/anno correlato all'effettiva disponibilità richiesta alla risorsa e tramite un prezzo di utilizzo in euro/MWh legato all'effettiva movimentazione attivata dall'impresa distributtrice.

I progetti Edge e MindFlex prevedono l'attivazione diretta a cura dell'impresa distributtrice. Il progetto RomeFlex, invece, dopo una fase ad attivazione diretta delle risorse da parte dell'impresa distributtrice, ha istituito un mercato a pronti in cui l'impresa distributtrice può selezionare tramite meccanismi di mercato le risorse da attivare in tempo reale, in funzione del costo offerto dalle stesse. Le risorse contrattualizzate a termine hanno l'obbligo di offrire su tale mercato a un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato nella fase di selezione a termine; al mercato possono

⁶⁹ Delibera 8 luglio 2025, 313/2025/R/eel.

⁷⁰ Delibera 313/2025/R/eel.

⁷¹ Delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel.

partecipare anche risorse non inizialmente contrattualizzate a termine.

Il prolungamento dei progetti pilota deve essere approvato su base annua dall'Autorità, previo invio, da parte delle imprese distributrici proponenti, di una nuova relazione tecnica che illustri le specifiche esigenze di approvvigionamento dei servizi ancillari locali per l'anno successivo e valuti le esigenze e le evoluzioni di questo mercato. Per i progetti Edge e RomeFlex il prolungamento per l'anno 2025 è stato approvato⁷² nel dicembre 2024, mentre per il progetto MindFlex il prolungamento è stato disposto⁷³ nel maggio 2025.

Tutte le imprese distributrici hanno manifestato l'interesse a estendere il proprio progetto per il 2026: l'estensione dei progetti Edge e RomeFlex è stata disposta a fine 2025⁷⁴, mentre l'estensione del progetto MindFlex avverrà successivamente, avendo a oggetto periodi di consegna a partire dalla primavera 2026.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha altresì pubblicato⁷⁵ la prima versione della relazione sugli esiti dei progetti pilota per l'abilitazione di nuove risorse alla fornitura dei servizi ancillari, sia nazionali che locali, con la situazione aggiornata al 2024.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Nel luglio 2024 è stata completata⁷⁶ la prima fase del percorso di innovazione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica definita ai sensi del Testo integrato *settlement* (di seguito: *settlement*), processo avviato⁷⁷ nel luglio 2023 anche ai fini della riforma delle modalità di trattamento delle perdite di rete.

Sono quindi state introdotte le disposizioni necessarie a:

- implementare a partire dal 1° gennaio 2025, a parità di regole vigenti, un *settlement* quart'orario in attuazione di quanto disposto dall'art. 53 del regolamento (UE) 2195/2017 e dal Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e, a tal fine, modificare con decorrenza dal 1° gennaio 2025 il Testo integrato del *settlement* (TIS) e il Testo Integrato della Misura (TIME);
- definire gli elementi essenziali della nuova disciplina del *settlement*, affinché le imprese distributrici, Terna, il Gestore del Sistema informativo integrato (SII) e gli Utenti della Distribuzione dispongano delle informazioni necessarie per avviare l'adeguamento dei loro sistemi e dei flussi informativi;
- fissare al 1° gennaio 2026 la fase di avvio della nuova disciplina del *settlement*; conseguentemente, prevedere che, in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete, la data di conclusione del procedimento avviato nel luglio 2023 sia prorogata al 31 dicembre 2025.

⁷² Delibere 3 dicembre 2024, 516/2024/R/eel e 17 dicembre 2024, 555/2024/R/eel.

⁷³ Delibera 8 maggio 2025, 197/2025/R/eel.

⁷⁴ Delibere 25 novembre 2025, 508/2025/R/eel e 2 dicembre 2025, 527/2025/R/eel.

⁷⁵ Delibera 22 luglio 2025, 342/2025/I/eel.

⁷⁶ Delibera 30 luglio 2024, 325/2024/R/eel.

⁷⁷ Delibera 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel.

Le disposizioni introdotte a partire dal 1° gennaio 2025 sono state descritte in dettaglio nell'*Annual Report 2025* (al quale si rimanda). In sintesi, le nuove disposizioni introducono, dal 2025, un utilizzo più esteso e sistematico dei dati di misura effettivi, privilegiando il trattamento quart'orario e prevedendo specifiche modalità di profilazione per i punti non trattati al quarto d'ora. Le imprese distributrici sono chiamate a mettere a disposizione del SII dati effettivi o stimati, inclusi quelli relativi ai punti monorari fino a 16,5 kW, ai punti di interconnessione tra reti e agli usi propri della trasmissione e distribuzione. La disciplina prevede inoltre che i dati di misura siano incrementati delle sole perdite tecniche, escludendo le perdite commerciali, e introduce la determinazione dell'energia residua (ER) per ciascun gestore di rete e zona di offerta. L'ER comprende gli scostamenti tra perdite effettive e standard, le differenze tra profili reali e convenzionali, gli usi propri non misurabili e i disallineamenti derivanti da errori o dati stimati. Tale energia, insieme agli usi propri misurati o misurabili, deve essere approvvigionata sul libero mercato e non è soggetta ai corrispettivi di trasporto e relative maggiorazioni. Sul piano operativo, la riforma rafforza il ruolo del SII, cui vengono attribuite le attività di profilazione, aggregazione, gestione dei dati dei punti di interconnessione e determinazione dell'energia residuale parziale. Terna completa poi il calcolo dell'ER e aggiorna, per le parti di competenza, il Registro del SII. Sono inoltre previsti il censimento dei punti di prelievo per usi propri, l'abrogazione del corrispettivo di aggregazione e della relativa regolazione incentivante, nonché una fase di test nell'ultimo trimestre 2025, in vista dell'entrata a regime delle nuove modalità dal 1° gennaio 2026.

Nel giugno del 2025 l'Autorità ha effettuato tre consultazioni funzionali all'affinamento della disciplina del *settlement*.

Con la prima consultazione l'Autorità ha proposto⁷⁸ una riorganizzazione delle disposizioni esistenti nel TIS⁷⁹ al fine di tener conto: (i) della disponibilità diffusa di dati quart'orari; (ii) del superamento della disciplina del *load profiling* e del ruolo residuale attualmente attribuito dalla stessa ad Acquirente unico; (iii) del nuovo quadro regolatorio del dispacciamento definito dal TIDE.

In particolare, rispetto a quanto stabilito⁸⁰ nel luglio 2024, l'Autorità ha:

- chiarito che la determinazione dell'energia elettrica residuale (ER) – differenza tra l'energia elettrica immessa in ciascuna rete di distribuzione e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai clienti finali connessi con la medesima rete – deve essere effettuata anche per i sistemi di distribuzione chiusi (SDC), in coerenza con quanto previsto per le altre reti di distribuzione e per la RTN;
- esplicitato, per ogni *Imbalance Settlement Period* (ISP), le formule per l'aggregazione dei dati di misura sia per le unità di immissione e prelievo introdotte dal TIDE, sia per la determinazione della ER attribuita ai gestori di rete;
- con riferimento alla liquidazione delle partite economiche, in coerenza con il TIDE, esteso ai *Balancing Service Provider* (BSP) gli stessi termini di liquidazione delle partite economiche previsti per i *Balance Responsible Party* (BRP) verso Terna nelle sessioni di *settlement* mensile e di conguaglio;
- proposto di razionalizzare la gestione delle sessioni di conguaglio, prevedendo anche una semplificazione terminologica con l'esclusiva adozione del termine generale "rettifica", in coerenza con il TIME, superando, quindi, la distinzione fra rettifiche di *settlement* e rettifiche tardive, pur mantenendo la differenziazione tra sessioni semestrali e conguaglio tardivo;

⁷⁸ Documento per la consultazione 19 giugno 2025, 269/2025/R/eel.

⁷⁹ Testo integrato in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento.

⁸⁰ Delibera 325/2024/R/eel.

- esteso ad Acquirente unico, per i clienti ancora serviti in maggior tutela, le stesse previsioni adottate per i BRP del mercato libero ai fini della liquidazione delle partite economiche, prevedendo che venga quindi trattato alla stregua degli altri BRP anche nelle sessioni di conguaglio;
- individuato l'insieme di obblighi informativi relativi alla messa a disposizione dei dati aggregati per unità e dei dati necessari per la determinazione della ER;
- proposto di rivedere i termini entro cui il Gestore del sistema informativo integrato (SII) deve considerare i dati forniti dalle imprese distributrici sia per il *settlement* mensile sia per il conguaglio.

Con la seconda consultazione sono invece state riviste⁸¹ le disposizioni del TIME rispetto a quanto già prospettato per il servizio di misura nel luglio 2024⁸² e nel febbraio 2025⁸³; nel dettaglio l'Autorità ha:

- proposto di rivedere le responsabilità di Terna in relazione alle operazioni di gestione dei dati di natura commerciale al fine di minimizzare l'impatto della riforma su processi gestiti attualmente dalle imprese distributrici;
- riorganizzato le disposizioni relative alla messa a disposizione dei dati di misura, in particolare per il Gestore del SII e per i gestori di rete, includendo la gestione delle misure dell'energia scambiata nei punti di interconnessione tra reti di gestori distinti nell'ambito dei processi gestiti dal SII;
- proposto di anticipare al giorno 10 del mese successivo a quello di competenza il termine per la messa a disposizione delle misure relative ai punti di interconnessione e delle misure non quart'orarie (per quest'ultime, rispetto all'attuale giorno 20);
- razionalizzato la terminologia a seguito dell'introduzione dell'ISP a 15 minuti, eliminando i riferimenti alle misure monorarie o per fascia;
- proposto di trasferire nel nuovo TIME alcune disposizioni del TIS relative alla messa a disposizione a Terna delle misure delle immissioni di energia elettrica, ritenute più pertinenti all'ambito delle disposizioni inerenti alla misura, ciò anche nell'ottica di prevedere la loro centralizzazione nel SII.

Con la terza consultazione l'Autorità ha espresso⁸⁴ i propri orientamenti per il completamento degli interventi necessari alla riforma, concernenti modifiche delle disposizioni in tema di approvvigionamento e gestione a mercato dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e dell'ER da parte dei gestori di rete e la definizione, per i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi, delle nuove modalità di copertura dei relativi costi in sostituzione degli attuali meccanismi di perequazione di cui agli artt. 28 e 29 del Testo integrato in materia di erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV) e del meccanismo di riconoscimento delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili di cui all'art. 31 dello stesso TIV. In sintesi:

- è stata proposta la revisione delle modalità di applicazione dei coefficienti di perdita per l'energia immessa da impianti di generazione distribuita, mediante l'utilizzo di un coefficiente di perdita differenziato a seconda che la cabina primaria (se l'impianto è connesso in MT) o secondaria (se

⁸¹ Documento per la consultazione 19 giugno 2025, 270/2025/R/eel

⁸² Delibera 325/2024/R/eel.

⁸³ Deliberazione 11 febbraio 2025, 40/2025/R/eel

⁸⁴ Documento per la consultazione 19 giugno 2025, 268/2025/R/eel.

l'impianto è connesso in BT) sia in inversione di flusso o meno, con due soluzioni alternative che prevedono:

- la differenziazione di tali coefficienti in base all'incidenza dell'inversione di flusso nelle cabine cui l'impianto di produzione risulta sotteso (soglia 40%);
 - la definizione, per l'anno $n+1$ e per ciascuna cabina primaria e secondaria, di coefficienti di perdita calcolati, in relazione al periodo dal 1° agosto dell'anno $n-1$ al 31 luglio dell'anno n , come media dei fattori percentuali standard di perdita ponderata sui quarti d'ora con o senza inversioni di flusso per la cabina primaria o secondaria cui l'impianto di produzione è sotteso;
- con riferimento all'obbligo imposto⁸⁵ a Terna e alle imprese distributrici nel luglio 2024 di provvedere autonomamente ad approvvigionarsi dell'energia prelevata per i loro usi propri della trasmissione e della distribuzione, sono stati delineati i seguenti orientamenti:
 - le imprese distributrici concessionarie e gli SDC approvvigionano, tramite contratto di fornitura con la controparte commerciale (e relativo BRP), Terna con modalità liberamente scelte, anche nell'ambito del fabbisogno di dispacciamento;
 - il riconoscimento dei relativi costi avviene, nel caso di Terna, per il tramite del corrispettivo unitario *uplift* e, nel caso delle imprese distributrici, mediante uno specifico meccanismo forfettario di riconoscimento dei costi;
 - infine, in relazione all'ER, sono stati delineati i seguenti orientamenti:
 - le imprese distributrici concessionarie e gli SDC approvvigionano l'ER tramite contratto di fornitura con controparte commerciale (e relativo BRP), mentre Terna con modalità liberamente scelte, anche nell'ambito del fabbisogno di dispacciamento;
 - il riconoscimento dei costi di approvvigionamento dell'ER avviene, nel caso di Terna, per il tramite del corrispettivo unitario *uplift* e, nel caso delle imprese distributrici concessionarie tramite uno specifico meccanismo di riconoscimento dei costi di durata pari al periodo regolatorio basato su tre elementi fondamentali:
 - i. un costo riconosciuto o di riferimento determinato sulla base del valore di energia residuale di un determinato anno di riferimento (*baseline*) e aggiornato annualmente secondo criteri predefiniti;
 - ii. la raccolta *ex ante*, tramite la componente UC3, dell'ammontare finalizzato a coprire i costi che l'impresa distributtrice concessionaria sostiene per l'approvvigionamento della ER, funzionale a ridurre l'esposizione finanziaria;
 - iii. un meccanismo di perequazione annuale tra imprese distributrici concessionarie, funzionale a gestire il *tariff decoupling* tra il gettito raccolto dalla singola impresa distributtrice concessionaria in applicazione dello strumento tariffario di cui al punto ii. e il ricavo ammesso. Quest'ultimo include un meccanismo di *sharing* funzionale a promuovere i recuperi di efficienza.

In risposta alle tre consultazioni, la maggior parte degli *stakeholder*, pur condividendo la riforma, ha richiesto di posticiparne l'entrata in vigore al 1° gennaio 2027, per consentire l'adeguamento di algoritmi, sistemi e modalità con cui attualmente vengono effettuati i bilanci di energia e le

⁸⁵ Dalla delibera 325/2024/R/eel.

riconciliazioni delle partite economiche sottostanti. Al riguardo, inoltre, è stata evidenziata:

- la necessità di chiarire, anche tramite *focus group*, alcune casistiche complesse relative alle interconnessioni fra gestori di rete;
- l'opportunità di gestire il periodo transitorio (dall'1/1/2026 alla nuova data) in continuità con la disciplina attuale, considerati gli interventi già effettuati su *load profiling* negli anni passati che dovrebbero garantire la stabilità finanziaria degli esercenti la maggior tutela.

Da ultimo nel settembre 2025 l'Autorità, in accoglimento della richiesta di proroga avanzata dagli *stakeholder*, oltre a spostare il termine fissato per l'entrata in vigore della nuova disciplina al 1° gennaio 2027 ha anche⁸⁶:

- rivisto i termini per la fase dei test con prove in bianco funzionali a verificare la corretta implementazione delle nuove attività in capo al SII nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* che il Gestore del SII è tenuto a effettuare ai sensi delle disposizioni⁸⁷ del febbraio 2025;
- previsto di identificare le "situazioni impiantistiche particolari" rilevanti per la contabilizzazione degli scambi di energia nei punti di interconnessione e dell'ER, previa consultazione dei soggetti a vario titolo coinvolti;
- modificato il TIV al fine di confermare anche per l'anno 2026 i fattori percentuali di perdita già applicati a fini perequativi per l'anno 2025;
- rinviato a successivo provvedimento la disciplina sui prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui all'art. 31 del TIV per raccorderla alla nuova regolazione del *settlement*.

Disposizioni in materia di *load profiling* e perdite di rete per l'anno 2025

Nel dicembre 2024 l'Autorità ha modificato e integrato⁸⁸ la vigente disciplina del *load profiling* e della perequazione delle perdite di rete al fine di renderla applicabile anche all'anno 2025, nelle more del suo superamento e dell'applicazione della nuova disciplina a decorrere dal 1° gennaio 2026 ai sensi di quanto previsto dalla nuova disciplina del *settlement*. I due aspetti principali sono i seguenti:

- l'eliminazione di alcune semplificazioni e approssimazioni nel *load profiling*, che nel 2024 hanno causato criticità applicative a seguito della progressiva riduzione dei volumi di energia elettrica non trattata oraria, dovuta all'installazione diffusa di misuratori orari;
- la definizione degli elementi necessari per estendere al 2025 alcune disposizioni sulla regolazione delle perdite di rete, inclusa la disciplina della perequazione, già applicate nel triennio 2022-2024.

La nuova disciplina ha rivisto le modalità di calcolo dei coefficienti di ripartizione dei prelievi dei punti di prelievo (denominati CRPP) che rappresentano la quota del prelievo residuo di area attribuita a ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria. La modifica consiste nel determinare l'energia sottesa ai punti di prelievo non orari (ovvero il denominatore di tali coefficienti) in modo più diretto, utilizzando la somma dell'energia effettivamente prelevata nei medesimi punti.

In materia di perdite di rete, la nuova disciplina:

⁸⁶ Delibera 30 settembre 2025, 430/2025/R/eel.

⁸⁷ Delibera 40/2025/R/eel.

⁸⁸ Delibera 3 dicembre 2024, 535/2024/R/eel.

- ha confermato, anche per l'anno 2025, i fattori percentuali già applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 10 del Testo integrato vendita (TIV), e pari a: 0,90% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud;
- ha esteso all'anno 2025 i meccanismi correttivi disciplinati ai sensi dei commi 29.2 e 29.3, non essendo ancora pienamente superata la fase congiunturale che ha caratterizzato gli elevati prezzi all'ingrosso degli anni appena passati;
- ha confermato anche per l'anno 2025 l'applicazione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", disciplinato dall'art. 31 del TIV. A tal fine, l'anno 2025 è stato accorpato al triennio 2022-2024;
- ha previsto l'erogazione di un acconto nel corso del 2025 per garantire un tempestivo riconoscimento degli importi relativi al periodo 2022-2024 ed evitare ritardi eccessivi. Il saldo sarà corrisposto entro la fine del mese di maggio 2026.

Infine, la nuova disciplina ha anche previsto:

- che le modifiche al calcolo dei CRPP siano implementate in tempo utile per il calcolo dei medesimi coefficienti relativi al mese di gennaio 2025, o al più tardi dal mese di febbraio 2025 a condizione che i controlli di congruità effettuati dal SII non abbiano dato esito negativo in modo continuativo a partire da luglio 2024;
- la possibilità, per ciascun esercente il servizio di maggior tutela, di richiedere a CSEA, previa presentazione di un'apposita istanza, una compensazione a parziale copertura dell'esposizione finanziaria derivante dalle anomalie riscontrate nella quantificazione in acconto dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non ancora trattati orari.

Mercato della capacità

Il Mercato della capacità, la cui istituzione è stata prevista dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità⁸⁹.

Le prime procedure concorsuali del Mercato della capacità si sono svolte nel 2019 e hanno avuto a oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023. Nel 2022 si è poi tenuta l'asta relativa all'anno 2024. A decorrere dal mese di gennaio 2022 è stato dunque avviato il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari ed è iniziata l'applicazione delle norme sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, nel 2019 e nel 2021⁹⁰: il prezzo di esercizio, rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito

⁸⁹ Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia agli *Annual Report* degli anni passati.

⁹⁰ Con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel.

dell'*Emission Trading System* (componente emissioni).

Nel corso dell'anno 2024 si sono tenute due procedure concorsuali, relative agli anni di consegna 2025 e 2026. Lo svolgimento delle citate procedure è stato preceduto da un articolato processo amministrativo che ha condotto a rilevanti modifiche della disciplina del Mercato della capacità e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento, per la cui dettagliata illustrazione si rimanda all'*Annual Report 2025*.

Nel settembre 2024 il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha approvato⁹¹ la disciplina del Mercato della capacità ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028.

La combinazione tra le disposizioni⁹² dell'Autorità del luglio 2011 e della disciplina aggiornata del Mercato della capacità determina che l'Autorità pubblichi i seguenti parametri economici per ciascuna procedura concorsuale:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova (per 15 anni, se richiesto dal partecipante), che viene applicato anche alla capacità afferente alle unità di consumo e alla capacità produttiva da adeguare per effetto di provvedimenti amministrativi (per un anno);
- il valore del premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e, in caso di differenziazione, il valore del premio massimo proponibile con riferimento alla medesima capacità (per un anno); detti valori sono applicati anche alla capacità estera (per un anno);
- l'importo minimo di investimento per unità di capacità che, in caso di accettazione in esito all'asta del Mercato della capacità, deve essere sostenuto dall'operatore per poter beneficiare di un contratto di 15 anni in relazione alla propria capacità di produzione nuova;
- i parametri per la definizione del prezzo di esercizio.

Inoltre, il provvedimento dell'Autorità del luglio 2011 prevede che una percentuale non inferiore al 70% dell'onere netto di approvvigionamento della capacità sia allocato sul prelievo degli utenti del dispacciamento nelle ore di picco del sistema. La citata percentuale, che è da considerare nel novero dei parametri economici, è stata fissata al 70% per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025.

In esito alla consultazione avviata⁹³ nel marzo 2024, l'Autorità nel maggio 2024 ha fissato⁹⁴ i parametri economici delle procedure concorsuali del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028. In dettaglio:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova è definito sulla base del limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto) ed è pari a:
 - 85.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale relativa al periodo di consegna 2025;
 - 86.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali relative ai periodi di consegna 2026, 2027 e 2028;
- il premio associato al punto centrale di ciascuna curva è definito sulla base del limite inferiore del

⁹¹ Decreto ministeriale 5 settembre 2024, n. 180.

⁹² Delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

⁹³ Documento per la consultazione 26 marzo 2024, 102/2024/R/eel

⁹⁴ Delibera 23 maggio 2024, 199/2024/R/eel.

costo fisso della tecnologia di punta ed è pari a:

- 71.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale relativa al periodo di consegna 2025;
- 72.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali relative ai periodi di consegna 2026 e 2027;
- 73.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale relativa al periodo di consegna 2028;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente è definito in funzione dei costi fissi evitabili della tecnologia prevalente nel parco produttivo italiano (ciclo combinato) ed è pari a 45.000 euro/MW/anno, 46.000 euro/MW/anno, 47.000 euro/MW/anno e 48.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi a oggetto, rispettivamente, i periodi di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028;
- l'importo minimo di investimento è pari a 215.000 euro/MW;
- i parametri per la determinazione del prezzo di esercizio sono fissati secondo un approccio tale da consentire a detto prezzo di risultare rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, prevedendo, tra l'altro, l'indicizzazione giornaliera dei valori rilevanti del gas naturale e delle emissioni, la riduzione del consumo specifico standard di gas naturale e la modifica delle modalità di calcolo del costo standard di logistica nazionale considerato nella componente gas naturale;
- la quota dell'onere netto da allocare sulle ore di picco è pari al 70% fino al 2028.

Esiti delle aste madri del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025 e 2026

Nei giorni 25 e 26 luglio 2024 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2025, mentre il giorno 18 dicembre 2024 quella riguardante il periodo di consegna 2026.

Dai rendiconti pubblicati da Terna in relazione alle aste madri per gli anni di consegna 2025 e 2026 emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi è pari a circa 1,72 e 1,82 miliardi di euro rispettivamente per gli anni 2025 e 2026, al netto dei premi per la capacità nuova già assegnata con le aste precedenti per un periodo quindicennale che include gli anni di consegna 2025 e 2026;
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 37,6 e 38,3 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i relativi premi di equilibrio sono pari ai rispettivi valori massimi del premio riconoscibile alla capacità esistente (45.000 e 46.000 euro/MW/anno) in tutte le aree;
- circa 1 GW della capacità esistente riguarda impianti termoelettrici per i quali è stato assunto l'impegno a realizzare interventi di retrofitting, funzionali a incrementarne la disponibilità nelle ore critiche estive;
- la capacità nuova selezionata – interamente autorizzata – è pari a circa 0,2 e 0,1 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i corrispondenti premi di equilibrio sono pari a 67.500 e 56.160 euro/MW/anno;
- in entrambe le aste la capacità estera selezionata è pari a circa 4,4 GW, con premi riconosciuti differenziati tra le diverse aree estere (tra circa 3.500 e circa 4.800 euro/MW/anno per l'anno 2025 e tra 4.500 e 11.200 euro/MW/anno per l'anno 2026);
- la capacità nuova selezionata nell'asta 2025 include 89 MW di accumuli elettrochimici e 85 MW di potenziamento termoelettrico a ciclo combinato, mentre quella selezionata nell'asta 2026 comprende, tra l'altro, 84 MW di accumuli elettrochimici, 42 MW di potenziamento termoelettrico a ciclo combinato e 10 MW di eolico.

Esiti dell'asta madre del mercato della capacità per l'anno di consegna 2027

Nel mese di ottobre 2025, con riferimento alla disciplina da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 e alle disposizioni tecniche di funzionamento per le medesime procedure, Terna ha consultato alcune modifiche finalizzate ad adattarne il contenuto a quanto previsto dal TIDE per la fase di consolidamento.

In esito alla citata consultazione, Terna ha tra l'altro trasmesso al MASE e all'Autorità:

- le proposte di modifica relative ai documenti oggetto della consultazione;
- un documento recante le modifiche che – in esito all'approvazione delle menzionate proposte di modifica – sarebbero state in automatico recepite a partire dalla data di avvio della fase di consolidamento del TIDE nelle discipline relative alle procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna dal 2022 al 2024 e nelle connesse disposizioni tecniche di funzionamento.

I principali cambiamenti contenuti nelle proposte di modifica relative ai documenti oggetto della consultazione hanno riguardato:

- le modalità di calcolo della capacità disponibile in probabilità che sarebbero state applicate dal 1° febbraio 2026, in coerenza con le disposizioni previste dal TIDE per la fase di consolidamento;
- le modalità di verifica dell'assolvimento degli obblighi di offerta e di determinazione del corrispettivo variabile, per tenere conto degli elementi innovativi introdotti dal TIDE per la menzionata fase, soprattutto con riferimento all'aggregazione di unità e alla distinzione tra *Balance Responsible Party* e *Balancing Service Provider* (BRP/BSP);
- la definizione di Unità Produttiva (UP) indisponibile.

Essendo conformi ai criteri e alle condizioni di cui alle disposizioni⁹⁵ del luglio 2011, l'Autorità ha verificato positivamente le proposte di Terna per la modifica della disciplina da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 e delle disposizioni tecniche di funzionamento associate alle medesime procedure. L'Autorità, tuttavia, ha condizionato il provvedimento all'eliminazione, nella disciplina del mercato della capacità, del passaggio in cui si assegna al BRP il compito di scegliere il raggruppamento minimo con cui soddisfare gli obblighi previsti dalla disciplina sull'essenzialità, non essendo ancora stato indicato da quest'ultima regolazione il soggetto che effettuerà detta scelta per gli anni successivi al 2026.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha introdotto nell'architettura del mercato elettrico italiano un sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico (MACSE), da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Il processo di definizione del quadro normativo di riferimento del MACSE è illustrato negli *Annual Report* degli anni scorsi.

Parametri economici del sistema di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico

Nel febbraio 2025 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha disposto⁹⁶ lo svolgimento della prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie

⁹⁵ Delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

⁹⁶ Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 27 febbraio 2025, n. 53.

e dall'accumulo idroelettrico, mentre nell'aprile 2025 l'Autorità ha illustrato⁹⁷ i propri orientamenti circa la definizione del premio massimo per la citata asta, tenendo conto dei vincoli introdotti dalla decisione della Commissione europea del dicembre 2023⁹⁸, delle disposizioni del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica dell'ottobre 2024⁹⁹ e delle informazioni contenute nella versione aggiornata dello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico. Nel dettaglio, L'Autorità ha espresso l'intenzione di fissare il premio massimo sulla base del costo del nuovo entrante (*CONE*) relativo a batterie caratterizzate da una durata pari a 4 ore e ha indicato un valore di premio massimo pari a 32.000 euro/MWh/anno, determinato applicando la formula per il calcolo del *CONE* della decisione della Commissione europea 21 dicembre 2023 e i valori dei parametri seguenti:

- per quanto attiene al costo dell'investimento (parametro INV), il valore di 241.000 euro/MWh, definito come somma del limite inferiore dell'intervallo di costi di investimento riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico (191.000 euro/MWh), dei costi dovuti al sovradimensionamento dell'impianto, pari al 12% del menzionato limite inferiore, come indicato nel citato studio, e dei costi di finanziamento sostenuti durante il periodo di costruzione, determinati applicando un periodo di costruzione pari a due anni, un tasso pari al tasso di remunerazione del capitale investito (parametro WACC) e un importo finanziato pari alla somma degli oneri diversi dai costi di finanziamento, erogato per metà all'inizio del periodo di costruzione e per l'altra metà all'inizio del secondo anno del medesimo periodo;
- per quanto riguarda i costi fissi operativi diversi dall'ammortamento (parametro CFO), il valore di 4.000 euro/MWh/anno, pari al 2% del parametro INV¹⁰⁰ calcolato al netto dei costi esterni al perimetro della batteria e dei costi di finanziamento durante il periodo di costruzione;
- in merito alla vita utile (parametro n), la durata di quindici anni, che rappresenta, contestualmente, il limite inferiore dell'intervallo riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico e la durata del periodo di consegna indicato nella relazione tecnica prevista dalla disciplina del MACSE;
- con riferimento al parametro WACC, un tasso determinato applicando, con alcuni adattamenti, la metodologia definita¹⁰¹ in materia dall'Autorità (TIWACC) come aggiornata alla data del 28 febbraio 2025, chiarendo, tuttavia, che il tasso sarebbe stato aggiornato in occasione della fissazione del premio massimo della prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico.

In generale, la maggior parte dei partecipanti alla consultazione, pur apprezzando l'impostazione metodologica adottata dall'Autorità e le scelte di definire il premio massimo poco tempo prima dell'asta e di pubblicare le diverse versioni dello studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, ha chiesto di aumentare il valore del premio massimo indicato dall'Autorità nella consultazione, ritenendolo insufficiente ad attrarre nuovi investimenti. Al contempo, però, alcuni partecipanti si sono espressi a favore del premio massimo indicato dall'Autorità e un paio di operatori hanno evidenziato l'opportunità di limitarne il valore, anche per evitare di aumentare l'esposizione al rischio per gli

⁹⁷ Documento per la consultazione 15 aprile 2025, 168/2025/R/eel.

⁹⁸ Decisione della Commissione europea del 21 dicembre 2023 (SA.104106) con la quale è stato approvato il MACSE, ritenendolo conforme alle norme dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato.

⁹⁹ Decreto ministeriale 10 ottobre 2024, n. 346.

¹⁰⁰ Costo dell'investimento netto, espresso in euro per MWh utilizzabile.

¹⁰¹ Delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com.

sviluppatori e generare passività finanziarie sproporzionate, dato che, ai sensi della disciplina del MACSE, il premio massimo ha un impatto diretto sull'ammontare delle garanzie richieste e sulle penali per indisponibilità.

Per quanto attiene, in particolare, al parametro *INV*:

- diversi partecipanti alla consultazione hanno chiesto di considerare un valore medio rispetto all'intervallo dello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico e alcuni operatori hanno segnalato che la valorizzazione indicata dall'Autorità, collocandosi nella parte inferiore dell'intervallo dello studio, potrebbe penalizzare progetti diversi da quelli di maggiori dimensioni e iniziative greenfield, considerando altresì che lo studio evidenzia che l'ampiezza della forbice dei costi esterni al perimetro della batteria è prevalentemente dovuta al costo per la connessione con la rete di alta tensione e la realizzazione di una nuova sottostazione;
- per la maggior parte dei partecipanti alla consultazione la determinazione del costo dell'investimento dovrebbe prescindere da ipotesi su eventuali margini relativi alla capacità aggiuntiva derivante dal sovradimensionamento e alla possibilità di trattenere una percentuale dei profitti conseguiti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o di godere dei vantaggi economici derivanti dall'esercizio della capacità oltre il quindicesimo anno, vista la loro incertezza e l'esigenza di preservare la capacità aggiuntiva da sovradimensionamento per rispettare la curva di deterioramento fissata dalla relazione tecnica di cui alla disciplina del MACSE;
- alcuni soggetti che hanno risposto alla consultazione hanno segnalato che, qualora i sistemi di accumulo contrattualizzati nel MACSE fossero obbligati a fornire gratuitamente le bande di regolazione della *Frequency Containment Reserve* (FCR) e fossero dunque esclusi dai meccanismi di approvvigionamento a mercato previsti nell'ambito del dispacciamento (TIDE), i costi di investimento dovrebbero essere opportunamente incrementati per tenere conto di tale condizione.

Per quanto riguarda il parametro *CFO*, numerosi partecipanti alla consultazione hanno chiesto di incrementarne il valore, mentre uno ha condiviso l'orientamento dell'Autorità. Per i primi, l'aumento del valore del parametro *CFO* è volto, tra l'altro, a includere l'estensione delle garanzie a quindici anni e a considerare il fatto che molti operatori, essendo privi di un'esperienza consolidata nello sviluppo e nella gestione di batterie *utility scale*, potrebbero essere costretti a stipulare contratti di servizio di tipo *full service*.

In merito al parametro *WACC*, diversi operatori hanno sottolineato che il parametro β^{asset} posto in consultazione include soltanto parzialmente i rischi cui è soggetto un investimento in batterie e alcuni partecipanti alla consultazione hanno chiesto di applicare un tasso post imposte, invece che ante imposte, al fine, tra l'altro, di evitare di sovrastimare la sostenibilità economica dei progetti.

Nel luglio 2025, in coerenza con le disposizioni ministeriali dell'ottobre 2024, l'Autorità ha stabilito¹⁰² pari a 37.000 euro/MWh/anno il premio massimo per la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico. Detto importo è stato determinato seguendo l'impostazione metodologica esposta nella consultazione con alcune modifiche per considerare le osservazioni pervenute. In particolare:

- il parametro *INV* è stato incrementato a 264.000 euro/MWh, come effetto dell'innalzamento dei costi esterni al perimetro della batteria, che sono stati posti pari alla media del corrispondente intervallo di valori riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, per

¹⁰² Delibera 29 luglio 2025, 362/2025/R/eel.

tenere conto delle osservazioni dei partecipanti alla consultazione in merito ai costi di connessione per iniziative greenfield;

- il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato applicando, al 30 giugno 2025, la metodologia consultata (TIWACC);
- il parametro CFO è stato aumentato a 6.000 euro/MWh/anno, così da includere l'estensione delle garanzie all'intero periodo di consegna e qualsiasi ulteriore onere o elemento di rischio e incertezza non altrove considerato.

Inoltre, è stato chiarito che:

- nella consultazione non è stato riportato un CONE calcolato al netto di margini relativi alla capacità aggiuntiva derivante dal sovradimensionamento e alla possibilità di trattenere una percentuale dei profitti conseguiti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o di godere dei vantaggi economici derivanti dall'esercizio della capacità oltre il quindicesimo anno, ma è stata evidenziata l'esistenza di diverse possibili fonti di margini di cui potrebbero beneficiare i titolari di accumuli contrattualizzati nel MACSE;
- dallo studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico emerge come il sovradimensionamento delle batterie indicato nel medesimo studio, per tenere conto del degrado delle prestazioni dell'impianto, sia stato introdotto da Terna anche in esito a diversi confronti con operatori del settore;
- la possibilità di stipulare contratti di quindici anni per la realizzazione di nuove batterie ne riduce significativamente i relativi rischi di investimento rispetto a un contesto caratterizzato da un mercato elettrico di tipo *energy-only* e, pertanto, nel definire il tasso di remunerazione del capitale per il calcolo del CONE, è necessario considerare la minore rischiosità cui è esposto un nuovo investitore che opera in un mercato caratterizzato dalla presenza di un meccanismo di remunerazione della capacità come il MACSE, rispetto a un mercato di tipo *energy-only*;
- la definizione di un tasso post imposte per la remunerazione del capitale investito, come richiesto da alcuni operatori, è inconferente, *ceteris paribus*, con la richiesta dei medesimi operatori di definire un tasso superiore a quello indicato dall'Autorità, essendo il tasso post imposte al netto dell'effetto dell'imposizione fiscale;
- dallo studio di Terna emerge che, laddove si fa riferimento alla capacità installata, questa deve essere intesa come disponibile all'esercizio nella sua interezza e, per i sistemi di accumulo analizzati, Terna ha utilizzato il concetto del rendimento round-trip netto valutato al punto di connessione con la rete elettrica, che tiene quindi conto sia dell'intero processo di carica e scarica, sia dei consumi e delle perdite degli impianti ausiliari a supporto dell'impianto.

In merito alle modalità con cui gli accumuli contrattualizzati nell'ambito del MACSE in esito alla prima asta parteciperanno all'erogazione della FCR, al fine di porre i partecipanti a detta asta nelle condizioni di poterne tenere conto in sede di presentazione delle offerte, l'Autorità ha stabilito che:

- sino alla decorrenza dell'approvvigionamento della FCR esclusivamente tramite meccanismi di mercato, gli accumuli contrattualizzati nell'ambito del MACSE in esito alla prima asta non siano soggetti alla messa a disposizione a titolo gratuito delle bande obbligatorie per la FCR, in quanto per tali risorse porre a disposizione le bande a titolo gratuito rappresenterebbe un aggravio in termini tecnici e gestionali limitato a un ridotto periodo di tempo;
- tra gli accumuli sopra menzionati, quelli abilitati alla fornitura della FCR possano prendere parte ai meccanismi previsti dal TIDE per l'approvvigionamento a mercato del citato servizio.

In materia di copertura dei costi correlati allo svolgimento delle attività di valutazione del MACSE, l'articolo 3 del Decreto MASE del 10 ottobre 2024 stabilisce che:

- il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) individui un soggetto funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione del MACSE, secondo i criteri previsti dal piano di valutazione approvato dalla Commissione europea con la decisione 21 dicembre 2023 e pubblicato nelle sue linee generali sul sito del Ministero;
- il soggetto valutatore prescelto sia indipendente dal Ministero, non risulti in conflitto di interesse rispetto ai potenziali beneficiari della misura, sia dotato di significativa esperienza nell'analisi economico/quantitativa anche con riferimento al settore dell'energia e dell'ambiente e sia tenuto a presentare al Ministero un piano di valutazione di dettaglio, che preveda almeno una relazione di valutazione intermedia entro il 31 dicembre 2025 e una relazione di valutazione finale entro il 31 marzo 2032, le quali, entro i medesimi termini e previa consultazione pubblica, sono trasmesse al Ministero e da quest'ultimo rese pubbliche sul proprio sito internet;
- il soggetto valutatore si coordini, in funzione delle specifiche esigenze di analisi per le valutazioni previste dal piano di valutazione approvato dalla Commissione europea, con il GSE e la sua controllata Ricerca sul sistema energetico, con Terna e con il Gestore dei mercati energetici;
- l'Autorità disciplini con apposito provvedimento le modalità di copertura, a valere dei corrispettivi fissi riconosciuti ai beneficiari della misura, dei costi correlati allo svolgimento delle attività del citato soggetto valutatore.

Al riguardo, le disposizioni¹⁰³ dell'Autorità del luglio 2025 prevedono che, fino a un eventuale ulteriore provvedimento dell'Autorità stessa, i costi¹⁰⁴ sostenuti dal soggetto valutatore per lo svolgimento delle attività di valutazione del MACSE siano coperti mediante il corrispettivo unitario P_q^{oth} disciplinato dal TIDE. L'impostazione adottata dall'Autorità si basa sulla considerazione che il costo della valutazione intermedia, non ancora noto alla data del provvedimento, sarà presumibilmente sostenuto in netto anticipo rispetto al 2028, anno in cui inizierà il riconoscimento dei corrispettivi fissi agli assegnatari del MACSE. Conseguentemente, ai fini della copertura del citato costo, non si potrà prescindere da risorse esterne al MACSE. Peraltro, anche nel caso in cui il riconoscimento dei corrispettivi fissi cominciasse prima del sostenimento di costi¹⁰⁵ per la valutazione del MACSE:

- il disallineamento temporale tra la fase di raccolta delle risorse destinate alla copertura dei menzionati costi, che potrebbe durare anche diversi anni, e l'erogazione delle risorse medesime, concentrata in specifici momenti nel periodo compreso tra l'inizio dell'attività di valutazione e pochi mesi dopo la fine dell'attività medesima, renderebbe necessaria la creazione di un fondo, il quale dovrebbe comunque essere alimentato inizialmente con risorse esterne al MACSE e la cui gestione determinerebbe un aggravio amministrativo che risulterebbe rilevante rispetto a qualsiasi costo che può essere ragionevolmente atteso per lo svolgimento della valutazione, nonché superiore a quello associato alla copertura di detto costo con proventi derivanti dall'incremento di uno dei vigenti corrispettivi applicati sul prelievo;
- l'entità del costo unitario per la valutazione a valere sui corrispettivi fissi sarebbe talmente

¹⁰³ Delibera 362/2025/R/eel.

¹⁰⁴ Di cui all'art. 3 del DM 10 ottobre 2024.

¹⁰⁵ Di cui all'art. 3 del DM 10 ottobre 2024.

contenuta da non modificare il premio massimo, dato un qualsiasi costo che può essere ragionevolmente atteso per lo svolgimento della valutazione e dato il fabbisogno che si intende soddisfare con il MACSE.

Esiti dell'asta del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico per l'anno di consegna 2028

Nelle more della definizione della progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021, con il Decreto del MASE del 27 febbraio 2025 sono state approvate le proposte di fabbisogno formulate da Terna ai fini dell'approvvigionamento, per l'anno di consegna 2028, di nuova capacità di stoccaggio elettrico attraverso la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico. Per l'anno 2028 è stato definito un fabbisogno pari a 10 GWh su base nazionale e un fabbisogno massimo per ciascuna macroarea.

Il 30 settembre 2025 si è svolta la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico, con l'obiettivo di soddisfare il menzionato fabbisogno. Dal rendiconto pubblicato da Terna emerge, tra l'altro, che:

- tutti i sistemi di stoccaggio selezionati sono batterie agli ioni di litio;
- la spesa complessiva per premi sarà pari a circa 129 milioni di euro all'anno, da corrispondere per ciascuno dei quindici anni di durata dei contratti stipulati da Terna con gli assegnatari;
- il premio marginale (premio relativo all'ultima offerta accettata) e il premio medio ponderato hanno assunto valori pari, rispettivamente, a 18.800 euro/MW/anno e 13.000 euro/MW/anno, entrambi inferiori al premio massimo stabilito¹⁰⁶ nel luglio 2025;
- i sistemi di stoccaggio selezionati, corrispondenti a 9,968 GWh, consentono una copertura quasi integrale del fabbisogno relativo alla prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico;
- la differenza tra il fabbisogno complessivo e la quantità selezionata è dovuta al fatto che un operatore ha esercitato la facoltà di non assumere l'impegno di capacità per offerte accettate parzialmente, ai sensi della disciplina di riferimento;
- il rapporto tra energia e potenza della capacità selezionata è mediamente pari a circa 6,7 ore;
- Enel Produzione è il principale assegnatario (5 progetti su 14 complessivi, corrispondenti a 5,231 GWh);
- i progetti selezionati saranno sviluppati nelle aree Sud e Calabria (6,968 GWh), Centro Sud (2 GWh), Sardegna (0,5 GWh) e Sicilia (0,5 GWh).

3.1.5 Disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione

Qualità e continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione del *"Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027"* (ROTE)¹⁰⁷, nell'ottobre 2025 l'Autorità

¹⁰⁶ Delibera 362/2025/R/eel.

¹⁰⁷ Allegato A alla delibera 27 febbraio 2024, 55/2024/R/eel.

ha disposto¹⁰⁸ un premio pari a 13,9 milioni di euro a favore di Terna in relazione alla performance di continuità registrata nell'anno 2024¹⁰⁹.

Nel dicembre 2025 l'Autorità ha prorogato¹¹⁰ per l'anno 2026 la regolazione incentivante la continuità del servizio di trasmissione prevista dalla ROTE, confermando l'applicazione della traiettoria di fissazione dei livelli obiettivo con un miglioramento annuo del 3,5% di recupero di energia non fornita (ENS).

Come previsto dall'art. 43 della ROTE, l'Autorità ha determinato¹¹¹ i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale, per il periodo 2025-2027, relativamente a confini, sezioni, capacità di trasporto di partenza, capacità di trasporto obiettivo, periodo di riferimento per le congestioni storiche (in analogia con quanto previsto nel precedente meccanismo incentivante 2019-2023, in corrispondenza degli ultimi due anni interamente disponibili, 2023 e 2024) e coefficienti di valorizzazione relativi al beneficio B1 (sulla base degli interventi del piano di sviluppo 2023, calcolati come media dei benefici B1 in ciascuno degli scenari analizzati nel piano).

Qualità e continuità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

In attuazione del "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027 (TIQD)" ¹¹², nel novembre 2025 sono stati determinati¹¹³, per l'anno 2024, i premi e le penalità relativi alla regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso; sono stati comminati 54,1 milioni di euro di penalità (a favore degli utenti del sistema elettrico soggetti al pagamento delle tariffe di rete), come saldo di:

- 61,4 milioni di euro di penalità nette in relazione alla regolazione ordinaria della continuità del servizio (indicatori di durata e numero delle interruzioni senza preavviso);
- 7,3 milioni di euro di premi per il 15% di ambiti territoriali meglio serviti in relazione alla regolazione incentivante la migliore continuità del servizio; nelle seguenti tavole sono riportati, per grado di concentrazione, i tre ambiti migliori per l'indicatore "durata" e per l'indicatore "numero".

La Tavola 3.5 riporta i primi tre ambiti con la migliore continuità del servizio, per grado di concentrazione, per indicatore e per impresa distributrice.

Con il medesimo provvedimento¹¹⁴ sono state inoltre sospese penalità per 17,8 milioni di euro, cui

¹⁰⁸ Delibera 7 ottobre 2025, 441/2025/R/eel.

¹⁰⁹ Il premio è stato determinato per effetto di un indicatore ENSR pari a 224 MWh, a fronte di un livello obiettivo per l'anno 2024 di 737 MWh.

¹¹⁰ Delibera 23 dicembre 2025, 573/2025/R/eel.

¹¹¹ Delibera 29 luglio 2025, 366/2025/R/eel.

¹¹² Allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/ eel.

¹¹³ Delibera 25 novembre 2025, 511/2025/R/eel.

¹¹⁴ Delibera 511/2025/R/eel.

saranno soggette le imprese in caso di una seconda occorrenza – per lo stesso ambito territoriale – di *under-performance* di continuità del servizio.

Tavola 3.5 Primi tre ambiti, per grado di concentrazione, con la migliore continuità del servizio per gli indicatori “durata senza preavviso” e “numero senza preavviso”

INDICATORE E AMBITI	GRADO DI CONCENTRAZIONE		
	ALTO	MEDIO	BASSO
Per l'indicatore durata delle interruzioni senza preavviso			
1° ambito	Edyna – Provincia di Bolzano	AcegasApsAmga – Comune di Gorizia	Distribuzione Elettrica Adriatica – Comune di Offida
2° ambito	Set Distribuzione – Provincia di Trento	Set Distribuzione – Provincia di Trento	LD Reti ora Unareti – Comune di Cremona
3° ambito	e-distribuzione – Provincia di Cuneo	Deval – Provincia di Aosta	Set Distribuzione – Provincia di Trento
Per l'indicatore numero delle interruzioni senza preavviso			
1° ambito	Set Distribuzione – Provincia di Trento	AcegasApsAmga – Comune di Gorizia	LD Reti ora Unareti – Comune di Cremona
2° ambito	Edyna – Provincia di Bolzano	Deval – Provincia di Aosta	Set Distribuzione – Provincia di Trento
3° ambito	e-distribuzione – Provincia di Piacenza	Set Distribuzione – Provincia di Trento	Distribuzione Elettrica Adriatica – Comune di Offida

Fonte: ARERA.

Inoltre, in attuazione del TIQD, con altro provvedimento del novembre 2025 sono state determinate¹¹⁵ le partite economiche relative agli esperimenti regolatori per l'anno 2024: in totale sono state determinate penalità pari a 10,3 milioni di euro, di cui circa 0,8 milioni di euro per l'impresa Areti e circa 9,6 milioni di euro per l'impresa e-distribuzione. Per quanto riguarda l'indicatore “durata” nessun ambito territoriale dei 39 per cui era stata disposta la sospensione del 40% della penalità ha raggiunto l'obiettivo dell'esperimento nell'anno 2024, mentre per quanto riguarda l'indicatore “numero” un solo ambito territoriale (Provincia di Siracusa, bassa concentrazione) su 42 ha raggiunto l'obiettivo dell'esperimento nell'anno 2024.

Nel dicembre 2025 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet la 13° graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni¹¹⁶. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo dell'indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla 10° graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 indica una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati i dati relativi alla durata annua media di interruzioni (per le interruzioni senza preavviso lunghe) e al numero medio di interruzioni (per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi).

In attuazione del TIDQ, nell'aprile 2025 l'Autorità ha rideterminato¹¹⁷ i livelli di partenza funzionali al solo anno 2025 e i livelli obiettivo per l'anno 2025 per le regolazioni della durata delle interruzioni

¹¹⁵ Delibera 25 novembre 2025, 512/2025/R/eel.

¹¹⁶ <https://www.arera.it/area-operatori/elegualita>.

¹¹⁷ Delibera 30 aprile 2025, 187/2025/R/eel.

senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per gli ambiti territoriali impattati dalla cessione dal 1° gennaio 2025 dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica (di alcuni Comuni dell'area Ovest-Sud-Est di Milano e del territorio della Valtrompia in provincia di Brescia) da e-distribuzione alla nuova impresa distributrice Duereti.

Aggiornamento delle regolazioni output-based e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Nel luglio 2025 l'Autorità ha avviato una consultazione¹¹⁸ relativa sia alla regolazione *output-based* che alla regolazione della qualità commerciale.

In merito alla regolazione *output-based* sono stati presentati orientamenti per:

- l'evoluzione della regolazione individuale della continuità;
- l'aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti;
- l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate (PCP);
- l'aggiornamento della regolazione in materia di monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione nelle reti BT.

Per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale, l'Autorità ha presentato orientamenti per l'introduzione di nuovi standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita in condizioni di elevata tensione su reti in Bassa Tensione (BT), sulla base della crescente criticità a immettere energia elettrica nelle reti di distribuzione BT per l'elevato valore della tensione di rete, tale da determinare lo scollegamento dell'impianto di produzione dell'utente in modo automatico per tensione troppo elevata.

Nel dicembre 2025, al fine di garantire continuità di tutela agli utenti MT a fronte di eccessive interruzioni, è stata estesa¹¹⁹ la "Regolazione individuale della continuità del servizio" (Titolo 4 del TIQD) all'anno 2026.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

A fine 2023 sono state aggiornate¹²⁰ le disposizioni per incentivare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione per il periodo 2019-2024. Tra l'altro è stato stabilito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

In attuazione del "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura

¹¹⁸ Documento per la consultazione 15 luglio 2025, 332/2025/R/eel.

¹¹⁹ Delibera 23 dicembre 2025, 575/2025/R/eel.

¹²⁰ Delibera 27 dicembre 2023, 614/2023/R/eel.

dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQE)¹²¹, nel settembre 2025 l'Autorità ha determinato¹²² il saldo triennale (periodo 2022-2024) dei premi netti, a seguito di interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per nove imprese distributrici

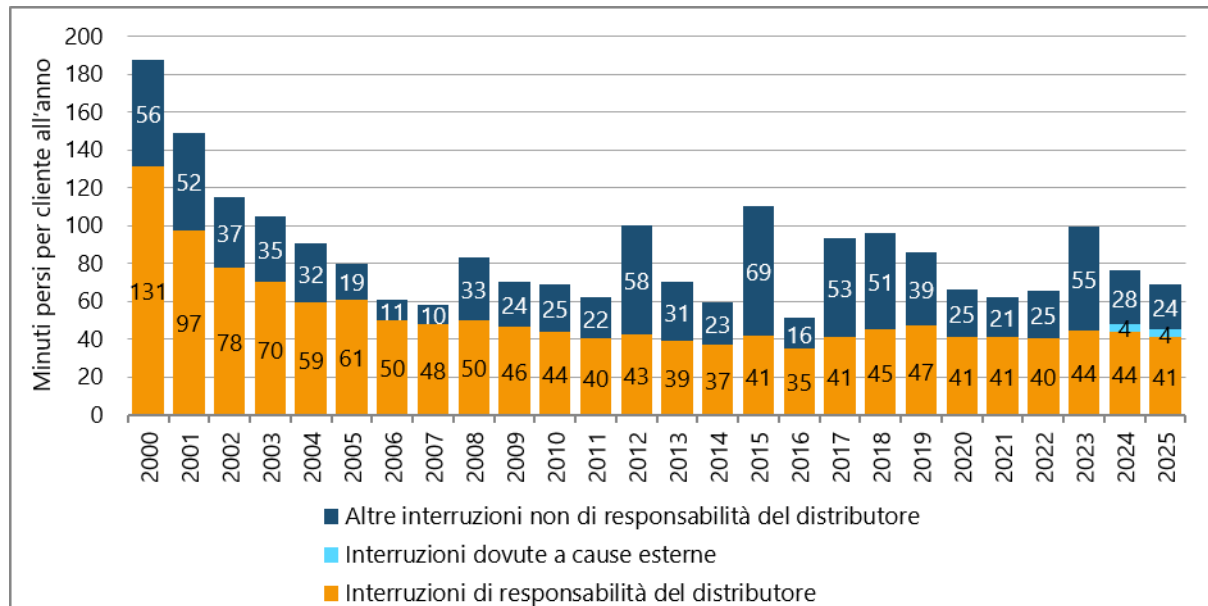
Tenendo conto dei premi e delle penalità incassati o dovuti dalle imprese per gli interventi completati nel 2022 e 2023 e dei potenziali premi o penalità relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2024, è risultato, per gli interventi completati nel periodo 2022-2024, un saldo negativo per le imprese, che ha comportato un versamento alla CSEA di 2,6 milioni di euro.

Qualità della distribuzione dell'energia elettrica: durata e numero di interruzioni

Nel 2025 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2024 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso, scese a 69 minuti contro i 76 dell'anno precedente (Figura 3.1), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione, scese a 4,92 minuti contro i 5,12 del 2024 (Figura 3.2).

Il miglioramento della performance per il 2025 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore): nell'anno 2025 le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici sono state la Valle d'Aosta e, in misura minore, la Campania e la Sicilia.

