QUADRO STRATEGICO ARERA 2026-2029
Prospettive ed evoluzione della regolazione per l'elettricità e il gas

Cristina Orlando, Antonio Sileo

Il 9 luglio 2026 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha posto in consultazione il proprio Quadro Strategico per il quadriennio 2026-2029, che apre la nuova Consiliatura e fissa le priorità della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, del servizio idrico, del telecalore e dei rifiuti. Per l'elettricità e il gas il documento si muove lungo tre direttrici: mercati all'ingrosso più integrati ed efficienti, mercati retail più competitivi e trasparenti, sviluppo selettivo delle infrastrutture nella transizione. Sullo sfondo restano due nodi strutturali che condizionano la competitività del sistema: un differenziale di prezzo ancora sfavorevole rispetto ai principali partner europei e un ritmo di elettrificazione e di sviluppo rinnovabile inferiore a quello richiesto dagli obiettivi PNIEC al 2030.

- Il Quadro Strategico articola la regolazione su cinque aree trasversali — sicurezza e resilienza delle infrastrutture, tutela dei consumatori, efficienza dei mercati, qualità dell'azione istituzionale, enforcement — declinandole in obiettivi strategici trasversali (OS.1-OS.10) e specifici per l'area Ambiente (OS.11-OS.19) ed Energia (OS.20-OS.25).
- Nel 2025 i consumi elettrici nazionali si sono attestati a circa 312 TWh, sostanzialmente stabili sul 2024, con le rinnovabili al 48% del fabbisogno; la domanda di gas naturale è risalita a circa 62 miliardi di metri cubi, a fronte di una produzione nazionale che copre meno del 5%.
- Il differenziale di prezzo con l'Europa resta il principale fattore di attenzione per la competitività: sull'elettrico domestico l'Italia è sopra la media UE e tra i più onerosi in parità di potere d'acquisto; sul gas domestico è tra i più cari anche in valore assoluto.
- Sui mercati all'ingrosso il Quadro prospetta il superamento del PUN a favore del prezzo zonale sul lato prelievo, il rafforzamento degli strumenti contrattuali di lungo periodo (PPA e CfD) e l'integrazione delle risorse di flessibilità.
- Sulle infrastrutture prosegue l'attuazione dell'approccio ROSS, con revisione del WACC dal 2028 e rinnovo delle concessioni di distribuzione elettrica in vista del 2030; nuovi compiti attendono l'Autorità su idrogeno e stoccaggio della CO_2.

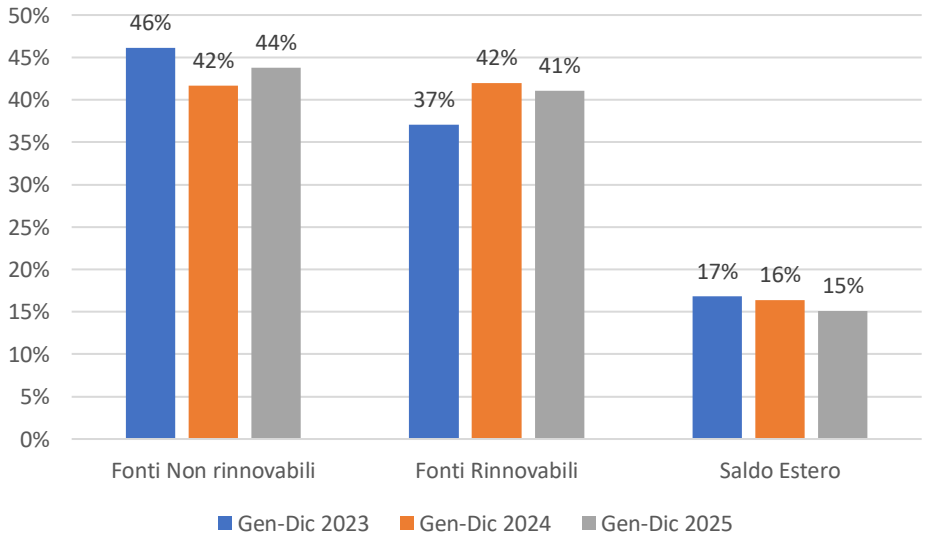
1. IL QUADRO STRATEGICO 2026-2029: CONTESTO E ARCHITETTURA

Con il documento per la consultazione 244/2026/A l'Autorità presenta gli indirizzi che orienteranno il quadriennio 2026-2029. La struttura si articola su due livelli: gli obiettivi strategici, che inquadrano la strategia complessiva di intervento sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati sia per quelli specifici delle aree Ambiente ed Energia; e le linee di intervento, che descrivono le principali misure che l'Autorità intende adottare.
Il quadro in cui si colloca la nuova Consiliatura è quello di una trasformazione profonda dei settori regolati, guidata dagli obiettivi di transizione. Il principale riferimento programmatico resta il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso nella versione definitiva alla Commissione europea il 1° luglio 2024, che fissa per il 2030 una copertura del 39,4% dei consumi finali lordi da fonti rinnovabili, con una quota del 63,4% nel settore elettrico e una potenza rinnovabile elettrica complessiva di circa 131 GW, di cui circa 80 GW fotovoltaici e circa 28 GW eolici.