Figura 3.1 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

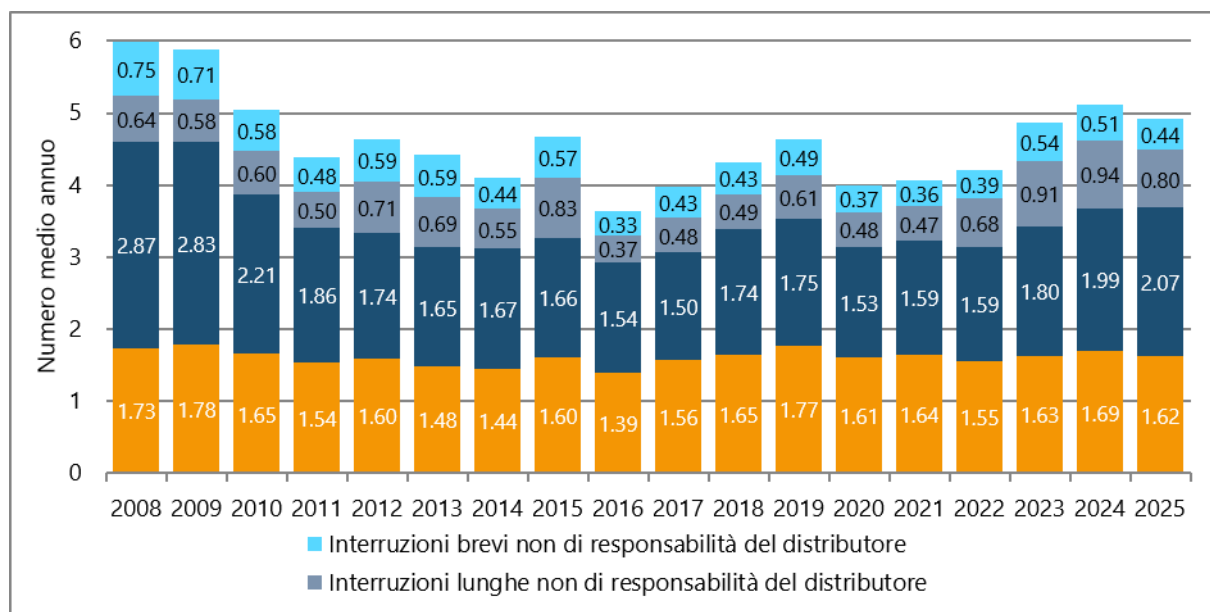
Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

¹²¹ Allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

¹²² Delibera 23 settembre 2025, 418/2025/R/eel.

Analizzando in dettaglio le cause di interruzione relative al 2025, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti per utente in bassa tensione (Figura 3.1), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,69 interruzioni per utente in bassa tensione (Figura 3.2).

Figura 3.2 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti, nonché le interruzioni dovute a cause esterne a partire dall'anno 2024 (le interruzioni dovute a cause esterne per il periodo 2005-2023 erano incorporate nelle interruzioni di responsabilità delle imprese distributrici per la maggior parte delle imprese distributrici partecipanti al meccanismo incentivante la regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica).

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate. A partire dal 2024 lo standard sulla durata massima delle interruzioni è stato fissato a 8 ore sia per gli utenti in bassa tensione, sia per gli utenti in media tensione e per le interruzioni con e senza preavviso (indipendentemente, quindi, dalla densità abitativa del comune in cui si trova l'utente, detta anche "grado di concentrazione").

Nel 2025 le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione indennizzi automatici per 38 milioni di euro a circa 627.000 utenti in bassa tensione (in media circa 60 € per utente) e per oltre 3 milioni di euro a circa 3.000 utenti in media tensione (in media circa 1.150 € per utente).

Per il 2025, circa 24 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 41 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. All'incirca 18 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità

Tempi di connessione alle reti

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le “connessioni attive” sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le “connessioni passive”, invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla **connessione degli utenti attivi** con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹²³. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito delle raccolte dati sulla qualità dei servizi.

Nel 2025 Terna ha ricevuto 4.241 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 362,3 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.261 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 291,3 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 52 giorni lavorativi. Durante l'anno stati accettati 1.429 dei 3.261 preventivi messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 113,9 GW. Solo per cinque di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 294 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD); poiché Terna non l'ha messa a disposizione entro il 31 dicembre 2025 per nessuna di tali richieste, nel 2025 non sono state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno stesso.

Anche le imprese distributrici hanno ricevuto quasi 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione¹²⁴, corrispondenti a una potenza totale di 37,6 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 256.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 23,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 46 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 63 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

¹²³ Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 38 del TICA. In particolare, con riferimento all'anno 2025, sono stati utilizzati i dati forniti da AcegasApsAmga, Areti, Deval, Duereti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, SET Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica in tempo utile per la predisposizione del presente rapporto. Sono quindi esclusi i dati non comunicati in tempo utile.

¹²⁴ Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nel 2025 dai distributori con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

Quasi 240.000 preventivi, rispetto al totale di quelli messi a disposizione, sono stati accettati nel corso dell'anno, per una potenza totale di 10,6 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2025, sono state realizzate più di 163.000 connessioni entro l'anno, corrispondenti a circa 2,1 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹²⁵;
- 67 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹²⁶,

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 6 giorni lavorativi.

Nel 2025 le uniche imprese distributrici che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione sono state Edyna ed e-distribuzione con 552 richieste, corrispondenti a una potenza totale di 9,7 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 258 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 4,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 64 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 74 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 1,4 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per tre di essi (circa 32 MW di potenza totale) è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD entro il 31 dicembre 2025.

Per quanto riguarda le **connessioni degli utenti passivi** alle reti di distribuzione, è emerso che:

Per circa 2.300 prestazioni relative a esecuzioni di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 80 giorni solari; per circa 15.200 prestazioni relative a esecuzioni di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 152 giorni solari.

Più in generale, nell'ambito delle raccolte dati sulla qualità dei servizi, che raccoglie i dati trasmessi dai distributori con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori allacciati, è emerso che nell'anno sono state effettuate:

- 213.773 prestazioni relative a nuove connessioni permanenti ordinarie per utenti in bassa tensione (94.424 richieste di preventivi; 81.544 esecuzioni di lavori semplici e 36.805 esecuzioni di lavori complessi (Tavola 3.6); queste prestazioni hanno comportato tempi di attesa medi di 10,6 giorni per l'ottenimento dei preventivi, 7,1 giorni per l'esecuzione di lavori semplici e 40,7 giorni per l'esecuzione di lavori complessi, tutti pienamente al di sotto degli standard fissati dall'Autorità;
- 7.934 prestazioni relative a nuove connessioni permanenti ordinarie per utenti in media tensione (6.709 richieste di preventivi; 121 esecuzioni di lavori semplici e 1.104 esecuzioni di lavori complessi (Tavola 3.7); queste prestazioni hanno comportato tempi di attesa medi di 23,1 giorni

¹²⁵ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹²⁶ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

per l'ottenimento dei preventivi, 46,6 giorni per l'esecuzione di lavori semplici e 28,6 giorni per l'esecuzione di lavori complessi. Questi tempi sono risultati al di sotto degli standard dell'Autorità con l'eccezione dell'esecuzione di lavori semplici il cui tempo che hanno richiesto, mediamente, un numero di giorni più che doppio rispetto agli standard fissati dall'Autorità.

Tavola 3.6 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT realizzate nel 2025 dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 213.773 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	95.424	10,59	4,18%	4.547
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	81.544	7,10	5,05%	4.606
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	36.805	40,68	12,06%	4.841

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Tavola 3.7 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti MT realizzate nel 2025 dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 7.934 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	6.709	23,08	6,64%	461
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	121	46,57	4,96%	6
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	1.104	28,55	9,70%	120

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Nel 2025 anche Terna ha realizzato 4 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 322 giorni lavorativi.

3.1.6 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica (MASE).

3.1.7 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MASE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

3.1.8 Coordinamento internazionale sui temi dell'energia elettrica e del gas naturale

Coordinamento tra i paesi europei

L'Autorità collabora attivamente da anni con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti.

Nel 2025, oltre alle attività già consolidate relative ai codici di rete e alle linee guida derivanti dal Terzo Pacchetto Energia e dal *Clean Energy Package*, si è intensificata la partecipazione ai processi europei connessi con i nuovi atti legislativi adottati nel 2024 e ora in fase di attuazione. In particolare, è proseguito il confronto con la Commissione europea, l'ACER e le altre autorità nazionali nell'ambito dell'attuazione del pacchetto su gas rinnovabili e idrogeno (direttiva 2024/1788 e regolamento 2024/1789), che assegna nuovi compiti ai regolatori in materia di pianificazione integrata delle reti, governance dei futuri gestori di rete dell'idrogeno e sviluppo dei mercati dedicati. Nel settore elettrico, ARERA ha contribuito ai lavori europei relativi all'implementazione delle riforme del *market design* elettrico, che nel 2025 hanno riguardato in particolare i meccanismi di capacità, la protezione dei consumatori e la resilienza dei mercati di bilanciamento, anche in coordinamento con ACER e le iniziative sulle piattaforme europee per lo scambio dell'energia di bilanciamento (PICASSO e MARI). È proseguito, inoltre, il confronto regolatorio sulla piena applicazione della "70% rule" ex art. 16 del regolamento (UE) 2019/943, anche alla luce dei report di monitoraggio 2025 pubblicati da ACER, che evidenziano i benefici derivanti dall'aumento della capacità disponibile per gli scambi transfrontalieri e dall'evoluzione delle metodologie di calcolo della capacità nelle diverse *Capacities Calculation Regions* (CCR) europee. Parallelamente, a seguito dell'entrata in vigore della revisione del regolamento REMIT (regolamento 2024/1106), nel 2025 sono stati avviati i primi confronti tecnici tra

autorità nazionali e ACER per l'adeguamento degli obblighi di registrazione, reporting e sorveglianza del mercato, anche alla luce dell'aggiornamento delle *Questions and Answers* (Q&A) e delle prime relazioni ACER sulle segnalazioni STOR (*Suspicious Transaction and Order Report*) e sull'*enforcement* coordinato. Infine, l'Autorità ha partecipato ai lavori europei relativi allo sviluppo delle infrastrutture energetiche strategiche, in particolare al nuovo ciclo di monitoraggio dei Progetti di Interesse Comune e di Interesse Reciproco (PCI/PMI) pubblicato da ACER nel 2025 e alla preparazione della lista 2025 prevista dal regolamento TEN-E, con focus su avanzamento delle opere, *permitting* e coerenza dei piani di sviluppo delle reti.

Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri. L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete originariamente sottoposti all'approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all'Agenzia che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane, invece, immutata la competenza primaria delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è, altresì, competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento 943/2019 inerente all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centre*.

A livello organizzativo, nel 2025 l'Agenzia ha visto importanti cambiamenti ai propri vertici. Il Direttore Christian Zinglensen ha lasciato l'incarico il 15 ottobre 2025 per assumere un nuovo ruolo presso la Banca europea per gli investimenti; a seguito della sua uscita, il Consiglio di amministrazione ha nominato Volker Zuleger Direttore *ad interim*, in carica dal 16 ottobre 2025, fino alla conclusione della procedura di selezione del nuovo Direttore.

Nel Comitato dei regolatori (Board of Regulators – BoR), composto dai rappresentanti delle autorità nazionali dei 27 Stati membri, Clara Poletti ha concluso il proprio mandato ed è stata sostituita il 17 settembre 2025 da Emmanuelle Wargon, Presidente della Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), mentre George Niculescu (ANRE, Romania) è stato nominato Vicepresidente.

Nel 2025, le attività dell'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER) si sono sviluppate lungo le principali linee d'intervento definite nel *Single Programming Document 2025-2027*, orientate a garantire un funzionamento integrato, sicuro e trasparente del mercato interno dell'energia. In tale quadro, l'Agenzia ha proseguito l'azione di monitoraggio e supervisione dei mercati elettrici e del gas dell'Unione europea, approfondendo l'analisi dei mercati all'ingrosso, delle infrastrutture, della sicurezza degli approvvigionamenti e del livello di integrazione degli scambi transfrontalieri.

Un ambito rilevante dell'attività annuale ha riguardato l'attuazione delle nuove competenze derivanti dai pacchetti legislativi adottati nel 2024, in particolare la riforma del disegno del mercato elettrico e il pacchetto su gas rinnovabili e idrogeno, che attribuiscono ad ACER compiti di supervisione su reti e mercati in via di sviluppo, nonché responsabilità connesse con la governance dei futuri sistemi dedicati all'idrogeno. Parallelamente, l'Agenzia ha ulteriormente rafforzato gli strumenti di vigilanza sull'integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, aggiornando la propria guida applicativa a seguito della revisione del regolamento REMIT e coordinando l'attività delle autorità nazionali in materia di segnalazioni, controlli e *enforcement*.

Nel corso dell'anno ACER ha, inoltre, proseguito l'attività di indirizzo e verifica nell'ambito delle piattaforme europee di bilanciamento, valutando gli emendamenti ai quadri di implementazione e monitorando lo stato di accesso dei gestori di rete europei. Per quanto riguarda le infrastrutture, l'Agenzia ha avviato il nuovo ciclo di monitoraggio dei Progetti di Interesse Comune e dei Progetti di Interesse Reciproco (PCI/PMI), contribuendo, altresì, al processo di selezione della lista 2025 nell'ambito del regolamento TEN-E.

Complessivamente, le attività svolte nel 2025 confermano il ruolo dell'Agenzia nel promuovere la coerenza regolatoria tra gli Stati membri, migliorare l'integrazione dei mercati energetici europei e supportare l'attuazione del quadro normativo volto alla transizione energetica. L'Autorità da sempre collabora attivamente con ACER: in particolare nel corso del 2025 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche task force (*system operation*, infrastrutture, idrogeno) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Regno Unito, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel, Capo dipartimento dell'autorità di regolazione tedesca.

Nel 2025 il CEER ha proseguito le proprie attività in coerenza con la strategia pluriennale *Empowering Consumers for the Energy Transition 2022-2025*, orientata alla promozione di un assetto regolatorio capace di sostenere la transizione energetica, rafforzando al contempo la tutela dei consumatori e il buon funzionamento dei mercati. Nell'ambito del *Work Programme 2025*, l'associazione ha operato lungo tre direttrici principali: integrazione efficiente dei sistemi energetici e delle infrastrutture, regolazione dinamica e centrata sul consumatore, mercati ben funzionanti.

Tra le attività realizzate nel 2025 rientrano, in primo luogo, le iniziative volte a favorire lo sviluppo di infrastrutture sostenibili e l'integrazione dei sistemi energetici, con analisi e linee guida su connessioni di rete, flessibilità, digitalizzazione e pianificazione coordinata. Un secondo pilastro ha riguardato il rafforzamento della regolazione a tutela dei consumatori, con particolare attenzione alla comparabilità delle offerte, all'evoluzione degli strumenti di partecipazione attiva (tra cui comunità energetiche ed *energy sharing*), alla protezione dei clienti vulnerabili e alle condizioni di trasparenza nel mercato al dettaglio. Parallelamente, il CEER ha sviluppato lavori su temi trasversali quali *data governance*, *cybersecurity* e qualità dei servizi, in coerenza con il crescente ruolo dei dati e della digitalizzazione nei mercati energetici.

Un ulteriore ambito di intervento ha riguardato il supporto al buon funzionamento dei mercati all'ingrosso, con analisi su innovazioni di mercato, monitoraggio delle dinamiche concorrenziali e contributi alle discussioni europee in materia di sicurezza dell'approvvigionamento ed evoluzione del disegno di mercato. Le attività hanno incluso la produzione di report tematici (14 nell'anno) e l'organizzazione di momenti di confronto e formazione rivolti alle Autorità nazionali di regolazione, al fine di favorire la diffusione di buone pratiche e il coordinamento regolatorio a livello europeo.

Nel complesso, il lavoro svolto dal CEER nel 2025 ha contribuito a rafforzare il ruolo dei regolatori nazionali nel processo di attuazione della normativa europea in materia di energia, sostenendo un approccio coerente tra Paesi membri e promuovendo una transizione energetica centrata sui consumatori, sull'efficienza delle infrastrutture e sull'affidabilità dei mercati.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi, aperti sia ai propri membri sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è spesso coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

ACER Market Monitoring

Ai sensi dell'art. 15 del regolamento (UE) 2019/942, nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito la collaborazione con ACER e con il CEER per la raccolta, validazione e trasmissione dei dati necessari alla predisposizione dei *Market Monitoring Report* (MMR), pubblicati con cadenza annuale e articolati in volumi tematici. Il monitoraggio – effettuato in conformità alla strategia ACER di "*implementation and effect monitoring*" – ha l'obiettivo di valutare il grado di integrazione dei mercati energetici europei, il corretto funzionamento della concorrenza e l'efficacia delle regole del mercato interno dell'energia.

Nel 2025 l'attività di monitoraggio ha riguardato un insieme ampliato e sempre più strutturato di ambiti, in linea con l'evoluzione del perimetro analitico delineato da ACER. Secondo quanto pubblicato dall'Agenzia, i volumi 2025 del *Market Monitoring Report* hanno coperto:

- i mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, con approfondimenti anche sul funzionamento dei mercati *spot*, *forward* e sulle dinamiche legate alla volatilità dei prezzi;
- la disponibilità di capacità transfrontaliera e la gestione delle congestioni, inclusi i progressi e le criticità nell'uso delle interconnessioni, tema particolarmente rilevante alla luce dei costi di congestione elevati registrati negli ultimi anni;
- il grado di integrazione dei mercati elettrici, con particolare riferimento al *coupling day-ahead* e *intraday* e al funzionamento delle piattaforme europee di bilanciamento (PICASSO per aFRR, *Automatic Frequency Restoration Reserve*; MARI per mFRR, *Manual Frequency Restoration Reserve*), per le quali ACER evidenzia una partecipazione ancora incompleta da parte dei TSO europei;
- la sicurezza della fornitura elettrica, con focus su adeguatezza del sistema, dinamiche della domanda, ruolo delle interconnessioni e analisi dei meccanismi di remunerazione della capacità;
- le barriere alla partecipazione delle risorse distribuite, incluse le risorse non programmabili, i sistemi di accumulo e la risposta della domanda, con particolare attenzione ai segnali di prezzo e agli ostacoli di natura regolatoria e tecnica;
- i mercati retail e la tutela dei consumatori, ambito monitorato congiuntamente da ACER e CEER, che nel 2025 ha dedicato un approfondimento alla remunerazione della flessibilità e agli strumenti contrattuali innovativi ("*Rewarding Flexibility*");
- lo sviluppo delle infrastrutture elettriche, incluso l'avanzamento degli investimenti essenziali per ridurre le congestioni e facilitare la transizione energetica, tema su cui ACER ha segnalato progressi non uniformi tra gli Stati membri;
- lo sviluppo del mercato del Gas Naturale Liquefatto (GNL), con analisi sull'evoluzione dei flussi, della liquidità e del ruolo sempre più centrale del GNL nella sicurezza energetica europea;
- l'emergente mercato dell'idrogeno, per il quale il monitoraggio ACER ha avviato per la prima volta una raccolta sistematica di dati e indicatori, in coerenza con il nuovo quadro normativo europeo sui mercati del gas rinnovabile e dell'idrogeno.

Negli ultimi anni ACER ha inoltre progressivamente modificato la modalità di pubblicazione del *Market Monitoring Report*, adottando un approccio modulare e multivolume con rilasci scaglionati nel corso dell'anno. Tale scelta riflette il crescente livello di dettaglio delle analisi, l'ampliamento delle aree coperte dal monitoraggio e la necessità di rendere disponibili più rapidamente i risultati relativi ai singoli segmenti di mercato.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2025 l'Autorità ha ulteriormente consolidato il proprio ruolo quale punto di riferimento a livello internazionale, ribadendo l'impegno nel promuovere cooperazione e collaborazione per favorire lo scambio di *best practice* e competenze tecniche e istituzionali, sia in ambito bilaterale sia multilaterale.

Alla luce delle trasformazioni in atto e delle sfide che continuano a interessare il comparto energetico, le aree del Mediterraneo e dei Balcani si confermano nel 2025 di rilevanza strategica per il sistema energetico nazionale.

Mercato dell'energia nei paesi del sud-est Europa

Con l'obiettivo di sostenere il processo di integrazione tra i mercati energetici europei e quelli dei Balcani, nel 2025 l'Autorità ha continuato a sviluppare le attività avviate negli anni precedenti, partecipando ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), proseguendo la propria attività di coordinamento e di supporto all'attuazione dell'*acquis communautaire* da parte delle Parti contraenti del Trattato dell'Energy community.

In occasione dell'Athens Forum del giugno 2025, la Commissione europea ha fornito chiarimenti in merito alla procedura di validazione della trasposizione dell'*Electricity Integration Package* (EIP) nelle Parti Contraenti. Al Segretariato dell'Energy Community è stato affidato il compito di raccogliere le tabelle di concordanza e di svolgere una valutazione preliminare della conformità delle normative nazionali ai requisiti dell'EIP. La valutazione conclusiva è invece effettuata dalla Commissione europea. Quest'ultima ha inoltre indicato due ulteriori condizioni per l'integrazione dei mercati elettrici delle Parti Contraenti con quello dell'Unione europea: l'approvazione del piano di integrazione dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) dell'Energy Community nei meccanismi operativi del *market coupling* europeo e l'entrata in operatività delle nuove regioni per il calcolo della capacità, composte congiuntamente da Stati membri e Parti Contraenti del Trattato.

Nel 2025 sono altresì proseguiti i lavori del gruppo di implementazione del progetto di *market coupling* tra Italia e Montenegro, istituito nel 2024 da ARERA, REGAGEN (l'autorità di regolazione montenegrina), Terna e CGES (gestore del sistema di trasmissione del Montenegro), che si sono concentrati sulla definizione della roadmap che dovrebbe condurre all'integrazione del mercato elettrico montenegrino con quello italiano entro il 2028, anche in relazione all'interconnessione elettrica esistente tra i due Paesi, nonché sull'elaborazione delle metodologie regionali che i gestori di rete dovranno sottoporre all'approvazione delle autorità di regolazione successivamente al completamento della trasposizione dell'EIP in Montenegro, conformemente a quanto previsto dal regolamento CACM adottato nell'ambito dell'Energy Community.

Balkan Energy School – BES

Nel 2025 la Balkan Energy School (BES)¹²⁷ ha rafforzato il proprio ruolo di hub regionale per la regolazione energetica, il dialogo politico e il *capacity building* nel Sud-Est Europa.

¹²⁷ La BES riunisce le autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE), Bosnia-Erzegovina (SERC), Grecia (RAEEY), Kosovo (ERO), Italia (ARERA), Montenegro (REGAGEN) e Macedonia del Nord (ERC), con la Serbia (AERS) come osservatore. La sua missione è potenziare le competenze regolatorie, favorire l'integrazione dei mercati e sostenere l'allineamento dei sistemi energetici balcanici alla normativa dell'Unione europea e agli obiettivi di decarbonizzazione. La BES è guidata da ARERA che, sin dalla sua costituzione nel 2022, ne detiene la presidenza.

Le attività sono state sostenute dal fondo della *Central European Initiative* (CEI) presso la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo, nell'ambito del programma *Know-How Exchange Programme* (KEP).

Nel 2025 sono stati organizzati quattro seminari internazionali, è stato avviato un nuovo progetto pluriennale sui mercati del gas naturale e sono state rafforzate le collaborazioni con istituzioni e *stakeholder* energetici.

Il seminario svolto a Podgorica il 13 marzo è stato dedicato ai mercati elettrici *forward* e al loro ruolo nella stabilizzazione dei prezzi e nel sostegno alla transizione energetica. Il confronto ha messo in luce come i mercati a termine rappresentino uno strumento essenziale per la gestione del rischio e per il finanziamento degli investimenti in fonti rinnovabili, soprattutto in un contesto caratterizzato da forte volatilità e incertezza geopolitica. Particolare attenzione è stata riservata all'esperienza italiana nella gestione delle congestioni e nel modello multi-zonale, nonché alla revisione delle linee guida europee sulla *Forward Capacity Allocation* (FCA). Sono stati inoltre analizzati strumenti innovativi come *Financial Transmission Right* (FTR), *Contracts for Difference* (CfD) e *Virtual Hub*. Dal dibattito è emersa con chiarezza la necessità di rafforzare l'integrazione e la liquidità dei mercati *forward* europei, garantendo al contempo un adeguato livello di tutela per gli operatori di minori dimensioni.

Il seminario di Tirana dell'8 aprile ha segnato l'avvio di un nuovo filone di lavoro dedicato al gas naturale, nell'ambito del progetto "*EU Natural Gas Markets*". È stato il primo appuntamento interamente focalizzato sulla regolazione dei mercati del gas, affrontando in modo sistematico il funzionamento dei meccanismi di domanda e offerta, il ruolo degli *hub* e i principali *driver* di prezzo. Ampio spazio è stato dedicato alla regolazione delle infrastrutture e delle tariffe di trasporto, alle prospettive di decarbonizzazione attraverso l'integrazione di idrogeno e gas rinnovabili, nonché ai temi della sicurezza degli approvvigionamenti, con particolare riferimento al Gas Naturale Liquefatto (LNG) e agli stoccaggi. Il seminario ha ribadito l'importanza dell'allineamento agli standard normativi dell'Unione europea come condizione essenziale per favorire l'integrazione dei mercati e sostenere il percorso di adesione dei Paesi balcanici.

Il seminario organizzato a Skopje il 24 settembre ha analizzato i recenti blackout che hanno interessato diversi sistemi elettrici europei e balcanici, evidenziando come fattori tecnici, operativi e regolatori siano strettamente interconnessi nella gestione delle crisi di sistema. Sono emerse le seguenti necessità: una più efficace gestione della vegetazione, l'adozione di strumenti di monitoraggio e osservabilità più avanzati, il rafforzamento delle risorse di flessibilità e degli investimenti in reti digitali moderne e resilienti. Il confronto ha contribuito a tradurre l'esperienza degli eventi critici in indicazioni operative per migliorare la stabilità e la sicurezza delle reti.

Il seminario che si è tenuto a La Spezia il 7 ottobre ha approfondito il tema della regolazione delle infrastrutture gas nel quadro del *Gas & Hydrogen Package* europeo, concentrandosi sulle regole di accesso non discriminatorio alle reti, sull'evoluzione dei codici di rete, sulla trasparenza e riflessività delle tariffe e sui principali modelli regolatori – dal cost-plus ai sistemi incentivanti, fino all'approccio TOTEX. Particolare rilievo è stato attribuito alla preparazione delle reti alla futura integrazione dell'idrogeno e alla necessità di coniugare efficienza degli investimenti e sostenibilità economica. Il programma si è arricchito di una visita tecnica al terminale LNG di Panigaglia, che ha offerto ai partecipanti un riscontro concreto sulle tematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Tra maggio e giugno è stato organizzato un corso online articolato in cinque sessioni dedicate allo sviluppo delle *soft skill* per migliorare competenze comunicative, capacità di ascolto attivo, gestione del confronto e formula-zione di feedback costruttivi.

Il 19 novembre, a Bruxelles, si è svolto il primo incontro con il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER).

Le iniziative sopra descritte hanno promosso un intenso trasferimento di conoscenze nei settori

elettrico e gas, sostenendo l'adozione di modelli regolatori innovativi – come il TOTEX, il *revenue cap* e meccanismi incentivanti orientati alla qualità del servizio – e contribuendo altresì a rafforzare la resilienza dei sistemi energetici. Parallelamente, è proseguito il percorso di allineamento all'acquis europeo, consolidando il ruolo della BES come partner affidabile nel processo di integrazione e transizione energetica.

Nel 2025 sono stati elaborati report nazionali in stretta collaborazione con le autorità di regolazione dei paesi membri, tra cui ARERA, ERE, SERC, RAAEY, REGAGEN ed ERC, che hanno messo in evidenza sviluppi significativi nei diversi contesti nazionali: dall'integrazione dei sistemi di accumulo in Macedonia del Nord all'avvio delle *virtual power plant* in Bosnia-Erzegovina; dalle ambiziose aste per sistemi di batterie in Grecia al percorso dell'Albania verso meccanismi di *carbon pricing* coerenti con l'Unione europea; fino alla cooperazione tra Italia e Montenegro nell'implementazione del *market coupling*.

Infine, è stato realizzato uno studio su "*The evolution of forward electricity markets in Europe: review of policy options*".

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del mediterraneo

Anche nel 2025 ARERA ha continuato a svolgere un ruolo attivo a sostegno di MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), associazione di cui ricopre la carica di Vicepresidente permanente e di cui ospita il Segretariato a Milano.

Nel corso dell'anno, l'Autorità ha partecipato ai seguenti incontri:

- il 16 aprile a Como, dove MEDREG ha promosso un confronto dedicato al ruolo innovativo dell'intelligenza artificiale nel settore energetico con il workshop *Energy Regulators of the Mediterranean Explore Artificial Intelligence's Transformative Role in the Energy Sector*, approfondendone applicazioni concrete, opportunità di sviluppo e possibili implicazioni regolatorie e operative;
- il 27 maggio ad Antalya, dove MEDREG e Med-TSO (Associazione dei gestori di trasmissione del Mediterraneo) hanno organizzato un workshop intitolato *Tighten Cooperation for an Interconnected Mediterranean Electricity Market*. Nel corso dei lavori sono state analizzate strategie operative per rafforzare l'efficienza e l'affidabilità delle interconnessioni elettriche nell'area mediterranea, che rivestono un ruolo essenziale per garantire la sicurezza energetica, la stabilità dei sistemi elettrici e una più efficace integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati nazionali e regionali;
- il 28 maggio ad Antalya, dove si è svolta la 39° Assemblea generale MEDREG;
- il 26 novembre a Madrid, dove MEDREG ha organizzato il workshop *Powering the Lights: Energy Regulation, Resilience and Regional Integration in the Mediterranean*, con l'obiettivo di individuare raccomandazioni concrete per migliorare le interconnessioni elettriche transfrontaliere e rafforzare la resilienza dei sistemi elettrici nell'area euro-mediterranea;
- il 27 novembre a Madrid, dove si è svolta la 40° Assemblea generale.

Nel corso del 2025 i gruppi di lavoro tecnici hanno lavorato sulle seguenti tematiche:

- il gruppo istituzionale, presieduto dall'Autorità italiana, si è occupato della realizzazione del report *Benchmark of Good Practice on Dynamic Regulation* e del relativo workshop di approfondimento che analizza l'adozione di approcci regolatori più flessibili nel settore energetico da parte dei membri di MEDREG, in risposta alla volatilità dei prezzi, ai cambiamenti tecnologici e all'incertezza del mercato;
- il Gruppo elettrico ha predisposto il report *Adequacy Mechanism's Role in the Improvement of the Electricity System*, che fornisce un'analisi completa dei meccanismi di adeguatezza attualmente

utilizzati nella regione mediterranea ed esamina come questi meccanismi, fondamentali per garantire una fornitura di energia elettrica stabile e affidabile, siano progettati, implementati e monitorati dal punto di vista regolatorio;

- il Gruppo rinnovabili ed efficienza energetica ha realizzato il report *Regulatory aspects of Green Electricity Trading in the Mediterranean Region* e organizzato il workshop *Energy Storage*. Il rapporto confronta i quadri regolatori per il commercio di elettricità verde nella regione mediterranea, includendo gli Stati membri dell'Unione europea, i Paesi balcanici e le sponde meridionali e orientali del Mediterraneo e analizza i meccanismi di integrazione delle energie rinnovabili, il ruolo dei *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) e i sistemi di certificazione dell'elettricità verde, evidenziando le principali sfide e formulando raccomandazioni per sostenere un mercato mediterraneo integrato dell'elettricità verde;
- il Gruppo gas ha redatto il report *The Impact of Emission Reduction* che analizza la decarbonizzazione del settore energetico mediterraneo, cruciale per la sicurezza e il clima della regione. Dal rapporto si evince che la filiera del gas deve ridurre le emissioni di metano e anidride carbonica, utilizzando tecnologie avanzate come rilevamento e riparazione delle perdite, monitoraggio satellitare, turbine a ciclo combinato, impianti di cattura e stoccaggio del carbonio e iniezione di biometano; la transizione è rallentata da regolazioni eterogenee tra Paesi europei e non europei, alti costi e rischio di delocalizzazione delle emissioni. Risulta, pertanto, necessaria una strategia duplice: da un lato, rafforzare le normative secondo standard internazionali e, dall'altro, mobilitare il mercato per attrarre investimenti privati. Le autorità nazionali di regolazione devono avere pieni poteri su conformità tecnica e infrastrutture per ottimizzare la decarbonizzazione e proteggere le reti energetiche critiche;
- la task force idrogeno ha presentato il *Benchmark report on low carbon/green hydrogen policy and regulation*, che si articola lungo quattro pilastri fondamentali: strategia nazionale, quadro normativo, quadro istituzionale e supporto finanziario. Il 24 settembre si è tenuto a Vienna un workshop trilaterale MEDREG, CEER ed ECRB, *Hydrogen in Action: Regulation, Decarbonization and Cross-Border Exchange*, con l'obiettivo di rafforzare la conoscenza del quadro normativo europeo relativo all'idrogeno e di favorire lo scambio di esperienze e pratiche regolatorie tra le diverse autorità, consentendo di individuare sfide comuni nello sviluppo dei mercati dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio;
- il Gruppo consumatori ha prodotto il report *Update Technical and Non-Technical Losses*, che rappresenta un aggiornamento del rapporto 2022 sullo stesso tema, che analizzava gli effetti quantitativi del COVID-19 e dell'aumento dei prezzi sulle perdite tecniche e non tecniche. Il nuovo rapporto fornisce un'analisi completa delle strategie adottate per mitigare sia le perdite tecniche (TL) sia le perdite non tecniche (NTL) nelle reti elettriche e del gas del Mediterraneo. Dalle conclusioni, si apprende che, sebbene la sfida fondamentale della riduzione delle perdite sia universalmente riconosciuta, l'effettiva efficacia della gestione delle stesse è ostacolata da lacune nei dati e dall'assenza di quadri regolatori pienamente modernizzati.

Nell'ambito delle attività di MEDREG, con il Council of European Energy Regulators (CEER) e l'Energy Community Regulatory Board (ECRB) si è svolto il 7° workshop trilaterale a Vienna sulla tutela e sul coinvolgimento dei consumatori nel settore energetico. I temi principali affrontati hanno riguardato la riduzione dei costi energetici tramite riforme di mercato ed efficienza energetica, il ruolo della condivisione dell'energia e delle rinnovabili e l'importanza di fornire ai consumatori informazioni chiare sulle bollette e sull'origine dell'energia per permettere scelte più consapevoli.

Nell'ambito della collaborazione tra MEDREG e MEDTSO si è tenuto il 25 ottobre 2025 un *Joint workshop On Guarantees of Origin in the Mediterranean Region*, cui è seguita la realizzazione di un report che analizza come le garanzie di origine (GO) supportino la tracciabilità dell'energia

rinnovabile, l'integrazione dei mercati verdi e gli accordi transfrontalieri di acquisto di energia (*Power Purchase Agreement* – PPA) tra l'Unione europea e i partner del Mediterraneo meridionale, evidenziando al contempo le principali sfide legate alla trasparenza, alla credibilità e all'interoperabilità regionale.

Vale evidenziare come MEDREG, per il periodo 2026 – 2029, sosterrà l'iniziativa della Commissione europea *Trans-Mediterranean Renewable Energy and Clean-Tech Cooperation Initiative* T-MED nell'ambito del Patto per il Mediterraneo, promuovendo la convergenza regolatoria e lo sviluppo del settore energetico euro-mediterraneo. In particolare, MEDREG contribuirà a migliorare il quadro regolatorio per gli investimenti nelle energie rinnovabili, anche attraverso nuove revisioni regolatorie nazionali per monitorare e confrontare la governance del settore, e a favorire il dialogo tra regolatori, governi e settore privato; lavorerà al rafforzamento delle regole per lo sviluppo di infrastrutture sostenibili (elettricità e idrogeno) e promuoverà attività di formazione e scambio di conoscenze tra i regolatori della regione.

Relazioni bilaterali

ARERA ha svolto anche nel 2025 attività di confronto con istituzioni e autorità di regolazione di Paesi extraeuropei:

- il 27 gennaio vi è stato un incontro con una delegazione tunisina composta da rappresentanti del Ministero dell'energia e del Transmission System Operator STEG. La visita della delegazione fa parte di un progetto finanziato dall'agenzia di sviluppo tedesca GIZ nell'ambito di un programma di sviluppo delle energie rinnovabili in Tunisia;
- il 31 marzo si è svolto un incontro con i rappresentanti del Regolatore dell'energia del Bhutan (ERA) su aspetti riguardanti il settore energetico, con particolare riguardo alla possibilità di acquisire informazioni utili per promuovere in Bhutan meccanismi di incentivazione delle fonti di produzione di energia rinnovabile, con specifico riferimento al settore geotermico e a quello solare/fotovoltaico.

3.1.9 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei

Integrazione del mercato elettrico all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

I codici di rete e le linee guida sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, essi possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete.

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano delle regole direttamente implementabili da tutti i paesi dell'Unione, mentre le seconde forniscono indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (in italiano ci si riferisce a esse con il generico termine "metodologie"). La pubblicazione dei regolamenti non esaurisce, quindi, l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione a cura dei *Transmission System Operator* (TSO) e/o dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) di regole specifiche (appunto, le metodologie) che le

autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamati a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere, altresì, previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore.

Tavola 3.8 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

CODICE	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 2015/1222	<i>Capacity allocation and congestion management guideline</i> (CACM GI)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 2016/1719	<i>Forward capacity allocation guideline</i> (FCA GI)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2017/2195	<i>Electricity balancing guideline</i> (EB GI)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 2016/631	<i>Requirements for generators network code</i> (RfG NC)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 2016/1388	<i>Demand connection network code</i> (DCC NC)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	<i>High voltage direct current network code</i> (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	<i>System operation guideline</i> (SO GI)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	<i>Emergency and restoration network code</i> (ER NC)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA.

Regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento CACM)

Il regolamento (UE) 1222/2015, noto come *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM), definisce le regole comuni per il funzionamento del *market coupling* europeo nei mercati del giorno prima (*day-ahead*) e infragiornaliero (*intraday*), assicurando un utilizzo efficiente della capacità di trasmissione e la convergenza dei prezzi nell'UE. Stabilisce le metodologie per il calcolo coordinato della capacità, per i processi di allocazione implicita e per lo sviluppo e l'operatività degli algoritmi di *coupling*. Il regolamento disciplina, inoltre, il ruolo dei TSO e dei NEMO, prevedendo meccanismi di cooperazione obbligatoria e la costituzione delle regioni di calcolo della capacità (CCR). CACM rappresenta il pilastro tecnico-regolatorio per l'integrazione dei mercati elettrici europei, garantendo trasparenza, interoperabilità e sicurezza dei flussi transfrontalieri.

Nel corso del 2025 l'attuazione del regolamento CACM ha continuato a rappresentare uno snodo centrale per il consolidamento dell'integrazione dei mercati elettrici europei del giorno prima e infragiornaliero. In tale ambito, l'Autorità ha seguito l'evoluzione del quadro contrattuale e metodologico relativo al *market coupling* sulle frontiere italiane, verificando la coerenza degli accordi operativi con la regolazione europea e nazionale e accompagnando i principali sviluppi funzionali al rafforzamento dei processi di cooperazione tra gestori di rete e gestori di mercato.

Gli interventi hanno riguardato, in particolare:

- la governance dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO)¹²⁸;
- l'introduzione dei prodotti a 15 minuti nel *coupling* del giorno prima¹²⁹;
- l'allineamento dell'*Italian Border Working Table Operational Agreement*¹³⁰ al quadro contrattuale europeo e la predisposizione a garantire il corretto funzionamento del mercato elettrico europeo e della sua estensione ai Paesi dell'area balcanica;

¹²⁸ Delibera 03 giugno 2025, 233/2025/R/eel.

¹²⁹ Delibera 29 luglio 2025, 372/2025/R/eel.

¹³⁰ Delibera 09 settembre 2025, 406/2025/R/eel.

- ha verificato¹³¹, con esito positivo, l'emendamento al *Settlement Link Agreement* tra GME e CCP Austria (ABG), relativo al *coupling* unico del giorno prima.

Sul piano regionale, l'Autorità ha inoltre seguito il processo di evoluzione delle regioni di calcolo della capacità, con particolare riferimento alla fusione tra le CCR Core e Italy North nella nuova regione Central Europe e al progressivo passaggio verso metodologie *flow-based*, orientate a un utilizzo più efficiente della rete, a segnali di prezzo più coerenti e a una maggiore integrazione dei mercati elettrici europei¹³².

Regolamento CACM 2.0

La Commissione europea, nel mese di giugno, ha avviato la procedura di comitatologia di cui al regolamento (UE) 182/2011 per la revisione del regolamento (UE) 1222/2015 (CACM), che disciplina il funzionamento del mercato elettrico europeo del giorno prima e infragiornaliero.

La proposta di revisione riguarda una molteplicità di aspetti, di cui due sembrano essere particolarmente impattanti per il settore elettrico italiano: la governance del *market coupling* e l'obbligo di rendere disponibile agli operatori di mercato almeno il 70% della capacità di interconnessione.

Attualmente, la governance del *market coupling* si basa su un modello di cooperazione decentrata, che prevede che l'esercizio della funzione di *Market Coupling Operator* (MCO) sia svolto a rotazione dai NEMO. Inoltre, previa verifica di alcune condizioni legali, è data facoltà agli Stati membri di decidere la forma di mercato da adottare per il servizio di NEMO. L'Italia, in conformità a quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99, ha scelto il regime di monopolio legale. Infine, l'approccio di cooperazione decentrata è applicato anche ai gestori di rete, in particolar modo in riferimento alle attività inerenti al calcolo della capacità di interconnessione.

La Commissione ha proposto tre modifiche dell'assetto di governance sopraindicato: i) il passaggio a un modello accentrato, basato sulla costituzione di un'entità unica europea, denominata *Single Market Coupling Operator* (SMCO), che si sostituirebbe ai NEMO nell'esercizio della funzione di MCO; ii) l'abolizione generalizzata dei monopoli legali dei NEMO, entro tre anni dall'entrata in vigore del regolamento; iii) il trasferimento ai Centri di Coordinamento Regionale (RCC) di alcune delle competenze attualmente affidate, a livello regionale, ai gestori di rete nazionali.

Riguardo al secondo aspetto, relativo alla messa a disposizione di capacità di interconnessione, la Commissione ha proposto di modificare le metodologie di calcolo al fine di garantire livelli più alti di capacità di scambio transfrontaliero e che il rispetto della regola del 70% prevista dal regolamento (UE) 943/2019 valga anche nell'orizzonte temporale infragiornaliero.

Regolamento (UE) 1719/2016 (regolamento FCA)

Il regolamento (UE) 1719/2016, noto come *Forward Capacity Allocation* (FCA), disciplina l'allocazione della capacità di trasmissione a lungo termine tra zone di mercato, definendo regole armonizzate per aste, prodotti e gestione del rischio di prezzo. Il regolamento introduce i *Long-Term Transmission Rights* (LTTR) e i relativi meccanismi di compensazione, favorendo strumenti efficienti di copertura

¹³¹ Delibera 23 dicembre 2025, 578/2025/R/eel.

¹³² Delibera 21 ottobre 2025, 461/2025/R/eel.

dagli spread di prezzo zonali. Stabilisce inoltre il ruolo e le responsabilità di TSO e NEMO nei processi di allocazione, nonché l'obbligo di metodologie comuni per il calcolo della capacità *forward*. FCA rappresenta un pilastro dell'integrazione del mercato elettrico europeo, assicurando prevedibilità, trasparenza e coerenza tra le diverse regioni di calcolo della capacità.

In tale contesto, ARERA nel corso del 2025 ha avviato¹³³ una consultazione nel mese di maggio e adottato¹³⁴ disposizioni nel mese di luglio, con le quali ha confermato anche per il quadriennio 2026-2029 l'utilizzo delle coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC) in quanto meglio rispondenti alle esigenze di copertura degli operatori che, anche con il superamento del prezzo unico nazionale a partire dal 1° gennaio 2025, rimangono comunque esposti alla differenza fra il PUN Index (cui sono ricondotti i prezzi lato domanda per effetto dell'applicazione della componente compensativa) e i prezzi zonali.

Regolamento (UE) 1485/2017 (regolamento SOGL)

Il regolamento (UE) 1485/2017, noto come *System Operation Guideline* (SOGL), definisce le regole armonizzate per il funzionamento sicuro e coordinato dei sistemi elettrici europei. Esso disciplina i requisiti operativi per i TSO e i DSO, la gestione della frequenza e della tensione, le procedure di scambio informativo e i meccanismi di cooperazione transfrontaliera. Il regolamento introduce concetti chiave come i *Load-Frequency Control Blocks*, il dimensionamento comune delle riserve e le metodologie condivise per la sicurezza operativa. SOGL costituisce il riferimento tecnico per garantire stabilità, affidabilità e interoperabilità del sistema elettrico europeo nel contesto dell'integrazione dei mercati e della crescente penetrazione delle rinnovabili.

Nel corso del 2025 è proseguito il processo di implementazione delle disposizioni del regolamento SOGL nell'area sincrona "Europa Continentale". ARERA nel febbraio 2025 ha ratificato¹³⁵ l'approvazione, disposta congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione dell'area sincrona, della metodologia probabilistica per il dimensionamento della *Frequency Containment Reserve* (FCR), per tenere conto della penetrazione dei dispositivi a ridotta capacità di energia e della volatilità del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Nel successivo mese di luglio è stato invece ratificato¹³⁶ l'aggiornamento, sempre disposto congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione, della struttura gerarchica dei *Load Frequency Control Blocks* per tenere conto del nuovo blocco corrispondente a Lituania, Lettonia ed Estonia che si sono sincronizzate con l'Europa Continentale il 9 febbraio.

Nel 2025 è infine pervenuta la nuova proposta dei TSO dell'area sincrona Europa Continentale in merito alla definizione del periodo minimo di erogazione della FCR per i dispositivi a ridotta quantità di energia durante lo stato di allerta del sistema. La proposta è al momento in fase di analisi da parte delle Autorità di regolazione che dovranno adottare una decisione nel corso del 2026.

Regolamento (UE) 2195/2017 (regolamento Balancing)

Il regolamento (UE) 2195/2017, noto come *Electricity Balancing Guideline* (EBGL), disciplina

¹³³ Consultazione 27 maggio 2025, 214/2025/R/eel.

¹³⁴ Delibera 22 luglio 2025, 338/2025/R/eel.

¹³⁵ Delibera 11 febbraio 2025, 35/2025/R/eel.

¹³⁶ Delibera 15 luglio 2025, 330/2025/R/eel.

l'integrazione europea dei mercati dei servizi di bilanciamento, definendo regole comuni per la predisposizione, l'attivazione e il *settlement* delle riserve. Il regolamento introduce le piattaforme europee comuni – MARI per la *Manual Frequency Restoration Reserve* [mFRR], PICASSO per la *Automatic Frequency Restoration Reserve* [aFRR] e IN per l'*imbalance netting* – promuovendo concorrenza, efficienza allocativa e uso coordinato delle risorse transfrontaliere. Stabilisce inoltre ruoli e responsabilità dei TSO e dei NEMO, nonché metodologie armonizzate per l'abilitazione delle risorse, la formazione dei prezzi e la gestione degli sbilanciamenti. EBGL costituisce un pilastro per l'integrazione del dispacciamento europeo, migliorando sicurezza operativa, trasparenza e coerenza con il mercato interno dell'energia.

Nel luglio 2025 ARERA ha approvato¹³⁷ le modifiche al Codice di rete di Terna necessarie alla piena implementazione del TIDE (rev. 4) e alla riconnessione con la piattaforma europea PICASSO per lo scambio di energia di bilanciamento da aFRR. Per garantire piena coerenza al *target model* europeo per l'integrazione dei mercati di bilanciamento, il modello di coordinamento tra il dispacciamento nazionale e la partecipazione alla piattaforma è stato interamente rivisto, dando piena attuazione all'attivazione della aFRR secondo il meccanismo *merit order* e consentendo la condivisione nella piattaforma di tutte le offerte di aFRR disponibili, oltre a quelle approvvigionate da Terna (cosiddette *free bids*). Nel settembre 2025 ARERA ha inoltre predisposto¹³⁸ il quadro regolatorio necessario all'avvio della partecipazione alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da mFRR. In particolare, sono state approvate le modifiche al Codice di rete per il coordinamento tra il mercato nazionale per il bilanciamento e il ridispacciamento e la piattaforma, che include un processo di conversione delle offerte e un'analisi di sicurezza per garantire che le offerte inviate alla piattaforma siano compatibili con i vincoli tecnici degli impianti e di sicurezza della rete, nonché le modalità di calcolo del fabbisogno di mFRR di Terna e le regole per il *settlement* con i *Balancing Service Provider*. Infine, nell'ottobre 2025 ARERA ha approvato¹³⁹ gli adempimenti contrattuali di Terna relativi all'adesione alle piattaforme europee di bilanciamento previste dal regolamento Balancing. L'Autorità ha verificato gli accordi sottoscritti e l'operatività delle interfacce tecnico-funzionali, indicando eventuali integrazioni al Codice di rete e potenziamenti dei flussi informativi.

Regolamento (UE) 943/2019

Il regolamento (UE) 943/2019 definisce i principi fondamentali per il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica dell'Unione, promuovendo concorrenza, integrazione e sicurezza del sistema. Il regolamento stabilisce obblighi in materia di formazione dei prezzi, accesso alle reti, gestione delle congestioni e partecipazione delle risorse flessibili e di *demand response*. Introduce norme armonizzate per operazioni di mercato efficienti, garantendo neutralità tecnologica e incentivi corretti agli investimenti. Prevede inoltre meccanismi comuni per assicurare la disponibilità delle risorse necessarie al bilanciamento e alla stabilità del sistema. Nel complesso, il regolamento rappresenta l'architrave del nuovo assetto del mercato elettrico europeo, in coerenza con il *Clean Energy Package*.

Il regolamento 943/2019 introduce un quadro armonizzato per la valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico, affidando a ENTSO-E la predisposizione della valutazione *European Resource*

¹³⁷ Delibera 29 luglio 2025, 364/2025/R/eel.

¹³⁸ Delibera 23 settembre 2025, 423/2025/R/eel.

¹³⁹ Delibera 28 ottobre 2025, 468/2025/R/eel.

Adequacy Assessment (ERAA) e ad ACER la verifica della relativa metodologia, così da garantire un approccio comune alla sicurezza dell'approvvigionamento. Esso disciplina inoltre la "regola del 70%", che impone ai gestori di rete l'obbligo di rendere disponibile almeno il 70% della capacità di interconnessione con gli scambi transfrontalieri, favorendo l'integrazione dei mercati e la riduzione delle congestioni interne. L'art. 19 stabilisce infine che le rendite di congestione siano prioritariamente destinate a garantire la disponibilità della capacità assegnata e a mantenere o incrementare la capacità della rete, consentendone l'impiego per la riduzione delle tariffe solo ove tali condizioni risultino soddisfatte. In continuità con tale quadro, il regolamento (UE) 1747/2024 ha rafforzato l'attenzione europea verso la flessibilità, riconoscendola come componente strutturale per il funzionamento del mercato interno e per la gestione in sicurezza di un sistema elettrico sempre più dominato da generazione rinnovabile variabile. Le disposizioni introdotte hanno previsto obblighi più stringenti di valutazione dei fabbisogni di flessibilità e di rimozione delle barriere alla partecipazione delle risorse flessibili ai mercati, allineandosi con la nuova *Flexibility Needs Assessment Methodology* (FNAM) e contribuendo a uniformare le analisi nazionali con gli obiettivi europei di sicurezza, efficienza e integrazione dei mercati.

Applicazione Regolamento 943/2019 - Valutazione adeguatezza sistema elettrico nazionale

ENTSO-E ha elaborato la versione 2025 della procedura *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA), che fornisce la valutazione probabilistica dei rischi di adeguatezza del sistema elettrico europeo per il periodo 2026-2035; nel dicembre 2025 l'ha pubblicata sul proprio sito e l'ha trasmessa ad ACER per la verifica della metodologia impiegata.

La valutazione conferma come, nel breve-medio termine (2028-2030), sia prevista la possibile dismissione di 6-8 GW di capacità programmabile, con potenziali criticità sui margini di adeguatezza in diversi Stati membri. La valutazione sottolinea pertanto la necessità di accelerare gli investimenti nelle infrastrutture di rete, nel rafforzamento delle risorse di flessibilità – tra cui sistemi di accumulo, programmi di adeguamento della domanda (*demand response*) e risorse transfrontaliere – nonché nello sviluppo di nuove interconnessioni, elementi indispensabili per garantire la disponibilità di capacità nel 2035, in un contesto caratterizzato da forte crescita della domanda e da crescente incertezza degli investimenti. Parallelamente, nel corso del 2025 ENTSO-E ha proseguito l'aggiornamento della metodologia ERAA, come richiesto dalla Commissione europea e da ACER, al fine di migliorare la rappresentazione della domanda attiva, degli accumuli e delle interazioni fra sistemi, in coerenza con il quadro del *Market Design* riformato.

Applicazione Regolamento 943/2019 - Flessibilità

Nel 2025 è stata anche completata l'adozione della *Flexibility Needs Assessment Methodology* (FNAM), approvata da ACER il 16 aprile 2025, che introduce per la prima volta una metodologia armonizzata per la valutazione dei fabbisogni di flessibilità dei sistemi elettrici europei, in attuazione del quadro riformato del *Market Design*. La FNAM definisce criteri comuni per la quantificazione della domanda di flessibilità e per la valutazione del contributo delle diverse risorse – sistemi di accumulo, risposta della domanda e risorse transfrontaliere – assicurando comparabilità e coerenza tra le valutazioni nazionali e quelle europee.

A seguito dell'approvazione, gli Stati membri sono tenuti a predisporre i propri *Flexibility Needs Reports* entro aprile 2026, seguendo la metodologia FNAM come riferimento vincolante. Tali rapporti saranno valutati da ACER, che ne verificherà coerenza metodologica, trasparenza delle ipotesi e allineamento agli standard europei, contribuendo alla definizione di un quadro integrato tra valutazioni nazionali e pan-europee. Nel corso del 2025, ENTSO-E ha inoltre avviato l'integrazione progressiva della FNAM nelle proprie attività analitiche, migliorando la rappresentazione della

domanda attiva e degli accumuli nel quadro metodologico dell'ERAA. ACER, nell'ambito del processo consultivo, ha evidenziato l'esigenza di rafforzare la trasparenza dei dati e l'armonizzazione delle assunzioni di base, così da garantire valutazioni pienamente confrontabili e funzionali ai processi europei di pianificazione. Nel complesso, il 2025 ha rappresentato un anno di consolidamento del quadro comune europeo per la valutazione dei fabbisogni di flessibilità, chiamato a supportare la sicurezza del sistema e l'integrazione delle risorse flessibili nei mercati energetici.

3.1.10 Regolamenti relativi a frontiere con paesi non appartenenti all'Unione Europea

L'assetto delle interconnessioni con i Paesi non appartenenti all'Unione europea richiede un'attenzione regolatoria specifica, in quanto tali frontiere non rientrano nei meccanismi di *market coupling* disciplinati dai regolamenti europei e prevedono ancora modalità di allocazione della capacità di tipo esplicito. In questo contesto, l'Autorità interviene per garantire trasparenza, coordinamento operativo e coerenza con i principi del quadro CACM/FCA, assicurando condizioni di accesso non discriminatorie e un utilizzo efficiente delle interconnessioni. Nel 2025 tali esigenze si sono tradotte nell'aggiornamento delle regole di allocazione sulle frontiere con Svizzera e Montenegro, tenendo conto sia delle specificità istituzionali dei Paesi terzi sia della necessità di mantenere compatibilità con le evoluzioni metodologiche delle regioni di calcolo della capacità dell'UE. Questi interventi mirano a ridurre i rischi operativi, rafforzare la prevedibilità per gli operatori e preservare l'integrazione tecnica con i processi europei di calcolo e gestione della capacità transfrontaliera.

Regolamento frontiera con la Svizzera

Nel marzo 2025 ARERA ha approvato¹⁴⁰ le regole per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto sulla frontiera Italia–Svizzera per i mercati di lungo termine, del giorno prima e intragiornaliero, assicurando coerenza con i principi CACM/FCA e tenendo conto delle specificità istituzionali della controparte. Il quadro disciplina tipologie di prodotti/diritti, piattaforme e calendari d'asta, requisiti di partecipazione, condizioni di *firmness* e gestione dei *curtailment*, procedure di *fallback* e obblighi informativi verso gli operatori. L'impostazione fornisce certezza regolatoria e prevedibilità operativa in un contesto nel quale permane l'allocazione esplicita; al contempo preserva la compatibilità con il modello di *coupling* laddove applicabile e con gli sviluppi metodologici delle CCR limitrofe.

Regolamento frontiera con il Montenegro

Nel novembre 2025 ARERA ha approvato¹⁴¹ le regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine e dei diritti giornalieri sul confine Italia–Montenegro con validità dal 2026, in coerenza con i principi CACM/FCA e con il quadro regolatorio dell'Energy Community. Le regole definiscono prodotti e responsabilità tra i TSO, il livello di non revocabilità dei diritti nonché le procedure informative e gli aspetti di coordinamento operativo per la gestione delle aste e della regolazione

¹⁴⁰ Delibera 25 marzo 2025, 119/2025/R/eel.

¹⁴¹ Delibera 25 novembre 2025, 517/2025/R/eel.

delle partite economiche. In particolare, ARERA ha approvato la proposta congiunta di Terna e del Gestore di rete montenegrino CGES di affidare a *Joint Allocation Office* (JAO), a partire dal 2026, l'allocazione dei diritti di trasmissione precedentemente affidata a *Coordinated Auction Office in South East Europe* (SEE CAO, ufficio d'allocazione dei diritti con sede a Podgorica). Il passaggio a JAO come ufficio per le allocazioni permetterà una maggiore armonizzazione delle regole d'asta valide sul confine Italia-Montenegro con quelle adottate sui confini tra Stati Membri.

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.9 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2025 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2025 sono provvisori.

Tavola 3.9 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2024	2025 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	270.963	277.375	2,4%
Servizi ausiliari	7.734	7.919	2,4%
Produzione netta	263.229	269.456	2,4%
Ricevuta da fornitori esteri	55.908	51.798	-7,4%
Ceduta a clienti esteri	4.908	4.909	0,0%
Destinata ai pompaggi	2.141	2.323	8,5%
Assorbimento accumuli stand alone	174	1.662	855,8%
Disponibilità per il consumo	311.914	312.360	0,1%
Perdite di rete	19.201	19.207	0,0%
Consumi al netto delle perdite	292.713	293.153	0,2%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

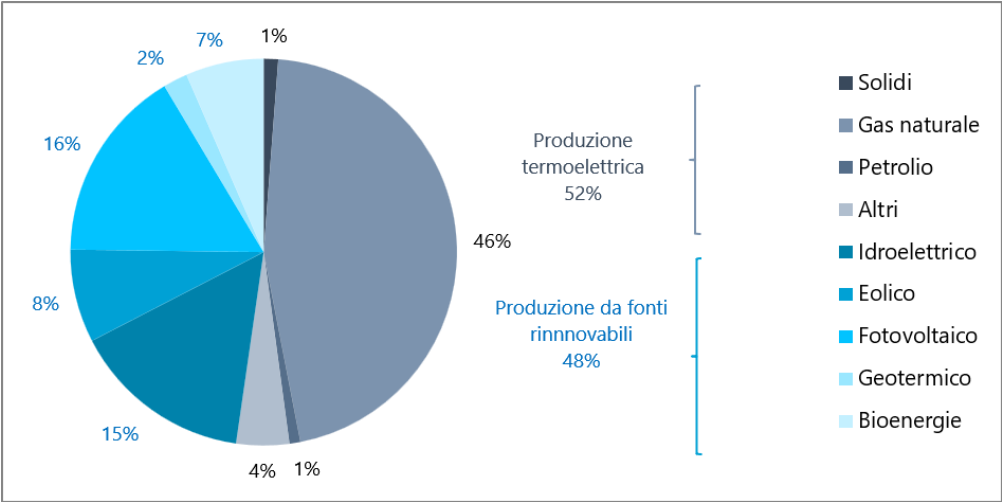
Nel 2025 la richiesta di energia elettrica è risultata pari a circa 312,4 TWh, in aumento dello 0,1% rispetto al 2024. Tenuto conto che le perdite di rete sono state pari a 19,2 TWh, i consumi di elettricità sono lievemente saliti da 292,7 a 293,2 TWh (+0,2%). Il leggero incremento è dovuto interamente al settore dei servizi (vedi oltre). L'energia disponibile per il consumo (o richiesta) è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale (decurtata dell'energia destinata ai pompaggi e di quella assorbita dagli accumuli) e per il restante 15% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale lorda è cresciuta del 2,4%, quella importata è diminuita del 7,4%, mentre l'energia destinata alle esportazioni è rimasta invariata; di fatto il saldo estero è diminuito dell'8%, da 51 a 46,9 TWh.

Da notare anche la netta crescita (da 0,2 a 1,7 TWh) della voce relativa all'assorbimento degli accumuli *stand alone*. Quest'ultima è la quantità di energia elettrica che i grandi sistemi di stoccaggio non connessi direttamente agli impianti di produzione prelevano dalla rete nazionale (per ricaricarsi durante le ore di sovrapproduzione o a basso costo) e successivamente restituiscono alla rete nei momenti di picco della domanda o di emergenza, garantendo la stabilità del sistema elettrico. Si tratta di una voce importante nel bilancio perché evidenzia quanta energia prodotta non viene dispersa, ma viene immagazzinata per essere riutilizzata in modo efficiente, supportando la transizione energetica.

Nel 2025 il picco massimo di domanda, pari a circa 56,2 GW, è stato registrato nella giornata di martedì 1° luglio tra le 14 e le 15 (-9% rispetto al picco 2024, pari a 57,9 GW).

Anche la produzione nazionale lorda di energia elettrica è cresciuta del 2,4%, essendosi attestata a 277,4 TWh rispetto ai quasi 271 TWh dell'anno precedente. In particolare, la produzione termoelettrica è aumentata (+5,2%), a fronte di una diminuzione pari all'1,5% della produzione da fonti rinnovabili. Nell'ambito della generazione termoelettrica si è registrata una diminuzione rilevante (-15%) nella produzione da solidi e da altre fonti (-7,8%), mentre la generazione da gas naturale è cresciuta del 7% arrivando a quasi 127 TWh.

Figura 3.3 Produzione lorda per fonte nel 2025



Fonte: Terna, dati provvisori.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che nel 2025 hanno concorso per il 48% (Figura 3.3) al *mix* della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 50%), si è registrato un aumento solo nel fotovoltaico (+25%) e nelle bioenergie (+5,1%), mentre è decisamente contenuta la diminuzione nel geotermico (-0,3%). La produzione idroelettrica è scesa del 21% (quasi 42 TWh), riavvicinandosi al valore del 2023 (40,5 TWh), mentre quella eolica è diminuita del 3,3%. Nonostante la contrazione della generazione rinnovabile, gli impianti idroelettrici hanno coperto comunque il 31,7%; tra le altre fonti, gli impianti fotovoltaici hanno garantito la quota maggiore di produzione, pari al 34%.

Tavola 3.10 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2025

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMoeLETRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	416	17.995	644	19.055
Potenza lorda (MW)	22.520	46.221	52.501	121.241
Generazione lorda (TWh)	71,3	91,9	88,0	251,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.10 riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2025, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre il 90,5% della generazione lorda indicata da Terna (nei dati provvisoriamente rilasciati). Gli operatori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile, detengono gran parte della potenza complessiva, cioè 52.501 MW (il

43% di tutta la potenza) e rappresentano, come di consueto, poco più del 3% dei produttori di energia che hanno partecipato alla rilevazione (sono 644 su 19.055); il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è cresciuto rispetto allo scorso anno, essendo salito al 35% (88 sui 251,2 TWh complessivi) dal 32,5% evidenziato nel 2024.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni ed Edison, è risultata in aumento al 29,5% (era al 28,9% nel 2024), per l'incremento della quota di Edison (da 6,2% a 8,1%), mentre quelle di Enel e di Eni sono diminuite (rispettivamente, da 13,5% a 12,3% e da 9,2% a 9,1%). Sono rimasti, rispettivamente, in quarta e in quinta posizione i gruppi A2A (quest'anno con il 5,4% contro il 5,8% del 2024) e il gruppo EPH (con il 4,6% anziché il 4,3% del 2024). L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, sempre molto basso nel tempo, è risultato pari a 400, sostanzialmente invariato rispetto allo scorso anno.

Nel 2025 la potenza netta complessiva rilevata dall'*Indagine annuale* si è attestata su 118,6 GW (dato provvisorio), che si ripartisce tra un 52% di rinnovabile e un 48% di termoelettrica¹⁴². La massima potenza richiesta dal sistema elettrico è stata registrata il 1° luglio quando ha raggiunto 56,2 GW (in diminuzione rispetto al picco 2024, quando il fabbisogno di potenza alla punta raggiunse 57,9 GW). Il picco estivo non ha, comunque, più raggiunto la punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015, pari a 60,5 GW. I gruppi con una quota (calcolata sul dato provvisorio di Terna) di capacità netta installata superiore al 5% sono tre: Enel, A2A ed Edison. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 32%. L'indice HHI relativo alla capacità netta è pari a 527.

Tavola 3.11 Evoluzione della richiesta e della capacità installata nel settore elettrico

ANNO	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (GW)	GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA >5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA
2010	326,2	56,4	106,6	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,8	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,6	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,5	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015	315,0	60,5	117,0	3	40,1
2016	311,8	56,1	114,2	4	43,9
2017	318,1	56,4	114,2	5	35,6
2018	319,1	57,6	115,2	4	35,4
2019	317,2	58,8	116,4	5	33,3
2020	298,5	55,4	116,4	5	31,7
2021	317,0	56,1	117,2	5	33,6
2022	312,4	57,4	120,9	5	34,4
2023	302,8	58,5	127,8	4	34,3
2024	309,8	57,9	135,4	2	31,6
2025 ^(B)	310,0	56,2	142,6	3	32,0

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna e Indagine annuale sui settori regolati.

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, che vanno dalle tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in*

¹⁴² Il dato di Terna relativo alla capacità netta installata nel 2024 è di 135,4 GW e 142,6 GW nel 2025 (Tavola 3.11).

*tariff*¹⁴³) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*¹⁴⁴. Il costo annuale per la collettività degli incentivi in modalità *feed in tariff* dipende dalla quantità di energia elettrica prodotta e dai prezzi medi di mercato e può divenire negativo quando i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso, mentre al più si azzerava nel caso del *feed in premium variabile*.

Complessivamente, l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata nel 2025 circa 9,3 miliardi di euro, in aumento del 4,3% rispetto all'anno precedente. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{505} . A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

Nel 2025 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 50,2 TWh, il 44% della quale è stata prodotta da impianti solari, il 23% da impianti eolici, il 16% dalle biomasse, il 15% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2024, il solare ha registrato un aumento (2,7 TWh), mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da impianti eolici (-2,1 TWh) e quella da biomasse (-3,8 TWh).

Nel 2025 la richiesta di energia elettrica in Italia, secondo i dati provvisori di Terna, è stata pari a 312,4 TWh, risultando in lievissimo aumento rispetto ai 311,9 TWh del 2024. La domanda è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale (al netto dell'energia destinata ai pompaggi e all'assorbimento di accumuli *stand alone*), mentre il restante 15% è stato coperto dal saldo netto degli scambi con l'estero. Il ricorso all'importazione, pur in lieve riduzione rispetto al 16,4% del 2024, si conferma comunque su livelli elevati nel confronto degli ultimi vent'anni. Nonostante la stabilità del fabbisogno complessivo, il saldo estero ha registrato una flessione: le importazioni nette sono passate da 51 TWh nel 2024 a 46,9 TWh nel 2025, con una riduzione dell'8%. Più in dettaglio, le importazioni lorde hanno mostrato un calo del 7,4%, diminuendo di 4,1 TWh rispetto all'anno precedente (da 55,9 TWh a 51,8 TWh), mentre le esportazioni sono risultate stazionarie, pari a 4,9 TWh, come nel 2024. Di conseguenza, la dinamica del saldo estero riflette sostanzialmente la contrazione delle importazioni.

Analizzando la provenienza dei flussi, nel 2025 si registra un incremento delle importazioni da Francia (+2,8 TWh), Austria (+0,3 TWh) e Slovenia (+0,1 TWh). In diminuzione risultano invece i flussi da Svizzera (-4,5 TWh), Grecia (-1,3 TWh) e Montenegro (-1,4 TWh).

¹⁴³ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

¹⁴⁴ *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, storicamente ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME raccoglie infine le offerte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, ovvero l'ex Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Nel corso del 2024, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento tra il mercato italiano e quello sloveno. Alla fine del 2022, pertanto, gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26¹⁴⁵. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023, mentre non è ancora operativo sulla piattaforma MARI¹⁴⁶.

Nel 2025 gli operatori iscritti al mercato elettrico sono saliti a 399 (+23 unità rispetto al 2024) e a 445 unità quelli per la piattaforma dei contratti bilaterali PCE (28 in più rispetto al 2024).

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2025 la quantità di energia elettrica scambiata nell'MGP nel Sistema Italia è risulta pari a 286,2 TWh (+0,8% rispetto al 2024). Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (234,4 TWh; +3,4%) a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (51,8 TWh; -9,4%), quasi interamente riferite a zone nazionali (Tavola 3.12 e dettaglio dei contratti bilaterali nella Tavola 3.13).

Sono diminuiti gli scambi con l'estero, trainati da una riduzione delle importazioni per un totale di 55,2 TWh (-3,8%), pari al 23% (24% nel 2024) delle vendite di borsa e all'1% (3% nel 2024) delle vendite bilaterali; sono risultate in crescita le esportazioni per un totale di 7,4 TWh (+37%), negoziati totalmente in borsa. È diminuita la quota di volumi acquistati da Acquirente Unico (6 TWh; -54,7%) mentre sono aumentate le vendite del GSE (33 TWh; +1,5%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1,2 punti percentuali rispetto al 2024).

¹⁴⁵ Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

¹⁴⁶ Facendo seguito alle prescrizioni della delibera 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel, la partecipazione operativa di Terna alla piattaforma PICASSO è stata sospesa in data 15 marzo 2024. Il 25 novembre 2025, Terna è tornata ad aderire alla Piattaforma PICASSO. Con la delibera 23 settembre 2025, 423/2025/R/eel, sono state approvate le proposte di modifica al Codice di Rete, relative all'avvio della partecipazione alla Piattaforma MARI.

Tavola 3.12 Mercato del giorno prima dell'energia elettrica

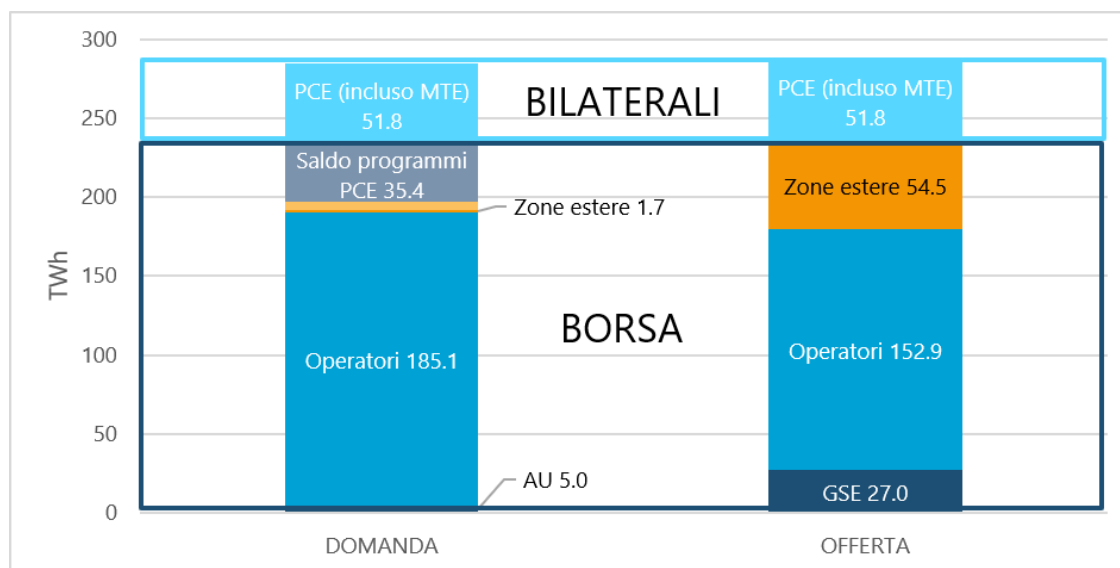
ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP (TWh)		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0
2013	289,2	206,9	82,3
2014	282,0	185,8	96,1
2015	287,1	194,6	92,5
2016	289,7	202,8	86,9
2017	292,2	210,9	81,3
2018	295,6	213,0	82,6
2019	295,8	213,3	82,6
2020	280,2	209,8	70,3
2021	290,4	221,3	69,1
2022	289,2	210,9	78,3
2023	278,0	209,9	68,1
2024	283,9	226,8	57,1
2025	286,2	234,4	51,8

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Tavola 3.13 Contratti bilaterali acquistati nel settore elettrico

CONTRATTI (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nazionali	114.745	112.531	106.736	96.914	90.089	87.171
di cui Acquirente unico	-	0,02	-	186	317	779
di cui altri operatori	114.745	112.531	106.736	96.728	89.772	96.392
Esteri	4	34	19	2	6	21
Saldo programmi PCE	-44.403	-43.445	-24.490	-28.861	-32.967	-35.421
Contratti bilaterali	70.346	69.121	78.265	68.055	57.128	51.771

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.4 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2025

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono saliti a 231 TWh (+2% rispetto al 2024); essi rappresentano più dell'80% delle vendite sull'intero sistema. A livello zonale è da evidenziare una crescita dei volumi approvvigionati nelle zone Sud (42 TWh; +4,3%), Sardegna (12,4 TWh; +4,5%) e Centro-Sud (29,8 TWh; +9,3%), mentre un calo ha interessato i volumi approvvigionati in Sicilia (12 TWh; -5,9%).

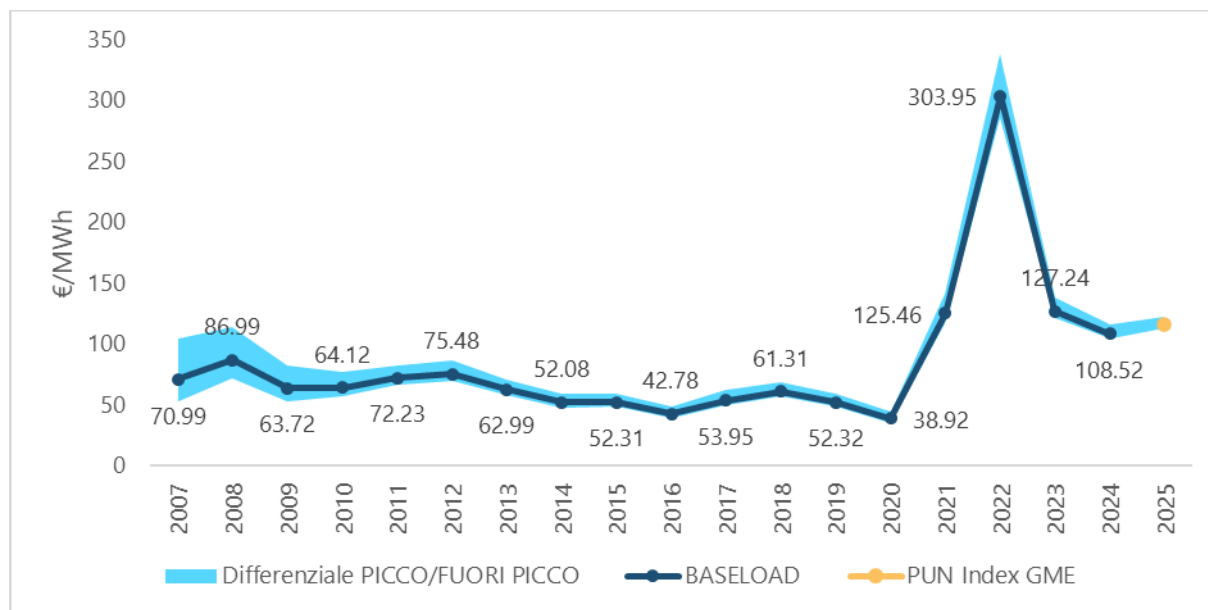
Sono diminuite le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (105 TWh; -3,6%) che ammontano al 46% delle vendite totali (-3 punti percentuali sul 2024); in particolare, è diminuita di 3 punti percentuali la quota dell'idroelettrico con l'esclusione dei pompaggi (48 TWh; -12%), mentre ha guadagnato 2,5 punti percentuali la quota di vendite del fotovoltaico (5,8 TWh; +73%). È rimasta, infine, stabile la quota prodotta da impianti eolici (20 TWh; -2%).

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

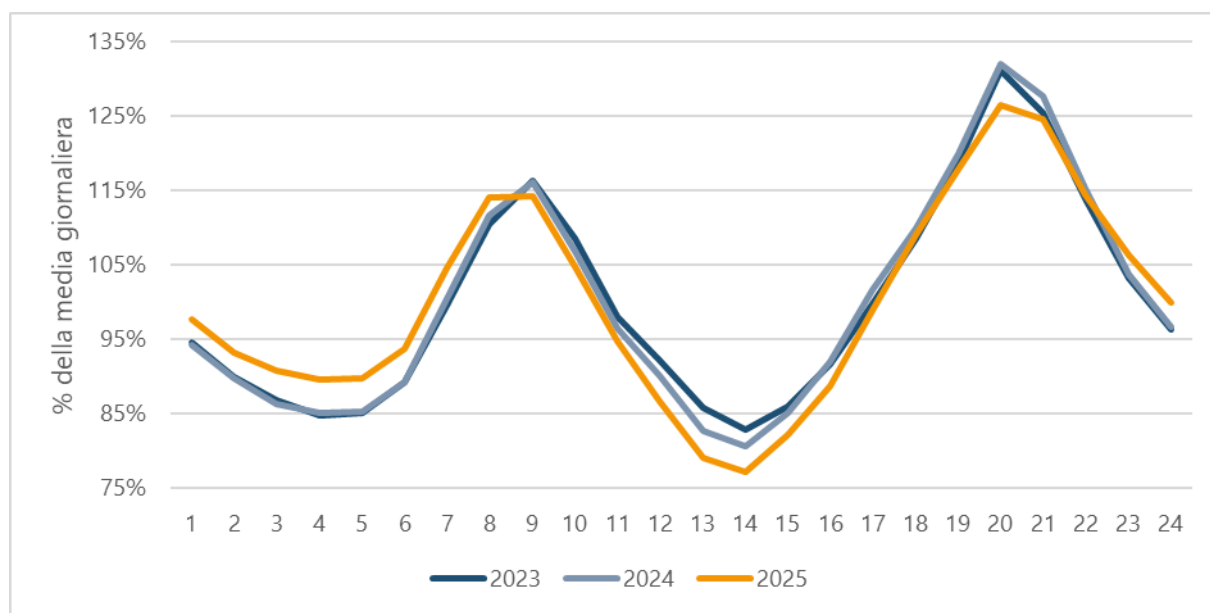
Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2025 è aumentato del 7% rispetto al 2024, attestandosi a 115,9 €/MWh (Fig. 2.8); tale aumento si è manifestato in tutte e tre le fasce orarie: 122 €/MWh (+5%) nelle ore di picco, 119 €/MWh (+10,5%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 105 €/MWh (+5%) nei giorni festivi (Figura 3.5).

Figura 3.5 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



Fonte: GME.

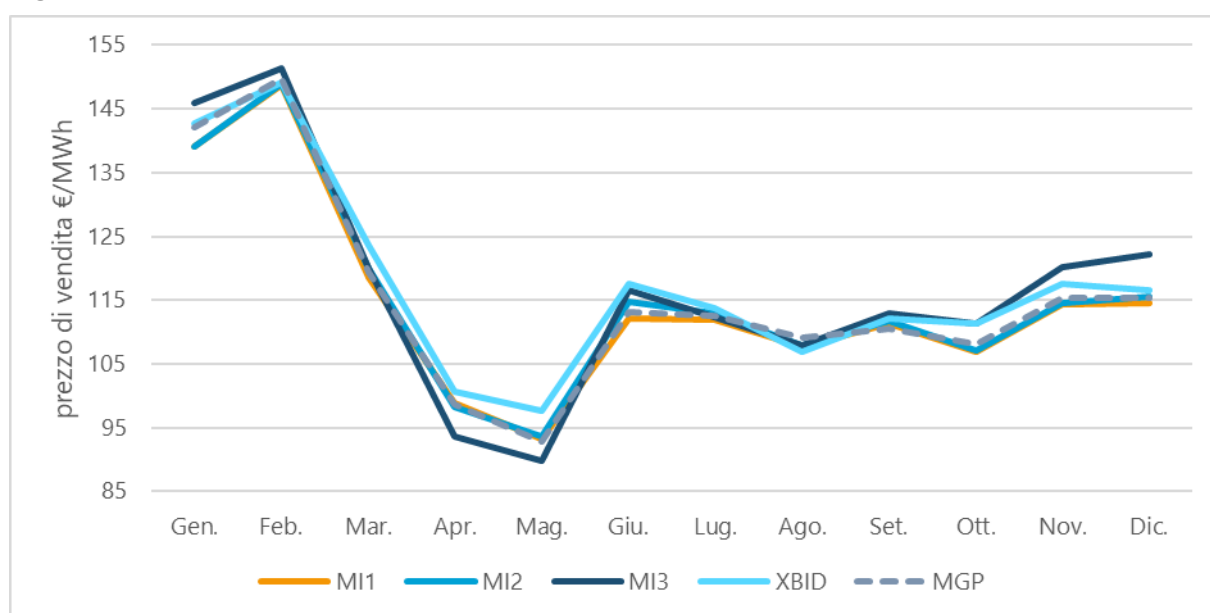
Osservando il profilo orario (Figura 3.6), nel 2025 è aumentato lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (95%; +4% rispetto al 2024), mentre è diminuito il differenziale delle ore di picco "9-19" (94%; -3% rispetto al 2024) ed è diminuito, seppur di poco, anche il differenziale delle ore della sera "20-24" (112%; -1% sul 2024).

Figura 3.6 Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera

Fonte: GME.

Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati, nel 2025, nel Mercato Infragiornaliero (37,2 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+5%). La maggior parte di questi volumi (43%) è stata scambiata nella prima sessione ad asta MI-A1 (16 TWh; +6% rispetto al 2024); una quota minore è stata intermediata nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 19% nell'MI-A2 (7,1 TWh) e il 9% nell'MI-A3 (3,2 TWh), mentre i rimanenti volumi (29%) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (10,9 TWh; -5,5% sul 2024).

Figura 3.7 Andamento mensile dei prezzi nel MI nel 2025

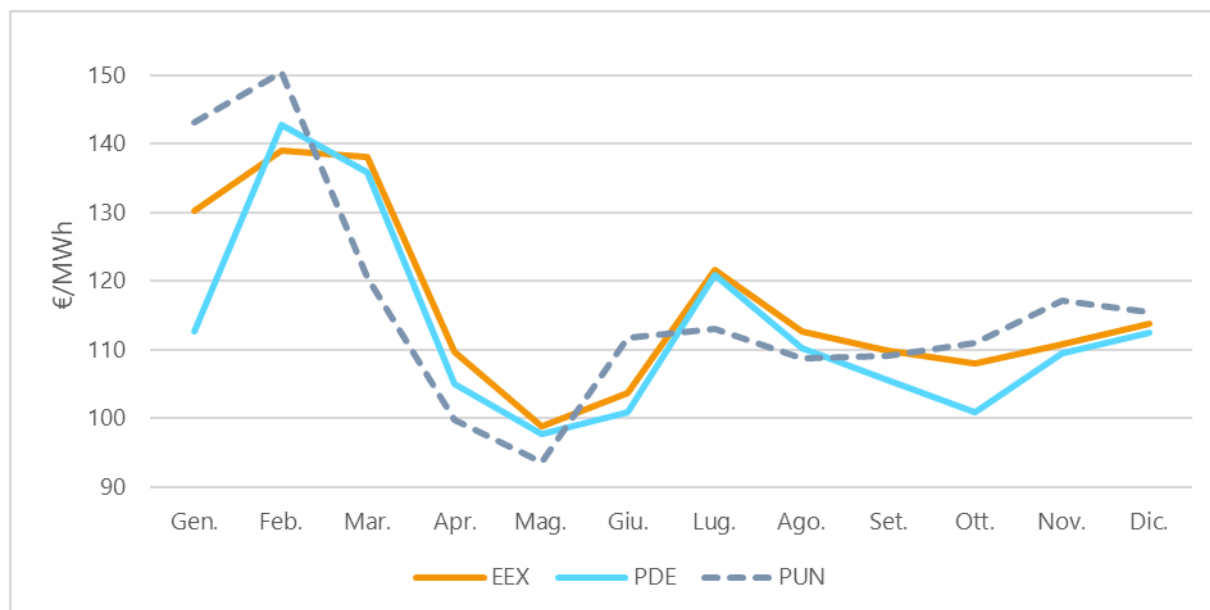
Fonte: GME.

I prezzi medi registrati sull'MI (Figura 3.7) si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori del MGP, in particolare nella seconda sessione ad asta (MI2) per la quale il differenziale medio annuo con il prezzo del MGP è risultato sempre negativo e inferiore allo 0,5% in tutte le zone; tale differenziale è risultato sempre negativo e mai superiore al punto percentuale per tutte le zone anche nella prima sessione ad asta (MI1), mentre è risultato positivo nella terza sessione ad asta (MI3) che si riferisce alle sole ore 13-24, registrando un massimo di +1,9% nella zona Sicilia. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di gennaio per tutte le sessioni (con uno scarto medio di circa -3 €/MWh per MI1 e MI2 e -4 €/MWh per MI3) e nei mesi di aprile, maggio, ottobre novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio tra i +3 e i +7 €/MWh).

Mercato a termine dell'energia

Nel mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2025 non si sono registrati abbinamenti; si sono avute invece 120 transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 1,1 TWh (+1 TWh rispetto al 2024); tali transazioni riguardano al 94% il profilo *baseload* (e solo al 6% il profilo *peakload*) per scadenze mensili nel 53% dei casi, trimestrali nel 18% dei casi e annuali nel 29% dei casi.

Figura 3.8 Andamento mensile nel 2025 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (EEX).

Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori (dichiarate sulla piattaforma dei contratti a termine PDE, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di

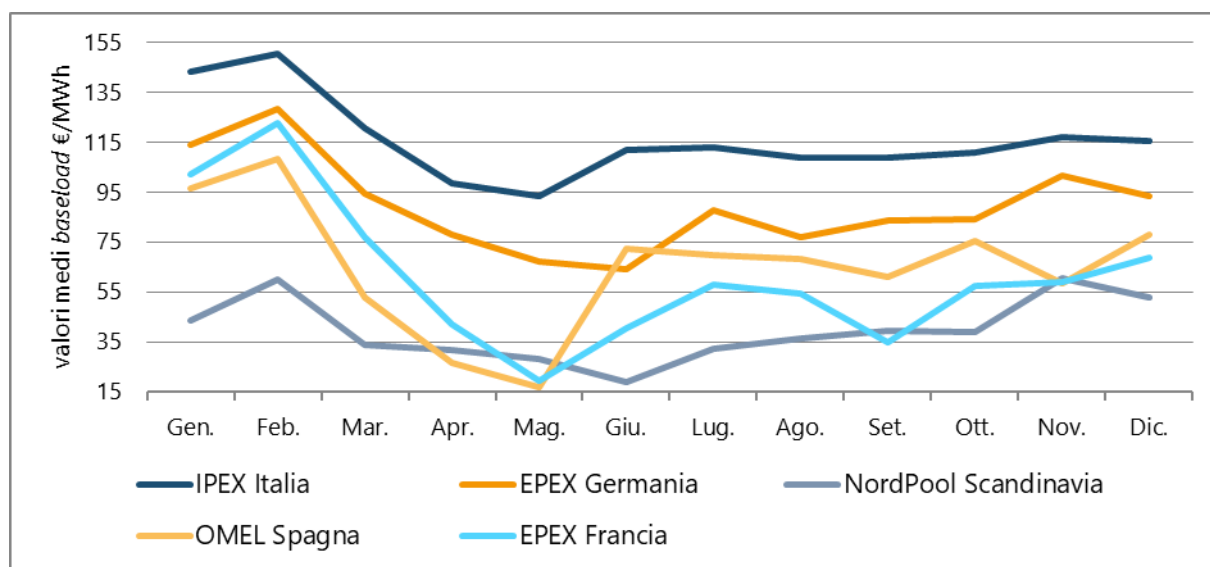
dispacciamento¹⁴⁷) hanno determinato, per il 2025, prezzi in aumento nel primo bimestre fino a un massimo di 143 €/MWh, seguiti da un calo fino al mese di maggio (con un minimo di 98 €/MWh) e una successiva ripresa fino ai 112 €/MWh nel mese di dicembre (Figura 3.8). Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN.

Nel 2025 sono diminuite le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 241 transazioni (-53% rispetto al 2024), per un totale di 296 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri di profilo *baseload* si è attestato nell'intorno di 0,69 €/MWh (-20% rispetto allo scorso anno).

Il mercato italiano nel contesto europeo

In media d'anno, nel 2025 le quotazioni nelle borse europee hanno registrato ovunque un aumento rispetto al 2024. Nella maggior parte dei Paesi europei i prezzi dei mercati elettrici sono cresciuti fino a febbraio, per poi registrare notevoli diminuzioni nei mesi primaverili; a partire da giugno in Italia e in Spagna e da luglio negli altri mercati, la tendenza è tornata però a invertirsi e i prezzi hanno parzialmente recuperato i livelli del primo trimestre dell'anno (Figura 3.9)

Figura 3.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2025 (valori medi *baseload*)



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

I significativi cali di prezzo messi a segno nella prima parte dell'anno sono stati sicuramente favoriti da incrementi nella generazione rinnovabile, specialmente quella fotovoltaica, mentre a partire dall'estate le tensioni sui prezzi dell'elettricità sono state alimentate da quelle dei mercati petroliferi, dagli incrementi nei prezzi del gas e da quelli dei diritti di emissione di CO₂. L'aumento osservato in media d'anno vede il mercato tedesco al primo posto con un +13,8%, seguito da quello scandinavo che ha registrato un +10,1%. L'incremento delle quotazioni del mercato italiano e di quello francese si colloca a un livello intermedio, rispettivamente pari a +6,8% e +65,3%, mentre la borsa spagnola

¹⁴⁷ Di cui alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

ha contenuto i rincari al 3,6%.

Nonostante questi aumenti, i prezzi medi del 2025 sono risultati i più bassi raggiunti dal 2021, l'anno in cui è cominciata la crisi energetica. La quotazione media del 2025 è risultata infatti pari a circa il 60% di quella osservata nel 2021 per i mercati francese, spagnolo e scandinavo, mentre è pari al 92% nel caso delle borse italiana e tedesca.

Inoltre, il manifestarsi di aumenti generalizzati, sebbene come si è appena visto in misura non uniforme tra i mercati, non ha contribuito ad attenuare le storiche disuguaglianze nei prezzi connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionali: in media d'anno, infatti, i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in un intervallo compreso tra 39,7 €/MWh, il prezzo minimo registrato nel Nord Pool, e 115,9 €/MWh, cioè il prezzo massimo registrato nella borsa italiana. Il prezzo italiano, rimasto quindi piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse di Francia e Spagna (rispettivamente pari a 61,1 e 65,3 €/MWh), perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte. La Germania, che condivide con l'Italia un ampio uso del gas, ha evidenziato un prezzo medio più elevato, pari a 89,3 €/MWh, ma comunque inferiore a quello italiano.

Con l'eccezione del Nord Pool dove il prezzo massimo si è manifestato in novembre (60,58 €/MWh), nel corso dell'anno i punti di massimo sono stati raggiunti ovunque nel mese di febbraio, quando le quotazioni hanno toccato 150 €/MWh in Italia, 128,5 €/MWh in Germania, 122,7 €/MWh Francia e 108,3 €/MWh in Spagna. Nonostante i recuperi degli ultimi mesi, l'anno si è poi chiuso con valori decisamente inferiori: a dicembre 2025 le quotazioni sono risultate di 115,5 €/MWh in Italia, 93,5 €/MWh in Germania, 77,9 €/MWh in Spagna, 68,7 €/MWh in Francia e 53 €/MWh nei Paesi scandinavi.

3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale che l'Autorità possiede per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. Nel settore elettrico, l'Autorità si è quindi dotata¹⁴⁸, fin dal 2008, del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore.

Il TIMM stabilisce le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte del Gestore dei mercati energetici (GME), del TSO (Terna) e del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità. In particolare, ciascuno di essi svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio (stabiliti dall'Autorità), l'attività di condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché le attività di elaborazione e analisi necessarie, in quanto attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio da parte dell'Autorità.

¹⁴⁸ Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i..

Inoltre:

- il GME redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto sulla struttura e sugli esiti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nonché sulla condotta degli operatori di mercato rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, GME è tenuto a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuto a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità. Inoltre, su istanza dell'Autorità, effettua analisi *ad hoc* a supporto delle attività istruttorie condotte dall'Autorità;
- Terna (il TSO) redige e trasmette all'Autorità, con cadenza settimanale, un rapporto settimanale sulla struttura e sugli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento nonché sulla condotta degli utenti del dispacciamento rilevanti attivi nel medesimo mercato; nel redigere tale rapporto, Terna è tenuta a segnalare con la massima tempestività qualsiasi dato o situazione anomala di cui sia venuta a conoscenza nell'esercizio del servizio di pubblica utilità.

Nel luglio 2025, l'Autorità ha pubblicato un *Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024*¹⁴⁹, dando così seguito all'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine¹⁵⁰. L'indagine conoscitiva nasce dall'esigenza di monitorare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento dei mercati elettrici all'ingrosso, nonché di rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi del regolamento REMIT e di valutare, in esito all'indagine, le possibili linee di intervento in termini di ulteriori misure di carattere regolatorio, di enforcement e/o di proposta normativa nonché di segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato di eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza.

L'analisi è stata condotta attraverso tre fasi principali: (i) la definizione di un primo set di indicatori idonei a misurare il grado di aderenza dei prezzi zionali, formatisi nel mercato del giorno prima per ogni zona di mercato, ai costi marginali delle unità di produzione rilevanti eventualmente risultate al margine nella medesima zona, con riferimento ai sottotipi di tecnologia "termico combinato", "eolico" e "solare fotovoltaico"; (ii) la costruzione di un secondo set di indicatori per individuare possibili condotte di trattenimento economico di capacità secondo quanto previsto dalle linee-guida di ACER del 18 dicembre 2024; (iii) l'analisi controfattuale (*what-if*) del mercato del giorno prima, simulando condotte degli operatori nell'ipotesi in cui non avessero alcun potere di influenzare i prezzi zionali.

I risultati dell'analisi hanno evidenziato: (i) scostamenti positivi tra prezzi zionali e costi marginali, evidenziando così possibili condotte da *price-maker* degli operatori di mercato; (ii) trattenimenti economici di capacità, ovvero offerte rifiutate dall'algoritmo di mercato in quanto presentate a prezzi superiori (oppure, in casi particolari, uguali) al prezzo di mercato, pur essendo i sottostanti costi marginali inferiori a quest'ultimo; (iii) impatti del trattenimento economico di capacità sulla formazione dei prezzi di mercato.

Pertanto, i risultati dell'indagine evidenziano come, nelle ore in cui si è registrato un impatto sul prezzo derivante dalle potenziali condotte di trattenimento economico di capacità, il livello dei prezzi sia apparentemente artificioso. Per poter considerare effettivamente artificioso il livello dei prezzi, è necessario, da una parte, affinare caso per caso le scelte semplificatrici, ancorché prudenziali e

¹⁴⁹ Con la delibera 1° luglio 2025, 302/2025/R/eel.

¹⁵⁰ Avviata con la delibera 8 ottobre 2024, 401/2024/R/eel.

dettate dalla natura conoscitiva dell'indagine e, dall'altra, accertare l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte di trattenimento economico di capacità attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza.

L'Autorità ha, quindi, deciso di dare seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva al fine di affinare le analisi di trattenimento economico di capacità e di *what-if*, valutando, caso per caso, come previsto dal regolamento REMIT e dalle linee-guida di ACER, l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte evidenziate dall'indagine conoscitiva e attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza.

Infine, l'Autorità ha segnalato a Terna la necessità di rafforzare e aggiornare il patrimonio informativo utilizzato ai fini del dispacciamento. In particolare, Terna dovrà: (i) censire nel sistema Gaudì gli eventuali misuratori dei prelievi di gas presenti presso le singole unità di produzione rilevanti termiche, indicandone potenzialità e tarature; (ii) verificare che gli utenti del dispacciamento trasmettano i dati sui prelievi di gas con il massimo livello di dettaglio consentito dai misuratori censiti; (iii) aggiornare la classificazione del sistema Gaudì, in modo da rappresentare con maggiore precisione le caratteristiche tecnico-economiche delle diverse tecnologie di produzione e stoccaggio; (iv) rendere obbligatoria la compilazione di alcuni campi relativi alla programmazione degli impianti idroelettrici utilizzati dall'algoritmo del MSD; (v) prevenire eventuali carenze informative sulle nuove tecnologie di produzione o stoccaggio, coordinandosi con l'Autorità nella progettazione di futuri sviluppi del sistema Gaudì e degli altri strumenti attraverso cui operatori e Terna si scambiano informazioni rilevanti per il dispacciamento, il ridispacciamento e la partecipazione ai mercati elettrici.

Attuazione del REMIT

L'importanza della funzione di monitoraggio svolta dalle autorità di regolazione a livello nazionale – e già prevista per ARERA dalla legge istitutiva – è riconosciuta anche a livello europeo: oltre alle direttive sui mercati energetici, il regolamento (UE) 1227/2011, come modificato e integrato dal regolamento (UE) 1106/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024, sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT – *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*), ha rafforzato e ampliato i poteri di monitoraggio delle autorità di regolazione nazionali. In particolare, la funzione di monitoraggio prevista dal REMIT è finalizzata ad accrescere la generale trasparenza dei mercati e a promuovere più omogenee condizioni competitive tra gli operatori, intercettando le condotte abusive attinenti alle manipolazioni di mercato e alle operazioni di *insider dealing*, ivi comprese le pratiche che si estendono *cross-border* e *cross-product* (prodotti *spot* e a termine, fisici e finanziari); tale importante funzione, pertanto, è coordinata a livello europeo dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

Anche nel corso del 2025 sono state condotte le attività di monitoraggio dei mercati, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento REMIT. Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori.

Procedimenti sanzionatori in tema di mercato all'ingrosso

Nel 2025 sono stati avviati due procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso di cui al regolamento (UE) n. 1227/2011 e s.m.i. (REMIT). In uno di questi è stata contestata a Enel Produzione S.p.A. la violazione dell'art. 4

del REMIT per non avere comunicato al pubblico in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione.

Rilevata la connessione soggettiva e aggettiva con due precedenti procedimenti¹⁵¹, l'Autorità ha proceduto alla loro riunione per ragioni di economia procedimentale e di completezza istruttoria. Nell'ambito dei predetti procedimenti la società ha presentato impegni per un valore complessivo tra 900.000 e 1.300.000 euro, che sono stati dichiarati ammissibili e successivamente approvati e resi obbligatori, con contestuale chiusura dei medesimi procedimenti.

Nell'altro procedimento è stata contestata ad A2A S.p.A. la violazione dell'art. 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato nei mercati dell'energia all'ingrosso di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto ii) del REMIT, consistente nella fissazione del prezzo di mercato a un livello artificioso, cioè a un prezzo diverso da quello che sarebbe emerso da *"un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta"* rispecchiando i fondamentali di mercato.

3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2025, secondo i dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi finali di energia elettrica, al netto delle perdite, si sono attestati a circa 293 TWh, risultando sostanzialmente stabili rispetto al 2024 (+0,2%). Tale andamento è riconducibile quasi interamente alla crescita dei consumi del settore commercio e servizi pubblici, aumentati di circa 1,8 TWh. Al netto di tale incremento e della lieve crescita registrata dal settore energetico (+0,2 TWh), tutti gli altri comparti hanno evidenziato una contrazione dei consumi (Tavola 3.14).

Tavola 3.14 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore

SETTORE (GWh)	2024	2025 ^(A)	VARIAZIONE
Energia	8.646	8.890	2,8%
Industria	106.633	105.530	-1,0%
Trasporti	8.982	9.090	1,2%
Domestico	65.822	65.180	-1,0%
Commercio e pubblici servizi	95.766	97.520	1,8%
Agricoltura/Foreste	6.452	6.420	-0,5%
Pesca	233	210	-9,9%
Altri	106	240	125,9%
TOTALE	292.640	293.080	0,2%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2025 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica: 102 imprese nel servizio di maggior tutela, 7 nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici, 16 nel servizio a tutele graduali

¹⁵¹ Avviati nei confronti di Enel Produzione nel 2023 e nel 2024.

per le piccole imprese, 18 nel servizio a tutele graduali per le microimprese¹⁵², 2 nella salvaguardia e 710 nel mercato libero.

631 delle 710 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'89%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 61 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 43 delle società attive vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2025 e hanno risposto all'Indagine annuale risulta pari a 690.

La Tavola 3.15 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti¹⁵³ per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela, tutele graduali e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 92% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2025¹⁵⁴, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

Tavola 3.15 Mercato finale della vendita di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite)

MERCATI E CLIENTI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZ.	2024	2025	VARIAZ.
Servizio di maggior tutela	8.488	4.750	-44,0%	5.553	3.176	-42,8%
Domestico	8.488	4.750	-44,0%	5.553	3.176	-42,8%
Servizio a tutele graduali per i domestici	3.103	5.197	67,5%	1.675	3.015	80,0%
Servizio a tutele graduali microimprese ^(A)	1.516	1.038	-16,1%	829	62	-20,2%
Servizio a tutele graduali piccole imprese ^(A)	1.238	1.249	-17,6%	77	680	-17,9%
Servizio di salvaguardia	3.563	2.936	-17,6%	80	69	-13,4%
Mercato libero	225.075	230.603	2,5%	29.399	30.827	4,9%
Domestico	47.169	48.236	2,3%	23.222	24.327	4,8%
Non domestico	177.906	182.367	2,5%	6.177	6.500	5,2%
MERCATO FINALE	242.983	245.773	1,1%	37.613	37.828	0,6%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁵² I numeri dei venditori per i servizi a tutele graduali includono anche i soggetti che, pur non avendo partecipato alle aste, applicano le condizioni di tali servizi ai clienti che ne hanno diritto nelle isole non interconnesse.

¹⁵³ Approssimato dal numero dei punti di prelievo sempre conteggiati secondo il criterio del *pro die* (cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti).

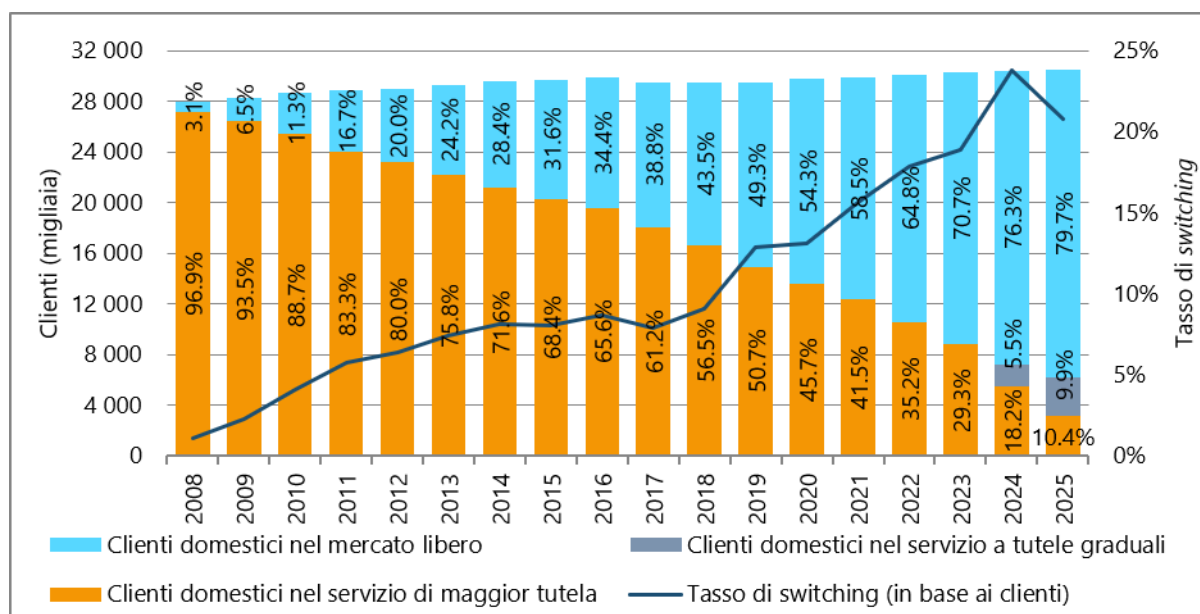
¹⁵⁴ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella Tavola 3.15 anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo), pari a circa 23,5 TWh.

Anche nel 2025 si osserva l'ulteriore consistente uscita dei clienti domestici dalla maggior tutela che segue quella già molto rilevante avvenuta lo scorso anno. Il ridimensionamento del mercato di maggior tutela è ancora dovuto alla cessazione del servizio per la generalità della clientela domestica e alla nascita del servizio a tutele graduali per coloro che non hanno scelto un fornitore nel mercato libero. Come noto, infatti, dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili¹⁵⁵.

I dati raccolti con l'Indagine annuale evidenziano, inoltre, una lieve ripresa dei consumi (1,1%) dopo il calo del 2023 e la sostanziale stabilità osservata nel 2024: nel 2025 i consumi di energia elettrica sono cresciuti di quasi 3 TWh, da poco meno di 243 a quasi 246 TWh, che sono stati acquistati da 37,8 milioni di clienti. Rispetto al 2024 i punti di prelievo sono aumentati di circa 215.000 unità (0,6%). (Tavola 3.15).

La ripresa dei consumi complessivi è il risultato di un calo nelle vendite ai clienti domestici che è stato controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela non domestica. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,2 TWh contro i 58,8 TWh del 2024, registrando così una riduzione dell'1%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è cresciuta dell'1,8%, da 184,2 a 187,6 TWh, restando però ancora al di sotto dei livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Figura 3.10 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2025 il numero di punti di prelievo domestici ha superato di poco i 30,5 milioni, con un incremento dello 0,2% (+67.000 punti di prelievo) rispetto al 2024. Di questi, 3,2 milioni sono stati serviti in maggior tutela, 3 milioni nel servizio a tutele graduali e circa 24,3 milioni nel mercato libero (Figura 3.10). I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 79,7%, quelli serviti in maggior tutela sono scesi al 10,4% e quelli nel servizio a tutele graduali rappresentano il 9,9%. L'ampia riduzione del numero di punti in maggior tutela e il parallelo aumento di quelli entrati nel servizio a

¹⁵⁵ Ovvero coloro che si trovino in almeno una delle seguenti condizioni: hanno compiuto 75 anni, hanno diritto a ricevere il bonus sociale elettrico o siano soggetti con disabilità (ai sensi dell'art. 3 della legge n. 104/92), si trovino in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi, siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

tutele graduali sono ancora dovuti, come detto poco sopra, all'effetto della cessazione del servizio di maggior tutela per la generalità della clientela domestica che ha trasferito automaticamente i punti domestici non vulnerabili al servizio a tutele graduali. Questo perché il numero dei clienti è calcolato con il criterio del *pro-die* e ciò implica che un cliente che nel 2024 è uscito dal servizio di maggior tutela e dal 1° luglio è passato al servizio a tutele graduali (in quanto non vulnerabile), nei dati del 2024 è stato conteggiato tra i clienti di entrambi i servizi (0,5 nella maggior tutela e 0,5 nel servizio a tutele graduali). Nel 2025, invece, i domestici che hanno lasciato la maggior tutela sono conteggiati integralmente nel servizio a tutele graduali. Nel 2025 questo servizio ha accolto anche un certo numero di clienti vulnerabili serviti nel mercato libero o in maggior tutela che, sfruttando la possibilità introdotta dalla legge concorrenza 2024¹⁵⁶, hanno esplicitamente richiesto l'attivazione del servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025.

Se, come si è appena visto, la quota dei punti **domestici** serviti nel mercato libero è arrivata nel 2025 al 79,7%, in termini di volumi di energia venduta al solo settore domestico la percentuale sale all'83%; sempre in termini di volumi, la quota del **servizio di maggior tutela** è scesa nel 2025 all'8,2% e quella del **servizio a tutele graduali** è salita all'8,9%.

Nel 2025 nel **servizio a tutele graduali per le piccole imprese** (nato nel 2021 per accogliere le piccole imprese connesse in bassa tensione e le microimprese con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW che non avevano più diritto al servizio di maggior tutela e non avevano scelto un'offerta nel mercato libero) i consumi si sono ridotti di 200 GWh (-16,1%), così come i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 16.000 unità (-20,2%). Ugualmente, nel **servizio a tutele graduali per le microimprese** (iniziato il 1° aprile 2023 per servire i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW che hanno perso il diritto a essere serviti in maggior tutela e non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero) i consumi sono scesi a 1,2 TWh (-17,6%), così come i punti di prelievo serviti sono scesi (-17,9%) a circa 680.000 unità. Sempre secondo i dati raccolti con l'Indagine annuale (da considerarsi provvisori qui e in tutto il rapporto), anche il **servizio di salvaguardia** ha registrato una contrazione: sono stati serviti 69.000 punti di prelievo, il 13,4% in meno del 2024 e sono stati prelevati 2.936 GWh, a fronte dei 3.563 GWh registrati nel 2024 (-17,6%). Al contrario, le vendite nel **mercato libero** sono cresciute (+2,5%) raggiungendo il ragguardevole volume di quasi 231 TWh, distribuite su 30,8 milioni di clienti.

Switching

Come sempre, l'attività di *switching* è valutata sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e dei dati provenienti dal SII¹⁵⁷.

Sebbene in diminuzione rispetto al 2024, lo *switching* dei consumatori domestici nel 2025 è rimasto molto elevato, sicuramente ancora stimolato dai mutamenti imposti dalla fine del servizio di maggior tutela. È verosimile, infatti, che l'uscita automatica dal servizio di maggior tutela abbia spinto una parte dei clienti a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sul mercato libero, avendo comunque

¹⁵⁶ E in particolare ai sensi dall'art. 24 della legge n. 193/24 (legge concorrenza 2024).

¹⁵⁷ Sistema Informativo Integrato (SII): si tratta di un sistema informativo, istituito presso l'Acquirente unico dalla legge del 13 agosto 2010, n. 129, con lo scopo di gestire i flussi informativi fra i soggetti (principalmente distributori e venditori) che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati, denominata Registro Centrale Ufficiale, che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei relativi processi.

cambiato contratto.

Il tasso di *switching* della clientela domestica (che non include i passaggi automatici dalla maggior tutela al servizio a tutele graduali), infatti, è sceso di tre punti percentuali rispetto al 2024 in termini di clienti e di oltre cinque punti percentuali in termini di volumi (Tav. 2.30), allineandosi a quello delle utenze non domestiche.

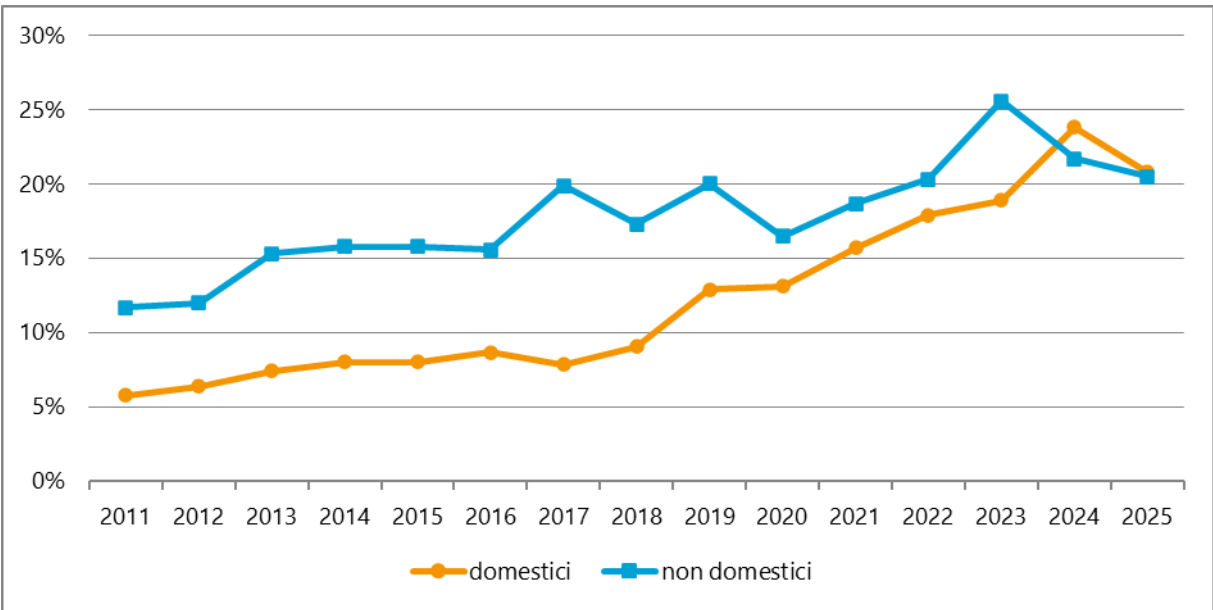
Complessivamente, nel 2025 hanno cambiato fornitore oltre 7,7 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sottesi, 53,4 TWh, che corrispondono al 22% dei volumi acquistati nell'intero mercato elettrico.

Tavola 3.16 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2024		2025	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	23,8%	26,8%	20,8%	21,0%
Non domestico:	21,7%	22,6%	20,5%	22,3%
di cui:				
- bassa tensione	21,8%	26,9%	20,5%	24,3%
- media tensione	19,7%	22,5%	17,2%	20,4%
- alta e altissima tensione	27,8%	13,5%	22,0%	23,8%
TOTALE	23,4%	23,6%	20,7%	22,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Figura 3.11 Tassi di *switching* (dei punti di prelievo) nel settore elettrico



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. Nell'ambito del regime di offerta standard, un unico acquirente (la società "Acquirente unico") è responsabile per l'approvvigionamento di energia

elettrica sul mercato all'ingrosso che rivende agli esercenti la maggior tutela a un prezzo che riflette i costi che ha sostenuto, compresi quelli per la materia energia. I prezzi di maggior tutela sono stabiliti dall'Autorità sulla base dei prezzi del mercato all'ingrosso al fine di coprire i costi di fornitura sostenuti dalle imprese incaricate di fornire questo servizio. Per quanto riguarda la componente a copertura dei costi di commercializzazione, il criterio utilizzato dall'Autorità riflette i costi sostenuti da un ipotetico nuovo operatore per accedere al segmento di mercato delle vendite di elettricità alle famiglie. In sintesi, la componente energia dei prezzi di maggior tutela è legata all'andamento del mercato, mentre la componente di commercializzazione è impostata secondo una metodologia di costo standard, basata sui costi di ingresso di un ipotetico nuovo operatore. Il prezzo totale è addebitato a tutti i consumatori senza differenziazione geografica.

Fin dal suo esordio, il servizio ha accolto i clienti che non hanno un venditore nel mercato libero, ma nel corso del tempo ha subito un graduale percorso di rimozione dei clienti che avevano diritto ad accedervi. In particolare, dal 1° gennaio 2021 hanno perso il diritto al servizio le piccole imprese connesse¹⁵⁸ in bassa tensione nonché le microimprese¹⁵⁹ titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° aprile 2023, per tutte le altre microimprese. Da maggio 2023, quindi, il servizio è rimasto riservato ai soli clienti domestici. Da ultimo, a partire dal 1° luglio 2024, solo i clienti domestici vulnerabili¹⁶⁰ possono essere riforniti dagli attuali esercenti la maggior tutela.

Nel 2025, le vendite nel servizio di maggior tutela sono state pari a 4,7 TWh, distribuite su circa 3,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2024, si è verificata una significativa contrazione dei consumi, pari a 3,7 TWh (-44%) e una diminuzione del numero di punti serviti di circa 2,4 milioni di unità (-42,8%).

Nel 2025 il consumo medio annuo dei **clienti domestici** serviti in questo regime è risultato pari a 1.496 kWh, in calo del 2,1% rispetto al 2024. Come sempre i clienti domestici residenti presentano un consumo medio più elevato, pari a 1.698 kWh annui, pur in calo del 3,2% rispetto all'anno precedente. Il consumo medio dei non residenti, significativamente più contenuto, si attesta a 799 kWh annui in riduzione dell'1% rispetto al 2024 (Tavola 3.17). La quasi totalità dei punti (93,1%) rientra nelle prime quattro classi di consumo, acquista cioè al massimo 3.500 kWh all'anno.

Le condizioni contrattuali offerte nel servizio di maggior tutela si articolano in due modalità: monoraria e bioraria. Anche nel 2025 il servizio di maggior tutela è quasi interamente caratterizzato da clienti con tariffa bioraria, che rappresentano il 99,5% dei volumi complessivi e il 99,6% dei punti di prelievo. Il confronto tra i consumi medi dei clienti con tariffa monoraria e quelli con tariffa bioraria evidenzia che i primi registrano un consumo medio annuo di 1.719 kWh, superiore del 15% rispetto

¹⁵⁸ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono piccole imprese i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

¹⁵⁹ Sono microimprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo in bassa tensione.

¹⁶⁰ I clienti vulnerabili sono i clienti domestici che si trovano in almeno una delle seguenti condizioni:

- abbiano compiuto 75 anni;
- abbiano diritto a ricevere il bonus sociale elettrico perché in condizioni di disagio economico o il bonus per gravi condizioni di salute (tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica);
- siano portatori di disabilità ai sensi dell'art. 3 della Legge 104/92;
- siano ubicati in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

ai clienti in bioraria, il cui consumo medio si attesta a 1.495 kWh.

Tavola 3.17 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2025, per tipologia e per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-1.000 kWh	534	11,2%	1.323	41,7%	404
1.000-1.800 kWh	1.151	24,2%	834	26,3%	1380
1.800-2.500 kWh	1.005	21,2%	475	15,0%	2116
2.500-3.500 kWh	945	19,9%	325	10,2%	2908
3.500-5.000 kWh	617	13,0%	152	4,8%	4059
5.000-15.000 kWh	415	8,7%	62	2,0%	6694
> 15.000 kWh	81	1,7%	3	0,1%	27000
TOTALE DOMESTICI	4.750	100,0%	3.176	99,94%	1.496
DI CUI:					
Residenti	4.180	88,0%	2.462	77,5%	1.698
Non residenti	570	12,0%	714	22,5%	799

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali offerte nel servizio di maggior tutela si articolano in due modalità: monoraria e bioraria. La modalità bioraria continua a rappresentare la scelta predominante tra la clientela domestica, coinvolgendo il 99,5% dei punti di prelievo.

Si osserva come sempre, la forte concentrazione in questo segmento di mercato, con l'operatore dominante, Servizio Elettrico Nazionale, che fornisce 4.046 GWh e detiene l'85,2% dei volumi complessivi nazionali (+1,4 % rispetto all'anno 2024). Al secondo posto si colloca Acea Energia, con 283 GWh e una quota del 5,9% (rispetto ai 7,1% dell'anno precedente), seguita da A2A Energia con 122 GWh e il 2,6% del totale nazionale. Quote più contenute caratterizzano gli altri operatori, tra cui Iren Mercato (1,8%), Dolomiti Energia (0,9%) ed Estenergy (0,4%).

Nel complesso, le prime tre società coprono una quota del 93,7% del servizio quasi analoga all'anno precedente (93,9%). L'indice HHI invece sale lievemente da 7.257 del 2024 a 7.353 restando non troppo distante da quota 10.000, che indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore.

Servizio a tutele graduali

Il servizio a tutele graduali è il servizio disciplinato dall'Autorità per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica e garantire la continuità della fornitura a quei clienti che, dopo la rimozione della tutela di prezzo (cioè quando perdono il diritto ad acquistare l'energia nel servizio di maggior tutela), non hanno scelto un'offerta in tale mercato. Questo servizio si differenzia in base alla tipologia dei clienti e si articola in tre modalità: una per i clienti domestici non vulnerabili, una per le microimprese e una per piccole imprese. La fornitura viene erogata da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali. Ogni area territoriale è servita da un solo fornitore, che può operare in più aree contemporaneamente, purché abbia partecipato e sia risultato vincitore nelle gare per l'aggiudicazione del servizio.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

Il servizio a tutele graduali è destinato ai clienti domestici non vulnerabili che, al termine del servizio di maggior tutela, non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero dell'energia elettrica. Il servizio è divenuto operativo a partire dal 1° luglio 2024.

A seguito delle procedure concorsuali per il periodo di erogazione, che va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027, le ventisei aree territoriali in cui è stato suddiviso il territorio nazionale sono state assegnate a sette operatori (tra parentesi il numero di aree che si sono aggiudicate): A2A Energia (2), E.On Energia (1), Edison Energia (4), Enel Energia (7), Hera Comm (7), Illumia (3), Iren Mercato insieme con Salerno Energia Vendite (2). Enel Energia e Hera Comm si sono aggiudicate il maggior numero di ambiti, risultando vincitrici in sette aree ciascuna.

Secondo i dati dell'Indagine annuale, nel 2025 i sette esercenti aggiudicatari servono complessivamente 3,0 milioni di punti di prelievo calcolati con il criterio *pro die* e circa 5,2 TWh di energia elettrica (Tavola 3.18). Rispetto al 2024, il servizio ha registrato una crescita particolarmente sostenuta. I volumi complessivi sono aumentati del 67,5%, mentre i punti di prelievo sono cresciuti dell'80,0%, determinando una riduzione del 6,9% del consumo medio unitario, sceso a 1.724 kWh

Tavola 3.18 Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per classe di consumo

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
< 1000 kWh	451	8,7%	1.058	35,1%	426
1000 - 1800 kWh	1.049	20,2%	751	24,9%	1.397
1800 - 2500 kWh	1.130	21,7%	531	17,6%	2.126
2500 - 3500 kWh	1.189	22,9%	407	13,5%	2.922
3500 - 5000 kWh	755	14,5%	185	6,2%	4.070
5000 - 15000 kWh	537	10,3%	79	2,6%	6.790
> 15000 kWh	87	1,7%	3	0,1%	26.198
TOTALE DOMESTICI	5.197	100,0%	3.015	100,0%	1.724
DI CUI:					
Residenti	4.456	85,7%	2.243	74,4%	1.987
Non residenti	741	14,3%	772	25,6%	960

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La clientela servita nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili è prevalentemente concentrata nelle fasce di consumo medio-basse, mentre i consumi complessivi risultano distribuiti in modo più equilibrato tra le diverse classi. Infatti, il 77,6% dei punti di prelievo rientra nella prime tre classi dimensionali, cioè consuma meno di 2.500 kWh all'anno. Nonostante raccolgano la quota più numerosa di clienti, l'insieme delle prime tre classi consuma la metà dell'energia (il 50,6%). La classe di consumo più rilevante in termini di energia assorbita è, invece, la quarta, cioè quella che include i clienti con consumi compresi tra 2.500 e 3.500 kWh/anno, che pur rappresentando solo il 13,5% dei punti di prelievo totali, consuma il 22,9% volumi complessivi.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese

Come detto nei paragrafi precedenti, dal 1° gennaio 2021 il servizio di maggior tutela è cessato per

le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione e per le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione e con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW. L'Autorità ha, quindi, definito le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese.

L'assegnazione del servizio avviene mediante procedure concorsuali nelle quali i venditori competono per l'aggiudicazione delle diverse aree territoriali. Per il secondo periodo di assegnazione, compreso tra il 1° luglio 2024 e il 31 marzo 2027, il servizio è stato ripartito in sette aree territoriali e affidato a tre esercenti: A2A Energia, Enel Energia e Iren Mercato.

I dati dell'Indagine annuale relativamente al servizio a tutele graduali per le piccole imprese evidenzia nel 2025 una significativa riduzione sia dei volumi di energia fornita sia del numero di punti di prelievo rispetto all'anno precedente. Nell'anno il servizio ha erogato complessivamente 1.038 GWh, il 16,1% in meno rispetto ai 1.238 GWh del 2024. Parallelamente, i punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) si sono ridotti da 77.100 a 61.600, con una contrazione del 20,2%. Nonostante tale diminuzione, il consumo medio per punto di prelievo è aumentato del 5,1%, passando da 16.050 kWh a 16.864 kWh (Tavola 3.19)

Tavola 3.19 Clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025, per tipologia e per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	56	5,4%	31.260	50,8%	1.792
5 – 10 MWh	57	5,5%	7.103	11,5%	8.082
10 - 15 MWh	79	7,6%	5.901	9,6%	13.459
15 - 20 MWh	45	4,3%	2.494	4,1%	17.913
20 - 50 MWh	314	30,3%	9.953	16,2%	31.587
50 - 100 MWh	236	22,7%	3.394	5,5%	69.533
100 - 500 MWh	233	22,5%	1.434	2,3%	162.513
500 – 2.000 MWh	17	1,7%	26	0,0%	672.775
TOTALE NON DOMESTICI	1.038	100,0%	61.565	100,0%	16.864
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	86	8,3%	6.634	10,8%	12.964
Non domestici altri usi	952	91,7%	54.930	89,2%	17.331

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La categoria altri usi (non domestici con usi diversi dall'illuminazione pubblica) rappresenta la componente largamente prevalente del servizio: essa concentra circa il 92% dei volumi complessivi e quasi il 90% dei punti di prelievo. I consumi di questa clientela si attestano a 952,5 GWh, in diminuzione del 15,4% rispetto all'anno precedente, mentre i punti di prelievo scendono da 68.030 a 54.930 (-19,3%). Contestualmente il consumo medio aumenta del 4,8%, raggiungendo 17.340 kWh per punto di prelievo.

La classe con il maggior numero di punti di prelievo è quella con consumi inferiori a 5 MWh annui, che conta 31,3 mila punti di prelievo, pari al 50,8% del totale, ma assorbe soltanto 56,0 GWh, corrispondenti al 5,4% dei volumi complessivi, con un consumo medio di appena 1.792 kWh annui. Dal punto di vista dei volumi, il peso maggiore si concentra nelle classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh. In particolare, la fascia 20-50 MWh assorbe 314,4 GWh, pari al 30,3% dell'energia complessivamente fornita, pur rappresentando soltanto il 16,2% dei punti di prelievo.

Servizio a tutele graduali per le microimprese

Dal 1° aprile 2023 anche le microimprese, cioè i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW hanno perso il diritto ad accedere al servizio di maggior tutela. L'Autorità ha, quindi, definito le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese per un periodo di quattro anni.

A seguito delle procedure concorsuali per il periodo di aggiudicazione del servizio che va dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027, le dodici aree territoriali sono state assegnate a sette esercenti: A2A Energia, ACEA Energia, AGSM AIM Energia, Estra Energie, Hera Comm, Illumia e Sorgenia. A2A Energia e Sorgenia si sono aggiudicate il maggior numero di ambiti, risultando vincitrici rispettivamente in quattro e tre aree.

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2025 il servizio ha fornito complessivamente 1.248,7 GWh, in diminuzione del 17,6% rispetto ai 1.515,7 GWh del 2024. Parallelamente, i punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) si sono ridotti da poco meno di 829.100 a circa 680.400, registrando una flessione del 17,9%. Il consumo medio è invece rimasto sostanzialmente stabile, passando da 1.828 kWh a 1.835 kWh per punto di prelievo (+0,4%) (Tavola 3.20).

Tavola 3.20 Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per classe di consumo

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	619	49,6%	625.430	91,9%	990
5 – 10 MWh	248	19,8%	33.613	4,9%	7.372
10 – 15 MWh	139	11,1%	11.034	1,6%	12.601
15 - 20 MWh	87	7,0%	4.924	0,7%	17.652
20 - 50 MWh	144	11,5%	5.191	0,8%	27.741
50 - 100 MWh	11	0,9%	185	0,0%	60.754
100 - 500 MWh	1	0,1%	4	0,0%	189.285
TOTALE NON DOMESTICI	1.249	100%	680.381	100%	1.835
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	4	0,3%	849	0,1%	4.711
Non domestici altri usi	1.245	99,7%	679.839	99,9%	1.831

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La categoria altri usi rappresenta la quasi totalità del servizio: essa concentra infatti 1.245,1 GWh, pari a oltre il 99% dei volumi complessivi, e 679.800 punti di prelievo, corrispondenti a circa il 99,9% della clientela servita. Rispetto al 2024, i consumi di questa categoria si sono ridotti del 17,6%, mentre i punti di prelievo sono diminuiti del 17,9%. Il consumo medio si è mantenuto sostanzialmente invariato, attestandosi a 1.831 kWh per punto di prelievo.

I dati evidenziano una forte concentrazione della clientela nelle fasce di consumo più basse. La classe con consumi inferiori a 5 MWh annui rappresenta di gran lunga la categoria più numerosa, con 625.400 punti di prelievo, pari al 91,9% del totale, e assorbe 618,9 GWh, corrispondenti al 49,6% dei volumi complessivamente forniti. Il consumo medio di questa fascia si attesta a 990 kWh annui. Le classi comprese tra 5 e 15 MWh raccolgono complessivamente il 6,5% dei punti di prelievo e circa il 31% dei volumi.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele gradualì. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite un'asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

Gli esiti dell'asta per il servizio di salvaguardia nel biennio 2025-2026 si è conclusa a novembre 2024, con l'aggiudicazione del servizio a due venditori: Enel Energia e Hera Comm. Hera Comm gestisce 7 aree territoriali su 9, coprendo gran parte del Centro-Nord e delle isole maggiori, mentre Enel Energia gestisce 2 aree, concentrate nel Nord-Ovest e nel Sud-Est. In tale contesto, Hera Comm è divenuta il principale esercente nazionale del servizio, raggiungendo volumi pari a 2.150 GWh, con un incremento del 149,2%; Enel Energia ha invece proseguito il trend di riduzione dei volumi, attestandosi a 786 GWh nel 2025 (-25% rispetto al 2024); A2A Energia è uscita completamente dal servizio.

Secondo i dati forniti dagli esercenti, anche nel 2025 il servizio di salvaguardia ha registrato una nuova contrazione, confermando il *trend* discendente già osservato nel 2024. I punti di prelievo serviti sono scesi a 69.300, calcolati secondo il criterio del *pro die*, ovvero tenendo conto solo delle frazioni di anno in cui i punti sono stati effettivamente serviti, con una riduzione del 13,4%. Nel 2024 si registravano 80.000 punti di prelievo, dato significativamente inferiore anche rispetto ai 97.800 punti registrati nel 2023. Il numero dei punti serviti nel 2025 rappresenta quindi uno dei livelli più bassi osservati nel mercato della salvaguardia dalla sua istituzione. Il livello minimo storicamente raggiunto fino al 2025 era infatti quello del 2020, con 69.900 clienti serviti. Anche i volumi di energia prelevata mostrano un'ulteriore contrazione: nel 2025 sono stati prelevati complessivamente 2.936 GWh, contro i 3.563 GWh del 2024, con una diminuzione del 17,6% (Tavola 3.21).

Tavola 3.21 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	290	223	-23,1%	16,2	12,8	-21,0%
Altri usi	3.273	2.712	-17,1%	63,83	56,52	-11,5%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.563	2.935	-17,6%	80	69	-13,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti in bassa tensione rappresentano la componente predominante del servizio, risultando pari a circa 65.000 unità, corrispondenti al 93,9% del totale, mentre la media tensione rappresenta il 6,1% e l'alta tensione mantiene un peso marginale, pari allo 0,04% dei punti serviti. Dal punto di vista dei volumi, ovviamente, emerge una struttura differente: la bassa tensione assorbe il 36,4% dei consumi complessivi; la media tensione rappresenta la quota principale con il 47,1%; l'alta tensione, pur con un numero estremamente ridotto di clienti, pesa per il 16,5% dei volumi complessivi. Nel complesso i punti in salvaguardia sono distribuiti per l'81,5% nella categoria altri usi e per il 18,5% in quella dell'illuminazione pubblica. Entrambe le categorie registrano una diminuzione rispetto al 2024: in bassa tensione i punti relativi agli altri usi diminuiscono dell'11,6%, mentre quelli dell'illuminazione pubblica si riducono del 20,8%.

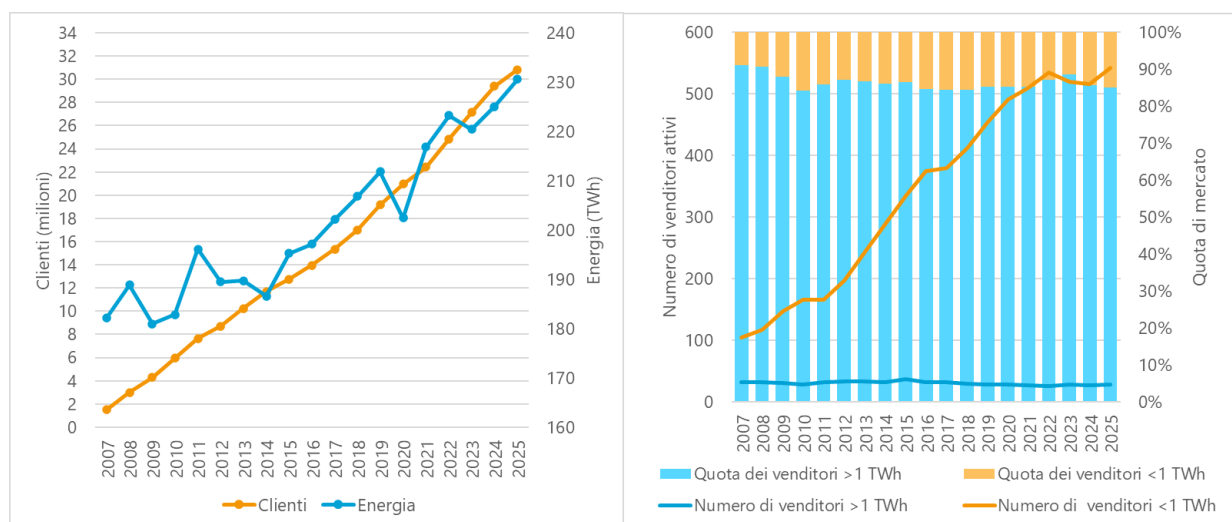
Il consumo medio unitario degli utenti connessi in bassa tensione è passato da 15,2 a 16,4 MWh (+8,1%), mentre quello degli utenti connessi in media tensione diminuisce da 384 a 327 MWh (-

14,8%), infine, nel consumo medio dell'alta tensione il consumo medio passa da 17 a 19 GWh (+13,9%).

Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2025 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 230,6 TWh, 5,5 TWh in più del 2024, a quasi 31 milioni di clienti, cresciuti del 4,9% rispetto al 2024. I clienti nel mercato libero, in costante e sostenuta crescita nel tempo, hanno raggiunto ormai l'81,5% dell'intero mercato della vendita di energia elettrica italiano, così come l'energia intermediata ha raggiunto il 93,8% dell'intero mercato elettrico italiano, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Figura 3.12). A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007 fino al 2022. Il 2023 è stato il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta, e anche nel 2024 si è registrato un piccolo calo, mentre nel 2025 il numero dei venditori è nuovamente aumentato.

Figura 3.12 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2025, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 570, cioè 27 in più rispetto al 2024 (+6,1%). Poiché nel frattempo le vendite sono cresciute pressoché nella stessa misura (+6,3%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è tornato in calo: 405 GWh, anziché i 415 GWh registrati nel 2024. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,3 volte inferiore.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2025, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello¹⁶¹, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 33,3% del capitale delle

¹⁶¹ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (10,7%) e alle imprese energetiche locali (5,6%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 3% e allo 0,3%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 44,6% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,2% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Il 21,1% dei 570 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 44,9% dei venditori ha venduto energia elettrica in su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 34% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo (era 37,5% nel 2023, 42,9% nel 2024).

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.22) mostra un aumento di oltre 1,4 milioni di punti serviti rispetto al 2024. Tale risultato è dovuto pressoché integralmente ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.105.000 unità, ovvero del 4,8% rispetto al 2024; circa 311.000 nuovi punti di prelievo per altri usi in bassa tensione (+5,3%) hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero, come pure i punti in media tensione sono cresciuti di 2.100 unità (+2%). Al contrario, i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un calo di quasi 262 unità (-24,9%) che li ha portati a circa 790 unità. Un discreto aumento (+10.200 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, come pure quelli in media tensione sono quasi raddoppiati (da 750 a 1100).

Tavola 3.22 Mercato libero dell'energia elettrica per tipologia di cliente e tensione

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Bassa tensione	111.775	113.405	1,5%	29.295	30.720	4,9%
Domestico	47.169	48.236	2,3%	23.222	24.327	4,8%
Illuminazione pubblica	2.938	2.825	-3,8%	256	266	4,0%
Altri usi	61.668	62.344	1,1%	5.816	6.128	5,3%
Media tensione	92.575	92.012	-0,6%	103.462	105.563	2,0%
Illuminazione pubblica	214	242	13,3%	0,75	1,11	47,5%
Altri usi	92.361	91.770	-0,6%	103	104	1,7%
Alta e altissima tensione	20.725	25.186	21,5%	1,05	0,79	-24,9%
Altri usi	20.725	25.186	21,5%	1,05	0,79	-24,9%
TOTALE	225.075	230.603	2,5%	29.399	30.827	4,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche in termini di energia venduta, con l'eccezione dell'illuminazione pubblica in bassa tensione e dei clienti altri usi in media tensione, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in crescita. Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2024, grazie soprattutto alla crescita del settore domestico; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 563 GWh in meno dell'anno precedente (-0,6%), mentre, come detto, i consumi dei clienti in alta tensione sono aumentati di 4,5 TWh, registrando un incremento del 21,5%.

Nel 2025 il consumo medio dei **clienti domestici** è risultato di 1.983 kWh/anno, in leggera riduzione

rispetto al 2024 (-2,4%). Come di consueto, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che insieme raccolgono più di metà dei clienti (il 54%). Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso non troppo distante (34%). Di fatto l'88% dei clienti italiani consuma meno di 3.500 kWh/anno (Tavola 3.23).

Tavola 3.23 Mercato libero domestico dell'energia elettrica nel 2025 per classe di consumo

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	QUOTA SUI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA SUI PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO (kWh)
< 1.000 kWh	3.306	6,9%	6.833	28,1%	484
1.000-1.800 kWh	8.797	18,2%	6.292	25,9%	1.398
1.800-2.500 kWh	9.602	19,9%	4.509	18,5%	2.129
2.500-3.500 kWh	10.835	22,5%	3.695	15,2%	2.932
3.500-5.000 kWh	8.097	16,8%	1.979	8,1%	4.091
5.000-15.000 kWh	6.664	13,8%	981	4,0%	6.793
> 15.000 kWh	934	1,9%	37	0,2%	25.390
TOTALE DOMESTICI	48.236	100,0%	24.327	100,0%	1.983
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	197	5,9%	340	20,9%	578
1.000-1.800 kWh	662	19,8%	471	28,9%	1.404
1.800-2.500 kWh	747	22,3%	351	21,6%	2.128
2.500-3.500 kWh	820	24,5%	281	17,2%	2.922
3.500-5.000 kWh	537	16,1%	132	8,1%	4.064
5.000-15.000 kWh	348	10,4%	52	3,2%	6.647
> 15.000 kWh	33	1,0%	1	0,1%	23.392
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.345	100,0%	1.629	100,0%	2.053

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici che acquistano nei servizi di maggior tutela e tutele gradualali (Tavola 3.17 e Tavola 3.18). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.983 kWh, risulta di un terzo più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.496 kWh e del 15% più alto di quello delle famiglie nel servizio a tutele gradualali, pari a 1.724 kWh.

Nel 2025 circa 1,63 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*¹⁶². Il numero di tali clienti è cresciuto rispetto al 2024 (erano 1,55 milioni); la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è rimasta invariata al 6,7% dell'intera clientela domestica. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco più di 3,3 TWh, il 6,9% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Con l'eccezione delle prime due classi, i consumi medi dei clienti *dual fuel* sono generalmente più bassi di quelli dei clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica. Per effetto di un maggior consumo nelle prime due classi, però, a livello totale il consumo medio risulta del 3,5% superiore a quello della generalità dei clienti domestici.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale

¹⁶² Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

preferenza per il prezzo monorario, che nel 2024 è stato scelto dal 69,7% dell'intera clientela, equivalente al 69,2% dei volumi. Il 10,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 19,5% quella multioraria. La prevalenza del prezzo monorario nel 2025 è salita di 1,3 punti percentuali rispetto al 2024, e con l'eccezione di qualche anno, è andata crescendo nel tempo: gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo. La tariffa bioraria è ormai ridotta a una quota molto piccola di utenze, mentre la tariffa multioraria risulta da alcuni anni in lenta ma costante crescita.

Rispetto al 2024, l'interesse verso i contratti *dual fuel* da parte della **clientela non domestica** è rimasto invariato: i punti di prelievo che hanno scelto la fornitura congiunta di elettricità e gas sono risultati l'1,7% dei 6,5 milioni di clienti non domestici totali, pressoché tutti connessi in bassa tensione. Nel 2025, tuttavia, è diminuita dal 2% all'1,7% la quota di energia acquistata dai clienti *dual fuel* rispetto al totale dell'energia venduta ai clienti non domestici. I clienti *dual fuel*, infatti, hanno acquistato 3,1 TWh, sul totale dei 182,4 TWh complessivamente venduti ai clienti non domestici (Tavola 3.24).

Tavola 3.24 Mercato libero non domestico nel 2025 per livello di tensione

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	DI CUI <i>DUAL FUEL</i> GWh	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI <i>DUAL FUEL</i>
Bassa tensione	65.169	1.669	6.393.797	108.840
Media tensione	92.012	1.297	105.563	1.142
Alta/altissima tensione	25.186	146	790	14
TOTALE NON DOMESTICI	182.367	3.113	6.500.151	109.996

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.25 Mercato libero non domestico nel 2025 per classe di consumo

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO (kWh)
<5 MWh	BT	5.967	3,3%	4.519.127	1.320
5-10 MWh	BT	4.574	2,5%	637.377	7.177
10-15 MWh	BT	3.731	2,0%	301.122	12.389
15-20 MWh	BT	3.344	1,8%	191.469	17.466
< 10 MWh	MT	50	0,0%	11118	4.474
10-20 MWh	MT	84	0,0%	5873	14.383
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,0%	46	3.768
20-50 MWh	Tutti	14.928	8,2%	474.046	31.490
50-100 MWh	Tutti	12.511	6,9%	180.680	69.246
100-500 MWh	Tutti	28.497	15,6%	139.063	204.922
500-2.000 MWh	Tutti	27.905	15,3%	30.092	927.311
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.894	25,7%	9.630	4.869.689
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.270	5,6%	348	29.504.469
50.000-70.000 MWh	MT, AT e AAT	3.049	1,7%	52	58.527.630
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	6.449	3,5%	68	94.738.833
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	14.113	7,7%	41	343.074.533
TOTALE NON DOMESTICI	-	182.367	100,0%	6.500.151	28.056

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tavola 3.25) mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 56,6% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 69,5% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano per lo più in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2024.

Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2025 pari a 28.056 kWh, il 2,6% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2024 (28.802 kWh).

Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero elettrico

L'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto¹⁶³. L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

Nel 2025, le imprese di vendita hanno messo a disposizione della clientela domestica una media di 44 offerte commerciali, di cui 7 sottoscrivibili esclusivamente attraverso canali digitali. Per la clientela non domestica, che dispone generalmente di una più ampia possibilità di scelta e per la quale i venditori possono offrire servizi maggiormente personalizzati e contratti costruiti sulle specifiche esigenze del cliente, il numero medio di offerte sale a 52. Di queste, tuttavia, solo 6 risultano acquistabili esclusivamente tramite canali online. Si evidenzia il costante ampliamento del numero medio di offerte commerciali disponibili nel mercato libero tra il 2023 e il 2025. Per la clientela domestica, le offerte medie sono passate da 26,4 nel 2023 a 30,6 nel 2024, fino a raggiungere 44 nel 2025, con un incremento di oltre il 60% nel triennio. Anche per la clientela non domestica si osserva una crescita significativa: dalle 30 offerte medie del 2023 si è passati a 35,7 nel 2024 e a 51,9 nel 2025, pari a un aumento del 70% circa rispetto a due anni prima. Ciò riflette la crescente articolazione delle proposte commerciali sviluppate dalle imprese di vendita per rispondere alle esigenze di segmenti di clientela sempre più differenziati. Nel 2025, le offerte acquistate via web rappresentano infatti il 9,3% del totale dei contratti sottoscritti dalla clientela domestica. Il dato risulta ancora più contenuto nel segmento non domestico, dove le offerte online rappresentano una quota del 2,3% dei contratti attivi.

Per i clienti domestici si osserva una sostanziale ripartizione equilibrata tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile. Le offerte a prezzo fisso risultano leggermente prevalenti, essendo state sottoscritte dal 51,0% dei clienti, mentre il restante 49,0% ha scelto formule a prezzo variabile. Il differenziale di prezzo medio tra le due formule risulta molto contenuto: 236,69 €/MWh per i contratti a prezzo fisso contro 232,35 €/MWh per quelli a prezzo variabile, con uno scarto inferiore al 2%. Diversa appare la situazione nel segmento dei clienti non domestici, dove prevalgono

¹⁶³ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

nettamente i contratti a prezzo variabile, scelti dal 79,5% della clientela, mentre solo il 20,5% ha optato per offerte a prezzo fisso. Tale distribuzione riflette la maggiore propensione delle imprese ad assumere il rischio legato all'andamento dei prezzi all'ingrosso, anche in considerazione della possibilità di beneficiare più rapidamente di eventuali riduzioni delle quotazioni di mercato. Anche in questo segmento i contratti a prezzo variabile risultano associati a un prezzo medio inferiore rispetto alle offerte a prezzo fisso (156,26 €/MWh contro 178,08 €/MWh), con un differenziale di circa il 12%. Il confronto tra i due segmenti evidenzia inoltre come i prezzi medi pagati dalla clientela non domestica risultino significativamente inferiori rispetto a quelli sostenuti dai clienti domestici (Tavola 3.26).

Tavola 3.26 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	51,0%	236,69	20,5%	178,08
Contratti a prezzo variabile	49,0%	232,35	79,5%	156,26
TOTALE CLIENTI	100%	234,51	100%	158,10

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi delle offerte a prezzo variabile conferma come l'indicizzazione al PUN medio rappresenti la modalità contrattuale largamente prevalente nel mercato libero dell'energia elettrica. Nel 2025 questa formula è stata scelta dall'89,1% dei clienti domestici e dal 78,8% dei clienti non domestici che hanno sottoscritto contratti a prezzo variabile. Il prezzo medio associato a tale tipologia si attesta a 233,12 €/MWh per i clienti domestici e a 162,46 €/MWh per quelli non domestici, valori molto prossimi ai prezzi medi complessivi dei contratti indicizzati. Una quota più contenuta di clienti ha optato per contratti collegati al prezzo all'ingrosso orario dell'energia elettrica, ossia alle offerte a prezzo dinamico previste dalla normativa europea. Questa tipologia interessa il 7,2% dei clienti domestici e il 16,1% dei clienti non domestici. I prezzi medi di tali contratti risultano inferiori rispetto a quelli indicizzati al PUN medio, attestandosi rispettivamente a 227,79 €/MWh e 145,31 €/MWh. Le restanti forme di indicizzazione mantengono un peso marginale.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza (Tavola 3.27).

I risultati raccolti evidenziano come le offerte del mercato libero siano sempre più caratterizzate dall'integrazione di elementi accessori rispetto alla sola vendita di energia. Tale fenomeno risulta particolarmente marcato nel segmento domestico, mentre per la clientela non domestica permane una maggiore concentrazione su offerte prive di servizi complementari.

Tra i contratti a prezzo fisso, la componente accessoria più diffusa è rappresentata dalla garanzia di provenienza dell'energia da fonti rinnovabili, presente nel 74,6% dei contratti sottoscritti dai clienti domestici e nel 44,6% di quelli relativi alla clientela non domestica. I prezzi medi di tali offerte risultano pari a 237,32 €/MWh per i clienti domestici e a 187,49 €/MWh per quelli non domestici, valori leggermente superiori alle rispettive medie di segmento. Nel mercato domestico a prezzo fisso assumono, inoltre, una certa rilevanza i programmi di raccolta punti, presenti nel 9,3% dei contratti,

e la categoria degli altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità, che interessa l'8,1% della clientela. Al contrario, solo il 2,5% dei clienti domestici sottoscrive contratti privi di qualsiasi servizio aggiuntivo. La situazione è profondamente diversa nel segmento non domestico, dove oltre la metà dei contratti a prezzo fisso (50,8%) non prevede servizi accessori e dove le offerte green rappresentano comunque la principale componente aggiuntiva.

Tavola 3.27 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh	QUOTA ^(A)	PREZZO ^(B) €/MWh
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso				
Nessun servizio aggiuntivo	2,5%	226,5	50,7%	172,3
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	74,6%	237,3	44,5%	187,5
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,0%	175,1	0,0%	172,7
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	9,3%	224,7	3,1%	215,5
Servizi energetici accessori	2,4%	226,3	1,0%	183,9
Omaggio o gadget	0,9%	212,2	0,0%	158,7
Servizi di mobilità elettrica	0,0%	198,4	0,0%	224,7
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	8,1%	262,2	0,3%	177,3
Altro	2,1%	227,0	0,4%	151,9
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100,0%	236,7	100,0%	178,1
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	29,1%	228,0	53,0%	149,3
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	48,5%	234,4	38,3%	168,5
Garanzia di energia prodotta in Italia	9,8%	149,5	0,0%	147,5
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	0,3%	230,5	1,6%	188,5
Servizi energetici accessori	6,7%	234,4	3,7%	152,4
Omaggio o gadget	1,0%	240,9	0,1%	169,5
Servizi di mobilità elettrica	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,6%	219,6	1,1%	231,0
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	2,1%	251,2	2,3%	165,2
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100,0%	232,3	100,0%	156,3

(A) Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati.

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i contratti a prezzo variabile la garanzia di energia proveniente da fonti rinnovabili costituisce il servizio più diffuso, interessando il 48,5% dei clienti domestici e il 38,3% dei clienti non domestici. Tuttavia, rispetto ai contratti a prezzo fisso, aumenta significativamente la quota di offerte prive di servizi aggiuntivi, che raggiunge il 29,1% della clientela domestica e il 53,0% di quella non domestica. Ciò suggerisce che le offerte indicizzate siano maggiormente orientate alla competitività economica e meno alla differenziazione attraverso servizi complementari. Tra i clienti domestici che hanno scelto contratti a prezzo variabile emergono inoltre i servizi energetici accessori (9,8%) e i programmi di raccolta punti (6,7%), mentre le altre tipologie di benefit mantengono una diffusione limitata. Nel segmento non domestico, invece, le quote delle diverse categorie accessorie risultano generalmente inferiori al 4%, confermando una minore attenzione verso strumenti di fidelizzazione e servizi collaterali.

Concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite totali al mercato finale nel 2025 presenta qualche cambio di posizione: in crescita si riscontrano i gruppi Edison, Eni e Iren, mentre hanno perso posizioni Hera, Axpo Group, Acea ed E.On (Tavola 3.28).

Il gruppo Enel rimane l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota del 22,3%, da anni in calo (era 33,5% nel 2023 e 26,8% nel 2024), a causa di una forte diminuzione delle vendite del gruppo (-15,8%), scese di circa 10 TWh. In particolare, sia le vendite alla clientela domestica, sia quelle ai clienti non domestici in bassa tensione sono diminuite di circa 3,3 TWh, così come le vendite ai clienti in media tensione sono scese di 4 TWh. Al contrario le vendite alla clientela in alta tensione sono cresciute di circa 0,4 TWh (+11%), ma tale incremento non è bastato a impedire l'ulteriore discesa in terza posizione nella classifica delle vendite relativa a questo segmento (nel 2024 era sceso dal primo al secondo posto). La predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, è rimasta comunque significativa: il 28,6% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 41,6% nel 2023 e a 33,7% nel 2024) e la quota del gruppo inseguitore A2A resta molto distante (20 punti percentuali).

Tavola 3.28 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale dell'energia elettrica nel 2025

GRUPPO	VENDITE (GWh)				TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI BT	MT	AT/AAT			
Enel	22 575	13 716	14 783	3 825	54 900	22,3%	1°
A2A	2 813	8 375	11 978	1 424	24 590	10,0%	2°
Edison	3 192	3 202	7 544	4 422	18 360	7,5%	4°
Hera	3 757	4 501	7 683	164	16 106	6,6%	3°
Eni	5 950	1 427	3 806	473	11 656	4,7%	6°
Axpo Group	324	2 587	6 285	2 071	11 267	4,6%	5°
Engie	537	288	3 156	6 496	10 477	4,3%	7°
Alperia	623	1 647	3 477	230	5 977	2,4%	8°
Duferco	466	2 122	1 343	1 616	5 547	2,3%	9°
Iren	2 135	1 700	1 384	166	5 386	2,2%	11°
Royal Dutch Shell	0	0	2 061	2 992	5 086	2,1%	22°
Sorgenia	795	2 276	1 728	48	4 847	2,0%	12°
Acea	1 616	1 424	1 418	131	4 590	1,9%	10°
Agsm Aim	585	1 586	1 856	172	4 199	1,7%	16°
Repower	0	2 196	1 763	0	3 960	1,6%	15°
E.On	934	1 015	1 920	0	3 868	1,6%	13°
Nova Coop	0	1 120	2 202	27	3 425	1,4%	14°
Dolomiti Energia	809	1 208	901	0	2 917	1,2%	18°
Alpiq	0	0	2 631	114	2 845	1,2%	19°
MET Holding	0	716	1 885	142	2 801	1,1%	21°
Altri gruppi	11 072	17 419	13 590	1 158	42 970	17,5%	
TOTALE GRUPPI	58 183	68 526	93 395	25 669	245 773	100,0%	

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo A2A ha consolidato la seconda posizione della classifica complessiva, con una quota in aumento dall'8,9% al 10%. Nel 2025 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 2,9 TWh (13,3%), in quasi tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in

bassa tensione (30%); pertanto, anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota dell'8,8%), 1,7 punti percentuali superiore a quella ottenuta nel 2024. Per questo gruppo, però, le vendite ai clienti in alta tensione sono nettamente diminuite rispetto all'anno precedente (-28%).

Nella classifica delle vendite complessive, è salito dal quarto al terzo posto il gruppo Edison, grazie a una crescita delle vendite di quasi 4 TWh (26,4%). L'incremento è stato particolarmente rilevante nei segmenti dell'alta e della media tensione, ai quali il gruppo ha venduto rispettivamente 1,9 e 1 TWh in più rispetto al 2024; tuttavia, anche le vendite nel *mass market* sono salite di 0,8 TWh (+17%), contribuendo in misura non trascurabile alla risalita del gruppo nella classifica generale.

La Tavola 3.29 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione, distinte anche per livello di tensione. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di prelievo) serviti dagli stessi gruppi societari.

Utilizzando le misure calcolate sull'energia venduta, si osserva che nel 2025 il livello di concentrazione del mercato totale è diminuito in pressoché tutti i segmenti di mercato, con l'unica eccezione del segmento relativo ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione. Complessivamente, il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso dal 42,3% al 39,8%. L'indice HHI è sceso da 988 a 806, abbondantemente quindi sotto la prima soglia di attenzione che è pari a 1.500; un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 14 a 15.

Tavola 3.29 Misure di concentrazione nel mercato *retail* dell'energia elettrica (calcolate sui gruppi societari)

LIVELLO DI TENSIONE	2024			2025		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	3	59,9%	2.165	4	55,5%	1.748
Clienti non domestici	5	38,6%	783	6	36,9%	671
Bassa tensione	3	41,0%	857	3	38,8%	707
Media tensione	5	39,5%	795	5	36,9%	690
Alta e altissima tensione	6	52,9%	1.328	7	57,4%	1.440
MERCATO TOTALE	5	42,3%	988	4	39,8%	806
MISURE CALCOLATE IN BASE AI PUNTI DI PRELIEVO SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	3	62,8%	2.461	4	57,5%	1.913
Clienti non domestici	4	42,6%	964	3	38,4%	762
Bassa tensione	4	42,5%	963	3	38,3%	762
Media tensione	4	46,8%	1.095	5	43,7	909
Alta e altissima tensione	7	31,6%	659	6	33,1%	705
MERCATO TOTALE	4	57,5%	2.090	4	52,3%	1.616

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento domestico è ancora piuttosto elevata (il C3 è sceso dal 59,9% al 55,5%, l'HHI è passato da 2.165 a 1.748), seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è bassa: il C3 è sceso al 36,9% (era 38,6%) e l'indice HHI è passato da 783 a 641.

Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano

leggermente rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne – ovviamente – quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione, che invece si riducono notevolmente.

3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

In tema di prezzi di vendita nel mercato elettrico al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati¹⁶⁴ dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

I prezzi raccolti sulla base della delibera 168/2018/R/com confluiscono anche nel monitoraggio del mercato *retail* effettuato dall'Autorità ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)¹⁶⁵, che oltre ai prezzi effettua l'analisi di numerosi indicatori relativamente agli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000 (vedi oltre). In virtù di un accordo istituzionale, inoltre, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera 168/2018/R/com vengono forniti semestralmente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e di gas naturale, dettati dal *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*¹⁶⁶.

L'Autorità, in considerazione degli obblighi da assolvere, ha introdotto per i venditori una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti¹⁶⁷. Ciò in ragione del fatto che queste mancate comunicazioni generano distorsioni informative che, oltre a ostacolare l'esercizio delle funzioni dell'Autorità o a condurre alla pubblicazione di dati non corretti da parte dell'Autorità stessa (sia pure nella responsabilità delle imprese), nuocciono alla trasparenza nei due settori e ricadono negativamente sui consumatori e sugli altri operatori. La conoscenza delle dinamiche dei prezzi, per altro, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, tenuto conto della transizione di

¹⁶⁴ Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

¹⁶⁵ Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹⁶⁶ L'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952 sino al 2018.

¹⁶⁷ Delibera 21 dicembre 2021, 592/2021/R/com.

significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero. Per il mancato invio dei dati relativi al primo semestre 2025¹⁶⁸ la penalità è stata applicata a 13 imprese (per 4 delle quali la penalità è stata maggiorata del 10% essendo già risultata inadempiente alla trasmissione dei dati nel secondo semestre 2024); per il mancato invio dei prezzi relativi al secondo semestre 2025¹⁶⁹ le penalità sono state applicate a 9 società che non hanno fornito alcun riscontro (per 4 delle quali la penalità è stata maggiorata del 10% essendo già risultate inadempienti alla trasmissione dei dati nel primo semestre 2025).

I prezzi raccolti nell'*Indagine annuale*, che sono rilevati secondo il criterio della competenza, risultano maggiormente funzionali alla predisposizione della reportistica annuale. Nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte, sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella Tavola 3.30, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 227 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 656 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 359 €/MWh della classe più piccola ai 167 €/MWh di quella più grande.

Tavola 3.30 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2025

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONA- MENTO (€/MWh)
< 1.000	4.291	9.214	655,6	359,5
1.000-1.800	10.998	7.878	335,2	238,9
1.800-2.500	11.738	5.517	287,0	213,8
2.500-3.500	12.970	4.427	265,5	201,1
3.500-5.000	9.470	2.317	252,9	191,9
5.000-15.000	7.616	1.123	244,4	181,6
> 15.000	1.101	43	227,2	167,1
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.184	30.517	306,3	217,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.31, è riportata la disaggregazione e il confronto dei prezzi tra il mercato libero e i servizi di tutela. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela per tutte le classi di consumo. Nel dettaglio, con riferimento al prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, la maggiore onerosità del mercato

¹⁶⁸ Delibera 2 dicembre 2025, 521/2025/E/com.

¹⁶⁹ Delibera 19 maggio 2026, 172/2026/E/com.

libero è massima (+34%) per la seconda classe (clienti con consumi tra 1000 e 1800 kWh/anno), mentre la quinta classe (clienti con consumi tra 3.500 e 5.000 kWh/anno) presenta il differenziale più basso, comunque rilevante (+21%).

Tavola 3.31 Prezzi medi dell'energia elettrica ai clienti domestici nel 2025 per classe di consumo e tipo di mercato

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)				
	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA LIBERO/M. TUTELA	DIFFERENZA LIBERO/TUTELE GRADUALI
< 1.000 kWh	583,0	348,1	709,3	22%	104%
1.000-1.800 kWh	268,9	205,7	359,3	34%	75%
1.800-2.500 kWh	234,9	193,7	303,4	29%	57%
2.500-3.500 kWh	220,4	191,6	277,6	26%	45%
3.500-5.000 kWh	215,3	193,7	261,3	21%	35%
5.000-15.000 kWh	205,3	199,0	250,5	22%	26%
> 15.000 kWh	180,9	197,1	234,0	29%	19%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	273,3	209,6	319,9	17%	53%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti della maggior tutela che al 1° luglio 2024 non erano vulnerabili e non avevano scelto un fornitore nel mercato libero sono passati al nuovo servizio a tutele graduali, erogato da venditori selezionati in base a procedure concorsuali in cui i partecipanti hanno offerto uno sconto in forma fissa (euro/cliente/anno), a beneficio dei clienti finali. Il nuovo servizio presenta quindi livelli di prezzo generalmente più bassi della maggior tutela e differenziali ancora più forti con il mercato libero, in particolare per le classi di consumo più piccole. Nel dettaglio, la maggiore onerosità del mercato libero rispetto alle tutele graduali domestiche è compresa tra il +104% della prima classe (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e il +19% dell'ultima classe (consumi superiori a 15.000 kWh/anno). Per l'insieme delle classi principali (clienti con consumi tra 1.000 e 5.000 kWh/anno, che assorbono oltre tre quarti dei consumi domestici totali), il differenziale medio è superiore al 50%.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella Tavola 3.32 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono ovviamente associati ai clienti allacciati in bassa tensione, che hanno consumi medi unitari molto bassi.

Tavola 3.32 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici nel 2025

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONA- MENTO (€/MWh)
Bassa tensione	68.524	7.200,4	270,9	179,3
Media tensione	93.395	109,8	198,7	143,6
Alta e altissima tensione	25.669	0,8	140,7	122,3
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	187.588	7.311,0	217,2	153,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato presenta elevati differenziali di prezzo (Tavola 3.33). I due servizi a tutele graduali (microimprese e piccole imprese),

che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per la loro aggiudicazione, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (rispettivamente 120 e 139 €/MWh); segue il mercato libero (176 €/MWh) e, infine, il servizio di salvaguardia, molto distanziato (254 €/MWh).

Tavola 3.33 Prezzi medi dell'energia elettrica per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2025, per tipo di mercato

TIPO DI MERCATO	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Tutele graduali piccole imprese	1.036	61	234,4	152,1
Tutele graduali microimprese	1.249	680	373,5	168,8
Salvaguardia	1.070	65	246,0	165,9
Mercato libero	65.169	6.394	270,0	180,1
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	68.524	7.200	270,9	179,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.34 Prezzi dell'energia elettrica nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2025

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Clienti domestici				
< 1.000 kWh	197	340	576,0	321,9
1.000-1.800 kWh	662	471	331,0	223,1
1.800-2.500 kWh	747	351	279,6	198,3
2.500-3.500 kWh	820	281	252,8	183,1
3.500-5.000 kWh	537	132	234,6	170,3
5.000-15.000 kWh	348	52	219,9	158,4
> 15.000 kWh	33	1	202,0	147,6
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3.345	1.629	286,5	197,6
Bassa tensione	1.669	108.840	214,2	148,5
Media tensione	1.297	1.142	154,2	116,0
Alta e altissima tensione	146	14	140,2	124,7
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	3.113	109.990	185,7	133,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.34 mostra, infine, i costi di approvvigionamento pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*. Per i clienti del mercato libero i prezzi dell'energia elettrica che emergono dai contratti *dual fuel* (in media 286,5 €/MWh per i domestici e 185,7 €/MWh per i non domestici) risultano più convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto distinto per *commodity*.

Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha dato il compito all'Autorità di effettuare il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata nel 2011 per entrambi i settori con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)¹⁷⁰ che ha disposto la pubblicazione di un rapporto di monitoraggio annuale. Poiché, come appena detto, l'analisi è congiunta a tra i settori elettrico e gas, si riportano qui di seguito gli **esiti del monitoraggio per entrambi i settori**.

Il **Monitoraggio retail: Rapporto per l'anno 2024**¹⁷¹, pubblicato a novembre 2025, illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal 2012, il primo anno in cui è stato effettuato il monitoraggio. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2024 analizza i dati raccolti in materia di: dinamiche concorrenziali, offerte e prezzi, qualità del servizio di vendita, qualità della fatturazione e morosità. All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2024 del settore elettrico confermano per i clienti MT Altri usi l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è limitata e in diminuzione, secondo molti dei relativi indici, ed è compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta, anche se minore di quella degli anni precedenti. Per i clienti BT Altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, come un'elevata dinamicità dei clienti, ma anche aspetti di attenzione, come una concentrazione maggiore di quanto rilevato per i clienti MT Altri usi.

Per i domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. Attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a una non ancora sufficiente consapevolezza del cliente "medio", che non sembra ancora in grado di agire convenientemente nel mercato. Per i domestici del settore elettrico, continuano a rimanere significativi, seppure con segnali di miglioramento, gli elementi critici per la concorrenzialità del mercato *retail*, quali la forte concentrazione, il vantaggio competitivo degli esercenti la maggior tutela, la presenza di barriere alla crescita. Nonostante il livello di concentrazione del mercato libero rimanga elevato, l'assegnazione di oltre 3,6 milioni di punti domestici non vulnerabili tramite procedure competitive al nuovo servizio a tutele graduali per i domestici non vulnerabili (di seguito: *STG_{NV}*) ha avuto un impatto sulla struttura dell'offerta nel mercato nel suo complesso. Il livello di concentrazione

¹⁷⁰ Adottato con la delibera 7 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹⁷¹ Rapporto 11 novembre 2025, 486/2025/I/ com, (Rapporto 2024). Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2024, nei precedenti rapporti, dati e analisi del Monitoraggio *retail*, sono pubblicati sulla pagina web del Monitoraggio retail del sito dell'Autorità (<https://www.arera.it/rapporti-e-relazioni/monitoraggio-retail>).

dell'insieme di mercato libero, maggior tutela e *STG_{NV}*, ha subito una significativa diminuzione tra il primo semestre del 2024 e il secondo, principalmente per effetto di dette procedure competitive e in seguito per effetto della dinamica concorrenziale del mercato libero. Tale repentina e significativa diminuzione della concentrazione del mercato determina un potenziale incremento della sua concorrenzialità, di cui potrebbero apprezzarsi gli effetti nei prossimi anni. Nel settore del gas, si consolida la tendenza dei domestici a essere più dinamici, ma il livello di concentrazione del mercato libero non è ancora tale da poter escludere criticità future per il pieno dispiegamento dei benefici della concorrenza. Nonostante gli indici di concentrazione siano più bassi di quelli rilevati per la vendita ai domestici di energia elettrica, rispetto alle altre tipologie di clienti del settore gas, la vendita di gas ai domestici è caratterizzata da una maggiore concentrazione dell'offerta e da una minore dinamicità della domanda. Inoltre, permane un forte vantaggio competitivo di cui i venditori storici godono rispetto ai nuovi entranti.

In entrambi i settori, la quota di clienti che utilizzano il Portale Offerte è ancora ridotta, nonostante il picco di utilizzo registrato a ridosso della fine del Servizio di Tutela del settore del gas (avvenuta il 1° gennaio 2024). Ciò fa presumere che i clienti sottoscrivano le offerte in modo prevalente dopo essere stati contattati da call center o da agenti di vendita e che, non verificando sul Portale Offerte le informazioni acquisite tramite altri canali, non sfruttino la potenzialità degli strumenti a loro disposizione per effettuare una scelta consapevole. Risulta pertanto necessario proseguire con le azioni volte a incrementare la diffusione della conoscenza del Portale Offerte e a stimolarne il suo utilizzo presso l'utenza diffusa.

Le evidenze sopra riportate in merito alla concentrazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenute in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione (1° aprile 2027) previsto dalla legge n. 124/17, che prevede la rimozione dei regimi di tutela. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, l'Autorità è tenuta per legge¹⁷² a trasmettere alle Commissioni parlamentari competenti un **Rapporto di monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici non vulnerabili**, entro il 31 marzo di ogni anno a partire dal 2025 e riguardante:

- le condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive di assegnazione del servizio a tutele graduali per i domestici non vulnerabili;
- la corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari l'*STG_{NV}*, individuati mediante le già menzionate procedure competitive.

Il 1° aprile 2025, l'Autorità ha inviato tale rapporto alle Commissioni competenti¹⁷³, le cui analisi si concentrano sui clienti domestici non vulnerabili usciti dal servizio di maggior tutela, tra gennaio e giugno 2024 e quelli usciti dall'*STG_{NV}* nel periodo successivo all'avvio del medesimo, ovvero da luglio a dicembre 2024.

¹⁷² Ai sensi del comma 7 dell'art. 14 del decreto legge del 9 dicembre 2023, n. 181 (di seguito: decreto legge 181/23).

¹⁷³ Rapporto 143/2025/I/com.

Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica e indennizzi

Le disposizioni per il **monitoraggio della qualità dei servizi di vendita** assicurano, da un lato, la tutela dei clienti in relazione a certe prestazioni legate ai servizi di vendita e, dall'altro, la disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati che emergono dal Rapporto di monitoraggio *retail*.

La qualità dei servizi di vendita coinvolge tutti i venditori che svolgono attività di vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali. Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV)¹⁷⁴, ha stabilito, infatti, una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Tali indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

Gli **standard generali** rappresentano il livello di qualità riferito al complesso delle prestazioni di uno stesso tipo. Il loro mancato rispetto non comporta indennizzi al cliente, ma in caso di violazione grave di questi standard, l'Autorità può aprire un procedimento per infliggere sanzioni amministrative al venditore inadempiente. Quando il venditore non rispetta gli **standard specifici** di qualità commerciale, invece, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre. Indipendentemente dall'*escalation* prevista, l'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente (perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie). Il venditore, inoltre, non è tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Il tempo impiegato per le risposte ai reclami scritti, per le rettifiche di fatturazione e per le rettifiche di doppia fatturazione è sottoposto a standard specifico, riferito a ogni singola prestazione, mentre il tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni è sottoposto a standard generale, riferito all'insieme delle prestazioni eseguite nell'anno di riferimento.

Per il 2025 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 589 imprese, che hanno dichiarato di aver servito, nel complesso, 33,1 milioni di clienti elettrici. I tempi medi effettivi di esecuzione per le risposte ai reclami, alle rettifiche di fatturazione e alle richieste di informazioni dichiarati dai venditori nel 2025 risultano largamente inferiori agli standard specifici fissati dal TIQV, mentre i tempi effettivi per le rettifiche di doppia fatturazione risultano superiori allo standard fissato (Tavola 3.35). Rispetto all'anno precedente, risultano migliorati i tempi medi di esecuzione di tutte le prestazioni considerate (da 15 a 13 giorni per le risposte ai reclami, da 33 a 11 giorni per le rettifiche di fatturazione e da 35 a 23 giorni per le rettifiche di doppia fatturazione). Anche per le richieste scritte di informazioni, soggette a standard

¹⁷⁴ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, come modificato da ultimo con la delibera 5 agosto 2025, 399/2025/R/com.

generale¹⁷⁵, il tempo medio di risposta dei venditori, pari a 2 giorni solari, ha registrato un sensibile miglioramento rispetto al dato 2024 (6 giorni solari).

Tavola 3.35 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2025

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	13
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	11
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	23
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	2

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto 278.336 **reclami scritti**, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-6,8%) (Tavola 3.36), in prevalenza provenienti dal segmento dei clienti domestici serviti nel mercato libero, in coerenza con l'ampiezza della base clienti. Il 63,3% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici del mercato libero, il 17,5 % da clienti non domestici del mercato libero, il 6,6% dai clienti domestici in maggior tutela, il 6,7% da clienti multisito, il 2,1% dai clienti non domestici in tutele gradualì per le microimprese, il 3,5% dai clienti domestici in tutele gradualì.

Tavola 3.36 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori

	2021	2022	2023	2024	2025
Numero di reclami	289.035	337.863	325.681	298.690	278.336
Numero di richieste scritte di informazione	228.171	313.144	329.429	261.117	778.607
Numero di rettifiche di fatturazione	7.862	10.567	6.606	6.566	13.981
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	859	713	1.320	565	358

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Le **richieste scritte di informazione** ricevute dalle imprese sono risultate complessivamente pari a 778.607, provenienti in misura preponderante da clienti del mercato libero (e in particolare, in questo segmento, dai clienti domestici). Il dato risulta più che raddoppiato rispetto all'anno precedente, nel quale erano state registrate complessivamente 261.117 richieste.

Le **rettifiche di fatturazione** sono risultate complessivamente 13.981, in notevole aumento (+113%) rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate ma che vengono contestate, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel mercato libero (86,6%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (8,2%). Una quota pari al 4,3% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre il 0,3% delle rettifiche di fatturazione è stata effettuata dai clienti non domestici in tutele gradualì (microimprese), lo 0,1% il segmento dei clienti domestici in tutela, lo 0,3% dai clienti domestici in tutele gradualì.

Le **rettifiche di doppia fatturazione** determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore

¹⁷⁵ Per le risposte a richieste scritte di informazioni, il venditore è tenuto a raggiungere la percentuale minima del 95% di risposte formulate entro il tempo massimo di 30 giorni.

entrante) sono risultate 358, in diminuzione del 36,6% rispetto all'anno precedente e comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel mercato libero (59,5%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (30,2%). Una quota pari al 7,8% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre solo lo 0,6% proviene dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, l'1,4% dai clienti domestici in tutele graduali. Infine, lo 0,6% delle rettifiche è stato inerente al segmento dei clienti domestici in tutela.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenzia che, complessivamente, il 97% dei fuori standard è stato attribuito a cause riconducibili alla responsabilità dell'impresa; il restante 3% dei casi è stato imputato a cause di terzi (cliente, altri soggetti), e solo una minima parte è stata attribuita a cause di forza maggiore.

Il 94% degli **indennizzi automatici** erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici risulta dovuto al superamento del tempo standard di risposta ai reclami scritti, il 5% ai fuori standard per le rettifiche di fatturazione e l'1% ai fuori standard per le rettifiche di doppia fatturazione. Il 59,9% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 21% dai clienti non domestici del mercato libero, l'6,9% dai clienti domestici del mercato tutelato, il 7% dai clienti multisito, il 1,9% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, il 3,3% dai clienti domestici nel servizio a tutele graduali. In termini di importi corrisposti ai clienti, sono stati erogati indennizzi automatici per oltre 632 mila euro; anche questo dato, come quello relativo al numero di erogazioni, evidenzia una sensibile flessione rispetto all'anno precedente (circa 1,16 milioni di euro nel 2024). La maggior parte dell'importo erogato va ricondotto ai ritardi nelle risposte a reclami scritti. In coerenza con la base clienti, la maggior parte degli importi è stata erogata ai clienti del mercato libero (domestici e non), e solo l'11% a clienti serviti nei regimi di tutela o di ultima istanza.

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Indagini e ispezioni

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono finalizzate a verificare la corretta erogazione dei servizi regolati e il rispetto della disciplina vigente da parte degli operatori, a tutela dei clienti finali e del corretto funzionamento dei mercati. In presenza di violazioni o inadempienze, l'Autorità può adottare provvedimenti prescrittivi e sanzionatori, approvare impegni ripristinatori e disporre il recupero di importi indebitamente percepiti. Gli esiti delle attività di controllo costituiscono inoltre un elemento di supporto per il costante aggiornamento e miglioramento della regolazione. Per lo svolgimento delle attività ispettive e di accertamento, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di finanza e dell'Arma dei Carabinieri. In particolare, il nuovo Protocollo d'intesa con la Guardia di finanza¹⁷⁶ conferma il ruolo del Nucleo speciale beni e servizi (NSBS) nello svolgimento di verifiche ispettive, controlli documentali e altre attività di supporto tecnico-operativo. Prosegue inoltre la collaborazione con il Nucleo CC ARERA dell'Arma dei Carabinieri¹⁷⁷. Nel corso del 2025 il

¹⁷⁶ Approvato con la delibera 8 luglio 2025, 307/2025/A.

¹⁷⁷ Istituito con la delibera 8 maggio 2024, 164/2024/A.

Nucleo ha continuato gli approfondimenti istruttori avviati nel 2024 nell'ambito di temi ambientali e ha avviato specifiche attività di accertamento con sopralluogo finalizzate alla regolarizzazione delle posizioni anagrafiche degli operatori inadempienti agli obblighi informativi previsti dal Testo integrato degli obblighi informativi di natura anagrafica (TIAO), con riferimento all'Anagrafica operatori e alle anagrafiche territoriali.

Nel 2025 l'attività di vigilanza ha ampliato il proprio ambito di intervento, interessando un numero crescente di operatori e clienti finali e si è articolata attraverso verifiche ispettive, controlli telefonici e controlli documentali.

Le **verifiche ispettive** in loco (Tavola 3.37) hanno riguardato la tutela dei consumatori, con particolare riferimento ai bonus sociali, all'attuazione di impegni ripristinatori in materia di fatturazione e al corretto utilizzo del Sistema informativo integrato (SII) nei processi commerciali delle imprese di vendita; la sicurezza e la qualità dei servizi erogati dai gestori di rete; il corretto funzionamento dei mercati, anche con riferimento al meccanismo di reintegrazione dei mancati incassi degli oneri generali di sistema; le tariffe di distribuzione, con riferimento alla correttezza delle dichiarazioni trasmesse dalle imprese di distribuzione alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) ai fini del versamento degli oneri generali di sistema e dei saldi di perequazione, nonché il controllo degli impianti di produzione elettrica relativamente al servizio di riaccensione del sistema elettrico.

In merito ai **controlli telefonici**, strumento già impiegato per accertare la correttezza delle informazioni precontrattuali fornite dalle imprese di vendita e il rispetto degli obblighi relativi al servizio di pronto intervento gas, sono stati effettuati controlli sull'accesso dei clienti domestici vulnerabili al servizio a tutele graduali, tramite chiamate in incognito da parte dei militari della Guardia di finanza (*mystery shopping*). Sono stati inoltre effettuati, in collaborazione con la Guardia di finanza, **controlli documentali** riguardanti, tra l'altro, i dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivore), gli adempimenti in materia di *unbundling* contabile, la dichiarazione degli investimenti nei servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas.

Tavola 3.37 Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2021	2022	2023	2024	2025
Tutela dei consumatori	1	4	3	7	8
Tariffe e <i>unbundling</i>	-	2	-	3	2
Qualità del servizio	16	17	19	8	7
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	2	2	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	-	-	-	2	5
Obblighi informativi ad ARERA					8
TOTALE	19	25	24	22	32

Fonte: ARERA.

La valorizzazione delle poste economiche recuperate nel corso del 2025, è pertanto, allo stato delle quantificazioni, valutabile in 11,2 milioni di euro (di cui 8,5 milioni relativi alle ispezioni sui bonus, 2,5 milioni ai controlli sulle imprese energivore e 0,18 milioni alle ispezioni in materia di recuperi di sicurezza della distribuzione gas).

È proseguita, inoltre, l'attività di monitoraggio delle gestioni nei settori regolati attraverso l'Anagrafica operatori, integrata da approfondimenti svolti a livello comunale mediante le anagrafiche territoriali dei settori gas, idrico, teleriscaldamento e rifiuti, al fine di migliorare la conoscenza e il presidio degli assetti gestionali dei servizi regolati.

Le attività di indagine, ricognizione e controllo documentale sono condotte con la finalità di analizzare o effettuare approfondimenti in relazione a specifici ambiti, attraverso l'esame di dati e informazioni riportati nella documentazione acquisita dall'Autorità, nonché mediante il confronto con ulteriori fonti relative ai medesimi argomenti. Tali attività possono avere carattere autonomo oppure risultare propedeutiche all'effettuazione di verifiche ispettive. Anche per lo svolgimento di queste attività, l'Autorità si può avvalere della collaborazione dell'Arma dei Carabinieri e della Guardia di finanza.

Procedimenti sanzionatori relativi a comportamenti nei mercati al dettaglio e a tutela dei clienti finali

Nel 2025, in continuità con gli anni precedenti, l'esercizio della funzione sanzionatoria da parte dell'Autorità ha contribuito a garantire l'effettiva attuazione della regolazione di competenza di ARERA, assicurando il rispetto del quadro normativo attraverso l'accertamento delle violazioni e l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie.

Nell'esercizio del potere sanzionatorio sono stati adottati complessivamente 56 atti di cui: 25 avvisi, 9 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 9 delibere riguardanti impegni (4 ammissibilità, 1 inammissibilità e 4 approvazioni), 9 provvedimenti sanzionatori (esclusi gli 11 procedimenti chiusi con procedura semplificata) e 4 provvedimenti di archiviazione.

Nel 2025 sono da segnalare due novità: gli avvisi per **violazioni in materia di informazioni precontrattuali** e quelli per **violazioni in materia di accesso al servizio a tutele graduali** dei clienti domestici vulnerabili: la trasparenza e la completezza delle informazioni sulle offerte commerciali fornite dai venditori ai clienti finali in fase precontrattuale sono cruciali in considerazione del riverbero di queste attività nel delicato contesto della transizione al mercato libero. Proprio a presidio di ciò, l'Autorità ha intrapreso una specifica attività di vigilanza, in collaborazione con il Nucleo speciale Beni e servizi della Guardia di Finanza, consistente, per la prima volta, in chiamate in incognito (c.d. *mystery call*) ai recapiti dei servizi telefonici commerciali di alcuni venditori attivi nei mercati liberalizzati di energia elettrica e/o gas naturale, i cui esiti hanno determinato l'avvio di **otto procedimenti sanzionatori** nei confronti di altrettante società di vendita, cui è stata contestata l'inosservanza di alcuni obblighi informativi prescritti dal Codice di condotta commerciale¹⁷⁸. Il secondo gruppo di avvisi verte, invece, sugli obblighi informativi che gli esercenti il servizio a tutele graduali dovevano osservare per permettere ai clienti vulnerabili di avvalersi della facoltà – introdotta dalla legge n.193/2024 – di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso a detto servizio. L'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori contestando ad altrettante società di aver reso, tramite il loro servizio clienti, informazioni errate in merito alla possibilità per i clienti vulnerabili di optare per il sistema a tutele graduali.

Fatta eccezione per quattro procedimenti chiusi con archiviazione e quattro procedimenti conclusi con approvazione degli impegni, tutti i restanti procedimenti conclusi sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni. Sono state irrogate nove sanzioni all'esito di ordinari procedimenti sanzionatori, per un ammontare complessivo di 6.795.023,90 euro a cui va aggiunto l'ulteriore importo delle 11 sanzioni ridotte pagate nel 2025 in forma semplificata, pari complessivamente a 222.319,15 euro. A questo proposito, si segnala che, nel

¹⁷⁸ Mancata o errata comunicazione al cliente finale delle informazioni sulle condizioni economiche dell'offerta e/o sulle garanzie richiestegli, sulle modalità di pagamento e di fatturazione, sulle modalità di rinnovo o sulla durata delle condizioni economiche delle offerte, sugli eventuali oneri previsti dall'offerta in caso di recesso anticipato.

corso del 2025, l'Autorità ha completato le attività necessarie per l'attivazione del pagamento delle sanzioni tramite la piattaforma pagoPA¹⁷⁹.

Nello specifico, nell'ambito dei mercati retail e tutela dei clienti nel 2025 sono stati avviati due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di *switching* nel settore dell'energia elettrica. Si sono altresì conclusi gli ultimi due procedimenti del filone, avviato nel corso del 2024, nei confronti di società di vendita cui è stato contestato l'utilizzo delle credenziali personali per accedere al SII tramite un *software* di automazione, in violazione delle primarie regole di funzionamento poste a tutela dell'integrità di un'infrastruttura come il Sistema informativo integrato (SII). È stato anche avviato un procedimento per l'accertamento della violazione di disposizioni in materia di *pre-check* del SII, servizio finalizzato alla formulazione di una richiesta di *switching* cui può accedere la controparte commerciale che lo ha sottoscritto dopo la sottoscrizione di un contratto di vendita con il cliente finale. Inoltre, è stato avviato un procedimento riguardante violazioni in materia di voltura nel settore elettrico. Sempre in relazione alla tutela dei clienti finali, e in particolare in materia di trasparenza della fatturazione, nonché in materia di separazione contabile, si è concluso con l'irrogazione di sanzioni – per complessivi 33.750 euro – un procedimento avviato nel corso del 2024. Nel 2025 è stato, inoltre, avviato anche un procedimento sanzionatorio per richieste di sospensione della fornitura per clienti non morosi.

Come accennato poco sopra, sono stati anche avviati 8 procedimenti per violazioni in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali e 2 procedimenti per violazione degli obblighi informativi degli esercenti il servizio a tutele graduali nei confronti dei clienti vulnerabili. Ancora, nel 2025 sono stati avviati due procedimenti in materia di bonus sociale elettrico e gas, che si sono conclusi con l'adesione alla procedura semplificata mediante la cessazione della condotta contestata, ovvero l'erogazione dei bonus sociali agli aventi diritto e la corretta rendicontazione bimestrale al SII dei bonus sociali erogati, e con il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per complessivi 88.569 euro. Sempre in materia di bonus sociale, all'esito di un complesso procedimento sanzionatorio che ha visto la partecipazione di tre venditori sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie (per un importo complessivo di 475.000 euro) a un'impresa di distribuzione di gas naturale per mancata o tardiva fatturazione e per il mancato pagamento del bonus sociale gas ai propri utenti del servizio di distribuzione.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: iniziative per il superamento della maggior tutela

Nel corso del tempo l'Autorità ha contribuito a mettere a disposizione dei clienti finali numerosi strumenti (descritti nelle varie edizioni dell'*Annual Report*) per aumentarne la comprensione del mercato libero e la capacità di scegliere consapevolmente il proprio fornitore, nonché di disciplinare numerosi aspetti (come, per esempio, il contenuto delle bollette, le modifiche al codice di condotta commerciale, ecc.).

Si tratta in particolare di:

- Portale Offerte, che contiene la descrizione delle offerte fisse e offerte variabili nel mercato libero, delle offerte PLACET (e loro disciplina), nonché il calcolo della spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale;

¹⁷⁹ pagoPA è la piattaforma digitale che ti permette di effettuare pagamenti verso la Pubblica Amministrazione; per i versamenti delle sanzioni irrogate dall'Autorità è divenuta operativa il 18 febbraio 2025.

- Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi), che è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali;
- disciplina del servizio a tutele gradualità;
- misure di trasparenza e di confrontabilità e adeguamento del Codice di condotta commerciale;
- consolidamento della revisione della bolletta dei clienti finali di energia;
- assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas (i clienti finali usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi di infortuni, di incendio e di responsabilità civile verso terzi derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna);
- elenco dei venditori di energia elettrica;
- elenco dei venditori di gas naturale.

Per la consistenza di tali strumenti si rimanda al Capitolo 5.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Estensione delle reti, sviluppo e ottimizzazione

Infrastrutture del gas

In Italia le imprese che gestiscono la **rete di trasporto del gas nazionale** (10.797 km) e **regionale** (24.904 km) sono otto: tre una che operano sulla rete nazionale e regionale e cinque che operano solo sulla rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas e TSO italiano è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 92,8% delle reti.

La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali:

- a Passo Gries, in Piemonte, si connette con il gasdotto TENP (*Trans Europa Naturgas Pipeline*) per l'importazione del gas dall'Olanda e dal Nord Europa;
- a Tarvisio, in Friuli-Venezia Giulia, si connette con il TAG (*Trans Austria Gas Pipeline*) per l'importazione del gas russo;
- a Mazara del Vallo, in Sicilia, si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino;
- a Melendugno, in Puglia, si connette con il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) per l'importazione del gas azero;
- a Gela, sempre in Sicilia, si connette con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico.

Il TAP è il gasdotto più recente; costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è entrato in servizio alla fine del 2020 e ha ricevuto (nel 2013) dalle Autorità competenti di Grecia, Albania e Italia un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno (la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m³) all'anno). Una prima fase di espansione ha portato la capacità a lungo termine del gasdotto a 11,2 G(m³)/anno durante il 2026.

Il **gas naturale liquefatto** viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i cinque terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto), a Livorno e Piombino (in Toscana) e, l'ultimo entrato in esercizio a Ravenna (in Emilia-Romagna). L'impianto di Panigaglia, della società Snam Energy Terminals appartenente al gruppo Snam, dispone di una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m³ liquidi di GNL, equivalenti a circa 60 M(m³), di una capacità di rigassificazione di 10,5 M(m³)/giorno e di una capacità di importazione annua di circa 3,5 G(m³). Il terminale di Cavarzere è una struttura *off-shore* situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo; dispone di una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m³ liquidi di GNL. Nel 2025 è stato completato l'intervento di aumento della capacità di importazione, che è passata da 9 a 9,5 G(m³)/anno. Contestualmente, la capacità di rigassificazione giornaliera massima è stata incrementata da 26,4 a 28,5 M(m³)/giorno. La nuova capacità di importazione aggiuntiva, pari a 0,5 G(m³)/anno, è già interamente allocata fino a dicembre 2045, così come l'80% della capacità iniziale, cioè 21 M(m³)/giorno, è occupata sino all'anno termico 2033-2034, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi della capacità per 25

anni¹⁸⁰. La capacità di importazione del terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla società OLT Offshore LNG Toscana, è stata autorizzata ad aumentare nel 2023¹⁸¹ dagli iniziali 3,75 a 5 G(m³)/anno; la capacità di stoccaggio è di 137.100 m³ liquidi di GNL e la capacità di rigassificazione è di circa 15 M(m³)/giorno. Da marzo 2026 la società OLT Offshore LNG Toscana è stata acquisita al 100% da Snam. Nel luglio 2023 è entrata in operatività la FSRU Italis Lng (ex Golar Tundra), ormeggiata nel porto di Piombino. Costruita nel 2015 e acquistata da Snam nel 2022, la FSRU ha una capacità di stoccaggio di circa 175.000 m³ liquidi di GNL, una capacità di importazione di 4,5 G(m³)/anno e una capacità di rigassificazione di 12,9 M(m³)/giorno. Nella prima metà del 2023 si sono concluse le procedure per il primo conferimento di capacità di rigassificazione su questo terminale per il periodo di 20 anni compreso tra gli anni termici 2023/2024 e 2043/2044, che hanno visto l'assegnazione del 95% della capacità per il periodo 2023/2024-2025/2026 e l'86% della capacità fino al 2044. Nel maggio 2025 è entrato in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel 2015, questa nave ha una capacità di importazione di 4,5 G(m³)/anno e una capacità di rigassificazione di 12,9 M(m³)/giorno, oltre che una capacità di stoccaggio di 175.000 m³ liquidi di GNL.

Nell'anno termico 2025-2026 la capacità di trasporto continua e interrompibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL (cioè i punti di importazione) è di 403 M(m³)/giorno (di cui 383,8 di capacità continua e 19,5 di interrompibile), in incremento rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in esercizio del punto di entrata interconnesso con il terminale di Ravenna. Il sistema nazionale offre anche una capacità continua di esportazione di circa 46 M(m³)/giorno, cui si aggiungono 21,3 M(m³)/giorno di capacità interrompibile in controflusso commerciale a Melendugno.

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (che riguardano 13 campi attivi) possedute da quattro imprese: Stogit, Ital Gas Storage, Thaleia, Blugas Infrastrutture. Sino al 2015 la società Stoccaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, possedeva dieci delle concessioni vigenti; tre delle restanti cinque erano possedute da Edison Stoccaggio. Nel 2025 Stogit ha acquisito l'intero capitale sociale di Edison Stoccaggio, cambiando nome alla società in Stogit Adriatica; dal 1° gennaio 2026, Stogit ha incorporato anche Stogit Adriatica. Dal 2025, quindi, le concessioni di stoccaggio del gruppo Snam sono diventate 13 su 15, di cui soltanto 12 riguardano campi attivi. L'unica concessione riguardante un sito attivo che non è di proprietà di Stogit è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, il cui capitale è stato quasi interamente acquisito nel 2023 da F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Società di Gestione del Risparmio. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nel 2019. Stogit è quindi il maggior operatore attivo nello stoccaggio con uno spazio utilizzabile di circa 17,5 G(m³), mentre lo spazio gestito da Ital Gas Storage è di circa 1 G(m³).

Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2025-2026, che si è concluso il 31 marzo 2026, il sistema ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo (c.d. *working gas*) pari a 18,51 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. La capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta è pari a 7,961 G(m³); la restante capacità è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che

¹⁸⁰ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

¹⁸¹ L'incremento è stato autorizzato dal decreto del 26 maggio 2023 del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

comunque ampliano l'offerta di flessibilità.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.927 km di rete (di cui 520 non in funzione nel 2025), il 57% in bassa pressione, il 42,4% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 700 km rispetto al 2024. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 8.207 cabine e 110.631 gruppi di riduzione finale¹⁸². Il 57,1% delle reti (155.721 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.725 km) e il restante 20,3% (55.481 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2025 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 174 (otto in meno del 2024), di cui otto molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 18 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 17 medie (50.000-100.000 clienti), 86 piccole (10.000-50.000) e 45 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Dal 2020 al 2024 il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna era pari a 28 unità; nel 2025 sono divenute 24. Anche la loro quota in termini di gas distribuito è rimasta stabile tra il 2020 e il 2024 intorno all'85, mentre nel 2025 – nonostante la riduzione del numero di imprese – è salita all'86,6%. Complessivamente i 174 operatori attivi nel 2025 hanno distribuito 25 G(m³), 0,8 G(m³) in meno dell'anno precedente, a 21,7 milioni di utenti.

Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas

Nel gennaio 2024 l'Autorità ha avviato¹⁸³ un procedimento per aggiornare le proprie disposizioni in materia di piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, con la finalità, tra le altre, di tenere conto dei recenti vincoli legislativi che prevedono l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico del trasporto del gas naturale con cadenza biennale.

Nuova metodologia per il piano unico di sviluppo del trasporto gas

Nel corso del 2024 l'Autorità ha, altresì, iniziato un aggiornamento delle proprie disposizioni per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, in relazione sia alla modifica del quadro normativo primario¹⁸⁴ che a un insieme di altre evoluzioni e raccomandazioni, a livello europeo, relative alle attività di pianificazione; pertanto, nell'ambito del procedimento avviato¹⁸⁵ nel gennaio 2024, nel dicembre del medesimo anno l'Autorità ha presentato¹⁸⁶ i propri orientamenti per la predisposizione di un Piano unico di sviluppo della rete di trasporto.

Le proposte dell'Autorità tengono conto, come detto, delle recenti evoluzioni del quadro comunitario, sia riguardo al "Pacchetto decarbonizzazione"¹⁸⁷ sia con riferimento alle recenti politiche

¹⁸² I dati riportati nelle tabelle risentono delle attività di aggiornamento e di riallineamento delle basi informative effettuate dalle imprese di distribuzione coinvolte nelle operazioni societarie descritte all'inizio del paragrafo.

¹⁸³ Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com.

¹⁸⁴ Legge 30 dicembre 2023, n. 214.

¹⁸⁵ Delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com.

¹⁸⁶ Documento per la consultazione 3 dicembre 2024, 522/2024/R/gas.

¹⁸⁷ Il "pacchetto decarbonizzazione" si compone di due testi legislativi: Direttiva UE 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, e Regolamento UE 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno.

energetico-ambientali.

Più in dettaglio, nella consultazione (descritta diffusamente nell'*Annual Report* dello scorso anno, al quale si rimanda) sono stati esposti orientamenti riguardanti:

- il processo di predisposizione del Piano unico, in particolare riguardo alle responsabilità dei soggetti coinvolti, al loro coordinamento, alle tempistiche;
- l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano unico e per l'analisi costi/benefici.

In esito alla consultazione, nell'aprile 2025 sono state aggiornate¹⁸⁸ le disposizioni in materia di requisiti minimi del Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

Nel dettaglio, l'Autorità:

- ha definito modalità di coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e le imprese di trasporto più piccole ai fini della redazione del Piano unico, prevedendo, in particolare, che all'impresa maggiore di trasporto sia attribuito non solo il compito di valutare il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche quello di esaminare la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, di verificare le stime di costo trasmesse dalle altre imprese e di sviluppare e aggiornare le analisi dei costi e dei benefici;
- ha previsto che il Piano unico sia inviato all'Autorità entro il 28 febbraio degli anni dispari, e che, per il 2025, sia inviato entro il 15 ottobre 2025;
- ha previsto, in relazione al contenuto minimo informativo del Piano:
 - che raccolga e renda disponibili anche informazioni riguardanti progetti di trasporto di promotori diversi dalle imprese di trasporto e progetti di stoccaggio e rigassificazione del GNL, e che l'impresa maggiore di trasporto individui le eventuali infrastrutture che si rendano necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi;
 - che siano rese disponibili informazioni circa gli interventi programmati di dismissione di infrastrutture esistenti, anche nel caso in cui la finalità sia la riconversione per altri utilizzi;
 - che sia resa disponibile una stima, a 5 e a 10 anni, degli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, degli scambi con l'estero e dell'utilizzo delle infrastrutture di trasporto;
- ha previsto, in materia di analisi costi-benefici (ACB):
 - che siano assoggettati a specifiche ACB anche gli interventi di dismissione, a eccezione di quelli motivati da ragioni di sicurezza;
 - che gli interventi di sostituzione e sicurezza siano giustificati sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema;
 - che, per gli interventi di metanizzazione di nuove aree, i gestori presentino un'analisi della convenienza dell'intervento rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici.

Ai sensi di quanto disposto dall'art. 16, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'Autorità nell'aprile 2025¹⁸⁹, quest'ultima sottopone il Piano decennale unico di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale alla consultazione degli utenti della rete (effettivi o potenziali) e di tutti gli altri soggetti interessati, rendendo poi pubblici i risultati di tale consultazione.

¹⁸⁸ Delibera 15 aprile 2025, 170/2025/R/gas.

¹⁸⁹ Delibera 170/2025/R/gas.

La consultazione sul Piano unico 2025 è stata avviata il 1° ottobre 2025 e si è conclusa il 22 dicembre 2025. Ai fini della consultazione, l'Autorità ha, inoltre, reso disponibili i seguenti documenti complementari:

- i criteri applicativi dell'analisi costi-benefici, comprensivi della relativa Appendice informativa;
- il documento di descrizione degli scenari applicati nel Piano 2025, predisposto congiuntamente da Snam e Terna ai sensi di quanto previsto¹⁹⁰ dall'Autorità nell'ottobre 2024.

Durante la consultazione, il 4 dicembre 2025 è stata organizzata una sessione pubblica di presentazione del Piano, finalizzata a offrire chiarimenti e informazioni aggiuntive ai soggetti interessati.

4.1.2 Accesso alle reti e alle infrastrutture del gas

Accesso agli impianti ed erogazione del servizio di rigassificazione del GNL

Nell'ottica di incrementare le disponibilità di gas in sostituzione del gas di provenienza russa, dopo che nel 2023 è entrato in esercizio il nuovo terminale di rigassificazione inizialmente ubicato nel porto di Piombino, nel corso dell'anno 2024 sono stati completati i lavori alla *Floating Storage and Regassification Unit* (FSRU) e alla piattaforma di ormeggio del nuovo terminale di rigassificazione, ubicato in prossimità della costa di Ravenna, che dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm³ ed è gestito dalla società Snam Energy Terminals. Nel gennaio 2024 l'Autorità ha approvato¹⁹¹ il codice di rigassificazione e la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del Terminale di Ravenna, mentre nel giugno 2025 è stata approvata¹⁹² la proposta di modifica della procedura suddetta, nel quadro dell'entrata in esercizio del nuovo impianto di rigassificazione. In tale ottica nel marzo 2025 l'Autorità aveva inoltre approvato¹⁹³ una proposta di modifica urgente del Regolamento PAR¹⁹⁴, necessaria all'attivazione del nuovo comparto di gestione (funzionale allo svolgimento delle aste per l'allocazione della capacità del terminale suddetto), nonché all'implementazione di nuove funzionalità al comparto di GNL Italia.

Infine, nel maggio 2025 l'Autorità ha approvato¹⁹⁵ la proposta della società OLT Offshore LNG Toscana di valorizzazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità e l'importo massimo dei ricavi, destinato alla copertura dei costi incrementali generati dai medesimi servizi.

¹⁹⁰ Delibera 1° ottobre 2024, 392/2024/R/com.

¹⁹¹ Delibera 30 gennaio 2024, 16/2024/R/gas.

¹⁹² Delibera 19 giugno 2025, 266/2025/R/gas.

¹⁹³ Delibera 11 marzo 2025, 86/2025/R/gas.

¹⁹⁴ Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione gestita dal GME.

¹⁹⁵ Delibera 20 maggio 2025, 207/2025/R/gas.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nel 2019 è stata introdotta l'incentivazione alle imprese di stoccaggio, recepita nella Regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale (RAST)¹⁹⁶, con l'obiettivo di favorire la messa a disposizione di capacità di breve termine e di servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni dello stoccaggio.

A partire dal 2022, le imprese di stoccaggio hanno sviluppato diversi servizi innovativi (il servizio di giacenza residua, quello di controflusso invernale, servizi infrastagionali) che, anche mediante il meccanismo dell'allocazione implicita di capacità stagionale, hanno rivestito un ruolo importante per raggiungere gli obiettivi di riempimento. Tale evoluzione ha reso necessario chiarire che il regime di incentivazione riguarda le sole capacità aggiuntive rispetto a quelle afferenti ai servizi di base.

In questo contesto l'Autorità nel marzo 2024 ha introdotto¹⁹⁷ alcune modifiche alla RAST funzionali ad adeguare sia il quadro regolatorio dei servizi di stoccaggio alla luce dell'evoluzione del contesto, sia l'assetto del sistema incentivante, rendendolo uno strumento di regolazione strutturato e a regime. L'Autorità ha, altresì, fissato, per il biennio 2024-2025, i parametri con cui le imprese di stoccaggio calcolano i proventi trattenuti a titolo di incentivo.

In considerazione del differenziale di prezzo negativo tra estate 2025 e inverno 2026, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, con il decreto del 30 gennaio 2025, ha emanato alcune disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2025/2026 con l'obiettivo di anticipare l'allocazione di una parte della capacità e facilitare il riempimento dei depositi nella campagna di iniezione da svolgere tra il 1° aprile 2025 e il 31 ottobre 2025. Nel febbraio 2025 l'Autorità ha definito¹⁹⁸ l'attuazione delle suddette disposizioni e, in particolare, ha:

- confermato le formule dei prezzi di riserva per i prodotti di durata annuale e biennale, definite¹⁹⁹ nell'aprile 2024, aggiornandone i riferimenti temporali alle capacità oggetto di conferimento;
- previsto, per i prodotti di durata da triennale a quinquennale, che il prezzo di riserva tenga conto anche della media degli esiti delle aste per il conferimento del servizio pluriennale tenutesi negli ultimi quattro anni;
- disposto che il quantitativo offerto da ciascuna impresa di stoccaggio non superi la soglia di 1.000 milioni di standard metri cubi (per evitare eventuali situazioni di eccesso di offerta);
- previsto, per le capacità pluriennali, l'offerta prioritaria dei servizi di più lunga durata, rendendo di volta in volta disponibili per i servizi a breve le capacità eventualmente non conferite;
- confermato, in linea con quanto disposto per gli ultimi anni termici, la non applicazione agli utenti dello stoccaggio dei costi dei consumi tecnici delle imprese stesse di stoccaggio, con riferimento alle capacità conferite relative al decreto 30 gennaio 2025, ivi comprese quelle assegnate per il servizio pluriennale. Tali costi sono stati coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio di cui all'art. 28 del RAST;
- confermato l'integrazione dei corrispettivi per il mancato riempimento di cui all'art. 26 del RAST anche per l'anno termico 2025/2026.

¹⁹⁶ Testo integrato in materia di "Regolazione dell'accesso ai servizi di stoccaggio" approvato con la delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

¹⁹⁷ Delibera 12 marzo 2024, 76/2024/R/gas.

¹⁹⁸ Delibera 13 febbraio 2025, 45/2025/R/gas.

¹⁹⁹ Delibera 2 aprile 2024, 129/2024/R/gas.

Il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, con il decreto del 25 marzo 2025, ha emanato le disposizioni per il conferimento ordinario della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2025/2026. Tali disposizioni hanno confermato, in linea generale, l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio già disciplinato nel RAST. Esse hanno, inoltre, previsto delle misure ulteriori per favorire il riempimento degli stoccaggi, in particolare attribuendo all'Autorità il compito di stabilire dei meccanismi incentivanti per tale procedura, che siano *"adequati al raggiungimento del livello previsto all'art. 21, comma 1, lettera a) del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 e in linea con le previsioni dell'art. 6bis del regolamento (UE) 201/1938. I costi dei meccanismi incentivanti sono coperti dal sistema energetico nazionale secondo modalità definite dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con successivo provvedimento. Nel definire i meccanismi incentivanti, l'Autorità, in linea con la raccomandazione (UE) 2025/466 della Commissione, deve tener conto delle effettive condizioni del mercato e, se del caso, utilizzare la flessibilità prevista dalla regolazione europea in materia di raggiungimento degli obiettivi di riempimento"*.

Nell'aprile 2025 l'Autorità ha definito²⁰⁰ le modalità di attuazione delle disposizioni del suddetto decreto, tenendo anche conto degli esiti dei conferimenti anticipati²⁰¹ della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2025/2026. In particolare, l'Autorità:

- ha confermato le formule dei prezzi di riserva per i prodotti di durata annuale;
- ha previsto che per il prodotto biennale, ai fini del calcolo dei prezzi di riserva, fossero considerate (per il solo secondo anno) le quotazioni dei prodotti stagionali al TTF;
- ha previsto che alle capacità di stoccaggio allocate agli utenti fosse associato un meccanismo, il cosiddetto "premio giacenza"²⁰², in grado di incentivare il riempimento dello stoccaggio con iniezione a partire da aprile 2025;
- ha confermato, come per gli scorsi anni, la copertura dei costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici e dall'impresa maggiore di trasporto per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, attraverso il "Conto oneri di stoccaggio", il "Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema del bilanciamento del sistema del gas" e il "Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema di *settlement gas*", secondo competenza e tenendo conto delle rispettive giacenze.

Nel settembre 2024 l'Autorità aveva conferito²⁰³ mandato al GSE, previa consultazione, di aggiornare e inviare per approvazione all'Autorità il *"Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento RE_{TEE} ai sensi della delibera ARERA 96/2020/R/eel del 26 marzo 2020"*, garantendo la piena coerenza procedurale tra la restituzione dell'elemento OS^{STUI} e la restituzione dell'elemento RE. Nel marzo 2025 l'Autorità ha approvato²⁰⁴ la proposta di aggiornamento del suddetto Regolamento inviata dal GSE.

TEE

²⁰⁰ Delibera 1° aprile 2025, 150/2025/R/gas.

²⁰¹ Delibera 45/2025/R/gas.

²⁰² Il premio giacenza è determinato sulla base del valore del differenziale tra la quotazione del prodotto con consegna nel periodo invernale e quella del prodotto con consegna nel periodo di iniezione (calcolato al momento della procedura di conferimento) ed è comprensivo di una stima degli oneri finanziari connessi con l'immobilizzazione di gas.

²⁰³ Delibera 17 settembre 2024, 364/2024/R/com. Con tale provvedimento l'Autorità ha definito le modalità di restituzione ai produttori termoelettrici di una parte della componente CRVOS (denominata "elemento OSSTUI"), funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza e al recupero di tale restituzione attraverso una componente tariffaria posta a carico della generalità dei clienti finali del settore elettrico.

²⁰⁴ Delibera 18 marzo 2025, 97/2025/R/com.

A inizio maggio 2025 l'Autorità ha aggiornato²⁰⁵, per il periodo 1° ottobre 2025 – 31 marzo 2026, il valore della componente *CRV^{OS}* di cui al comma 41.1, lettera f), dell'RTTG, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile, nonché del conguaglio dei costi di ripristino, ponendola pari a 0,0221 €/smc.

Nel novembre 2025 l'Autorità ha impartito²⁰⁶ alla Cassa per i Servizi energetici e Ambientali le disposizioni funzionali alla liquidazione a Snam Rete Gas degli importi relativi al premio giacenza, disciplinato a inizio aprile²⁰⁷, da riconoscere agli utenti.

Nel dicembre 2025 l'Autorità ha confermato²⁰⁸ per il biennio 2026 – 2027 l'assetto esistente dei servizi incentivanti e delle quote di trattenimento dei proventi derivanti dalla loro allocazione.

Accesso al servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2024 l'Autorità ha aggiornato²⁰⁹ alcune disposizioni del Testo integrato del bilanciamento (TIB) per adeguarle alle nuove modalità di gestione di alcune partite economiche (relative ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato) introdotte dalla "Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027" (RTTG), approvata²¹⁰ nell'aprile 2023. Contestualmente è stato definito, con riferimento al *linepack*, un prezzo fisso convenzionalmente determinato in linea con l'attuale valore di mercato, che renda neutra Snam rispetto alle variazioni di prezzo previste dalla precedente modalità di valorizzazione.

Nel settembre 2024 è stata modificata²¹¹ la regolazione in materia di servizio di *default* trasporto, prevedendo che i quantitativi di gas funzionali al servizio possano essere approvvigionati da Snam con i medesimi meccanismi e criteri necessari al funzionamento del sistema²¹², ovvero anche secondo modalità definite da Snam e approvate dall'Autorità.

In dettaglio:

- sono state introdotte nel Testo Integrato Bilanciamento (TIB) le modalità di approvvigionamento dei quantitativi per il servizio di *default* trasporto presso la piattaforma AGS del GME (dove sono acquistati i quantitativi per il funzionamento del sistema) e con l'integrazione del meccanismo di neutralità di Snam rispetto alle relative partite economiche;
- è stato modificato il prezzo²¹³ applicato ai soggetti forniti in servizio di *default* trasporto. In particolare, è previsto che il prezzo a copertura dei costi di approvvigionamento della materia

²⁰⁵ Delibera 8 maggio 2025, 198/2025/R/gas.

²⁰⁶ Delibera 18 novembre 2025, 493/2025/R/gas.

²⁰⁷ Delibera 150/2025/R/gas.

²⁰⁸ Delibera 16 dicembre 2025, 554/2025/R/gas.

²⁰⁹ Delibera 2 aprile 2024, 120/2024/R/gas.

²¹⁰ Delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas.

²¹¹ Delibera 24 settembre 2024, 374/2024/R/gas.

²¹² Comma 1.4 del TIB.

²¹³ Delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas.

prima non sia solo correlato ai costi sostenuti da Snam ma abbia un livello minimo pari al prezzo di sbilanciamento applicato agli utenti "corti", per evitare possibili utilizzi impropri del servizio in ragione di possibili condizioni più vantaggiose di quelle applicate a tali utenti.

Inoltre, sono state approvate integrazioni al TIB, relative al sistema di neutralità, per il recepimento di modalità che tengano conto delle disposizioni²¹⁴ relative al meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento ed è stato previsto che, a decorrere dal 1° ottobre 2024, sia il termine che definisce la differenza tra i consumi effettivi e quelli stimati nelle procedure di *settlement* gas sia il disequilibrio di competenza del servizio di *default* trasporto non siano oggetto di regolazione economica nell'ambito dei meccanismi di neutralità²¹⁵.

Nel settembre 2024 l'Autorità ha parzialmente modificato²¹⁶ le disposizioni fondamentali²¹⁷ in materia di accesso al servizio di trasporto, per introdurre flessibilità aggiuntiva nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno. Più in dettaglio, per i punti di riconsegna della rete di trasporto direttamente collegati alle utenze industriali e alle utenze termoelettriche, è stato previsto che l'utente che ne assume la fornitura, con contratti di fornitura che terminano nel corso del medesimo anno termico e non vengono rinnovati, possa estinguere anticipatamente il conferimento della sottostante capacità di trasporto annuale secondo apposite tempistiche e modalità.

Infine, nel novembre 2024 sono state apportate²¹⁸ alcune modifiche alla disciplina del bilanciamento, con particolare riferimento:

- a una nuova formulazione del cosiddetto *piccolo aggiustamento*²¹⁹ funzionale a ridurre le possibilità di arbitraggio dovute all'asimmetria temporale tra i sistemi di liquidazione del GME e di Snam; il valore del *piccolo aggiustamento* è stato correlato al valore dell'onere di un'operazione di finanziamento a breve termine, temporalmente coerente con l'asimmetria tra i tempi di regolazione dei pagamenti relativi all'acquisto di gas presso il mercato centralizzato (GME) e ai corrispettivi di sbilanciamento (Snam). Trattandosi di una modifica con impatti sull'intera comunità degli utenti del bilanciamento, la delibera prevede che la modifica stessa entri in vigore a ottobre 2025, consentendone l'anticipazione nelle dinamiche commerciali degli scambi di gas all'ingrosso;
- all'adeguamento del sistema degli incentivi per Snam, sia alla luce di particolari situazioni in cui quest'ultima può trovarsi a operare (ad es.: volatilità dei prezzi di mercato), sia per migliorare la bontà della definizione dei prelievi attesi relativamente ai punti di prelievo con frequenza di misura con dettaglio giornaliero.

²¹⁴ Art. 10 della delibera 249/2012/R/gas.

²¹⁵ Art. 8 del TIB e commi 16.3 e 24.3 del TISG.

²¹⁶ Delibera 17 settembre 2024, 363/2024/R/gas.

²¹⁷ la delibera 17 luglio 2002, 137/02

²¹⁸ Delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas.

²¹⁹ Art. 5, comma 1, lett. a) del TIB.

Per ulteriori dettagli in merito alle suddette disposizioni adottate nel 2024, si rimanda all'*Annual Report* dello scorso anno.

Accesso al servizio di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero

Nell'ambito delle reti di trasporto internazionale, nel 2013 la società TAP AG ha ottenuto l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA), Grecia (RAAEY) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre, almeno ogni due anni, un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnica/economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di Sm³/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di Sm³/anno. Successivamente al 2013, la normativa europea è evoluta e, in particolare, è stato emanato il regolamento (UE) 2017/459 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari). Nel suddetto quadro, su richiesta delle Autorità di Italia, Grecia e Albania, a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) TAP coordina, per quanto possibile, la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel luglio 2025 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAAEY) e Albania (ERE), ha approvato²²⁰ le "*Market Test Guidelines 2025*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale riguardanti lo sviluppo del gasdotto TAP. Tali *Guidelines* seguono gli stessi principi delle precedenti procedure di offerta di capacità incrementale.

Nell'agosto 2025 l'Autorità, insieme ai regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato²²¹ la "*Project Proposal*", che disciplina la fase vincolante della procedura di capacità incrementale avviata nel 2023 e descrive i livelli di capacità della potenziale espansione del gasdotto, nonché i criteri di partecipazione e di assegnazione della capacità agli *shipper*.

4.1.3 Tariffe per l'accesso alle infrastrutture gas

Tariffe per il servizio di rigassificazione GNL

Nel maggio 2023 l'Autorità ha adottato²²² i criteri di regolazione tariffaria del servizio di

²²⁰ Delibera 8 luglio 2025, 316/2025/R/gas.

²²¹ Delibera 5 agosto 2025, 388/2025/R/gas.

²²² Delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas.

rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (RTRG 2024-2027), integrati²²³ nel giugno 2024 con l'allineamento ai criteri ROSS delle partite inflattive e, al fine di consentire alla tariffa di riflettere i costi propri del servizio, l'introduzione di un meccanismo per regolare gli scostamenti derivanti dalla rideterminazione dei ricavi di riferimento, per tener conto di eventuali modifiche del WACC, dell'inflazione e dei dati patrimoniali di consuntivo.

A inizio luglio 2025 l'Autorità ha approvato²²⁴ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2026 (ai sensi della RTRG 6PR GNL) per i terminali di Panigaglia, Rovigo, Livorno e Piombino e ha determinato le spettanze dei fattori di copertura dei ricavi e dei conguagli relativi all'anno 2024.

A fine luglio 2025 l'Autorità ha approvato²²⁵ la tariffa per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2026 e la rideterminazione dei ricavi di riferimento relativi all'anno 2025 per il terminale FSRU di Ravenna, escludendo i costi relativi alle opere accessorie al terminale (quali la nuova piattaforma funzionale all'ormeggio e al trasporto del gas naturale, l'adeguamento della piattaforma esistente di supporto logistico alle operazioni e la diga frangiflutti di protezione), in considerazione dell'iter di aggiornamento dell'ambito della Rete Nazionale di gasdotti per l'anno 2025 e della relativa richiesta di aggiornamento della società Snam Rete Gas, riguardante le suddette opere accessorie. Tali opere, con decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica del 9 settembre 2025, sono state incluse nel perimetro della Rete Nazionale di gasdotti e, quindi, definitivamente riallocate dall'attività di rigassificazione a quella di trasporto gas.

Tariffe e corrispettivi per il servizio di stoccaggio

I criteri di regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il sesto periodo di regolazione (6PRS) 2026-2029 sono stati definiti²²⁶ nell'aprile 2025. In un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri precedenti, l'Autorità ha introdotto i seguenti elementi di novità:

- l'allineamento ai criteri ROSS per la durata del periodo regolatorio, il trattamento delle partite inflattive, le voci di costo operativo escluse dal riconoscimento tariffario e le modalità di attivazione del parametro Y;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivazione all'efficienza degli investimenti, che prevede un sistema simmetrico di premi-penalità, con implementazione graduale per gli anni 2026 e 2027, e un potenziamento dello strumento in caso di contenimento della stima dei costi in fase di progettazione e autorizzazione, nonché la possibilità di *reopen* (revisione) della stima di costo di riferimento;
- l'introduzione di una nuova categoria di cespiti, con vita utile inferiore a quella di pozzi e condotte, per interventi di: manutenzione straordinaria, mantenimento in esercizio e allungamento della vita utile degli asset, che non comportino la sostituzione o il rifacimento degli stessi;
- il superamento del meccanismo di conguaglio sul livello dei ricavi di riferimento dell'anno successivo e l'introduzione di un meccanismo di compensazione degli scostamenti attraverso il

²²³ Delibera 25 giugno 2024, 253/2024/R/gas.

²²⁴ Delibera 1° luglio 2025, 293/2025/R/gas.

²²⁵ Delibera 29 luglio 2025, 369/2025/R/gas.

²²⁶ Delibera 01 aprile 2025, 137/2025/R/gas.

fattore di copertura dei ricavi.

Nel luglio 2025 l'Autorità ha approvato²²⁷ i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi al 2026, nonché la rideterminazione dei ricavi d'impresa 2025 (sulla base degli incrementi patrimoniali di consuntivo, rilevanti ai fini della determinazione del fattore di copertura dei ricavi del 2025) e ha rilasciato il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi del 2024, come previsto dalla regolazione.

Occorre però evidenziare che le tariffe hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, i quali assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva. Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato²²⁸. Per il periodo dal 1° aprile 2025 al 31 marzo 2026 il corrispettivo CRV^{CS} è pari 0,3448 €/S(m³)²²⁹.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019²³⁰. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale (essenzialmente grossisti e venditori ai clienti finali).

Nel corso del 2026 Stogit, Stogit Adriatica (già Edison Stoccaggio) e Ital Gas Storage hanno effettuato le aste per l'anno termico 1° aprile 2025 – 31 marzo 2026. Rispetto all'anno precedente, vi è stato un sensibile aumento nella capacità conferita su base d'asta (+21 TWh, +25%) e il tracollo nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), scesi dai 2,979 €/MWh del 2024 ai 0,093 €/MWh del 2025, calo riconducibile ai valori più elevati nei prezzi all'ingrosso del gas naturale nella fase di svolgimento delle aste rispetto alla stessa fase dell'anno precedente, valori che hanno ridotto le aspettative sui risparmi conseguibili con gli acquisti estivi di gas da stoccare.

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato²³¹ la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT). In particolare, la regolazione contiene i criteri di:

- determinazione dei ricavi riconosciuti, incluse le modalità di raccordo con la metodologia ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio) per costi di capitale e costi operativi;
- incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale, introducendo in via

²²⁷ Delibera 29 luglio 2025, 367/2025/R/gas.

²²⁸ Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

²²⁹ Comma 2.12 delibera 27 marzo 2025, 131/2025/R/com e comma 2.12 delibera 30 dicembre 2025, 588/2025/R/com.

²³⁰ Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

²³¹ Delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas.

sperimentale: un meccanismo di stimolo al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate, un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel* e criteri di efficientamento dello sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;

- semplificazione della determinazione delle partite a copertura di perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, oneri ETS;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto, confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75;
- determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto, confermando l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali, quest'ultima espressa in euro/PdR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura.

Alla fine di maggio 2025 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della regolazione (RTTG - 6PRT), ha approvato²³² i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2026 e rideterminato i ricavi di riferimento relativi all'anno 2025.

Nell'agosto 2025 l'Autorità ha disposto²³³ la chiusura del procedimento in materia di contenimento della tariffa di trasporto per i clienti a maggior consumo di gas naturale, riavviato²³⁴ nell'aprile 2024 in ottemperanza ad alcune sentenze del Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) della Lombardia²³⁵, senza l'adozione di alcun intervento. Conseguentemente, sono stati confermati i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale per i periodi 2018-2019²³⁶ e 2020-2023²³⁷.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nel giugno 2024 l'Autorità ha avviato²³⁸ il procedimento per dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato²³⁹ in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, con particolare riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo di regolazione 2020-2025, in esito a un articolato contenzioso intentato da una pluralità di operatori

²³² Delibera 27 maggio 2025, 215/2025/R/gas.

²³³ Delibera 5 agosto 2025, 400/2025/R/gas.

²³⁴ Delibera dell'Autorità 23 aprile 2024, 156/2024/R/gas.

²³⁵ Sentenze TAR Lombardia del 7 marzo 2024, numeri 645, 646, 647, 648, 649, 650 e del 23 marzo 2024, n. 878

²³⁶ Delibera 3 agosto 2017, 575/2017/R/gas.

²³⁷ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

²³⁸ Delibera 11 giugno 2024, 231/2024/R/gas.

²³⁹ Sezione II, numeri 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024.

contro le disposizioni in materia approvate²⁴⁰ nel dicembre 2019 per il periodo 2020-2025. Tenendo anche conto di quanto chiarito da alcune sentenze del TAR Lombardia²⁴¹, nell'ottobre 2024 l'Autorità ha illustrato²⁴² i propri orientamenti, individuati secondo un principio generale di coerenza dell'azione regolatoria, di seguito esposti:

- difetto di trasparenza:
 - criteri di elaborazione dei dati di costo/ricavo delle imprese;
 - quantificazione del valore complessivo dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dal settore nel periodo regolatorio 2014-2019;
 - esplicitazione dei criteri e delle modalità di calcolo adottati per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo 2020-2025, definiti²⁴³ nel dicembre 2019;
- determinazione dei costi operativi effettivi per l'anno 2018:
 - rappresentatività dei campioni;
 - criteri di esclusione dei valori anomali;
 - calcolo dei costi unitari effettivi medi del settore;
- tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti (*X-factor*):
 - rideterminazione dell'*X-factor* da applicare alla generalità delle imprese;
 - meccanismo di correzione dell'*X-factor* specifico per impresa, che garantisca il raggiungimento degli obiettivi di efficientamento previsti dalla regolazione, attivato su istanza individuale al ricorrere di specifiche condizioni;
 - rimodulazione dei coefficienti per differenziare i costi riconosciuti in funzione della densità di utenza servita.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha effettuato una serie di interventi per completare il processo di ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato. Nel dettaglio:

- nel marzo 2025 l'Autorità ha concluso²⁴⁴ la prima fase del procedimento, finalizzata a colmare le lacune di istruttoria e motivazione rilevate dai giudici nelle sentenze sopra menzionate, procedendo, tra l'altro:
 - alla rideterminazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2025, differenziate in funzione della dimensione dell'impresa e della densità di clientela servita;
 - alla rideterminazione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*), differenziati per classe dimensionale delle imprese, da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari delle suddette componenti per gli anni successivi al 2020;

²⁴⁰ Delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

²⁴¹ Sezione I, numeri 507/2024, 877/2024, 883/2024, 884/2024 e 1029/2024.

²⁴² Documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 427/2024/R/gas.

²⁴³ Delibera 570/2019/R/gas.

²⁴⁴ Delibera 11 marzo 2025, 87/2025/R/gas.

- alla definizione di un meccanismo, vincolato ad alcune condizioni, che consenta di determinare un tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti, calcolato a partire dai dati della singola impresa (e non sulla base di dati "di settore") e che permetta di determinare, a fine periodo regolatorio, un costo riconosciuto per la singola impresa in linea con il suo costo effettivo sostenuto nel 2018, opportunamente aggiornato al 2025 per tener conto dell'inflazione;
- nel giugno 2025 sono state accolte²⁴⁵ due istanze di ammissione al meccanismo di rideterminazione dell'*X-factor* sulla base del costo operativo unitario specifico dell'impresa, introdotto con il precedente provvedimento di marzo²⁴⁶;
- nel luglio 2025 sono stati presentati²⁴⁷ gli orientamenti dell'Autorità in merito alla seconda direttrice di intervento, relativa all'incidenza delle peculiarità del territorio servito e degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio, a garanzia del bilinguismo, sui costi operativi del servizio di distribuzione del gas;
- nel novembre 2025 l'Autorità ha concluso²⁴⁸ il procedimento avviato²⁴⁹ nel giugno 2024, prevedendo:
 - in relazione all'incidenza sui costi operativi delle peculiarità del territorio servito, di confermare i corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti, approvati²⁵⁰ nel marzo 2025;
 - in relazione all'incidenza sui costi operativi degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio a garanzia del bilinguismo, di riconoscere tali oneri su base addizionale rispetto ai costi operativi riconosciuti, sulla base dei costi comunicati dalle imprese in un'apposita raccolta dati.

In vista della conclusione del periodo di regolazione della distribuzione 2020-2025, nel maggio 2025 l'Autorità ha avviato²⁵¹ il procedimento per la definizione della regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- svolgere specifici approfondimenti, al fine di valutare come le soluzioni regolatorie adottate per gli altri servizi infrastrutturali dell'energia, basate sull'approccio ROSS, possano essere adattate ai servizi di distribuzione e misura del gas;
- prorogare il periodo di vigenza dell'attuale regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2026 e 2027, al fine di poter svolgere un processo di consultazione adeguato, rispetto alle esigenze di effettiva partecipazione dei soggetti interessati, e di garantire la trasparenza e l'efficacia della definizione della regolazione tariffaria per il periodo di regolazione decorrente dal 2028.

²⁴⁵ Delibera 18 giugno 2025, 260/2025/R/gas.

²⁴⁶ Delibera 87/2025/R/gas.

²⁴⁷ Documento di consultazione 22 luglio 2025, 346/2025/R/gas.

²⁴⁸ Delibera 18 novembre 2025, 496/2025/R/gas.

²⁴⁹ Delibera 231/2024/R/gas.

²⁵⁰ Delibera 87/2025/R/gas.

²⁵¹ Delibera 27 maggio 2025, 221/2025/R/gas.

Nel dicembre 2025, a valle della consultazione avviata²⁵² nel settembre 2025, sono state pertanto approvate²⁵³ le modifiche necessarie al prolungamento della validità della regolazione tariffaria vigente agli anni 2026 e 2027, che prevedono:

- la definizione di tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) pari a 0% per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas;
- la definizione delle regole per la determinazione delle componenti relative ai costi operativi nelle gestioni d'ambito per il settimo e ottavo anno di affidamento;
- la riduzione dell'importo riconosciuto in acconto alle imprese distributrici a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche;
- l'aggiornamento dei parametri funzionali a definire il degrado graduale dello stock dei contributi esistenti al 31 dicembre 2011, ai sensi dell'art. 14 della Regolazione Tariffe Distribuzione e misura Gas (RTDG);
- la conferma per i clienti finali della Regione Sardegna dei meccanismi di mitigazione degli impatti tariffari, derivanti dai maggiori costi per l'erogazione del servizio di distribuzione nell'isola, atti a consentire agli utenti delle reti di distribuzione dell'isola tariffe in linea con ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria, ai sensi del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 settembre 2025;
- per le reti isolate di gas naturale, la chiusura del procedimento avviato²⁵⁴ nel dicembre 2021, prevedendo che:
 - per le reti già in esercizio al 31 dicembre 2019, che abbiano presentato istanza di assimilazione alle reti interconnesse, ai sensi dell'art. 14 della delibera n. 570/2019/R/gas, il mantenimento del regime di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse;
 - per le reti non in esercizio al 31 dicembre 2019, la conferma del regime transitorio di assimilazione alle reti interconnesse di cui al comma 2 dell'art. 19 della RTDG, per cinque anni decorrenti dalla data di accoglimento delle istanze, con obbligo di informare in modo tempestivo i clienti finali in merito al possibile mutamento delle condizioni tariffarie applicate al termine dei cinque anni, in assenza di interconnessione con la rete di trasporto nazionale;
- il riconoscimento dei costi (di capitale e operativi) sostenuti dai gestori dei sistemi di distribuzione per l'attuazione del regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, attraverso gli istituti tariffari già previsti dalla regolazione o tramite eventuali meccanismi di riconoscimento specifici, rinviando a successivi approfondimenti la definizione delle modalità applicative di dettaglio.

Nel gennaio 2025 sono stati approvati²⁵⁵ i valori del tasso di interesse da applicare per determinare il rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, del 12 novembre 2011, n. 226, per l'anno 2025, in esito all'aggiornamento²⁵⁶ dei

²⁵² Documento per la consultazione 23 settembre 2025, 419/2025/R/gas.

²⁵³ Delibera 2 dicembre 2025, 532/2025/R/gas.

²⁵⁴ Delibera 28 dicembre 2021, 634/2021/R/gas.

²⁵⁵ Delibera 14 gennaio 2025, 3/2025/R/gas.

²⁵⁶ Delibera 28 novembre 2024, 513/2024/R/com

valori del WACC per gli anni 2025-2027.

Nel luglio 2025 l'Autorità ha concluso²⁵⁷ il procedimento avviato²⁵⁸ nell'aprile 2024 per l'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 22 del DL 13 giugno 2023, n. 69 (come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103), con riferimento ai Comuni appartenenti alla zona climatica F e classificati come territori montani ai sensi della legge n. 1102/1971, nonché ai Comuni che hanno presentato, nei termini previsti, la domanda di contributo riguardo al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, ai sensi della delibera CIPE 5/2015. Tutto ciò prevedendo regole specifiche per l'applicazione del tetto all'ammontare dei costi di capitale riconosciuti nelle località in avviamento (ai sensi dell'art. 33 della RTDG) e garantendo il riconoscimento integrale dei costi effettivamente sostenuti in relazione a interventi funzionali a consentire le immissioni in rete di gas rinnovabili.

A dicembre 2025 sono state approvate²⁵⁹ le tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie dei gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2026. Contestualmente è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

4.1.4 Qualità dei servizi infrastrutturali

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

All'inizio dell'aprile 2025 l'Autorità ha definito²⁶⁰ i criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRS) - Modifiche alla RQTG 6PRT e al RAST, decorrente dal 1° gennaio 2026, in continuità rispetto ai criteri previgenti. Le novità introdotte riguardano:

- in tema di sicurezza del servizio, il rafforzamento delle previsioni sulle dispersioni attraverso l'introduzione di obblighi aggiuntivi, quali la rilevazione e la comunicazione dei volumi di gas oggetto di dispersione, la rilevazione e la comunicazione del numero degli eventi che danno luogo a emissioni di gas e dei relativi volumi (distinti per tipologia e sorgente di emissione), la pubblicazione della metodologia utilizzata per la stima delle emissioni e l'allineamento alle disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787 degli obblighi relativi alla periodicità di ispezione non invasiva delle flow line di collegamento;
- in tema di continuità del servizio, il superamento del meccanismo di penalità per mancato rispetto degli obblighi contrattuali e la contestuale introduzione dell'obbligo informativo sul confronto tra le prestazioni di erogazione o di iniezione complessivamente disponibili agli utenti e quelle delle curve prestazionali individuate con decreto ministeriale.

²⁵⁷ Delibera 8 luglio 2025, 321/2025/R/gas.

²⁵⁸ Delibera 23 aprile 2024, 55/2024/R/gas.

²⁵⁹ Delibera 23 dicembre 2025, 574/2025/R/gas.

²⁶⁰ Delibera 1° aprile 2025, 137/2025/R/gas,

Qualità del servizio di trasporto del gas

Nel dicembre 2023 l'Autorità, previa consultazione²⁶¹, ha approvato²⁶² i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG) per il periodo 2024-2027 (sesto periodo di regolazione - 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, prevedendo in particolare:

- in materia di odorizzazione, di aggiornare il Piano di odorizzazione annualmente, invece che semestralmente, e rimandare a un successivo specifico provvedimento la valutazione di una eventuale segnalazione al Parlamento e al Governo sulla necessità di un riordino normativo in materia;
- in materia di emissioni, che le imprese di trasporto pubblichino la metodologia utilizzata per la stima delle perdite in un'apposita sezione del proprio sito internet;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgano le altre imprese di trasporto, di promuovere un'attività di definizione di un insieme di requisiti tecnici e prestazionali per l'identificazione univoca delle caratteristiche di una rete idonea al trasporto di idrogeno, anche sulla base della metodologia *Asset Health*, sviluppata su impulso²⁶³ dell'Autorità;
- con riferimento ai criteri di regolazione della continuità del servizio, di invitare l'impresa maggiore di trasporto a valutare una semplificazione della procedura di adesione e attivazione del servizio di fornitura alternativo tramite carro bombolaio, tenendo conto delle informazioni minime necessarie per garantire il servizio alternativo preventivamente;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di condurre una consultazione sul possibile funzionamento di un meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulla *customer satisfaction*, nonché sull'utilità percepita dagli utenti dell'integrazione di tale meccanismo incentivante nel quadro regolatorio.

Nel settembre 2024 l'Autorità ha modificato²⁶⁴ la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG²⁶⁵) al fine di far fronte a segnalazioni di criticità pervenute nei primi mesi del 2024, prevedendo in particolare:

- l'esenzione dall'applicazione del sistema di corrispettivi economici previsti dall'RMTG per gli impianti di misura con Q_{ero} inferiore a 200 S(m³)/h;
- l'estensione del criterio di dimensionamento dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio dell'attività di *metering*, basato sul costo unitario fisso previsto dalla regolazione a carico del gestore per il Gas Non Contabilizzato, anche alle imprese di distribuzione (considerata l'introduzione del meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sul Delta

²⁶¹ Documento per la consultazione 10 ottobre 2023, 451/2023/R/gas.

²⁶² Delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas.

²⁶³ Delibera 03 maggio 2022, 195/2022/R/gas

²⁶⁴ Delibera 24 settembre 2024, 377/2024/R/gas.

²⁶⁵ La RMTG è stata approvata nel 2021 (512/2021/R/gas) e definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio dei requisiti dei livelli di qualità.

in-out);

- la riduzione della frequenza minima di aggiornamento dei dati di qualità per i soggetti sottoposti a metrologia legale con impianti di misura con portate inferiori a 4.000 S(m³)/h connessi a pressioni superiori a 5 bar, quindi ricadenti nell'ambito di applicazione dell'indicatore D, da mensile a trimestrale, prevedendo un periodo transitorio di tre anni, fino al 31 dicembre 2026, con una frequenza minima semestrale.

Contestualmente sono state approvate le proposte di modifica del Codice di Rete di Snam Rete Gas e di SGI coerenti con le suddette modifiche.

Nel giugno 2025 l'Autorità ha modificato²⁶⁶ la Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG²⁶⁷), in seguito all'analisi dei dati di monitoraggio dei livelli di servizio e dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio applicati nel 2024 (primo anno di applicazione), nonché alle segnalazioni pervenute dai titolari degli impianti, prevedendo in particolare:

- un tetto massimo ai corrispettivi complessivamente applicati, pari a 5 volte il corrispettivo per il servizio, anche in riferimento ai corrispettivi già applicati nel 2024;
- la possibilità di posticipare al 31 luglio 2025 (dal 31 dicembre 2024) il termine per la richiesta di cessione dell'impianto con esenzione dall'applicazione dei corrispettivi per gli anni 2024 e 2025;
- l'esenzione dei corrispettivi per il solo 2025 per le richieste di cessione dell'impianto successive al 31 luglio 2025 e presentate entro il 31 dicembre 2025;
- nel caso di dismissione degli impianti di riconsegna del gas (e di misura), l'estinzione del diritto di servitù dell'impresa di trasporto sull'area, che rientra quindi nella piena proprietà del cliente;
- in caso di morosità, che l'impresa di trasporto possa versare il solo gettito riscosso a fronte dell'evidenza delle azioni intraprese a tutela del credito;
- che l'impresa maggiore di trasporto valuti l'introduzione di un sistema di comunicazione tempestivo del mancato rispetto dei livelli di servizio;
- la possibilità, per coloro che vi abbiano interesse, di presentare osservazioni in merito al provvedimento.

Anche in esito alle osservazioni pervenute sulle suddette modifiche²⁶⁸ della RMTG, nell'ottobre del 2025 sono stati confermati²⁶⁹ gli interventi straordinari e urgenti adottati²⁷⁰ nel giugno 2025 in materia di misura sulla rete di trasporto gas. È stato, quindi, conferito mandato all'impresa maggiore di trasporto sia di organizzare momenti di confronto con gli utenti per discutere dei possibili miglioramenti al funzionamento del Portale Misura, sia di verificare che la procedura applicativa

²⁶⁶ Delibera 12 giugno 2025, 252/2025/R/gas.

²⁶⁷ La RMTG, approvata il 23 novembre 2021 (delibera 512/2021/R/gas), definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) livelli predefiniti di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio dei requisiti dei livelli di qualità.

²⁶⁸ Delibera 252/2025/R/gas.

²⁶⁹ Delibera 7 ottobre 2025, 443/2025/R/gas.

²⁷⁰ Delibera 252/2025/R/gas.

riguardante le cause terze (pubblicata sul sito Internet) garantisca che, qualora il titolare dell'impianto dimostri di aver intrapreso le azioni necessarie all'adempimento della prestazione, non sia imputata allo stesso la causa di mancato rispetto della prestazione.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

A fine maggio 2025 è stato avviato²⁷¹ il procedimento finalizzato alla proroga del vigente Testo Unico Distribuzione Gas (TUDG) agli anni 2026 e 2027 e alla definizione del sesto periodo di regolazione.

In tale ambito nel settembre 2025 sono stati esposti²⁷² gli orientamenti dell'Autorità in merito alla proroga della regolazione della sicurezza e qualità per gli anni 2026 e 2027, anche alla luce dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 2024/1787. In riferimento agli aspetti relativi alla qualità, in attesa della designazione delle Autorità competenti e dell'adozione degli atti delegati previsti dal regolamento, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere transitoriamente le disposizioni della Regolazione Qualità Distribuzione Gas (RQDG), fatta eccezione per la periodicità di ispezione delle reti in bassa pressione, che viene allineata ai 36 mesi già previsti per le reti in alta e media pressione, in conformità ai requisiti minimi stabiliti dal regolamento europeo.

Tale orientamento, condiviso dagli operatori del settore, è stato adottato²⁷³ nel dicembre 2025, con la proroga della RQDG 2020-2025, con minime modifiche, agli anni 2026 e 2027, in linea con quanto fatto per la regolazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas. Contestualmente è stato evidenziato che la regolazione della qualità predisposta dall'Autorità ha come obiettivo primario, da un lato, la garanzia della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione a tutela della salute e dell'incolumità pubblica e, dall'altro, la definizione di prestazioni di qualità commerciale che garantiscano un servizio adeguato ed efficiente ai clienti finali e ai consumatori allacciati alle reti di distribuzione. La regolamentazione europea, d'altro canto, ha come obiettivo primario l'attuazione di importanti politiche ambientali, che riguardano la generalità dei cittadini e l'ambiente. In tale contesto, nel caso specifico delle emissioni di metano, le disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787, pur costituendo un insieme di regole autonomo e indipendente, andranno, in sede di applicazione, opportunamente armonizzate e coordinate con quelle predisposte dall'Autorità, al fine di non pregiudicare le esigenze di sicurezza del servizio perseguite con la regolazione sulla qualità e che, nel bilanciamento degli interessi in gioco, deve ritenersi che assumano rilievo preminente.

Come detto, la RQDG disciplina le attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas negli ultimi anni.

L'ispezione della rete ha innanzitutto l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Dal 2014, la regolazione ha introdotto un

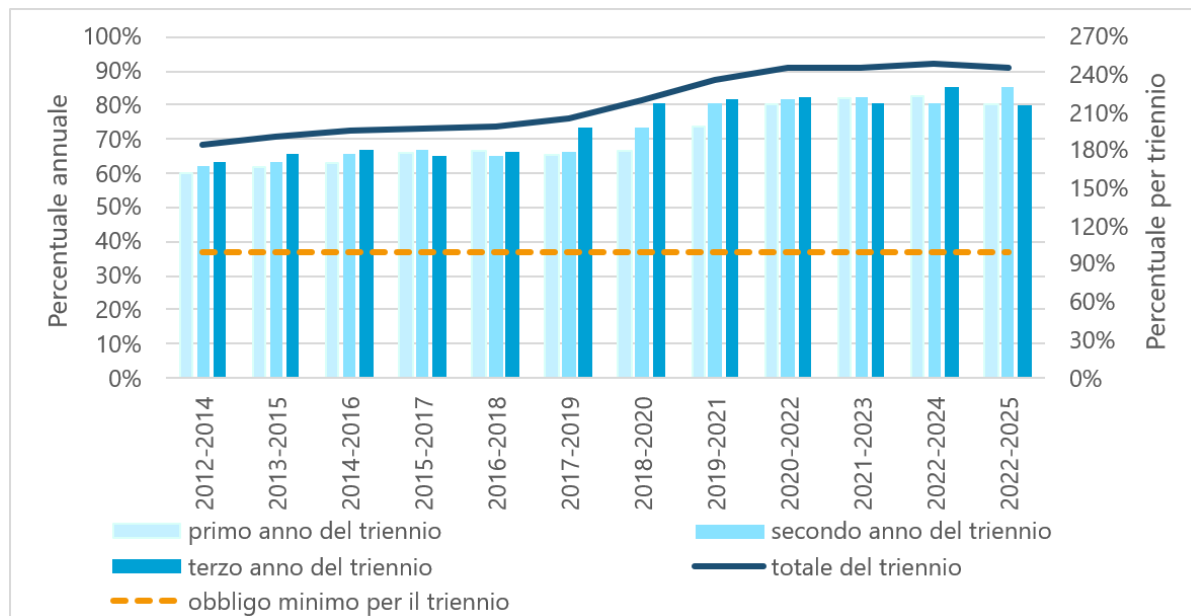
²⁷¹ Delibera 27 maggio 2025, 221/2025/R/gas.

²⁷² Documento di consultazione del 23 settembre 2025, 419/2025/R/gas.

²⁷³ Delibera 2 dicembre 2025, 532/2025/R/gas.

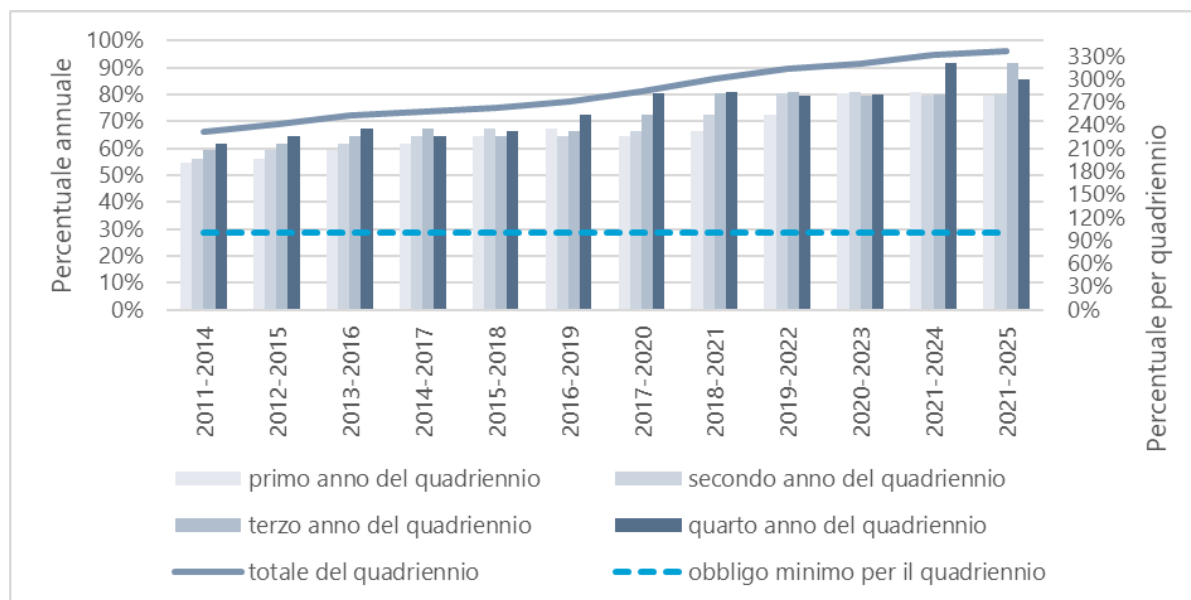
obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). La Figura 4.1 e la Figura 4.2 rappresentano per ciascun triennio/quadriennio la percentuale di rete ispezionata in ciascun anno tramite un istogramma, mentre la linea rappresenta la percentuale totale del periodo.

Figura 4.1 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata, per triennio



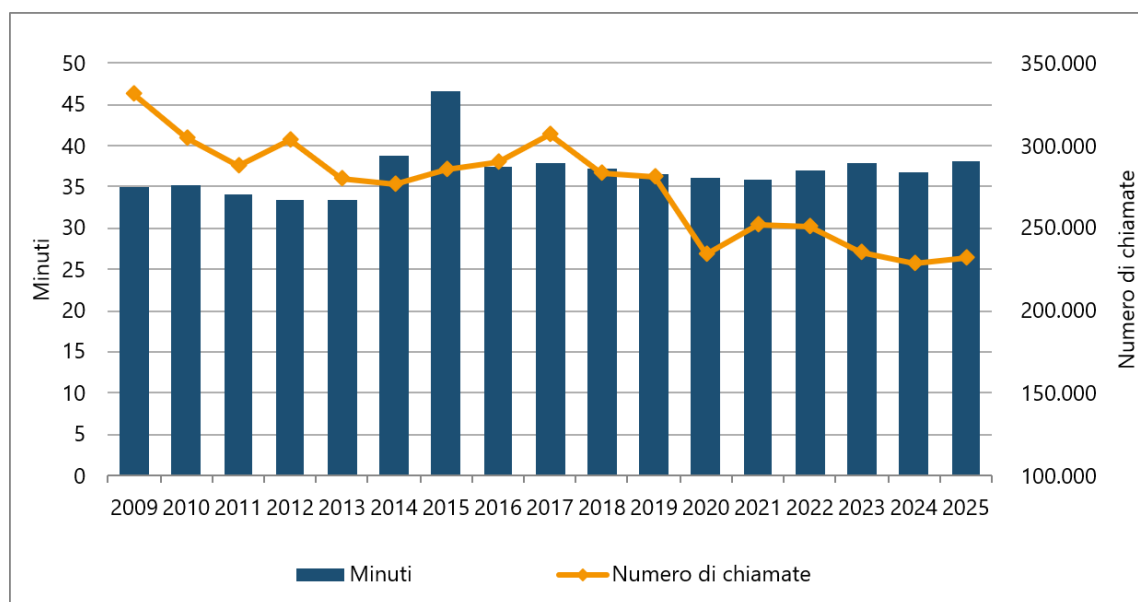
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.2 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata, per quadriennio



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Rispetto al 2024 si registra, per il 2025, una diminuzione della percentuale di ispezione delle reti in AP/MP e della rete in BP. La percentuale totale del periodo di riferimento, sempre ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è crescente per la rete in BP, mentre è in lieve diminuzione per la rete in AP/MP.

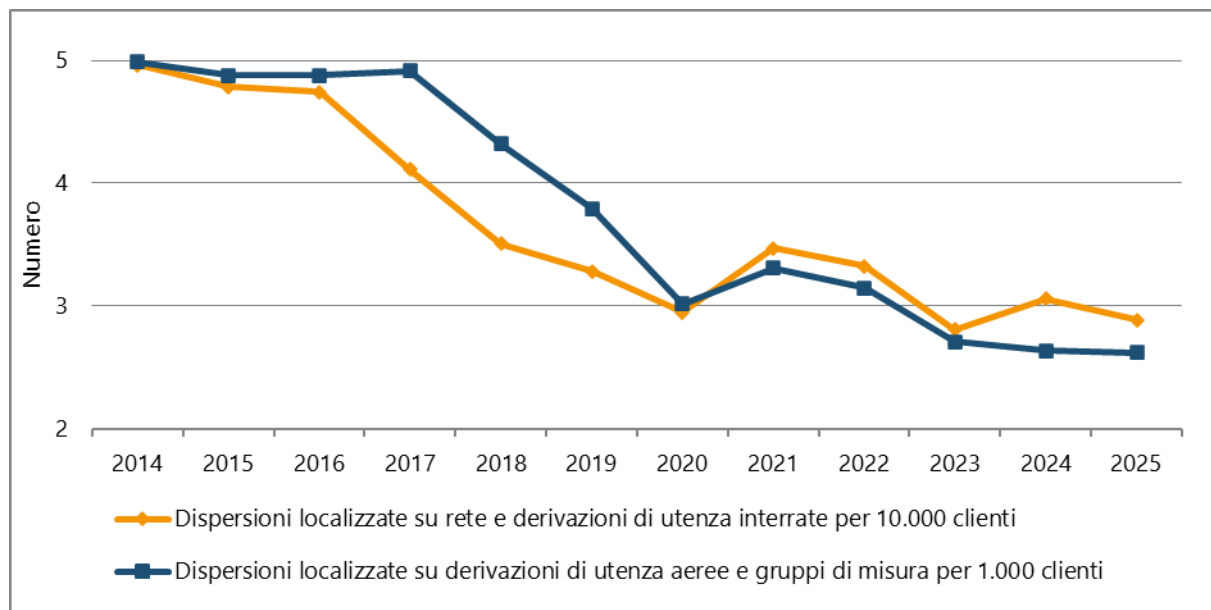
Figura 4.3 Pronto intervento su impianto di distribuzione

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.3 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2025. Il valore medio nazionale è superiore a circa 38 minuti, aumentato rispetto al 2024. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o per colpa di terzi.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall'RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso, ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi. Per questo motivo, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi. Per questo il rispetto della disciplina sul pronto intervento, esteso a tutte le imprese di distribuzione, indipendentemente dal numero di clienti finali, è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi nell'ambito della regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza. Va sottolineato, comunque che quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme.

La Figura 4.4 mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni 1.000 clienti e quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrata ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia quelle localizzate a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2025 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, che di norma sono le più pericolose, sono in diminuzione sia in valore assoluto sia in percentuale rispetto ai clienti.

Figura 4.4 Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la rete di distribuzione (Tavola 4.1). Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2025 sono state realizzate 120 connessioni con le reti di trasporto, di cui 116 alle condotte in alta pressione e 4 a quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 206,8 giorni lavorativi per le connessioni in alta pressione e di 8,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è nettamente aumentato il numero di connessioni in alta pressione, mentre è marginalmente diminuito quello relativo alle tubazioni in media pressione. In merito al tempo medio per la realizzazione dei collegamenti, vi è stato un significativo incremento per le condotte in alta pressione (circa 65 giorni lavorativi in più), mentre per quelle in media pressione vi è stata una contrazione (6 giorni in meno). Poco più del 30% delle 120 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 35 sulle 116 in alta pressione e 2 sulle 4 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale si è verificata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 42.873 rispetto alle 59.236 del 2024. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato le condotte in bassa pressione (96,1%) e la restante parte le tubazioni in media pressione, dal momento che nessuna connessione è stata effettuata alle condotte di distribuzione in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra una riduzione dei tempi di attesa per le connessioni alle tubazioni in media pressione (da 11,8 a 8,6 giorni lavorativi) e un aumento per

le connessioni alle condotte in bassa pressione (da 36,7 a 43,1 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 224 connessioni alle condotte in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (30 soggetti), la media sale a 268 connessioni per distributore.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti elettriche e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2024		2025	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
CONNESSIONI ALLE RETI DI TRASPORTO				
Media pressione	6	14,4	4	8,3
Alta pressione	58	139,8	116	206,8
TOTALE	64	128,0	120	200,2
CONNESSIONI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE				
Bassa pressione	55.771	11,8	41.209	8,6
Media pressione	3.465	36,7	1.664	43,1
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	59.236	13,2	42.873	9,9

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

4.1.5 Bilanciamento del sistema

Disciplina dei servizi di bilanciamento

Nel giugno 2025 l'Autorità ha aggiornato²⁷⁴ le disposizioni relative alla valorizzazione dei quantitativi di gas eccedenti i limiti degli accordi con le imprese che gestiscono impianti interconnessi e il responsabile del bilanciamento, di cui al comma 4.2 del *"Testo integrato del bilanciamento gas"* (TIB²⁷⁵), allo scopo di allinearle alle disposizioni contenute nella Regolazione Tariffaria del Trasporto del Gas (RTTG). Inoltre, in un'ottica di maggiore efficienza e rispondenza ai costi del servizio di bilanciamento, è stato deciso che i quantitativi ulteriori rispetto alle variazioni del *linepack*, alle perdite, agli autoconsumi e al gas non contabilizzato, vengano valorizzati al valore giornaliero del *System Average Price* (SAP) anziché al valore medio mensile.

La regolazione del bilanciamento contenuta nel TIB prevede un sistema "duale" di prezzi di sbilanciamento, in cui il prezzo per utenti in posizione "lunga" è distinto dal prezzo per utenti in posizione "corta". È previsto, inoltre, che tali prezzi siano rispettivamente non inferiore e non superiore al prezzo SAP (pari alla media dei prezzi registrati sui mercati all'ingrosso del gas naturale, ponderata per i rispettivi volumi) aumentato, ovvero diminuito, di un "piccolo aggiustamento". Nel novembre 2024 l'Autorità aveva previsto²⁷⁶ che il "piccolo aggiustamento" fosse calcolato su base giornaliera secondo una percentuale del suddetto prezzo SAP. Nel luglio 2025 l'Autorità ha

²⁷⁴ Delibera 10 giugno 2025, 244/2025/R/gas.

²⁷⁵ Delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

²⁷⁶ Delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas.

modificato²⁷⁷ tale disposizione, per precisare le modalità di aggiornamento della percentuale applicata al SAP. Tale aggiornamento è operato con cadenza semestrale dal responsabile del bilanciamento sulla base dell'evoluzione dei tassi di interesse. Contestualmente l'Autorità ha inoltre integrato, in via transitoria, le disposizioni del TIB che riguardano l'approvvigionamento del gas di sistema per tenere conto di quanto previsto dalla decisione di ricertificazione di Snam e Italgas, con riferimento alla produzione e commercializzazione del biometano. Infatti, in base alla delibera di ricertificazione, è previsto che, in via transitoria, il biometano prodotto e immesso in rete venga utilizzato prioritariamente per autoconsumo da parte dei due gestori, senza vendita a terzi, al fine di verificarne la compatibilità con la regolazione vigente. Pertanto, con le disposizioni del luglio 2025 è stato anche stabilito²⁷⁸ che il responsabile del bilanciamento (RdB) approvvigioni (fino al 30 giugno 2027), presso la piattaforma di scambio indicata dal TIB, il quantitativo di gas necessario al funzionamento del sistema, al netto dei consumi coperti dai quantitativi di gas relativi alla cessione del biometano. I costi associati all'acquisto del biometano per autoconsumo sono ricompresi all'interno del meccanismo della neutralità di cui all'art. 8 del TIB. Infine, sempre nel luglio 2025, l'Autorità ha chiarito²⁷⁹ le disposizioni in materia di gestione dei conguagli che insorgono in esito alla sessione del *settlement*, allineando le previsioni della RTTG alle modalità applicative stabilite nel Testo integrato in materia di *"Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale"* (TISG)²⁸⁰ e declinate nel Codice di rete di Snam. Esse prevedono che il saldo netto dei conguagli dei corrispettivi di trasporto, variabili e di capacità, sia regolato dalle imprese di trasporto a valere sui conti della Cassa per i servizi energetici e ambientali di rispettiva competenza.

Nel novembre 2025 l'Autorità ha disciplinato²⁸¹ i crediti non riscossi dal Responsabile del bilanciamento, afferenti le partite economiche del bilanciamento stesso insorte nel periodo 1° dicembre 2011 – 23 ottobre 2012. È stata così disposta l'erogazione, da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali a favore di Snam, del saldo tra le partite economiche non ancora riconosciute e quelle nel frattempo recuperate in esito alle azioni intraprese e i relativi interessi, a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema del bilanciamento del sistema del gas.

Disciplina del *settlement*

Nel luglio 2025 l'Autorità ha proposto²⁸² la revisione delle tempistiche di svolgimento delle sessioni di aggiustamento, a partire dalla sessione pluriennale 2021 – 2024, con l'obiettivo di garantire tempi più celeri e certi di conclusione delle medesime, in seguito a diverse segnalazioni pervenute dagli operatori, nonché alla necessità di ridurre l'obiettivo allungamento delle tempistiche di esecuzione delle sessioni di *settlement*, da realizzare anche attraverso l'adozione nuove disposizioni utili al processo. Si ricorda, in via esemplificativa e non esaustiva, la procedura che permette all'utente del bilanciamento (UdB) di presentare delle richieste di rettifica dei dati di prelievo giornaliero calcolato

²⁷⁷ Delibera 15 luglio 2025, 328/2025/R/gas.

²⁷⁸ Delibera 328/2025/R/gas.

²⁷⁹ Delibera 328/2025/R/gas.

²⁸⁰ Delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

²⁸¹ Delibera 18 novembre 2025, 490/2025/R/gas.

²⁸² Documento di consultazione 3 luglio 2025, 306/2025/R/gas.

dal Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII). Tali dati sono relativi ai punti di riconsegna della distribuzione che non hanno superato positivamente le verifiche di coerenza condotte dal Gestore del SII rispetto ai dati in proprio possesso. La revisione delle tempistiche proposta nel luglio 2025 prende spunto da una relazione trasmessa dal Responsabile del bilanciamento (RdB) su richiesta del Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità. Tale relazione contiene proposte operative in merito a possibili interventi sull'intero processo di aggiustamento, funzionali alla riduzione delle attuali tempistiche di svolgimento delle sessioni con specifico riguardo alle attività di sua competenza. Anche il Gestore del SII, interpellato, ha accettato la revisione delle proprie tempistiche in linea con quanto suggerito dall'RdB, salvo indicare limitate variazioni.

Sempre nel luglio 2025 l'Autorità ha approvato²⁸³ alcune disposizioni riguardanti il servizio alternativo di fornitura di gas naturale nel caso di reti gas temporaneamente isolate, dando seguito alla consultazione avviata²⁸⁴ nell'aprile 2024, nella quale è stata illustrata una soluzione per la contabilizzazione del suddetto servizio, ai fini della definizione dei bilanci di trasporto ossia delle procedure di *settlement* gas. Tale servizio è gestito dall'impresa di distribuzione per garantire la continuità della fornitura in situazioni di emergenza o di manutenzione della rete, ossia nei casi di interruzione/riduzione del servizio. Il principale aspetto commentato e condiviso durante la consultazione ha riguardato il rapporto tra impresa di trasporto e impresa di distribuzione, rilevando complessità connesse con gli oneri implementativi e gestionali, nonché con le possibili criticità di natura fiscale. Pertanto, pur confermando nella sostanza gli orientamenti espressi all'avvio della consultazione²⁸⁵, l'Autorità ha ritenuto di introdurre le seguenti previsioni, per tener conto delle osservazioni pervenute:

- il conguaglio economico viene riconosciuto dall'RdB all'utente della distribuzione (UdD) tramite il proprio UdB, anziché tramite l'impresa di distribuzione (anche nel caso in cui sia interconnessa a reti di trasporto di imprese minori), previa messa a disposizione da parte di quest'ultima delle informazioni necessarie;
- le compensazioni sono determinate in apposite sessioni che si svolgono con cadenza annuale, in prima applicazione per il periodo 2020 - 2024.

A tal fine, le imprese di distribuzione, anche se non direttamente interconnesse alla rete di trasporto dell'impresa maggiore, sono tenute a trasmettere annualmente all'RdB i dati dei volumi immessi sulla propria rete tramite servizio alternativo di fornitura di gas naturale, con dettaglio giornaliero e per ciascun rapporto UdB-UdD, secondo modalità e tempistiche definite dall'RdB stesso.

Nel 2024 è entrato in vigore un meccanismo²⁸⁶ incentivante per le imprese di distribuzione gas, funzionale alle procedure di *settlement* e volto a favorire la massima tempestività, da parte delle imprese stesse, nel rettificare i dati di prelievo che non hanno positivamente superato la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento. L'ammontare della penalità è determinato dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) sulla base dei dati trasmessi dal Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII). Gli importi sono posti a valere sul conto relativo al *settlement* gas, mantenendone separata evidenza e dandone informativa all'Autorità. Nel corso del 2025, gli esiti

²⁸³ Delibera 22 luglio, 2025, 341/2025/R/gas.

²⁸⁴ Documento di consultazione 4 giugno 2024, 221/2024/R/gas.

²⁸⁵ Documento di consultazione 221/2024/R/gas.

²⁸⁶ Delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas.

della pubblicazione dei dati della sessione di aggiustamento pluriennale (riguardante gli anni 2020–2023), hanno evidenziato valori di penalità importanti, soprattutto per i punti di riconsegna (PdR) con gruppo di misura installato di classe inferiore o uguale a G6. In alcuni casi, comunque residuali, la penale calcolata ha superato l'importo massimo previsto per le sanzioni irrogabili dall'Autorità. Sono, inoltre, pervenute delle segnalazioni da parte delle associazioni delle imprese di distribuzione circa la presenza di casi per i quali le procedure adottate dal Gestore del SII non hanno consentito la correzione del prelievo, comportando, di conseguenza, l'applicazione della penalità prevista²⁸⁷ dal meccanismo incentivante. In ragione del fatto che la numerosità di tali casi potesse comportare un'attività di identificazione e verifica particolarmente onerosa e complessa, nell'agosto 2025 l'Autorità ha individuato²⁸⁸ delle azioni volte a mitigare gli effetti negativi degli adempimenti previsti dalla regolazione e ha introdotto, con esclusivo riferimento alla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2020-2023, una franchigia basata sul numero totale di PdR serviti dall'impresa di distribuzione nel medesimo periodo, di cui CSEA ha tenuto conto nel calcolo della penalità. Tale franchigia non è stata applicata ai casi di PdR dotati di gruppo di misura di classe uguale o superiore a G10, poiché si è ritenuto che, trattandosi di punti con consumo elevato, fosse importante acquisire informazioni più dettagliate, con un onere proporzionato per l'impresa di distribuzione interessata alla correzione dei prelievi. Per questa categoria di PdR e per i casi che hanno riguardato i PdR dotati di gruppo di misura di classe minore o uguale a G6 eccedenti la franchigia, è stata prevista una specifica comunicazione da parte delle imprese di distribuzione interessate a CSEA, utile all'identificazione della tipologia di errore non rettificabile da parte delle imprese stesse. Infine, sempre nell'agosto 2025, è stato modificato²⁸⁹ il meccanismo incentivante, stabilendo che il valore della penale non possa comunque superare il 10% del fatturato dell'impresa di distribuzione, onde evitare che si verificassero casi in cui il suddetto meccanismo comporti effetti manifestamente sproporzionati, come quelli in cui l'ammontare della penale risulti addirittura superiore al limite massimo delle sanzioni irrogabili dall'Autorità.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla differenza tra gas immesso e prelevato (Delta¹⁰)

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha introdotto²⁹⁰ un meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione, il cui obiettivo è quello di incentivare le imprese di distribuzione a migliorare l'efficienza della loro attività, riducendo le perdite nella rete e migliorando la raccolta e la qualità dei dati di misura.

Un parametro che sinteticamente rappresenta la qualità complessiva dell'attività di distribuzione è il cosiddetto delta *in-out*, ossia la differenza giornaliera tra tutto ciò che è misurato in ingresso alla rete e ciò che è misurato (o stimato) in uscita, differenza che idealmente tende a zero.

La disciplina prevede che il delta *in-out* non sia allocato agli utenti del bilanciamento, ma venga approvvigionato da Snam e i relativi oneri siano posti a carico del sistema. Il meccanismo è corredato dalle Istruzioni Operative per il calcolo del valore dell'eventuale penalità P per ciascun *city gate* da

²⁸⁷ Articolo 3 della delibera 555/2022/R/ gas.

²⁸⁸ Delibera 5 agosto 2025, 383/2025/R/gas.

²⁸⁹ Delibera 383/2025/R/gas.

²⁹⁰ Delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas.

parte del Responsabile del Bilanciamento (RdB); tali procedure sono aggiornate con determina del Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità, tenendo anche conto delle esigenze manifestate dagli operatori. Con riferimento al 2025, in seguito alla pubblicazione degli esiti fisici della sessione di aggiustamento pluriennale, è stato previsto lo svolgimento di tre sessioni: una prima per il triennio costituito 2020-2022, una seconda per il triennio 2021-2023 e una terza con riferimento al triennio 2022-2024, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale per gli anni 2022 e 2023 e, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale, per l'anno 2024. Nel dicembre 2023 l'Autorità ha prospettato²⁹¹, riguardo al criterio di ripartizione tra imprese di distribuzione interconnesse basato sulla numerosità dei PdR, di suddividere l'eventuale penalità, in assenza delle misure di interconnessione, sulla base dei volumi di ciascuna impresa di distribuzione risultanti dalle sessioni di aggiustamento, ponendo la responsabilità del calcolo in capo alla società Snam Rete Gas in qualità di RdB. Poiché tali orientamenti sono stati accolti con favore durante la consultazione, all'inizio di febbraio del 2025 l'Autorità ha stabilito²⁹² che l'RdB proceda a ripartire la penalità tra imprese di distribuzione interconnesse sulla base dei volumi risultanti dalle sessioni di aggiustamento trasmessi dal Sistema Informativo Integrato (SII) con relativo dettaglio, mantenendo l'utilizzo prioritario della misura di interconnessione, se disponibile. In quest'ultimo caso, l'impresa di distribuzione di riferimento, in accordo con le imprese sottese, determina e trasmette all'RdB, nel rispetto delle modalità e delle tempistiche definite da quest'ultimo nell'ambito delle Istruzioni Operative, la ripartizione della penale da applicare fra ciascuna impresa presente presso il *city gate*. Contestualmente l'Autorità ha disposto²⁹³ delle modifiche al meccanismo varato nell'agosto 2022, volte a precisare meglio la regolazione da applicare in caso di avvicendamento nella gestione di un impianto, in seguito a gara di affidamento del servizio. In dettaglio, è stato precisato che l'eventuale penalità viene attribuita all'impresa di distribuzione che gestisce l'impianto nel momento in cui si svolge la sessione di aggiustamento e a seguito della quale viene effettuato il calcolo della penalità medesima; sono fatti salvi i casi di avvicendamenti già perfezionati alla data di pubblicazione delle modifiche suddette o per i quali, a tale data, i partecipanti hanno già presentato la loro offerta. In tale situazione, l'eventuale penalità è determinata dall'RdB per ciascuna impresa di distribuzione sulla base del periodo di competenza. Inoltre, in relazione agli interventi programmati dal Gestore del SII in materia di processi di *settlement* gas con impatti sulla determinazione del delta in-out, sempre nel febbraio 2025 è stato previsto²⁹⁴ in via transitoria, nelle more del completamento dell'attuazione delle disposizioni descritte, che le imprese di distribuzione possano comunicare all'RdB i valori dei prelievi di gas (OUT) attesi per quei *city gate* a cui sono allacciati PdR ai quali è stato attribuito, nell'ambito del bilancio del trasporto, un prelievo non corretto (che non è stato possibile correggere con le procedure vigenti per le sessioni di aggiustamento). A tal fine, è stato dato mandato all'RdB di gestire tali dati di OUT alla stregua dei dati inerenti alle perdite localizzate e ai prelievi fraudolenti, modificando così il valore determinatosi in esito alla sessione di aggiustamento con l'OUT atteso comunicato dall'impresa di distribuzione e ricalcolando conseguentemente la penalità. Sempre nel febbraio 2025, infine, è stata riconosciuta²⁹⁵ ai soggetti interessati la facoltà di presentare, entro il 21 febbraio 2025, eventuali osservazioni e proposte motivate sulle nuove disposizioni. Dopo tale

²⁹¹ Documento di consultazione 5 dicembre 2023, 573/2023/R/gas.

²⁹² Delibera 4 febbraio 2025, 28/2025/R/gas.

²⁹³ Delibera 28/2025/R/gas.

²⁹⁴ Delibera 28/2025/R/gas.

²⁹⁵ Delibera 28/2025/R/gas.

consultazione postuma, nel marzo 2025 è stato stabilito²⁹⁶ che, nei casi di avvicendamenti a seguito di gara, l'RdB ripartisca l'eventuale penalità tra le imprese di distribuzione interessate sulla base del periodo di competenza; ciò in deroga alla regola generale di attribuzione all'impresa di distribuzione che gestisce l'impianto nel momento in cui si effettua il calcolo, basata sul criterio generale della continuità nei rapporti giuridici e in coerenza con la disciplina legislativa prevista per le altre ipotesi di successione di un gestore a un altro (in seguito a trasformazione, fusione, scissione societaria e acquisto d'azienda).

All'inizio del luglio 2025, sono state aggiornate²⁹⁷ le Istruzioni Operative funzionali all'implementazione di quanto sopra illustrato.

Infine, sempre nel luglio 2025, è stato stabilito²⁹⁸ che l'RdB consideri i volumi immessi dal carro bombolaio presso ciascun *city gate* nell'ambito dei calcoli effettuati per una corretta determinazione del delta *in-out* nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione introdotto²⁹⁹ nell'agosto 2022.

4.1.6 Coordinamento internazionale

Cooperazione internazionale in materia di gas

Per quanto attiene alle collaborazioni con paesi esteri e organismi internazionali in materia di gas, si rimanda a quanto riportato nella sezione "Coordinamento internazionale in materia di energia elettrica e gas naturale" all'interno del capitolo relativo al settore elettrico del presente *Annual Report*.

4.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

4.2.1 Mercati all'ingrosso

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2025 il consumo lordo di gas naturale è aumentato quasi del 2%, passando da 61,8 a 63 G(m³) (Tavola 4.2). Dopo il forte calo registrato nel 2022 e nel 2023 (-10% in entrambi gli anni) e il lieve recupero del 2024 (+1,2%), questo incremento rappresenta un ulteriore segnale positivo per il settore. I consumi finali restano tuttavia sui livelli minimi degli ultimi trent'anni.

Nel 2025 la produzione nazionale ha registrato una discreta ripresa, risalendo a 3 G(m³) dai 2,6 G(m³) raggiunti nel 2024. Anche il saldo estero è leggermente cresciuto dell'1%, per effetto dell'incremento delle importazioni, salite da 59,5 a 61,6 G(m³), parzialmente attenuato da una risalita delle esportazioni, tornate a 2,1 G(m³), vale a dire sui livelli del 2023. Poiché negli stoccaggi i volumi

²⁹⁶ Delibera 25 marzo 2025, 111/2025/R/gas.

²⁹⁷ Determina del Direttore della Direzione Mercati Energia del 3 luglio 2025, 7/2025.

²⁹⁸ Delibera 22 luglio 2025, 341/2025/R/gas.

²⁹⁹ Delibera 386/2022/R/gas.

immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,6 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno, il consumo interno lordo nel 2025 è risultato pari a 63 G(m³), come detto un valore di quasi due punti percentuali superiore a quello del 2024. Di conseguenza, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2025 il 94,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2024 era pari a 95,2%) (Tavola 4.2) Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete i consumi netti di gas nel 2025 sono valutabili in circa 62 G(m³).

Tavola 4.2 Consumo lordo di gas naturale in Italia

DISPONIBILITÀ (M(m ³))	2024	2025 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione nazionale	2.595	3.012	16,1%
Importazioni	59.461	61.584	3,6%
Esportazioni	620	2.136	244,8%
Variazione delle scorte	381	561	47,2%
CONSUMO INTERNO LORDO	61.817	63.020	1,9%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Produzione

Anche nei dati raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità, che dal 2022 comprendono anche la produzione di biometano, si registra per il 2025 un valore della produzione nazionale di gas in aumento e pari a 3.301 M(m³), contro i 2.674 M(m³) registrati nel 2024. L'incremento nei volumi di gas coltivato risulta significativo per alcuni dei grandi operatori.

Nel 2025 le società del gruppo Eni hanno estratto circa 135 M(m³) in più rispetto al 2024, registrando quindi un aumento produttivo del 7,8%; il gruppo resta dominante in questo segmento con una quota decisamente maggioritaria (56,7%) e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. La distanza nel 2025 tra i due principali operatori si è, anzi, ulteriormente ampliata, perché la produzione di Royal Dutch Shell è diminuita rispetto al 2024 di circa 30 M(m³), subendo un calo del 6,7%. Lo stesso è accaduto al gruppo Total, la cui produzione si è ridotta del 7% rispetto al 2024, essendo passata da 62 a 58 M(m³). Al contrario, un notevole incremento ha contraddistinto l'attività di Gas Plus, la cui produzione è più che raddoppiata, passando da 81 a 179 M(m³).

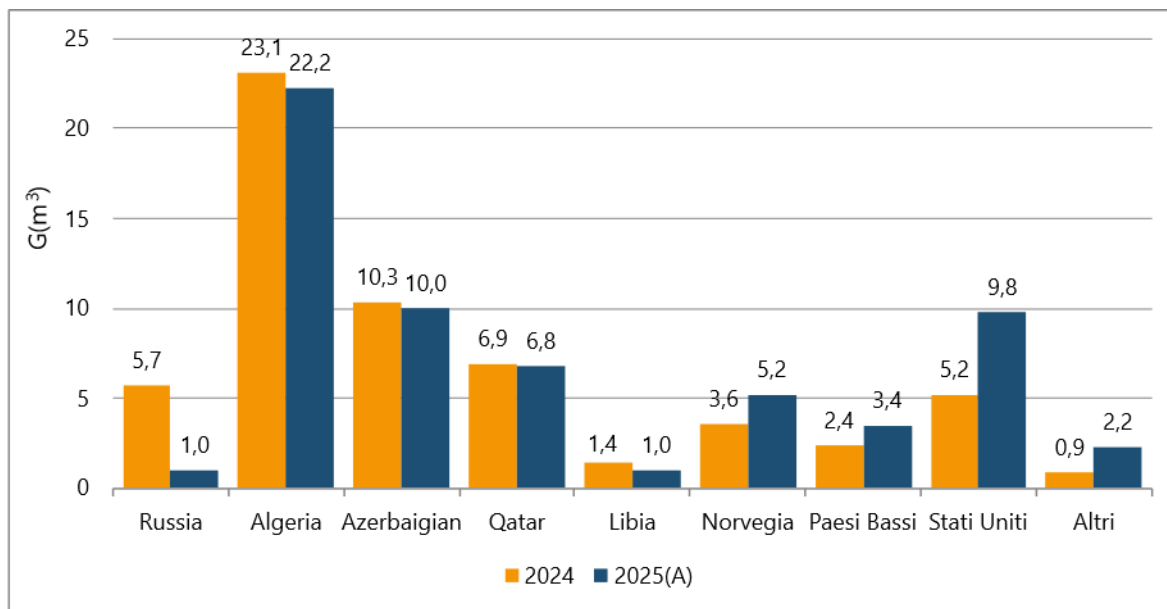
La produzione di biometano ha superato di poco i 268 M(m³), cioè l'8,1% della produzione nazionale e in aumento del 20% rispetto all'anno precedente. Le imprese più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), che ha prodotto 36 M(m³), la Società Agricola Agriman la cui produzione ha quasi raggiunto 31 M(m³), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 17 M(m³), le imprese A2A Ambiente e Agripower del gruppo A2A che insieme hanno prodotto 15,9 M(m³) e la società Sant'Ilario Bioenergia del gruppo Vallette che ha prodotto 14,6 M(m³). Una produzione leggermente inferiore è stata realizzata dalle società Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto 10,7 M(m³).

Importazioni

Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2025 l'Italia ha importato 2,1 G(m³) di gas naturale in più rispetto al 2024.

Le importazioni lorde sono infatti risalite da 59,5 a 61,6 G(m³), con un incremento del 3,6%. Dopo il minimo registrato nel 2024, il livello delle importazioni lorde è così tornato sostanzialmente in linea con quello del 2023.

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

L'aumento ha riguardato, innanzitutto, le importazioni dagli Stati Uniti, che nel 2025 sono quasi raddoppiate, passando da 5,2 a 9,8 G(m³). Sono inoltre cresciuti i flussi dal Nord Europa, con un incremento del 43% sia dalla Norvegia sia dall'Olanda, così come quelli provenienti dai Paesi di più recente ingresso nel mix di approvvigionamento, saliti da 0,9 a 2,2 G(m³) (+163%). Tra questi si segnalano in particolare Trinidad e Tobago (501 M(m³)), Guinea Equatoriale (353 M(m³)), Nigeria (328 M(m³)), Mauritania e Senegal (248 M(m³) ciascuno). Si sono invece ridotte le importazioni dall'Algeria (-890 M(m³)), dall'Azerbaijan (-307 M(m³)), dal Qatar (-108 M(m³)) e dalla Libia (-448 M(m³)). Anche i quantitativi statisticamente attribuiti alla Russia, legati a maggiori erogazioni dagli stoccaggi austriaci in transito da Tarvisio, sono diminuiti drasticamente (-83%), passando da 5,7 G(m³) nel 2024 a 972 M(m³) (Figura 4.5).

La crescita delle importazioni italiane è stata sostenuta in larga misura dal gas naturale liquefatto. Nel 2025 i volumi di GNL provenienti dall'estero sono aumentati del 44%, passando da 14,7 a 21,2 G(m³). Di conseguenza, il GNL ha coperto poco più di un terzo dell'import complessivo, rispetto a circa un quarto nel 2024. Tale dinamica ha modificato anche la composizione geografica delle forniture: la quota dei tre principali Paesi fornitori – Stati Uniti, Qatar e Algeria – è scesa dal 94% all'88% del totale del GNL importato, mentre hanno acquisito maggiore rilievo i carichi provenienti da Trinidad e Tobago (2,4%), Guinea Equatoriale (1,7%) e Nigeria (1,5%).

Considerando i volumi complessivi di importazione, sia via tubo sia via nave, nel 2025 l'Algeria si conferma il primo fornitore dell'Italia con una quota del 36,1%, seguita dall'Azerbaijan (16,2%) e dagli Stati Uniti (15,9%). L'incidenza del Qatar si è lievemente ridotta, dall'11,6% all'11%, mentre quella dei Paesi del Nord Europa (Norvegia e Olanda), storicamente rilevante, è risalita dal 10,1% al 14,1%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2025 sono stati importati in Italia 58,8 G(m³), 1,2 in più rispetto ai 57,6 G(m³) importati nel 2024³⁰⁰. L'aumento, pari al 2%, risulta quindi lievemente inferiore a quello che emerge dai dati ministeriali³⁰¹. Il 3,1% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè poco più di 1,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee. Tale quota si è molto ridotta rispetto all'8% del 2024.

L'elenco dei primi venti importatori non presenta variazioni nelle prime tre posizioni. Come sempre, al primo posto si trova Eni che nel 2025 ha importato 16,8 G(m³), quasi 1 G(m³) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del calo delle importazioni di Eni (-5,4%), la quota di mercato della società è scesa dal 30,9% registrato nel 2024 al 28,6% (27,3% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale). Anche i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, si sono ridotti di quasi 1,2 G(m³) (-11,5%); per questo la relativa quota è passata dal 17,6% al 15,3%, benché la distanza da Eni sia rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2024 (poco più di 13 punti percentuali). Anche i quantitativi importati dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che commercializza il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP si sono lievemente ridotti (-2,8%): con 8,9 G(m³) importati, circa 300 M(m³) in meno del 2024, ha comunque consolidato la terza posizione con una quota del 15,2% (era al 15,9% nel 2024). È salita in quarta posizione, dalla sesta occupata lo scorso anno, l'impresa Vitol i cui quantitativi approvvigionati sono più che raddoppiati, passando da 2,4 a 5,4 G(m³). Questa forte crescita ha fatto scendere Enel Global Trading in quinta posizione, nonostante anche le importazioni di quest'ultima siano nettamente aumentate (+19,4%) rispetto al 2024, da 3,6 a 4,3 G(m³).

I gruppi³⁰² che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono cinque: Eni, Edison, Azerbaijan Gas Supply Company Limited, Vitol ed Enel (gli stessi del 2024, tranne Vitol che ha sostituito Royal Dutch Shell) (Tavola 4.3). Insieme, i cinque gruppi hanno importato 44,4 dei 58,8 G(m³) del gas importato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per il 74,6% di tutto il gas approvvigionato. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), e che complessivamente ne coprono una quota del 74,3% (poco inferiore a quella del gas approvvigionato).

³⁰⁰ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

³⁰¹ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

³⁰² Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

Tavola 4.3 Sviluppo del mercato all'ingrosso gas

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/g	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione via tubo M(m ³)/g	N. gruppi con quota approvvigionamento > 5% ^(C)	N. gruppi con quota gas disponibile > 5% ^(D)	C3 dei maggiori gruppi sulla domanda totale
2010	173,5	459	8,3	296,2	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	296,2	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	298,6	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	298,6	3	3	42,7%
2104	210,9	330	7,1	298,6	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	293,8	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	296,4	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	294,0	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	293,8	4	4	47,2%
2019	329,4	394	4,9	293,8	3	3	46,8%
2020	386,4	366	4,0	291,4	4	4	42,1%
2021	361,6	391	3,2	297,8	5	5	39,1%
2022	281,3	377	3,1	298,4	5	5	39,1%
2023	269,0	333	2,7	294,4	5	5	37,6%
2024	286,6	339	2,6	294,4	5	5	33,8%
2025	291,7	354	3,0	294,4	5	5	30,3%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) Numero di società con una quota di gas prodotto e/o importato superiore al 5%.

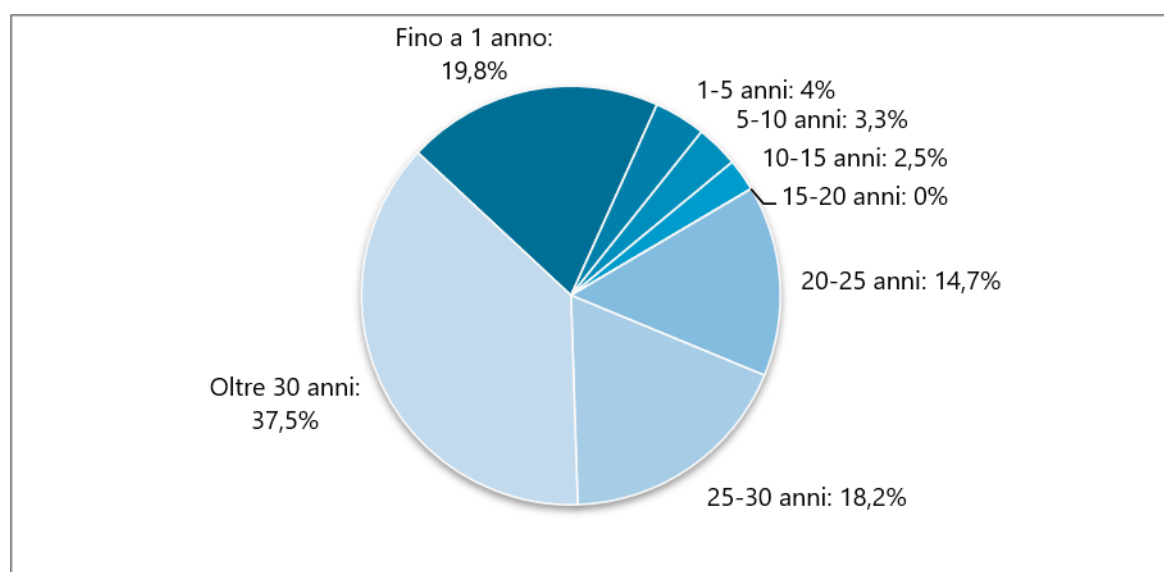
(D) Numero di società con una quota > 5% dei volumi di gas disponibile, che includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

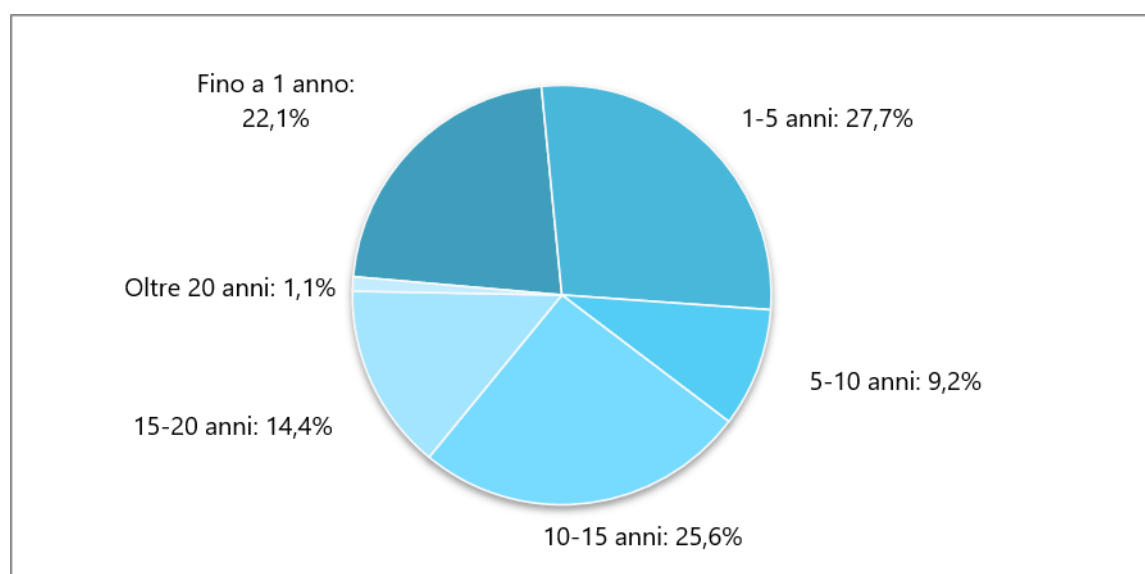
La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2025 secondo la durata intera (Figura 4.6) è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2024. Infatti, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è lievemente scesa al 23,8% dal 24,9% registrato nel 2024. In compenso, è un po' cresciuta l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni), che è passata dal 3,4% al 5,8%, mentre quella delle importazioni di lunga durata (oltre 20 anni) è passata dal 71,6% al 70,4%. L'incidenza delle importazioni *spot*³⁰³, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è rimasta sostanzialmente invariata, risultando di poco inferiore al 20%. Importante è però sottolineare che, negli ultimi 4 anni, le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura da qualche anno stanno leggermente aumentando, diversamente da quanto è accaduto per quasi tutti gli anni dal 2010 al 2021, nei quali i vecchi contratti d'importazione di lunga durata sono giunti via via a scadenza e non sono stati rinnovati o sostituiti con contratti di pari durata.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2025 (Figura 4.7) mostrano che il 49,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 50,5% nel 2024) e il 58,9% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 59%). Il 15,5% dei contratti oggi in vigore ha una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è marginalmente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 14,8%.

³⁰³ Valutata, come negli anni passati, escludendo le *annual contract quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2025, secondo la durata intera

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.7 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2025, secondo la durata residua

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2025 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta dell'1,8%, raggiungendo 291,7 G(m³) (Tavola 4.3). Ciò grazie alla sostanziale stabilità del gas commercializzato nel mercato all'ingrosso e alla lieve ripresa delle vendite nel mercato al dettaglio, benché anche gli autoconsumi abbiano offerto un significativo contributo.

Il mercato all'ingrosso, infatti, ha movimentato 232,1 G(m³) contro i 232,6 G(m³) del 2024 (-0,2%); il mercato al dettaglio, dove sono stati venduti 46,6 G(m³), cioè 0,5 G(m³) in più del 2024, ha registrato un piccolo incremento (1,1%); gli autoconsumi hanno contribuito all'incremento della domanda totale, essendo risultati di quasi 1 G(m³) superiori a quelli del 2024 (+7,5%). I gruppi industriali che nel 2025 possiedono una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5, mentre nel 2024 erano 4. Più precisamente si tratta dei gruppi: Eni (11,4%), Engie (10,3%), Edison (8,6%), Royal Dutch Shell

(7,2%) ed Enel (5,5%). Nel 2024 quest'ultimo gruppo non era incluso in quanto la sua quota era del 4,7%. I primi tre gruppi coprono insieme il 30,3% della domanda totale, una quota inferiore a quella dello scorso anno (33,8%) (Tavola 4.3).

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'*Indagine annuale sui settori regolati* che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas, somministrando i questionari alle società accreditate nell'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere nell'anno precedente (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale.

Il numero di imprese che hanno dichiarato di svolgere la vendita di gas è risultato pari a 930. Hanno risposto all'*Indagine annuale* 712 imprese (77%), 64 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 14 a un'impresa di trasporto.

Delle 776 società che hanno partecipato all'indagine, 98 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 678 attive, 185 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 342 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 151, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come **operatori misti**.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2025

Operatori	Numero	Vendite M(m ³)	Prezzo c€/m ³
Grossisti puri	185	158.370	42,2
Operatori misti	151	73.685	44,3
TOTALE INGROSSO	336	232.056	42,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 68% da grossisti puri e per il restante 32% da operatori misti. Nel 2025 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 336 soggetti, è nettamente cresciuto rispetto al 2024 (ma è importante sottolineare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro), mentre il volume di gas che hanno venduto in tale mercato è diminuito di 0,5 G(m³) (-0,2%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è ridotto del 9,1%, passando da 760 a 691 M(m³).

Nel 2025 il livello di concentrazione di tale mercato è diminuito: la quota delle prime tre società (Shell Energy Europe, Engie Global Markets ed Edison), infatti, è risultata del 21,1% contro il 23,6% osservato nel 2024. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Eni e Vitol) è passata dal 35,1% al 31,6%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è sceso da 427 a 377.

Nel 2025 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 42,9 c€/m³, in aumento del 2,9% rispetto ai 41,7 c€/m³ richiesti nel 2024. L'incremento dei prezzi è coerente con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che nel corso del 2025 hanno registrato aumenti in tutti i mercati europei. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 44,3 c€/m³,

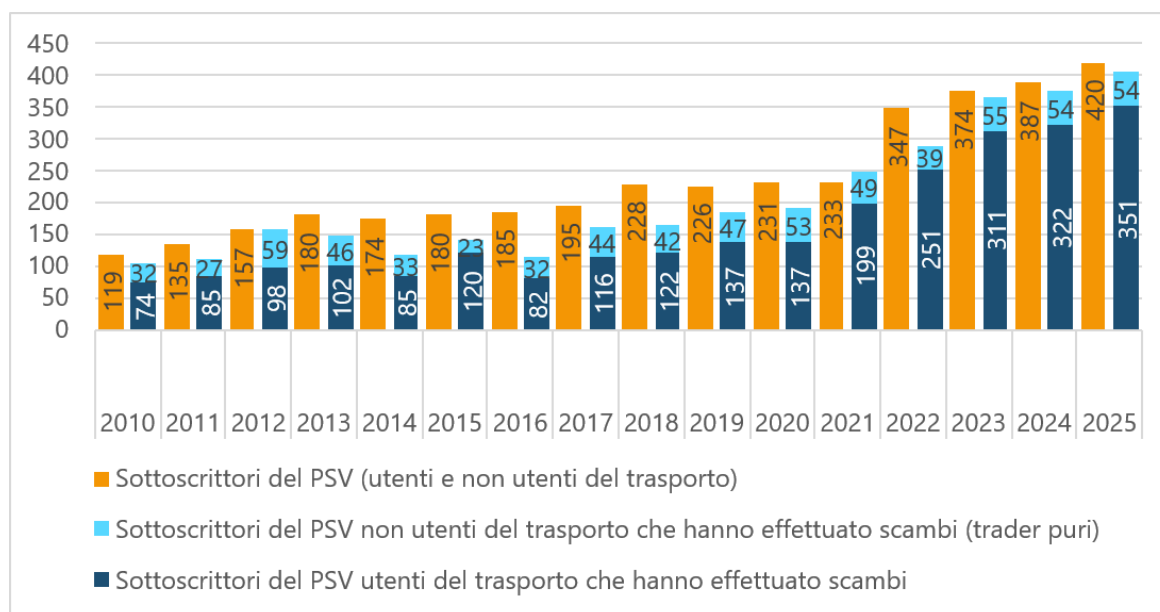
ovvero 2,12 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 42,2 c€/m³).

Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (*over-the-counter* o *OTC*), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze³⁰⁴, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni approvate dall'Autorità³⁰⁵.

Nel 2025, 351 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Figura 4.8). Soltanto 54 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 420 unità contro le 387 del 2024 (+9%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato di pari misura (+9%), da 322 soggetti a 351. Diversamente dagli anni scorsi, è invece rimasto stabile il numero dei *trader* puri, pari a 54 (stesso dato nel 2024).

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Figura 4.9 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate

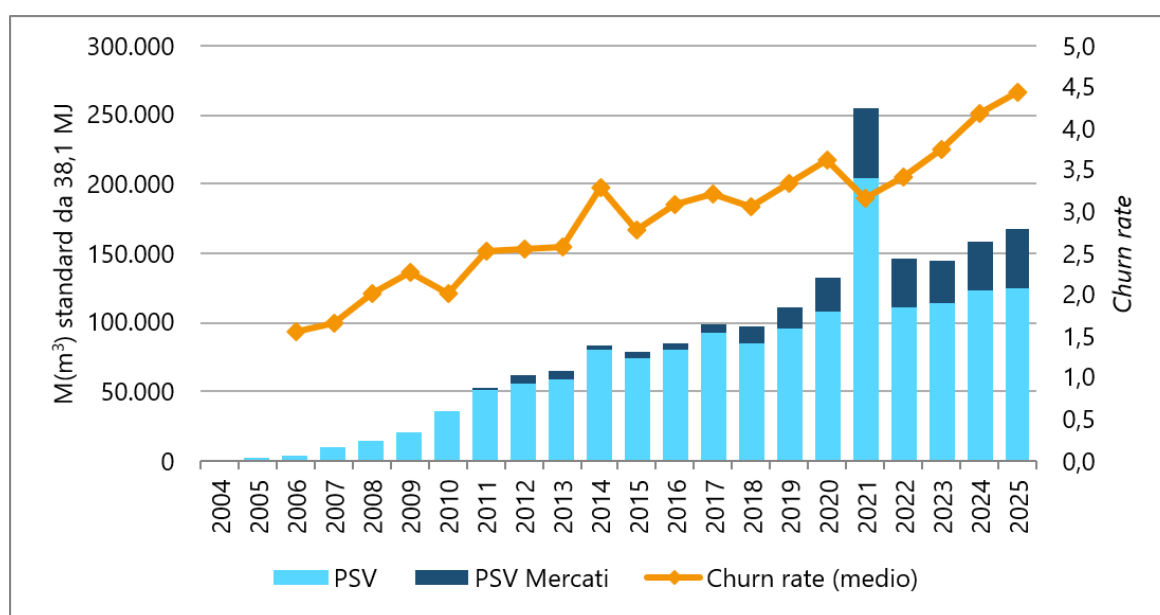
³⁰⁴ Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

³⁰⁵ Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC giornaliera, OTC multigiornaliera e forzata GNL, mentre nella voce "PSV-Mercati" sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

Nel 2025 i volumi OTC sono cresciuti dell'1,5% da 123 a quasi 125 G(m³); al contrario i volumi con consegna forzata al PSV si sono ridotti del 40%, da 183 a 109 M(m³). Il complesso delle riconsegne al PSV è quindi aumentato solo lievemente dell'1,4% rispetto al 2024. In compenso, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita (19%), che segue quella già robusta (13%) dello scorso anno. I volumi scambiati nei mercati organizzati sono infatti saliti a 42,8 G(m³), cioè a un livello non troppo distante dal massimo toccato nel 2021 (49,3 G(m³)); ciò grazie all'incremento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+14,1%) cui si è accompagnata una forte crescita anche del gas scambiato come *clearing house* (+56,6%).

Figura 4.9 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Ovviamente la crescita è avvenuta anche nel numero medio delle transazioni giornaliere che nel 2024 è complessivamente aumentato del 15%, da circa 1.100 a quasi 1.300, e questo grazie a quelle avvenute nei mercati (+13,8%), ma soprattutto a quelle effettuate OTC (+15,7%). Anche il numero medio delle transazioni giornaliere nel 2025 è complessivamente aumentato del 6,4%, da circa 1.270 a 1.355, e questo grazie a quelle avvenute nei mercati (+5,5%), ma soprattutto a quelle effettuate OTC (+7%).

La crescita degli scambi e dei volumi sottesi spiega l'incremento da 4,2 a 4,4 del *churn rate*, l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido, più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Dal 2022, ha consolidato un *trend* di crescita. Il 4,4 raggiunto nel 2025 è il valore più alto dalla nascita del PSV.

Borsa del gas

La Borsa del gas in Italia è stata avviata nel 2007 con l'obbligo per importatori e titolari di concessioni di offrire o cedere quote di gas su piattaforme regolamentate. La gestione del mercato è stata poi affidata al GME, che dal 2010 ha progressivamente sviluppato i principali mercati del gas: la piattaforma P-GAS, il mercato *spot* M-GAS, articolato in MGP-GAS e MI-GAS, e successivamente il mercato a termine MT-GAS.

Dal 2015 gli operatori possono estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Dal 2016, a seguito dell'applicazione del regolamento europeo del bilanciamento, gli utenti e Snam Rete Gas accedono agli stessi mercati spot per approvvigionarsi delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema. Sono stati inoltre attivati nuovi comparti dedicati, come il mercato del gas in stoccaggio e quello dei prodotti *locational*, poi integrati nell'M-GAS.

Negli anni successivi sono state introdotte misure per aumentare la liquidità del mercato, tra cui i *liquidity provider* (figure di *market making*, ossia di soggetti che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito), l'integrazione con la piattaforma Trayport, il prodotto weekend e il comparto AGS per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da parte del Responsabile del Bilanciamento.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'*Italian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel Mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti '*title transfer*' con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti. L'indice è calcolato per ciascun giorno gas (di consegna) come media aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;
- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *weekend*);
- con prezzo compreso nell'intorno ($\pm 30\%$) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

Il decreto legislativo 2 febbraio 2021, n.14, che ha stabilito l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/1938, ha previsto che il GME provveda, secondo quanto stabilito all'interno di ciascun accordo intergovernativo di solidarietà tra uno Stato membro, o Paese terzo rispetto all'UE, con il Governo della Repubblica Italiana, a mettere a disposizione piattaforme di scambio dedicate all'attuazione delle disposizioni contenute nei medesimi accordi. A partire dal 30 dicembre 2025, il GME ha introdotto, nell'ambito del mercato gas, il mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS), funzionale a gestire a livello nazionale la possibile richiesta di misure di solidarietà di mercato ai sensi dell'art. 13 del regolamento (UE) 2017/1938.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati del gas naturale gestiti dal GME nel 2025 sono stati negoziati volumi complessivi per 210,4 TWh, in crescita del 16% rispetto al 2024 (Tavola 4.5).

Si continua a osservare la maggior liquidità nel Mercato del giorno prima (78%; +3% rispetto al 2024), che registra un aumento dei volumi negoziati saliti a 165 TWh (+20% sul 2024). La quota maggiore di questi ultimi (81%; -1%) è stata contrattata in negoziazione continua (133,8 TWh; +20%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 30,8 TWh, in aumento rispetto al 2024 (22%).

Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (GWh)

MERCATI	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
P-GAS							
Aliquote	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548	957.915	826.082
M-GAS							
MGP-GAS	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328	136.987.608	164.646.984
MGP-Continuativa	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624	111.713.568	133.824.000
MGP-AGS	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704	25.274.040	30.822.984
MI	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312	40.207.512	39.495.816
MI-Continuativa	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336	39.202.152	38.875.320
MI-AGS	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976	1.005.360	620.496
MGS	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177	3.515.669	5.425.160
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	3.192.048	478.272	22.320	-	-	-	-
TOTALE	79.656.906	113.296.696	132.526.771	177.451.098	154.899.365	181.668.704	210.394.042

Fonte: GME.

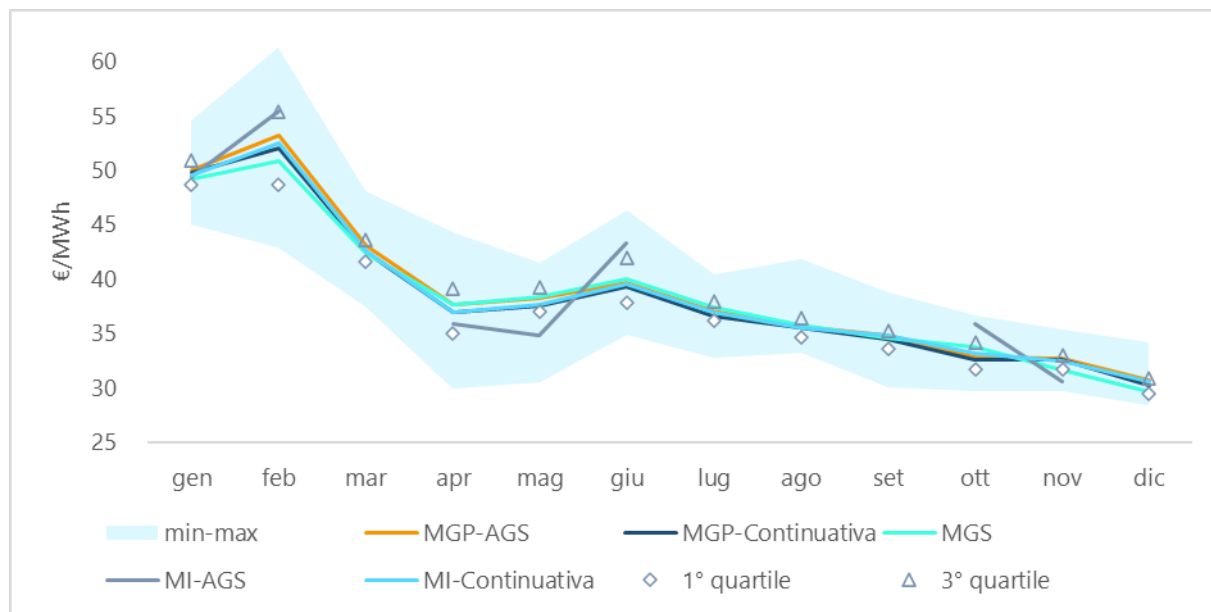
Come nel 2024, è scesa ancora la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero, passata al 19% dal 22% del 2024, che sono ammontati a 39,5 TWh, in diminuzione del 2% rispetto al 2024. Gli scambi in negoziazione continua (38,9 TWh; -1%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 98% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono risultati leggermente meno marginali dell'anno precedente (0,6 TWh).

Nel 2025 sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 5,4 TWh (+54%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

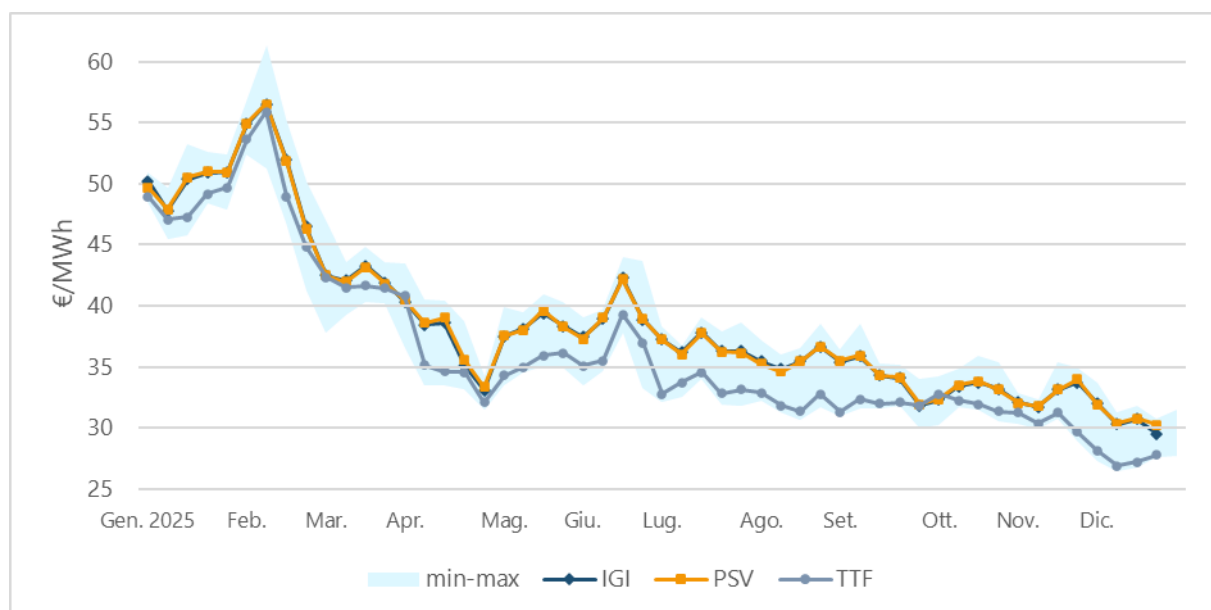
Relativamente ai prodotti negoziati a termine nel MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto *Royalties* della P-GAS sono risultate pari a 0,8 TWh (-14%).

Si sono osservati, infine, 119 *slot* (99 in più del 2024) allocati sulla Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 14,5 M(m³) liquefatti, 12,8 milioni in più rispetto al 2024.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 38,35 €/MWh (Figura 4.10), in aumento del 5% rispetto al 2024 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (38,56 €/MWh), a sua volta cresciuta del 5% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente pari a 37,95 €/MWh per MGP e 38,47 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

Figura 4.10 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi nel 2025

Fonte: GME.

Figura 4.11 Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI) e Refinitiv (PSV e TTF).

La media annuale dell'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Figura 4.11) è risultata pari a 38,53 €/MWh e il suo andamento nell'anno è stato in linea con il prezzo medio registrato al PSV (di fonte ICIS) con riferimento ai prodotti *day-ahead* e *weekend* (38,56 €/MWh). Nel grafico è riportato anche il prezzo medio al TTF (di fonte LSEG Data & Analytics) per il prodotto *day-ahead*.

4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

Alla fine del 2018 l'Autorità ha adottato³⁰⁶ il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore³⁰⁷.

Il TIMMIG ha incaricato il GME del monitoraggio della dimensione concorrenziale e l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas del monitoraggio della dimensione strutturale. Inoltre, prevede che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e organizzi i dati relativi alle attività di monitoraggio all'interno di un database, denominato "Database dei dati fondamentali". Tale database è accessibile all'Autorità e al GME. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME.

Come ogni anno, quindi, in linea con le disposizioni, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2024 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale³⁰⁸, nonché il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2026³⁰⁹.

A seguito della crisi russo-ucraina e del forte aumento dei prezzi del gas, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, il Governo ha stabilito, all'art. 7, comma 5, che, per finalità di monitoraggio, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a trasmettere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità i contratti (e le loro eventuali modifiche) di approvvigionamento di gas destinato al mercato italiano. L'Autorità ha quindi definito³¹⁰ le modalità operative: per i contratti di durata almeno annuale è richiesta la trasmissione integrale, corredata dai relativi dettagli; per quelli di durata inferiore all'anno è sufficiente l'invio delle informazioni essenziali, come volumi immessi nel sistema nazionale e prezzi, nel rispetto della riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

4.2.2 Mercato al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, sui quali tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, è emerso che nel 2025 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 46,4 G(m³), cui vanno aggiunti 186 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 46,5 G(m³), con un aumento di 0,5 G(m³) rispetto al 2024 (Tavola 4.6). Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato

³⁰⁶ Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

³⁰⁷ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

³⁰⁸ Con la delibera 13 maggio 2025, 200/2025/R/gas.

³⁰⁹ Con la delibera 25 novembre 2025, 505/2025/R/gas.

³¹⁰ Con la delibera 30 marzo 2022, 143/2022/R/gas.

dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 13,1 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 59,6 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 62,1 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2025 ha quindi evidenziato una ripresa (2,4%) rispetto a quello del 2024.

Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale

	VOLUMI M(m ³)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Vendite al dettaglio	45.807	46.363	1,2%	21.717	21.640	-0,4%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	243	186	-23,3%	31	27	-13,0%
TOTALE MERCATO	46.050	46.550	1,1%	21.748	21.667	-0,4%
Autoconsumi	12.181	13.100	7,5%	1.6	1.2	-27,1%
CONSUMI FINALI	58.231	59.650	2,4%	21.750	21.668	-0,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 46,5 G(m³) di gas venduti nel mercato al dettaglio, 13,7 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri, mentre i restanti 32,8 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.7).

Tavola 4.7 Vendite e prezzi del gas nel mercato al dettaglio nel 2025

Operatori	Numero	Vendite M(m ³)	Prezzo c€/m ³
Venditori puri	342	13.747	92,6
Operatori misti	151	32.802	63,2
TOTALE DETTAGLIO	493	46.550	71,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti del mercato *retail* dalle imprese di vendita che operano in tale mercato è risultato pari a 71,9 c€/m³, circa 7 centesimi più alto (+1%) rispetto al 2024. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dagli operatori misti, che è risultato pari a 63,2 c€/m³. La ragione del differenziale positivo risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. I clienti dei venditori nel mercato *retail* sono per lo più clienti civili collegati alle reti di distribuzione, i quali, pur essendo molti, hanno consumi relativamente bassi. I clienti finali delle imprese che operano anche all'ingrosso, invece, sono tipicamente i grandi consumatori, soprattutto nel settore industriale, che grazie ai loro elevati livelli di consumo sono in grado di ottenere prezzi più vantaggiosi e spesso sono direttamente collegati alla rete di trasporto, e quindi non pagano i costi di distribuzione.

Diversamente da quanto accaduto nei due anni più recenti, nel 2025 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio ha ripreso a salire³¹¹, essendo risultati 493, cioè 11 in più del 2024. Poiché al

³¹¹ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 776 imprese sulle 994 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2025 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 98 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 678 ve ne sono 185 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 493.

contempo anche i volumi di gas venduto sono cresciuti (1,1%), il volume medio unitario di vendita ha registrato una lieve diminuzione: da 96 a 94 M(m³) (-1,2%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa dai 237 M(m³) del 2010 (massimo storico); tale diminuzione è sostanzialmente in linea con quelli osservati negli ultimi 10 anni, con l'eccezione del 2024. Il 5,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 27 su 493, ha venduto nel 2025 oltre 300 M(m³); complessivamente, tali società coprono l'85,4% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il 34,3% (vale a dire 169 imprese) dei 493 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane; il 52,5% (259 imprese) ha venduto gas in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 65 imprese (il 13,2%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. La quota di imprese che opera su tutto o su un'ampia parte del territorio nazionale (da 17 a 20 regioni) è lievemente cresciuta rispetto al 2024 (era al 33,4%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 30 società hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società britanniche, svizzere, slovene e lussemburghesi, ma sono presenti anche società di altre 13 nazionalità.

Come già accennato, nel 2025 sono stati venduti 59,6 G(m³) – di cui 13 destinati all'autoconsumo e 46,6 alla vendita – a poco meno di 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna) (Tavola 4.8). Complessivamente, rispetto al 2024 i consumi di gas sono cresciuti del 2,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato un aumento del 7,5%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,7 G(m³), hanno evidenziato un piccolo incremento (0,9%), mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità per i domestici e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,8 G(m³), sono aumentate del 4,8%.

I consumi del settore domestico (domestici e condomini) sono rimasti sostanzialmente stabili a 13,7 G(m³), quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 37,6 a 39,6 G(m³), registrando quindi un aumento del 5,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono scesi del 10%, passando da 7 a 6,3 G(m³).

Più in dettaglio, nel 2025 le vendite di gas:

- al settore domestico sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,7 G(m³) (-0,1%); quelle nel servizio di tutela della vulnerabilità sono cresciute da 1,5 a 1,6 G(m³) (+9,4%), mentre quelle nel mercato libero sono scese a 10,1 G(m³) (-1,5%);
- ai condomini sono cresciute del 4,2% (4,9% nel mercato libero, mentre quelle nei servizi di ultima istanza si sono dimezzate);
- al settore industriale sono passate da 14,6 a 15,1 G(m³) (+3,5%), mentre gli autoconsumi sono diminuiti del 4,6%; complessivamente, quindi, nel 2025 i consumi dell'industria sono aumentati del 3,1%;
- al settore termoelettrico sono cresciute del 5,8% (+0,6 G(m³)), mentre gli autoconsumi sono aumentati dell'8,5%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono passati da 22,2 a 23,8 G(m³), risultando così del 7,2% superiori a quelli del 2024;
- al settore del commercio e servizi si sono ridotte del 12,2%; anche gli autoconsumi sono nettamente diminuiti, quindi, complessivamente, i consumi del commercio sono scesi a 5,6 G(m³) dai 6,3 G(m³) del 2024, registrando una variazione pari a -12,1%;
- alle attività di servizio pubblico sono passate da 669 a 734 M(m³), quantificando l'incremento nel 9,6%.

Tavola 4.8 Mercato finale del gas naturale per settore di consumo

SETTORE DI CONSUMO	2024				2025			
	TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E DEFAULT	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE M(m ³)	TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E DEFAULT	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE M(m ³)
VOLUMI (M(m³))								
Domestico	1.478	10.268	0	11.771	1.616	10.138	0	11.754
Condominio uso domestico	25	1.868	7	1.901	12	1.961	7	1.980
Commercio e servizi	126	6.169	39	6.333	100	5.429	35	5.565
Industria	2	14.603	784	15.389	5	15.106	749	15.860
Generazione elettrica	0	10.818	11.350	22.167	0	11.449	12.309	23.758
Attività di servizio pubblico	91	578	0,4	669	69	664	0,2	734
TOTALE VOLUMI	1.721	44.330	12.181	58.231	1.803	44.747	13.100	59.650
PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)								
Domestico	2.641	17.727	0	20.367	2.760	17.535	0,0	20.295
Condominio uso domestico	2	171	0,4	174	1	166	0,4	168
Commercio e servizi	20	976	1,0	996	18	969	0,6	988
Industria	1	152	0,1	153	1	152	0,1	153
Generazione elettrica	0	1	0,1	1	0	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	9	50	0,0	59	7	55	0,0	62
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	2.672	19.077	1,6	21.750	2.787	18.879	1,2	21.668

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 579 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.787 m³, 5.635 m³ per il commercio, 103,5 migliaia di m³ per l'industria, 20,4 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 11.746 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (578 m³) è leggermente più basso di quello riscontrato nel mercato di tutela della vulnerabilità (586 m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 75%, quella del servizio di tutela della vulnerabilità e dei servizi di ultima istanza è del 3%, mentre il 22% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 96,1% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 3,9% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,1% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero si è lievemente ridotta all'86,2% per le famiglie mentre ha raggiunto il 99,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2024 i valori erano pari, rispettivamente, all'87,4% e al 98,7%. In termini di punti di prelievo, la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13,6% (era pari al 13% nel 2024).

Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tavola 4.9) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 27,6% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,4%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,2%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9,9%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 17,4% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 31,5%. Il 98,5% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³ che assorbe il 74,4%.

Il 67% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono concentrati tra le classi intermedie: il 38% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 19,9% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, il 24,3% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 10,6% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

Tavola 4.9 Mercato finale del gas naturale nel 2025 per tipologia e dimensione dei clienti

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE M(m ³)
	<5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	>20.000.000	
TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E ULTIMA ISTANZA	1.611	104	32	40	16	-	1.803
Domestico	1.587	29	0,1	-	-	-	1.616
Condominio uso domestico	0,8	9,5	2,0	0,0	-	-	12
Commercio e servizi	16	36	16	18	14	-	100
Industria	0,8	2,2	0,3	0,2	1,1	-	5
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Attività di servizio pubblico	6,4	26,5	13,7	21,7	1,0	-	69
MERCATO LIBERO	11.236	4.294	1.938	4.566	8.065	14.648	44.747
Domestico	9.989	145	3	1	-	-	10.138
Condominio uso domestico	133	1.458	320	48	3	-	1.961
Commercio e servizi	927	1.855	854	1.200	419	175	5.429
Industria	140	583	615	2.823	5.735	5.210	15.106
Generazione elettrica	0	2	14	338	1.831	9.263	11.449
Attività di servizio pubblico	47	252	132	157	77	-	664
TOTALE	12.847	4.398	1.969	4.606	8.081	14.648	46.550

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Switching

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori energetici e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base delle fonti indicate, cioè del numero di clienti³¹² che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2025, è risultata complessivamente pari al 18,8%, ovvero al 19,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.10).

Lo *switching* dei consumatori domestici è rimasto invariato rispetto al 2024, confermando la significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti. Più in dettaglio, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di 4,2 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,7% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 25,3%). Lo *switching* dei domestici ha probabilmente beneficiato ancora, almeno in parte, della spinta provocata dal termine della possibilità di accedere alle condizioni economiche tutelate stabilite dall'Autorità per la clientela

³¹² Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

domestica, che – è appena il caso di ricordarlo – dal 1° gennaio 2024 sono riservate ai clienti domestici vulnerabili³¹³. È verosimile, infatti, che il cambio di contratto dopo l'uscita dalla tutela abbia spinto alcuni consumatori a informarsi e a cercare condizioni di fornitura migliori.

Tavola 4.10 Tassi di *switching* dei clienti finali gas

CLIENTI PER SETTORE	2024		2025	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	18,6%	24,1%	18,7%	25,3%
Condominio uso domestico	24,1%	30,0%	24,4%	31,0%
Attività di servizio pubblico	35,8%	54,7%	30,3%	50,0%
Altri usi	18,1%	22,4%	19,9%	16,8%
TOTALE	18,7%	23,5%	18,8%	19,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Altrettanto ampia e pari al 24,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 31% del relativo settore di consumo. Questa clientela ha perso il diritto ad accedere al servizio di tutela nel 2023, ma il tasso di cambio fornitore è rimasto elevato.

Il 30,3% (equivalenti al 50% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore. Si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali), ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 19,9% del totale in termini di clienti, nonché il 16,8% in termini di volumi (corrispondenti a circa 7,6 G(m³)).

Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero del gas

Come già evidenziato nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2.2), anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto³¹⁴. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 3, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

Nel 2025 le imprese di vendita di gas naturale hanno messo a disposizione della clientela domestica un **numero medio** di 33,5 **offerte commerciali**; di queste, 3,2 risultano sottoscrivibili esclusivamente

³¹³ I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all'ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/92, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

³¹⁴ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

attraverso canali online. Per la clientela non domestica il numero medio di offerte disponibili è risultato pari a 18,1, di cui 1,9 acquistabili esclusivamente tramite canali digitali. Per i condomini a uso domestico il numero medio di offerte disponibili si è attestato a 8,1, mentre le offerte acquistabili esclusivamente online sono risultate in media 1,3. Come già osservato in passato, il mercato libero del gas naturale presenta una marcata differenziazione tra le diverse categorie di clientela: la maggiore varietà di offerte destinata alle famiglie riflette la più intensa competizione commerciale in questo segmento.

Nel settore del gas naturale il ricorso ai **canali digitali** per la sottoscrizione dei contratti appare maggiormente diffuso rispetto a quello osservato negli anni scorsi, soprattutto tra la clientela non domestica. Nel 2025, infatti, i contratti conclusi online rappresentano il 13,5% del totale per i clienti domestici e il 22,9% per i clienti non domestici, valori entrambi in crescita rispetto al 2024, quando le rispettive quote si attestavano al 9,7% e al 20,6%. L'incremento risulta particolarmente marcato nel segmento domestico, dove la quota di contratti sottoscritti attraverso il web aumenta di quasi quattro punti percentuali in un solo anno.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 4.11), i contratti a prezzo variabile risultano nettamente prevalenti in tutti i segmenti del mercato, confermando una tendenza già osservata negli ultimi anni. Tra i clienti domestici, il 67,9% dei contratti è caratterizzato da un prezzo variabile, mentre il restante 32,1% prevede un prezzo fisso. La differenza tra le due tipologie è rilevante anche nei relativi prezzi: i contratti a prezzo variabile presentano infatti una componente di approvvigionamento pari a 75,0 c€/m³, inferiore di circa l'8% rispetto agli 81,2 c€/m³ dei contratti a prezzo fisso. La preferenza per i contratti indicizzati risulta decisamente più marcata nel segmento dei condomini a uso domestico, dove il 94,1% dei clienti ha sottoscritto offerte a prezzo variabile; anche in questo caso il prezzo medio delle offerte variabili (61,1 c€/m³) risulta leggermente inferiore rispetto a quello delle offerte a prezzo fisso (62,5 c€/m³). La quota di contratti a prezzo variabile raggiunge livelli molto elevati anche tra i clienti non domestici, dove rappresenta l'86,2% del totale. A differenza di quanto osservato nei segmenti domestici, tuttavia, il prezzo medio dei contratti variabili (50,2 c€/m³) risulta sostanzialmente allineato a quello dei contratti a prezzo fisso (48,9 c€/m³).

Tavola 4.11 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	32,1%	81,2	5,9%	62,5	13,8%	48,9
Contratti a prezzo variabile	67,9%	75,0	94,1%	61,1	86,2%	50,2
TOTALE CLIENTI	100%	76,9	100%	61,2	100%	50,1

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi delle offerte a prezzo variabile circa la **modalità di indicizzazione** conferma che il Punto di Scambio Virtuale (PSV) rappresenta il principale riferimento per la determinazione del prezzo del gas naturale nel mercato libero italiano. Nel 2025 i contratti indicizzati all'andamento del PSV costituiscono infatti la quota largamente prevalente in tutti i segmenti di clientela: il 74,8% dei contratti sottoscritti dai clienti domestici, l'84,2% di quelli relativi ai condomini a uso domestico e il 75,4% dei contratti della clientela non domestica. I prezzi medi associati a tali offerte si attestano a 76,7 c€/m³ per i clienti domestici, 61,7 c€/m³ per i condomini e 51,9 c€/m³ per i clienti non domestici, valori molto prossimi ai rispettivi prezzi medi complessivi dei contratti a prezzo variabile. Una seconda categoria di una certa rilevanza è costituita dalle offerte che prevedono uno sconto su

componenti definite dall'Autorità nell'ambito dei servizi di tutela, scelte dal 13,2% dei clienti domestici, dal 10,0% dei condomini e dal 9,6% dei clienti non domestici. Le offerte indicizzate alle quotazioni del TTF (*Title Transfer Facility*) mantengono invece una diffusione relativamente limitata, interessando il 5,4% dei clienti domestici e circa il 7% dei clienti non domestici, mentre la loro presenza tra i condomini è inferiore al 2%. Il prezzo medio di queste offerte risulta generalmente superiore a quello dei contratti indicizzati al PSV, in particolare nel segmento domestico, dove raggiunge 77,5 c€/m³.

Il 38,9% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto** di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente prevista al verificarsi di una determinata condizione (per esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 63,4% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 16,6% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (di cui prevalentemente a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 17,8% del totale (anche in questo caso si tratta prevalentemente di quelli a prezzo variabile).

Nell'*Indagine annuale* è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro consistenza con le stesse modalità dello scorso anno³¹⁵. Anche nel questionario relativo al gas, come in quello sull'energia elettrica, è stato richiesto ai venditori di specificare la combinazione di servizi aggiuntivi inclusa nei contratti scelti dai propri clienti. Di conseguenza, i clienti associati a contratti contenenti più servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi indicati dai venditori.

La diffusione dei servizi aggiuntivi nei contratti di fornitura gas a prezzo fisso varia sensibilmente in base alla tipologia di clientela, con significative differenze tra clienti domestici, condomini a uso domestico e clienti non domestici. Nel complesso, il ricorso a servizi accessori risulta più diffuso tra i clienti domestici, mentre condomini e clienti non domestici tendono a privilegiare offerte maggiormente focalizzate sulla sola fornitura di gas (Tavola 4.12).

Per i contratti a prezzo fisso destinati ai clienti domestici, il servizio aggiuntivo più diffuso è rappresentato dai programmi di raccolta punti, presenti nel 57,6% dei contratti sottoscritti il cui prezzo medio (85,6 c€/m³) risulta superiore alla media dei contratti a prezzo fisso (81,2 c€/m³).

Seguono le offerte prive di servizi aggiuntivi (22,7%) con un prezzo inferiore alla media (75,6 c€/m³) e quelle che includono una garanzia di energia 100% *green* (11,7%). Le altre categorie di servizi mantengono una diffusione relativamente contenuta. Tra i condomini a uso domestico, oltre il 65% dei contratti a prezzo fisso non prevede alcun servizio aggiuntivo. L'unico servizio aggiuntivo con una diffusione significativa è quello dei servizi energetici accessori, scelto dal 31% dei clienti con prezzo analogo a quello medio, mentre tutti gli altri servizi aggiuntivi riscontrano poco interesse. Una situazione analoga si osserva tra i clienti non domestici, dove quasi l'80% dei contratti a prezzo fisso è privo di servizi aggiuntivi; le quote più rilevanti riguardano i programmi di raccolta punti (11,5%) e le offerte *green* (7,9%).

Anche nei contratti a prezzo variabile la quota di contratti sottoscritti e privi di servizi accessori rimane elevata, sebbene con differenze significative tra i segmenti di clientela. Tra i clienti domestici essa raggiunge il 55,5%, mentre tra i condomini si attesta al 65,6% e tra i clienti non domestici arriva al 95,3%, evidenziando come nel segmento professionale la componente accessoria abbia un ruolo

³¹⁵ Si veda l'*Annual Report 2022* per la descrizione dettagliata della metodologia.

estremamente limitato. Per la clientela domestica, le offerte a prezzo variabile si caratterizzano principalmente per la presenza di programmi di raccolta punti (20,2%) e di garanzie di energia 100% *green* (12,9%).

Tavola 4.12 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	22,7%	75,6	65,6%	59,7	79,8%	48,0
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	11,7%	78,7	2,9%	63,7	7,9%	77,3
Servizi energetici accessori	3,7%	71,8	31,0%	73,8	0,5%	59,3
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,0%	69,9	0,0%	62,7	0,1%	66,6
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	0,2%	78,3	0,1%	57,3	0,0%	77,0
Programma di raccolta punti	57,6%	85,6	0,1%	61,8	11,5%	87,2
Omaggio o gadget	0,7%	107,8	0,1%	47,6	0,1%	105,6
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,5%	80,7	0,2%	28,1	0,0%	80,0
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	81,2	100%	62,49	100%	48,9
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	55,5%	75,0	65,6%	59,65	95,3%	50,1
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	12,9%	76,9	2,9%	63,66	1,6%	62,5
Servizi energetici accessori	5,3%	75,5	31,0%	73,81	1,0%	52,1
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,0%	72,4	0,0%	62,71	0,0%	62,8
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	4,4%	74,5	0,1%	57,27	0,1%	70,8
Programma di raccolta punti	20,2%	70,3	0,1%	61,85	1,9%	59,5
Omaggio o gadget	0,7%	94,4	0,1%	47,58	0,0%	48,5
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,9%	59,4	0,2%	28,14	0,1%	44,4
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	75,0	100%	61,14	100%	50,1

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel segmento dei condomini a uso domestico, i servizi energetici accessori continuano a rappresentare la principale categoria complementare, interessando il 31% dei contratti a prezzo variabile, anche se con un prezzo maggiore rispetto al prezzo medio. Per i clienti non domestici, invece, le offerte con servizi aggiuntivi risultano residuali: nessuna singola categoria supera il 2% dei contratti sottoscritti, confermando che le scelte di questa tipologia di clientela sono orientate prevalentemente agli aspetti economici e contrattuali della fornitura.

Concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tavola 4.13). Va osservato però che la graduatoria non è molto mutata rispetto al 2024, se non nelle ultime posizioni.

Con un aumento dei volumi di vendita del 9,7%, il gruppo Edison è rimasto in prima posizione, con una quota di mercato in aumento dal 15,5% al 16,8%. Il gruppo Eni, che perse la prima posizione nel 2023, ha consolidato la seconda posizione riguadagnata nel 2024; grazie a una crescita del 7,1% delle

vendite, anche la sua quota di mercato è leggermente salita dal 12% al 12,7%. Il gruppo Enel, invece, è rimasto in terza posizione nonostante una riduzione delle vendite dell'11,5%, che ha determinato un calo nella quota di mercato del gruppo dall'11,1% del 2024 al 9,7%. Il confronto dei volumi di vendita con quelli realizzati nel 2024, mostra variazioni positive per 11 gruppi su 20, mentre per nove di essi le vendite sono diminuite, in qualche caso anche in misura molto significativa.

Tavola 4.13 Primi venti gruppi per vendite di gas naturale al mercato finale nel 2025

GRUPPO	VOLUME M(m³)	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Edison	7.811	16,8%	1°
Eni	5.927	12,7%	2°
Enel	4.538	9,7%	3°
A2A	2.747	5,9%	4°
Hera	2.525	5,4%	5°
Royal Dutch Shell	2.248	4,8%	6°
Energeticky a Prumislovy Holding (Eph)	2.152	4,6%	8°
Iren	2.074	4,5%	7°
Sorgenia	1.776	3,8%	10°
Axpo Group	1.101	2,4%	9°
Engie	1.072	2,3%	11°
Met Holding	820	1,8%	12°
Agsm Aim	680	1,5%	14°
E.On	624	1,3%	13°
Unoenergy	537	1,2%	16°
Duferco	519	1,1%	17°
Estra	496	1,1%	15°
Dolomiti Energia	443	1,0%	19°
Solvay	420	0,9%	18°
Burgo Group	335	0,7%	28°
Altri	7.703	16,5%	-
TOTALE	46.550	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti di segno opposto tra i gruppi più importanti, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2024, almeno a livello complessivo di tutti i settori. La Tavola 4.14 evidenzia, appunto, il dettaglio delle misure di concentrazione distinte anche per settore di consumo. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di riconsegna) serviti dagli stessi gruppi societari.

In base alle misure calcolate sui volumi venduti, il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è tornato a 4. Inoltre, nel 2025 i primi tre gruppi controllano il 44,8%, mentre nel 2024 la quota era pari al 43,8%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 900, di poco superiore a quello del 2024, che era pari a 858. Il livello dell'indice è rimasto comunque al di sotto del valore 1.000 soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. La concentrazione più elevata si riscontra nelle vendite all'industria e alla generazione elettrica, dove il C3 è superiore al 50%, la più bassa si osserva nelle vendite alle attività di servizio pubblico e al commercio e servizi. Rispetto al 2024, aumenti di lieve entità del livello di concentrazione si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nei comparti dei

condomini, dell'industria e della generazione elettrica, mentre nei restanti settori si osserva una discesa (molto significativa nel caso del commercio). Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, aumenta nei settori domestici e scende in quelli non domestici.

Tavola 4.14 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2024			2025		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	45,4%	850	4	43,2%	786
Domestici	4	49,7%	1.000	4	47,7%	935
Condomini con uso domestico	5	35,8%	664	5	36,8%	661
CLIENTI NON DOMESTICI	5	46,0%	985	5	48,5%	1.072
Commercio e servizi	5	41,7%	761	5	31,9%	547
Industria	4	56,4%	1.368	4	59,3%	1.494
Generazione elettrica	8	52,0%	1.276	8	53,4%	1.306
Attività di servizio pubblico	7	34,9%	677	8	28,7%	582
MERCATO TOTALE	5	43,8%	858	4	44,8%	900
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	52,7%	1.151	4	50,5%	1.070
Domestici	4	52,9%	1.159	5	50,7%	1.080
Condomini con uso domestico	6	37,5%	670	5	34,0%	548
CLIENTI NON DOMESTICI	4	35,5%	558	4	32,2%	487
Commercio e servizi	4	35,9%	587	4	33,0%	520
Industria	5	34,2%	655	6	32,1%	594
Generazione elettrica	4	50,3%	1.034	6	41,1%	818
Attività di servizio pubblico	6	34,5%	649	8	26,8%	518
MERCATO TOTALE	4	51,7%	1.104	4	49,5%	1.024

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In generale, comunque, il livello della concentrazione nel mercato del gas naturale italiano resta basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma soprattutto i valori dell'indice HHI sono in tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500³¹⁶.

4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Come già descritto in dettaglio nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1, al quale si rimanda) in tema di prezzi di vendita nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale

³¹⁶ Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000).

vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati³¹⁷ dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;

- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

I dati dell'*Indagine annuale* vengono utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2025 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 71,9 c€/m³ (Tavola 4.15), un valore dell'1% superiore a quello dell'anno precedente (71,2 c€/m³).

L'aumento, che deriva dai rialzi avvenuti nei mercati all'ingrosso, coinvolge quasi tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta lievemente differenziato tra le classi dimensionali. L'incremento massimo (+4,8%) riguarda i clienti molto grandi (consumi oltre 20 milioni di m³/anno), mentre quello più piccolo (+1,4%) riguarda i clienti intermedi tra 0,2 e 2 milioni di m³/anno. In netta controtendenza i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, essenzialmente domestici) che presentano una lieve diminuzione (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Tavola 4.15 Prezzi medi di vendita (al netto delle imposte) nel mercato al dettaglio del gas

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m ³)										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inferiore a 5.000 m ³	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1	100,2	111,2	109,7
Tra 5.000 e 50.000 m ³	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9	88,5	84,0	87,1
Tra 50.000 e 200.000 m ³	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6	85,0	73,5	75,9
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3	59,0	59,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3	50,8	51,7
Superiore a 20.000.000 m ³	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,1	46,0	48,5
TOTALE	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2	76,0	71,2	71,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.16 viene mostrato il dettaglio dei prezzi medi nel 2025 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti produttivi aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi di quelli delle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo. Nella Tavola 4.17 viene mostrato l'andamento nell'ultimo decennio dei prezzi di vendita per i clienti con usi domestici (famiglie e, sino al 2023, condomini) con consumi fino a 5.000 m³/anno, distinguendo tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero.

³¹⁷ Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

Tavola 4.16 Prezzi di vendita (al netto delle imposte) nel 2025 nel mercato al dettaglio gas per settore di consumo e dimensione dei clienti

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE (c€/m ³)
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	109,8	86,4	84,5	-	-	-	109,5
Condominio uso domestico	100,3	92,3	86,0	76,2	-	-	91,4
Attività di servizio pubblico	111,7	84,4	76,1	67,3	57,3	-	77,7
Commercio e servizi	109,8	85,0	75,2	61,6	56,9	52,4	79,3
Industria	106,4	82,2	71,7	58,4	50,6	46,8	53,3
Generazione elettrica	-	93,8	66,6	58,3	53,7	49,5	50,4
TOTALE	109,7	87,1	75,9	59,8	51,7	48,5	71,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.17 Prezzi di vendita nel mercato al dettaglio gas ai clienti con usi domestici con consumi fino a 5.000 m³/anno, per tipo di mercato

Valori al netto delle imposte, in c€/m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Servizio di tutela ^(A)	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6	90,5	93,5
Mercato libero	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,9	95,3	105,6	114,9	112,4
Differenza	16,5%	22,4%	17,8%	8,2%	9,1%	22,9%	9,0%	-17,6%	27,9%	27,0%	20,2%

(A) Fino al 2023 comprende famiglie e condomini; dal 2024 il servizio di tutela è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni a eccezione del 2022, anno in cui il mercato libero presentava un prezzo più basso (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 sia nel 2024: in entrambi gli anni, nel mercato libero vi è stato un incremento di circa 10 c€/m³ e solo nell'ultimo anno vi è stata una lieve inversione di tendenza (-3 c€/m³). Al contrario, il servizio di tutela già nel 2023 è calato di ben 33 c€/m³, solo in piccola parte riassorbiti dall'incremento di 11 c€/m³ dell'ultimo biennio. A seguito di tale dinamica, il mercato libero nel 2023 è tornato a essere nettamente più oneroso: negli ultimi tre anni il suo prezzo risulta sempre superiore a quello del servizio di tutela, in misura compresa tra il 28% del 2023 e il 20% del 2025.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio è comune tra i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Perciò si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale sono illustrati il *Rapporto annuale dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2024*³¹⁸ descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti in tutti gli anni di svolgimento (dal 2012) e il *Rapporto di monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici non vulnerabili*³¹⁹ che l'Autorità è tenuta per legge a trasmettere alle Commissioni parlamentari competenti entro il 31 marzo di ogni anno a partire dal 2025.

Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di gas naturale e indennizzi

Le regole a tutela dei clienti finali e gli indicatori di qualità commerciale che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare e che vengono monitorati dall'Autorità, sono stabiliti dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) come descritto al paragrafo 3.2.2.1. Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard o oltre.

Per il 2025 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita di gas naturale 457 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19 milioni di clienti (1,4 milioni non domestici e 17,6 milioni domestici, questi ultimi per l'86% nel mercato libero).

Tavola 4.18 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2025

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	16
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(B)	15
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	25
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	–	7

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2025, le risposte a reclami scritti e le rettifiche di fatturazione hanno registrato tempi medi al di sotto degli standard fissati (rispettivamente 16 e 15 giorni solari), mentre le rettifiche di doppia fatturazione sono risultate

³¹⁸ Rapporto 11 novembre 2025, 486/2025/I/ com, (Rapporto 2024). Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2024, nei precedenti rapporti, dati e analisi del Monitoraggio *retail*, sono pubblicati sulla pagina web del Monitoraggio retail del sito dell'Autorità (<https://www.arera.it/rapporti-e-relazioni/monitoraggio-retail>).

³¹⁹ Rapporto 143/2025/I/com.

mediamente effettuate al di sopra degli standard fissati dall'Autorità, in analogia con quanto è avvenuto nel settore elettrico. In particolare, per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato in 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 25 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, invece, con una media di 7 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tavola 4.18).

Le imprese di vendita del gas naturale complessivamente 178.695 **reclami scritti**, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-11,9%) (Tavola 4.19); la maggioranza dei reclami scritti (82,5%) proviene dai clienti domestici del mercato libero. I reclami scritti riferiti ai clienti domestici serviti nella tutela della vulnerabilità sono risultati il 6,5% dei reclami complessivi. Una quota, pari al 3,9% dei reclami, è riconducibile ai clienti multisito gas, mentre i reclami provenienti dai condomini uso domestico e dalle attività di servizio pubblico rappresentano lo 0,9% e lo 0,1% dei reclami complessivi.

Tavola 4.19 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione nel settore gas

	2021	2022	2023	2024	2025
Numero di reclami	172.004	156.407	167.675	202.784	178.695
Numero di richieste di informazione	121.054	133.063	142.153	127.311	437.829
Numero di rettifiche di fatturazione	16.487	11.400	12.498	7.775	12.547
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	849	607	406	274	238

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Le **rettifiche di fatturazione** scritte sono state 12.547 in notevole aumento rispetto all'anno precedente (+61,4%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato libero (85,2% del totale). A seguire, le rettifiche richieste dai clienti usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero (4,8%), dai clienti domestici del mercato tutelato della vulnerabilità (4,7%) e dai clienti multisito (3,7%). Le rettifiche di fatturazione a beneficio dei condomini a uso domestico hanno rappresentato l'1,5% delle rettifiche, mentre i clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico totalizzano solo lo 0,04%.

Come negli anni precedenti, nel 2025 il fenomeno delle **rettifiche di doppia fatturazione** ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (238), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; il dato complessivo risulta essere in diminuzione rispetto al 2024 (-13,1 %). Significative nell'anno sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione risultano essere le richieste pervenute dai clienti domestici nel mercato libero (77,7%); a seguire, gli usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero (9,7%) e i clienti multisito (8,8%).

Nel 2025 i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un **indennizzo** sono stati complessivamente 9.961, in sensibile diminuzione rispetto all'anno precedente (21.134 nel 2024). Analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas gli indennizzi sono riconducibili in prevalenza al superamento del tempo standard per la risposta ai reclami scritti (94%) e in minima parte al tempo per la rettifica di fatturazione (5%) e di doppia fatturazione. Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi e quello dei clienti domestici del mercato libero.

Gli importi erogati a titolo di indennizzo automatico ammontano complessivamente a 420.650 euro, valore quasi dimezzato rispetto all'anno precedente (922 mila euro nel 2024); il 93,5% degli importi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente degli indennizzi automatici e, in termini assoluti, quello dei clienti

domestici del mercato libero (+74,3%).

Nel 2025, 102 venditori hanno dichiarato di fornire complessivamente 1,7 milioni di clienti con contratti **dual fuel** (contratti per la fornitura congiunta di energia elettrica e di gas naturale). Tali clienti hanno inviato 27.519 reclami scritti in diminuzione del 9,3% rispetto all'anno precedente, 53.041 di richieste scritte di informazioni, oltre che raddoppiate rispetto all'anno 2024 (+68,3%). Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.496 (-3,4%) e 29 (-46,3%).

Complessivamente, per i clienti con contratti **dual fuel**, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 1.818 (-47,1%). Il 91,4% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore, il 7,8% alle rettifiche di fatturazione.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici, la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (90,6%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (8,5%) e le rettifiche di doppia fatturazione (0,9%). Nel complesso, al segmento di clienti **dual fuel** sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 78.900 euro.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento alle attività svolte nel 2024 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

4.3 Sicurezza delle forniture

Le funzioni e le competenze riferite a questo argomento (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda future e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) sono attribuite in esclusiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE

5.1.1 Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio.

Nel 2025, in linea con la tendenza già registrata nel 2024, si conferma una complessiva diminuzione dei volumi di richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello per il consumatore energia e ambiente dell'Autorità (Sportello), gestito in avalimento da Acquirente unico, per l'attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti dei settori regolati (Tavola 5.1).

Tavola 5.1 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello^(A)

ATTIVITÀ	ANNO 2024		ANNO 2025	
Livello base (informazione e assistenza)	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI	SETTORI ENERGETICI	TUTTI I SETTORI
Chiamate al <i>call center</i> pervenute in orario di servizio)	1.083.236	1.122.521	744.970	786.647
Richieste scritte di informazioni ^(B)	48.658	52.632	40.398	45.177
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	51.423	51.423	42.044	42.044
Secondo livello (risoluzione di controversie)				
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	17.326	17.326	13.679	13.679
Domande al Servizio conciliazione Autorità (conciliazione obbligatoria)	29.180	34.564	22.619	30.235
Domande di conciliazione a organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	1.956	2.300	702	1.066

(A) Lo Sportello è attivo anche per i settori ambientali regolati dall'Autorità.

(B) Incluse le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. reclami reindirizzati in conciliazione).

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Infatti, nel 2025 il **call center** dello Sportello ha ricevuto 786.647 chiamate in orario di servizio (-30% rispetto al 2024). Poco più di 700 mila sono, invece, le chiamate effettivamente gestite (ossia al netto di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) pertinenti ai soli settori energetici: di fatto il 95% delle richieste riguarda i settori dell'energia elettrica e del gas. La durata media delle conversazioni con il *call center* è risultata pari a 214 secondi, ovvero 19 secondi in meno rispetto ai 233 del 2024, a conferma di una tendenza in progressiva riduzione nell'ultimo biennio.

Nel 2025 si confermano i primi due argomenti per quesito iniziale posto dal chiamante, seppur in ordine diverso rispetto al 2024. La percentuale maggiore di chiamate, infatti, ha interessato le "modalità di risoluzione delle controversie" (39%, +13% rispetto al 2024), che si collocano al primo posto anche guardando alle sole chiamate per i settori energetici; il 36% delle chiamate ha invece riguardato il "bonus sociale" (-6%) con, in particolare, 233.790 chiamate relative al bonus sociale per i settori elettrico e gas. Risultano, infine, sostanzialmente invertiti fra loro, rispetto al 2024, i valori percentuali afferenti a "diritti e regolazione" e a "servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili" (solo

per i settori energetici): il primo argomento ha totalizzato, infatti, il 14% delle chiamate (7,5% nel 2024), mentre il secondo si attesta al 7% (14% nel 2024). Rispetto al 2024, le chiamate del 2025 in cui è stato trattato il tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici sono più che dimezzate: il dato dell'ultimo anno, infatti, è pari a circa 69.000, a fronte delle circa 158.000 dell'anno precedente.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello ha ricevuto 45.152, di cui 40.398 relative ai settori energetici, in calo del 17% rispetto all'anno precedente. Al netto dei reclami reindirizzati alla conciliazione, pari a circa il 10% del totale, i principali argomenti trattati restano in larga parte in linea con l'anno precedente. Il bonus sociale si conferma la tematica prevalente, rappresentando il 32% delle istanze, in aumento dell'8% rispetto al 2024; nella quasi totalità dei casi, le richieste hanno riguardato il meccanismo di riconoscimento automatico del beneficio. Risultano inoltre in crescita le richieste relative al "mercato" (17%, +5%), alla "fatturazione" (15%, +1%) e ai "contratti" (13%, +2%). Per questi ultimi, i principali sotto-argomenti hanno riguardato il cambio venditore (70%), i consumi stimati (46%) e le modifiche unilaterali (42%). Tra le altre tematiche ricorrenti, "mercato" e "fatturazione" si confermano tra gli argomenti più frequenti delle richieste scritte di informazioni, con una quota del 14% ciascuno, rispettivamente in diminuzione di 3 e 1 punti percentuali rispetto al 2024, mentre "morosità e sospensione" si attesta all'11%, in aumento di 2 punti percentuali. Sono infine pervenute richieste relative ai clienti vulnerabili dei settori energetici, pari al 5% del totale, in diminuzione di 4,5 punti percentuali rispetto al 2024; tali istanze hanno riguardato principalmente i requisiti previsti dalla normativa per il riconoscimento della vulnerabilità, nel quadro del processo di superamento delle tutele di prezzo.

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello (il consumatore compila un modulo di richiesta online). Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici che sono codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario). Per questo motivo e grazie a una regolamentazione della fattispecie "ad applicazione automatica", lo Sportello fornisce ai clienti finali o ai loro delegati gli elementi informativi richiesti. Nel 2025, le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una procedura speciale informativa sono state 42.044, in diminuzione del 18% rispetto al 2024. Tali istanze hanno interessato nel 60,5% dei casi il settore elettrico, nel 31,5% il gas e l'8% entrambi i settori. La procedura più utilizzata è stata quella in tema di *switching* e nominativo della controparte commerciale con una quota pari al 42% (-8% rispetto al 2024), seguita dalla procedura in tema C^{MOR} con il 39% (+12%) e da quella relativa al venditore ignoto per la voltura con il 19% (-4%). Anche nel 2025, la procedura speciale relativa al C^{MOR} è quella che ha fatto registrare l'incremento maggiore sia in termini percentuali (+20%) che in valori assoluti (+2.804 richieste).

5.1.2 Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la soluzione delle problematiche e delle controversie insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

Procedure speciali risolutive

Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici. Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative (relative al livello base del sistema di tutele) anche per quelle risolutive lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interlocuzione con il personale dello sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia. Se l'istanza del cliente è ritenuta fondata sulla base dei documenti inviati dal cliente e delle verifiche nel Sistema Informativo Integrato, lo Sportello trasmette una comunicazione all'esercente interessato, chiedendo di corrispondere l'agevolazione in fattura e informare il cliente finale. Solo quando l'erogazione risulta effettuata nei termini previsti dalla regolazione, il caso sottoposto allo Sportello viene chiuso. Se, invece, l'istanza risulta infondata lo Sportello invia una comunicazione al cliente finale, fornendo gli opportuni chiarimenti e spiegando i motivi per cui l'agevolazione non può essere corrisposta.

Nel 2025, si registrano complessivamente 13.679 istanze che hanno determinato l'attivazione di procedure speciali risolutive, in diminuzione del 21% rispetto al 2024. La procedura più utilizzata si conferma quella relativa al bonus sociale, con una quota pari all'80% (-2% rispetto al 2024). In un caso su tre la problematica occorsa ha interessato l'erogazione del medesimo bonus. La procedura speciale relativa al C^{MOR}, che riguarda la verifica dei presupposti per l'eventuale annullamento dell'indennizzo, si attesta al 19%, con un incremento rispetto al 2024 di 2 punti percentuali. Le altre procedure fanno registrare volumi non significativi (come, per esempio, quelle in tema di doppia fatturazione che hanno riguardato circa l'1% del totale).

Riguardo al tempo medio di gestione complessiva delle procedure speciali risolutive da parte dello Sportello, nel 2025 si confermano i valori del 2024, a eccezione di quanto rilevato per la procedura in tema bonus, per cui si registra un aumento di 3 giorni lavorativi (per un totale di 20), e per quella relativa agli indennizzi, con 6 giorni in meno (10 contro i 16 del 2024). I giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C^{MOR} restano invece pari a 14 giorni.

Il 59% delle procedure speciali risolutive hanno interessato il settore elettrico, il cui peso è ulteriormente cresciuto dal 49% registrato lo scorso anno. Negli altri casi le problematiche hanno interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*.

Il comparto domestico è stato interessato dalle procedure speciali risolutive nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (utilizzata nel 58% dei casi).

Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione dell'Autorità è uno strumento per la risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del

Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo³²⁰, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari. L'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-sexies del Codice del consumo, ha previsto specifici obblighi informativi per i venditori di energia, in direzione dei clienti finali.

Nel 2025 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 22.619 in calo del 22,5% rispetto all'anno precedente. Con una quota del 40% (12.027 domande) analoga a quella del 2024, il settore che ha totalizzato il maggior numero di domande è stato l'elettrico, seguito dal gas con il 24% (-9%, 7.450 domande). I clienti *dual fuel* hanno presentato 2.920 domande, pari al 10% del totale (-1%) mentre ai *prosumer* – soggetti al contempo produttori e consumatori di energia elettrica – sono riconducibili 222 domande (217 nel 2024).

Le principali modalità di presentazione della richiesta sono il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (42% pari a 12.794 richieste: +4% rispetto al 2024), la presentazione diretta da parte dei clienti (ossia senza l'ausilio di delegati) riguarda il 34% delle domande (+1%); seguite dal ricorso alle associazioni dei consumatori iscritte al CNCU³²¹ (24% pari a 7.201 domande in diminuzione del 5% rispetto al 2024).

Come nel 2024, il 79% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato la clientela domestica, a fronte del 21% relativo ai non domestici. Considerando le sole domande relative ai clienti domestici, il settore elettrico risulta prevalente, con il 33% delle istanze, confermando il dato del 2024; il gas si attesta invece al 28%, in calo del 10%. Si registra quindi un'inversione dell'ordine di prevalenza rispetto al 2024, quando il gas superava l'elettrico di 5 punti percentuali. Anche tra le domande presentate dai clienti non domestici prevale il settore elettrico, con una quota del 64% (-7% rispetto al 2024).

Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (45%, +1% rispetto al 2024); seguono, le controversie sui contratti, che si attestano al 14% (-10%) e le richieste di risarcimento del danno, che totalizzano l'11% (+3%). Oltre la metà delle domande dei *prosumer* afferiscono allo scambio sul posto (25%, -11%) e a "connessioni, lavori e qualità tecnica" (27%, +10% rispetto al 2024).

Il tasso di ammissibilità delle domande di conciliazione presentate al Servizio si attesta nel 2025 all'80% (-2% rispetto al 2024); si registra, poi, il 14% di domande non completate dagli attivanti (+4% rispetto al 2024) e il 6% di domande non ammesse (-2%). In tali casi non si pregiudica la riproposizione della domanda, una volta sanata la causa di inammissibilità.

Il tasso di partecipazione alle procedure convocate dinanzi al Servizio Conciliazione si conferma, come negli scorsi anni, molto vicino al 100%: tale valore, nel 2025, è infatti pari al 99,8%. Ciò tenuto conto dell'obbligo partecipativo alle procedure dinanzi al Servizio Conciliazione stabilito dall'Autorità per tutti gli operatori e i gestori dei settori energetici, idrico e del telecalore.

³²⁰ Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'*Alternative Dispute Resolution* (ADR) per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

³²¹ Il Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU) è l'organo rappresentativo delle associazioni dei consumatori e degli utenti a livello nazionale. Ha sede presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ed è composto dalle associazioni dei consumatori riconosciute secondo i criteri stabiliti dal Codice del Consumo (D.lgs 206/2005, art. 137) e da un rappresentante designato dalla Conferenza unificata Stato - città e autonomie locali (D.lgs 281/1997, art.8).

In merito all'esito delle domande pervenute al Servizio, il tasso di accordo su procedure concluse nel 2025 è risultato pari al 74% nel settore gas (+11% rispetto all'anno precedente) e al 60% nel settore elettrico (+1% rispetto al 2024); in particolare, al netto delle procedure pendenti, i venditori fanno registrare il 73% di accordi su procedure concluse (+7% rispetto al 2024), mentre i distributori si attestano al 43% (+11%). Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 56 giorni solari, 1 in meno del 2024. Con riferimento alle procedure avviate nel 2025 e concluse con accordo, è possibile ricavare un valore di *compensation* pari a oltre 24 milioni di euro, ossia del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato.

Tenuto conto di 11.698 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 96% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo, con percentuali variabili fra il livello "molto soddisfatto" (53%), il livello intermedio di soddisfazione "soddisfatto" (16%) e il livello "abbastanza soddisfatto" (27%). L'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 65% degli attivanti di cui sopra (-2 p.p. rispetto al 2024).

Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo di conciliazione obbligatorio ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito³²² l'Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso.

Al 31 marzo 2026, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 25 organismi ADR. Di questi, 8 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali, basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese, 1 organismo opera in una sola regione, mentre i 16 restanti sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 15 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia³²³. Un organismo, tra cui quello di livello regionale, competente per il solo settore idrico, i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In base alle informazioni trasmesse dagli organismi ADR nel 2025 si registra una sensibile riduzione del numero totale delle domande ricevute rispetto all'anno precedente (-53%). Nello specifico, su un totale di 1.066 domande (2.300 nel 2024), 702 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 1.956 del 2024) e 364 hanno interessato il settore idrico (343 nel 2024); nessuna domanda afferente al settore del telecalore (1 nel 2024).

Il 72% delle domande presentate (82% nel 2023), per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica. L'argomento prevalente delle controversie nei settori energetici la "fatturazione" si conferma quale argomento prevalente, (50%, +25 p.p. rispetto al 2024); considerando gli ulteriori argomenti con percentuali pari o superiori al 5%, nei settori energetici

³²² Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

³²³ Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

emergono "contratti" (17%) e, con quote numericamente meno rilevanti, "mercato" (9%), "misura" (9%), "morosità e sospensione" (7%) e "danni" (5%).

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.066 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari al 87% nel 2024 (era del 90% nel 2024, a fronte di 2.300 domande ricevute), nel 70% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (erano il 64% nel 2024).

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2025, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 64 giorni in caso di accordo (57 giorni nel 2024), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 59 giorni (rispetto ai 58 giorni del 2024). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) risultano comunque rispettati.

5.1.3 Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: i bonus sociali

I bonus sociali elettrico e gas sono strumenti di politica sociale istituiti per ridurre la spesa per le bollette energetiche delle famiglie in difficoltà economica. Tale spesa grava, infatti, in misura proporzionalmente maggiore sui bilanci delle famiglie a minor reddito, a causa della natura essenziale dei servizi energetici e della limitata comprimibilità dei consumi, se non attraverso misure di efficientamento energetico che comunque richiedono investimenti iniziali in apparecchi più efficienti. Nel nostro Paese il legislatore ha introdotto, con l'articolo 1, comma 375, della legge 266/05, con il successivo decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e con il decreto-legge 185/08, i bonus sociali per la riduzione della spesa sostenuta per le bollette elettriche e gas da parte delle famiglie in condizioni di disagio economico e, limitatamente alla spesa per l'elettricità, dai soggetti utilizzatori di specifiche apparecchiature elettromedicali salvavita. In particolare, il decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e, successivamente, anche il decreto-legge 185/08, hanno individuato nell'Indicatore della Situazione Economica Equivalente (ISEE)³²⁴ lo strumento per individuare i nuclei familiari in situazione di disagio economico titolati ad accedere ai bonus.

Dal 2009 è attivo, quindi, un meccanismo di protezione per le forniture di energia elettrica e di gas naturale rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un bonus, cioè uno sconto sulla fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

Inizialmente l'accesso al beneficio avveniva su richiesta. Ciò generava un notevole divario tra i potenziali beneficiari e gli effettivi percettori dell'agevolazione. Al fine di colmare tale divario, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124³²⁵ ha stabilito che dal 1° gennaio 2021 i bonus venissero riconosciuti automaticamente agli aventi diritto, senza necessità che questi ultimi presentino

³²⁴ L'Indicatore della Situazione Economica Equivalente (ISEE) è lo strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie in Italia. È un indicatore che tiene conto di reddito, patrimonio e delle caratteristiche di un nucleo familiare (per numerosità e tipologia).

³²⁵ Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Nel febbraio 2021 sono state approvate³²⁶ le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, interamente sostitutive della regolazione precedente "a domanda". Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del regime automatico il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane su richiesta dell'interessato.

Nel 2022 il meccanismo automatico è stato perfezionato e la platea dei beneficiari è stata allargata, per il periodo 1° aprile - 31 dicembre 2022, con l'innalzamento a 12.000 euro, dal precedente valore di 8.265 euro, della soglia ISEE per l'accesso al bonus sociale elettrico e gas. Nel 2023, è stata confermata l'erogazione, oltre al bonus ordinario, di componenti compensative integrative, finanziata con fondi del Bilancio dello Stato, al fine di contenere gli aumenti della spesa dovuti alla crisi dei prezzi internazionali. Le modifiche normative hanno, da un lato, previsto componenti compensative integrative, dall'altro hanno ulteriormente esteso la platea dei percettori, innalzando a 15.000 euro, con decorrenza 1° gennaio 2023, la soglia dell'ISEE per l'accesso alla compensazione, sia pure diversificandola a seconda del valore dell'ISEE e a 30.000 euro, con decorrenza 1° aprile 2023, quella per le famiglie numerose. Dal 1° gennaio 2024, la soglia di accesso al bonus è tornata a essere quella ordinaria, fissata a 9.530 euro e a 20.000 euro per nuclei familiari con almeno 4 figli a carico.

Ai sensi dell'articolo 1, comma 3, del decreto ministeriale 29 dicembre 2016, tale valore è stato aggiornato, secondo la prevista cadenza triennale, nel mese di gennaio 2026, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo impiegato in ciascun triennio di riferimento. Dal 1° gennaio 2026, infatti, la soglia per l'accesso ai bonus sociali è stata aggiornata a 9.796 euro³²⁷.

Per l'anno 2025, l'erogazione dei bonus sociali per disagio economico ha riguardato dunque i nuclei familiari con soglia ISEE fino a 9.530 euro e inferiore o uguale a 20.000 euro per i nuclei familiari con almeno 4 figli a carico. In aggiunta all'erogazione del bonus sociale ordinario, il decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19, all'art. 1, comma 1, ha previsto, per il solo anno 2025, l'erogazione di un *contributo straordinario* del valore di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro, come misura temporanea di sostegno economico (Tavola 5.2).

Tavola 5.2 Configurazione delle soglie ISEE per accedere alle agevolazioni nel 2025

TIPO AGEVOLAZIONE	SOGLIA ISEE (EURO)	SOGLIA ISEE (EURO)
		PER FAMIGLIE NUMEROSE
Bonus elettrico e gas	9.530	20.000
Contributo straordinario (elettrico)	25.000	25.000

Fonte: ARERA.

Per dare pronta e immediata attuazione alla suddetta disposizione normativa, nel marzo 2025 l'Autorità³²⁸ ha definito le modalità applicative funzionali a consentire il riconoscimento del contributo straordinario ai clienti domestici per i quali era in corso di erogazione il bonus sociale elettrico, prevedendo, in particolare, che il contributo straordinario dovesse essere erogato unitamente al bonus, con riferimento al periodo di competenza dal 1° aprile 2025 al 31 luglio 2025.

³²⁶ Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

³²⁷ Con la delibera 20 gennaio 2026, n.2/2026/R/com.

³²⁸ Con la delibera 27 marzo 2025, 132/2025/R/eel.

Subito dopo l'Autorità³²⁹ ha definito le modalità operative per erogare l'agevolazione straordinaria prevista dal Governo, da applicare alle bollette elettriche relative all'anno 2025, per la platea dei beneficiari con ISEE superiore a 9.530 euro e fino a 25.000 euro compresi e, nel rispetto di quanto previsto dal Regolamento (UE) 2016/679 (GDPR) e dalla normativa nazionale in materia di protezione dei dati, con lo stesso provvedimento ha previsto il trasferimento da INPS ad Acquirente Unico dei dati relativi ai clienti domestici interessati dal provvedimento, al fine di consentire al Gestore del Sistema informativo integrato (SII) di:

- individuare, a decorrere dal mese di giugno 2025, i clienti titolari delle forniture elettriche aventi diritto al contributo straordinario;
- provvedere all'attivazione del medesimo e permettere ai venditori elettrici di riconoscere in fattura il contributo straordinario ai nuclei interessati, secondo le medesime modalità previste per il bonus sociale elettrico.

I bonus in cifre

Il meccanismo di riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto, così come gli interventi governativi seguiti alla crisi dei prezzi internazionali hanno sia accresciuto l'importo dei bonus, sia esteso la platea dei beneficiari, innalzando le soglie dell'ISEE utili per l'accesso alla compensazione. Nel 2024, invece, in assenza di interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione, il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico è diminuito rispetto al 2023 (Tavola 5.3).

Tavola 5.3 Clienti titolari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico

ANNO E REGIME	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO ECONOMICO	
Regime di accesso “a domanda” del nucleo familiare interessato				
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
Regime di riconoscimento automatico				
2021	2.487.599	(A)	1.537.884	4.025.483
2022 ^(B)	3.766.105	(A)	2.441.158	6.207.263
2023 ^(C)	4.576.621	(A)	3.005.197	7.581.818
2024	2.801.668	(A)	1.711.068	4.512.736
2025	2.674.030	(A)	1.605.377	4.279.407
Variazione 2025/2024	-4,6%	(A)	-6,2%	-5,2%

- (A) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.
- (B) Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), e c), e d).
- (C) Nel 2023 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), e c), e d) e b-bis (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2023).

Fonte: SII.

³²⁹ Con la delibera 1° aprile 2025, 144/2025/R/eel.

Anche nel 2025 i beneficiari appartenenti alla soglia ordinaria per l'ottenimento del bonus sociale (ISEE fino a 9.530 euro per i nuclei fino a 4 componenti e 20.000 euro per le famiglie numerose), sono risultati in leggera diminuzione (-4,6%) rispetto all'anno precedente (Tavola 5.3). Nell'anno sono stati riconosciuti complessivamente circa 2,7 milioni di bonus elettrici, cui devono però aggiungersi i 3,4 milioni di nuclei che hanno percepito il contributo straordinario di 200 euro mentre, per il bonus sociale gas, sono stati oltre 1,6 milioni, anche qui con una lieve riduzione della platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente (-6,2%).

L'importo (stimato) corrispondente alle agevolazioni riconosciute (sia per il bonus ordinario sia per il contributo straordinario del 2025) ed erogato ai percettori di bonus per disagio economico è pari a circa 840 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 165 milioni di euro per i bonus gas.

Per quanto riguarda il **bonus sociale elettrico**, 2.674.030 bonus sono relativi alle classi a) e b), che corrispondono ai nuclei familiari con ISEE fino a 9.530 euro e ai nuclei con ISEE fino a 20.000 euro per le famiglie con 4 (o più) figli. Il 51% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 2 componenti, il 36,3% con 3 o 4 componenti, il 12,7% con più di 4 componenti. Per quanto riguarda il contributo straordinario, i nuclei familiari delle classi X, Y e Z³³⁰ che hanno percepito nel corso dell'anno l'agevolazione sono stati 3.417.660. L'importo erogato corrispondente al contributo straordinario riconosciuto a questi nuclei è pari a 683,5 milioni di euro.

I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati per il 19,2% al Nord-Ovest, 10,8% Nord-est, per il 15,6% al Centro e per il 35,7% nel Sud e nelle Isole 18,7%.

Per quanto riguarda il **bonus sociale gas**, 1.605.377 bonus sono relativi ai nuclei delle classi a), b) ovvero ai nuclei familiari con ISEE $\leq$ 9.530 euro e ai nuclei con ISEE $\leq$ 20.000 euro con 4 (o più) figli. L'86,2% dei beneficiari è costituito da nuclei familiari fino a 4 componenti, il 13,8% con più di 4 componenti. Anche la platea dei percettori del bonus sociale gas è diminuita rispetto all'anno precedente (-6,2%), come sopra rappresentato. Tale risultato analogamente a quello relativo ai percettori del bonus sociale elettrico potrebbe essere dovuto all'indisponibilità dei dati definitivi di consuntivo.

I beneficiari del bonus sociale gas sono localizzati per il 26,7% al Nord-Ovest, 15,1% Nord-est, per il 19,5% al Centro e per il 31,3% nel Sud e nelle Isole 7,5%.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, le componenti GS e GS_r, poste a carico, rispettivamente, dei clienti domestici e non domestici. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato. Come per il settore elettrico, gli importi dei bonus sono stati definiti trimestralmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Come accennato, accanto al bonus sociale per alleviare il disagio economico delle famiglie in Italia è operativo anche un bonus per aiutare le famiglie che fanno uso di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita: il **bonus per disagio fisico**. Tale bonus è articolato in tre fasce, per tenere conto del tipo di apparecchiatura utilizzata, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliere. Sulla base di questi elementi, certificati dalla Azienda Sanitaria Locale, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce previste: quella per consumi fino a 600 kWh/anno, per consumi compresi tra 600 e 1.200 kWh/anno e per consumi oltre 1.200 kWh/anno. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata, che

³³⁰ La classe x) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE 9.530 < ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) $\leq$ 15.000 con meno di 4 figli; la classe y) da nuclei con 15.000 < ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) $\leq$ 25.000 con meno di 4 figli; la classe z) da nuclei con 20.000 < ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) $\leq$ 25.000 con 4 o più figli a carico.

può essere fino a 3 kW, da 3,5 kW, da 4 kW, o da 4,5 kW³³¹.

Per il 2025 l'Autorità³³², ha definito e aggiornato anche l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per l'anno 2025. L'importo da riconoscere è stato quantificato pari alla spesa energetica per l'extra consumo indotto dalle apparecchiature salvavita, differenziato in funzione della potenza impegnata e della fascia di consumo legato all'uso del tipo di apparecchiatura. L'ammontare del bonus per il disagio fisico, definito dall'Autorità va da un minimo di 167,90 a un massimo di 543,85 euro/anno per beneficiario. Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico fanno parte degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM} , che i clienti finali pagano in bolletta e che è applicata a tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Nel 2025 86.010 famiglie hanno usufruito del bonus per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita, in aumento del 11,4% rispetto all'anno precedente. Il 64,8% dei bonus distribuiti nel 2025 appartengono alla fascia minima (fino a 600 kWh/anno), in leggero aumento rispetto al 2024 (+0,2%); i bonus per la fascia media (consumo compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno) rappresentano il 21,3% (contro il 21,4% del 2024), mentre quelli per la fascia massima (oltre i 1.200 kWh/anno) sono il 13,9% anch'essi lievemente diminuiti rispetto al 2024 (quando erano il 14%).

5.1.4 Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE

L'articolo art. 41, comma 1, lettera o), della direttiva 2009/73/CE chiede che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure trovano ormai completa e ampia applicazione.

Nel corso del tempo sono stati consolidati alcuni corpi normativi che raccolgono in modo organico l'insieme delle disposizioni su alcune aree tematiche rilevanti in materia, in particolare:

- il Codice di condotta commerciale³³³;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)³³⁴;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)³³⁵;
- il Testo integrato bonus energia elettrica, gas e idrico per disagio economico³³⁶;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e

³³¹ Per il dettaglio del funzionamento dei bonus si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

³³² Delibera 27 dicembre 2024, 599/2024/R/com,

³³³ Delibera 366/2018/R/com.

³³⁴ Delibera 413/2016/R/com.

³³⁵ Delibera 463/2016/R/com.

³³⁶ Delibera 63/2021/R/com.

- procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)³³⁷;
- il Testo Integrato Conciliazione (TICO)³³⁸.

5.1.5 Strumenti a disposizione dei clienti finali

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

Fin dal 2017 l'Autorità ha stabilito³³⁹ che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo (come stabilito dalla specifica normativa), devono inviare ai loro clienti, all'interno della fattura, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Per il 2025, l'Autorità ha stabilito il contenuto delle seguenti informative:

- a partire dal 1° gennaio 2023 sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, informativa per rendere consapevole il cliente in merito al proprio consumo e abitudini;
- dal 1° luglio 2025, a seguito della nuova regolazione de "La bolletta dei clienti finali di energia"³⁴⁰ informativa per trovare le offerte del mercato libero più adatte alle esigenze del cliente;
- dal 1° gennaio 2025, a seguito dell'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, per informare i clienti domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate;
- per il settore del gas naturale, da settembre 2024, nell'ambito delle disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale e la definizione delle condizioni di fornitura ai clienti vulnerabili, in merito ai diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate.

Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo³⁴¹ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

³³⁷ Delibera 228/2017/R/com.

³³⁸ Delibera 209/2016/R/com

³³⁹ Delibera 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 197/2019/R/com.

³⁴⁰ Delibera 23 luglio 2024, 315/2024/R/com,

³⁴¹ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

Nel 2024 l'Autorità ha approvato³⁴², con efficacia dal 1° gennaio 2025, interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale relativi:

- all'implementazione delle modifiche al Codice del consumo disposte dal decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26 e dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214 (cd. Legge concorrenza 2022);
- agli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali;
- alle disposizioni in materia di *telemarketing* e *teleselling*, nonché la conseguente armonizzazione della disciplina in materia di modifica delle condizioni contrattuali delle offerte PLACET e del servizio di tutela della vulnerabilità.

In particolare, nel caso di contratti conclusi fuori dai locali commerciali o a distanza, è stato previsto l'obbligo per il venditore di fornire ai clienti finali domestici, se disponibili, le informazioni sui mezzi di comunicazione elettronica che consentano lo scambio di messaggi scritti su un supporto durevole, in grado di riportare data e ora della comunicazione nonché l'estensione del termine per l'esercizio del diritto di ripensamento da 14 a 30 giorni nel caso di contratti conclusi nel contesto di visite non richieste di un venditore presso l'abitazione di un cliente finale domestico oppure di escursioni organizzate da un venditore a scopo commerciale. Inoltre, in caso di contratti conclusi per telefono, il cliente deve confermare di aver ricevuto il documento scritto contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesso su supporto cartaceo o su un altro supporto durevole disponibile e accessibile, ai fini della validità del consenso per la stipula del contratto.

Sono stati rafforzati anche gli obblighi in caso di modifiche delle condizioni contrattuali prevedendo, tra l'altro, che:

- le comunicazioni debbano essere fornite su supporto durevole, preventivamente accettato dal cliente, e, nel caso di variazioni unilaterali e rinnovi, debbano avere contenuto vincolato alle specifiche previsioni regolatorie nonché essere separate da comunicazioni di altra natura, quali per esempio le comunicazioni a scopi commerciali;
- in caso di invio telematico, l'intestazione delle comunicazioni di variazione contrattuale e di rinnovo debba coincidere con l'eventuale oggetto del messaggio di trasmissione;
- le variazioni unilaterali e i rinnovi debbano essere comunicati con un preavviso non inferiore a 3 mesi, ridotto a 1 mese solo nel caso in cui la variazione unilaterale comporti esclusivamente una riduzione dei corrispettivi previsti in contratto e determinati dal venditore;
- in caso di mancato rispetto esclusivamente dei termini di preavviso delle comunicazioni relative a variazioni unilaterali, evoluzioni automatiche e rinnovi, il venditore debba corrispondere un indennizzo automatico al cliente finale pari a 30 euro, mentre, in caso di mancato rispetto delle modalità e/o delle tempistiche di preavviso, la variazione unilaterale o il rinnovo non trovi applicazione, tranne nei casi in cui sia migliorativo per il cliente finale;
- il venditore debba inserire nelle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali anche l'informazione relativa all'erogazione del citato indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei termini di preavviso delle comunicazioni medesime.

Il decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 ha affidato all'Autorità³⁴³ anche il compito di definire le

³⁴² Delibera 395/2024/R/com

³⁴³ Che ha dato attuazione al decreto legge tramite le delibere 8 aprile 2025, 156/2025/R/com e 5 agosto 2025, 386/2025/R/com.

misure idonee a realizzare l'obiettivo, a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni, di rafforzare la trasparenza e la confrontabilità delle offerte di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero mediante la riduzione e semplificazione dei componenti dei corrispettivi applicabili nei contratti di fornitura nonché di stabilire modalità di trasmissione delle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali semplificate e idonee a garantire la massima conoscibilità.

L'Autorità ha adottato, in via d'urgenza e con efficacia dal 1° luglio 2025, alcune misure iniziali, di natura transitoria e ha:

- modificato le modalità di rappresentazione dei corrispettivi e delle relative informazioni all'interno della sezione dei contratti di fornitura in cui sono illustrate le condizioni economiche offerte;
- ha previsto per tutte le offerte di energia elettrica e di gas naturale rivolte ai clienti domestici l'obbligo per i venditori di suddividere la sezione in cui sono illustrate le condizioni economiche offerte in distinte sottosezioni che riportino separatamente tutti i corrispettivi afferenti alla spesa per la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale dalle informazioni afferenti alla spesa per la tariffa per l'uso della rete elettrica e/o di gas naturale e agli oneri generali di sistema.
- stabilito che i venditori fossero tenuti a pubblicare sui propri siti internet, per ciascuna delle offerte in corso di validità in essi presenti e rivolte ai clienti finali domestici, nella pagina delle offerte medesime, il relativo codice offerta, la relativa documentazione contrattuale comprendente almeno la sezione delle condizioni economiche come sopra illustrata e la relativa Scheda sintetica, dandovi adeguata evidenza rispetto alle altre informazioni fornite e garantendo un chiaro e facile accesso agli utenti.

Inoltre, a decorrere dal 1° aprile 2026, l'Autorità ha stabilito:

- la razionalizzazione dei corrispettivi delle offerte di energia elettrica e gas naturale rivolte ai clienti domestici;
- l'introduzione di obblighi informativi relativi alla redazione dei contratti di fornitura, alla fase precontrattuale, alle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali e il conseguente adeguamento del Codice di condotta commerciale;
- l'introduzione di disposizioni relative ai siti internet dei venditori.

In particolare, l'Autorità ha standardizzato la struttura di prezzo delle offerte di energia elettrica e gas naturale di libero mercato e rivolte ai clienti domestici, prevedendo la razionalizzazione del numero dei corrispettivi definiti dai venditori, i quali ne definiscono liberamente i valori nel rispetto della normativa europea che accorda espressamente a questi ultimi la facoltà di stabilire liberamente i prezzi di fornitura. Per tutte le offerte destinate ai clienti domestici, i corrispettivi liberamente valorizzati dal venditore a copertura della voce di spesa per la vendita di energia elettrica e gas naturale possano essere solamente due: un unico corrispettivo in quota fissa annua, espresso in termini di €/anno e un unico corrispettivo dipendente dai consumi, espresso in termini di €/kWh o €/S(m³). Entrambi i corrispettivi possono essere differenziati sulla base di caratteristiche di prelievo del cliente finale (per esempio, per fasce orarie) o di altre caratteristiche del cliente medesimo (per esempio, lo stato di residenza anagrafica). A tali corrispettivi si aggiungono le tariffe per l'uso della rete e gli oneri generali di sistema, come aggiornate dall'Autorità e, per le sole offerte di energia elettrica, un corrispettivo, anch'esso stabilito e aggiornato periodicamente dall'Autorità, a copertura dei costi di dispacciamento.

Con riferimento specifico alla voce di spesa per la vendita³⁴⁴, nel caso di offerte rivolte ai clienti finali domestici, vige l'obbligo che i corrispettivi siano rappresentati in formato tabellare e standardizzato in quota annua e quelli dipendenti dal consumo definiti dal venditore (inclusi i corrispettivi successivi al primo periodo di validità delle condizioni economiche, se già definiti nel contratto), in modo che il cliente finale possa reperirli facilmente nella documentazione contrattuale, utilizzandoli anche per la comparazione tra le offerte. A ciò si aggiunge l'obbligo di riportare nella Scheda sintetica per le offerte rivolte ai clienti domestici la tabella dei corrispettivi definiti dal venditore, in sostituzione degli indicatori sintetici di prezzo.

Infine, l'Autorità ha introdotto l'obbligo per i venditori di pubblicare sui propri siti *internet* tutte le offerte in corso di validità disponibili sul Portale Offerte.

La bolletta dei clienti finali di energia

Alla fine del 2023 l'Autorità ha avviato³⁴⁵ un procedimento di revisione organica della Bolletta 2.0, finalizzato a migliorarla dal punto di vista della semplicità, della sua comprensibilità e dell'uniformità; in considerazione dell'importanza di tale procedimento e della necessità di garantire la più ampia partecipazione degli *stakeholder*, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR).

La nuova disciplina approvata dall'Autorità nel 2024³⁴⁶ ha imposto una struttura della bolletta articolata nei due seguenti documenti, con applicazione a partire dal 1° luglio 2025 per i clienti del servizio elettrico alimentati in bassa tensione e ai clienti del servizio di gas naturale domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e altri usi con consumi annui fino a 200.000 S(m³):

- Bolletta sintetica, contenente:
 - Il *Frontespizio unificato*, inteso come prima pagina standard della bolletta per tutti i clienti finali, che include un insieme circoscritto di informazioni-chiave definite dall'Autorità tra cui: i dati identificativi del cliente finale, i dati relativi alla fatturazione e al pagamento, l'importo totale da pagare, le informazioni relative ai recapiti telefonici per il servizio guasti elettrici o il servizio di pronto intervento gas, nonché un apposito spazio informativo per il venditore;
 - lo *Scontrino dell'energia*, vale a dire uno schema semplice e comprensibile in sostituzione della vigente classificazione in voci di spesa "per destinazione", che espone gli importi fatturati secondo la logica quantità per prezzo (o "prezzo medio");
 - il *Box dedicato all'offerta*, contenente le informazioni funzionali a rendere chiare le caratteristiche e l'applicazione dell'offerta sottoscritta;
 - gli *Elementi informativi essenziali* con informazioni organizzate in " riquadri contenitori " denominati in modo unitario e riconoscibile;
- i c.d. *Elementi di dettaglio*, immutati rispetto alla precedente disciplina della Bolletta 2.0.

³⁴⁴ Delibera 386/2025/R/com

³⁴⁵ Delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com.

³⁴⁶ Delibera 23 luglio 2024, 315/2024/R/com

Nel gennaio 2025 l'Autorità ha apportato alcune integrazioni alla nuova disciplina³⁴⁷, adottando gli interventi senza procedere a preventiva consultazione, data la necessità di assicurare agli operatori interessati un tempo adeguato per intervenire sui propri sistemi di fatturazione nei tempi utili al rispetto dei termini fissati per la sua entrata in operatività (1° luglio 2025), con particolare riferimento a:

- i servizi aggiuntivi, le cui informazioni dovrebbero poter essere indicate dopo il totale della bolletta;
- il Box dell'offerta, con l'inserimento di due ulteriori righe nell'apposito box per descrivere con maggiore dettaglio la formazione della spesa per l'offerta sottoscritta;
- i documenti destinati ai clienti c.d. multi-sito per migliorarne la comprensione della documentazione.

Per questi ultimi, nel febbraio 2025, sono state introdotte ulteriori disposizioni speciali³⁴⁸, prevedendo la facoltà, esercitabile su esplicita richiesta da parte dei clienti finali non domestici e multisito, di richiedere una bolletta sintetica che non include lo Scontrino dell'energia per tutti i punti di prelievo e/o riconsegna.

Inoltre, nel marzo 2025 l'Autorità ha posto in consultazione³⁴⁹ il modello di Glossario della bolletta dei clienti finali dell'energia con la terminologia e le principali voci utilizzate nella bolletta sintetica e nel documento degli elementi di dettaglio, che è stato successivamente approvato³⁵⁰ nel mese di maggio.

La nuova disciplina è quindi in vigore dal 1° luglio 2025 per i clienti elettrici in bassa tensione e per quelli gas (domestici, condomini, attività di servizio pubblico e altri usi) con consumi annui fino a 200.000 Sm³, così come per i clienti di gas diversi dal gas naturale, ma con modalità semplificate. L'ambito di applicazione è stato, inoltre, esteso ai servizi di ultima istanza gas (dal 2025-2026) e alle forniture alla pubblica amministrazione.

5.1.6 Accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia per i consumatori di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. Come appena visto la bolletta deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, che i venditori devono rendere consultabile attraverso internet. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore, che provvederà a chiederli al distributore.

D'altro canto, considerata la vasta diffusione degli *smart meter*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione, tramite il display elettronico, il dato di consumo corrente sia in termini di energia che di potenza assorbita, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid*

³⁴⁷ Con la delibera 21 gennaio 2025, 12/2025/R/com.

³⁴⁸ Con la delibera 25 febbraio 2025, 64/2025/R/com.

³⁴⁹ Con il documento per la consultazione 25 marzo 2025, 118/2025/R/com.

³⁵⁰ Con la delibera 13 maggio 2025, 204/2025/R/com.

level/ utilizzati per l'ultima fattura.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto³⁵¹ che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, siano resi accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27.

Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale *web*, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio 2018³⁵² che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha, quindi, definito³⁵³ le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale dei consumi**³⁵⁴. Il Portale dei consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche.

Nel 2024, per dare attuazione alla Legge concorrenza 2022 (art. 2, c. 3)³⁵⁵, l'Autorità ha definito i requisiti generali e i principi tecnici che possano permettere ai clienti finali di mettere a disposizione, con modalità sicure, i propri dati di misura alle terze parti autorizzate, come disposto dalla legge concorrenza 2022, tenendo in considerazione l'attuale modello di funzionamento del Portale Consumi, di cui sopra, nonché del parere del Garante per la protezione dei dati personali n. 695/24, come previsto dalla normativa.

Al fine di assicurare la massima tutela del cliente è stato delineato un ampliamento graduale del perimetro dei soggetti che possono essere autorizzati dai clienti. Per la prima fase di attuazione, essi corrispondono alle imprese di vendita di energia elettrica o gas naturale, le società di servizi energetici certificate UNI 11352, soggetti o configurazioni disciplinate dal Testo integrato della regolazione dell'autoconsumo diffuso (TIAD) o dal Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) e le associazioni dei consumatori rappresentate nel CNCU (Consiglio nazionale consumatori e utenti) nonché le associazioni delle imprese comprese tra le Forze sociali rappresentate nel CNEL (Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro). Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata che dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti Relazioni Annuali. In generale, il modello adottato dall'Autorità prevede che il cliente finale sia pienamente consapevole del processo di scelta della terza parte cui decide di mettere a disposizione i propri dati e che ciò avvenga esclusivamente in coerenza con le due finalità previste dalla legislazione europea e nazionale: il confronto di offerte comparabili e l'erogazione di servizi connessi con l'energia. Il modello di accesso alle terze parti è stato implementato ed è pienamente operativo a decorrere dal mese di ottobre 2025.

³⁵¹ Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

³⁵² Legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "Bilancio di previsione per lo Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

³⁵³ Delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com.

³⁵⁴ <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

³⁵⁵ Delibera 26 novembre 2024, 509/2024/R/com

5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

Portale Offerte luce e gas

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato³⁵⁶ il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte dell'Acquirente unico, che è il gestore del Sistema informativo integrato, di un sito *web* nel quale le imprese di vendita possono esporre le offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale, denominato **Portale offerte**³⁵⁷. Esso contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei regimi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale. Più in dettaglio, le offerte relative alla fornitura di energia elettrica sono rivolte ai clienti domestici e a quelli non domestici alimentati in bassa tensione; le offerte relative alla fornitura di gas ai sono rivolte ai clienti domestici, ai condomini con uso domestico e ai clienti non domestici con consumi di gas non superiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale offerte sono mirati a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale; per questo, trimestralmente, viene svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili.

Fin dal suo avvio, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è oggetto di monitoraggio, nonché di azioni di consolidamento e di nuove funzionalità.

Nel 2025 sono state introdotte alcune funzionalità fondamentali per accompagnare i clienti finali non vulnerabili verso il mercato libero, a seguito della fine dei servizi di tutela. In particolare, sono stati sviluppati: l'accesso tramite SPID/CIE, che consente di individuare le forniture intestate alla persona fisica/giuridica che si è identificata e metterne a disposizione i relativi dati rilevanti a fini consultativi e per la simulazione della spesa annua. In particolare, l'utilizzo dei dati di consumo storici, quindi effettivi, permette la simulazione della spesa su un livello di consumo reale del cliente, aderente alle proprie abitudini di consumo; il calcolo della spesa annua per il servizio a tutele graduali dedicato ai clienti domestici non vulnerabili; una nuova sezione del Portale Offerte che consente al cliente finale, autenticandosi con SPID/CIE o inserendo il codice offerta, di consultare caratteristiche e condizioni della propria offerta, anche se non più in corso di validità. Infine, sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte dei clienti finali, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial presenti nel sito internet del Portale Offerte.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che nel 2025 il sito ha avuto un totale di 1.552.757 visitatori unici. In media hanno visitato mensilmente il Portale circa 129,4 mila visitatori unici, con un picco nel mese di gennaio di oltre 184 mila utenti.

Le offerte presenti nel *database* del Portale e disponibili al 31 dicembre 2025 risultano pari a 19.355, di cui 15.861 di mercato libero e 2.324 Offerte PLACET e 1.170 offerte per cui non è possibile calcolare la stima della spesa annua a causa delle loro peculiarità e innovazioni nelle formule di prezzo.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 10.027 offerte per cui è possibile calcolare la stima della spesa annua, per il gas naturale 5.771, le offerte *dual fuel* sono 63.

³⁵⁶ Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

³⁵⁷ <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato. L'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la loro più ampia partecipazione a un mercato concorrenziale. In tale ottica nel luglio 2017 l'Autorità ha introdotto³⁵⁸, la disciplina delle offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (c.d. offerte PLACET), che individua strutture di offerta facilmente comparabili tra venditori (poiché differenziate solo a livello di prezzo) e separabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2025 risultano presenti nel Portale Offerte 2.324 offerte PLACET (Tavola 5.4).

Tavola 5.4 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2025, distinte per tipologia di cliente finale

SETTORE	A PREZZO FISSE	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Cliente domestico	234	266	500
Cliente non domestico	231	251	482
TOTALE SETTORE ELETTRICO	-	-	982
Cliente domestico	222	314	536
Cliente non domestico	210	238	448
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m ³	151	207	358
TOTALE SETTORE GAS	-	-	1342
TOTALE OFFERTE PLACET	-	-	2.324

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

³⁵⁸ Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.