L'evoluzione recente della domanda conferma la dinamicità del sistema. Secondo i dati di Terna, nel 2025 i consumi elettrici nazionali si sono attestati a circa 312,4 TWh, un valore sostanzialmente equivalente a quello del 2024. La domanda è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale e per il restante 15% dal saldo con l'estero, mentre le fonti rinnovabili hanno coperto il 41% del fabbisogno, in lieve flessione rispetto al 42% del 2024 per effetto del rientro della produzione idroelettrica su valori standard, a fronte di un nuovo record del fotovoltaico (circa 45 TWh).

Fig. 1.1: Composizione del fabbisogno di energia elettrica in Italia, per fonte (2023-2025)

Fonte: Terna

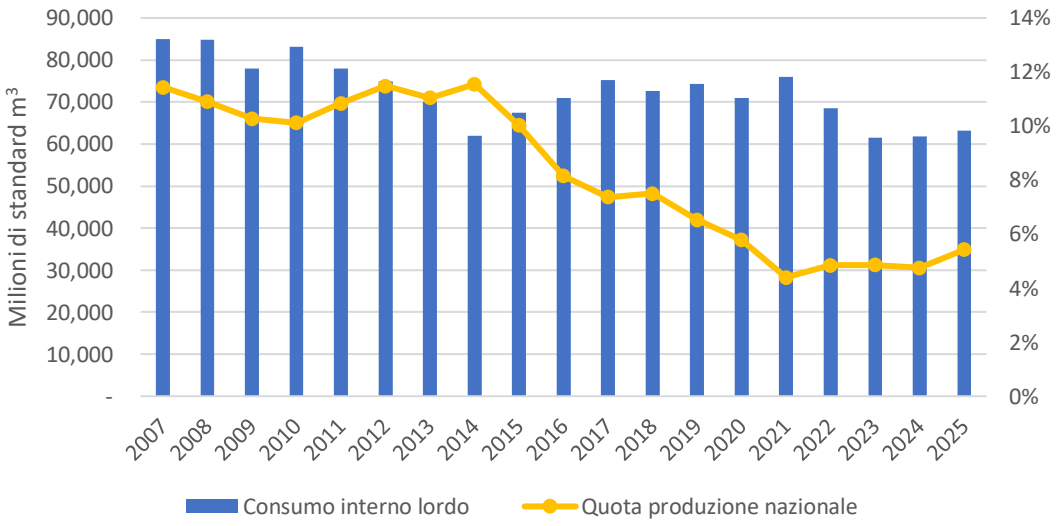


Il PNIEC fissa al 2030 una copertura del 39,4% dei consumi finali lordi da fonti rinnovabili e una potenza rinnovabile elettrica di circa 131 GW; il conseguimento degli obiettivi richiede un ampio ventaglio di tecnologie e un'accelerazione dello sviluppo.

Per il gas naturale, secondo i dati del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, la domanda nazionale è tornata a crescere, attestandosi intorno ai 63 miliardi di metri cubi, pur restando su livelli storicamente bassi e ampiamente inferiori al picco del 2007 (circa 86 miliardi). La produzione nazionale ha registrato un'inversione di tendenza, salendo a circa 3,4 miliardi di metri cubi (+16,6% sul 2024), pur coprendo solo il 5,4% del fabbisogno: il sistema resta strutturalmente dipendente dalle importazioni, nel quadro di una progressiva diversificazione delle rotte e di un crescente ruolo del GNL.

Fig. 1.2: Domanda di gas naturale in Italia e quota della produzione nazionale (2007-2025)

Fonte: elaborazioni I-Com su dati MASE



Sul piano nazionale assume rilievo il recepimento delle più recenti direttive europee. Per il settore elettrico è stata recepita con il decreto legislativo n. 3/2026 la direttiva (UE) 2024/1711 sul nuovo assetto del mercato elettrico (Electricity Market Design), che mira a rendere i prezzi più stabili attraverso strumenti contrattuali di lungo periodo come i Power Purchase Agreement e i contratti per differenza, introducendo il diritto dei clienti a contratti sia a prezzo fisso sia a prezzo dinamico. Per il gas è in corso di recepimento la direttiva (UE) 2024/1788 sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che definisce un quadro per la progressiva decarbonizzazione del settore. A questi si affiancano l'avvio dell'ETS-2 dal 2027 e la revisione del Regolamento REMIT.

A completare il contesto concorrono le raccomandazioni specifiche per Paese rivolte all'Italia dalla Commissione europea nel Semestre europeo. Nel pacchetto di primavera pubblicato il 3 giugno 2026 la Commissione ha posto l'accento sul fatto che l'Italia registra tra i prezzi dell'elettricità più elevati dell'Unione, in ragione della dipendenza strutturale dalla generazione termoelettrica a gas

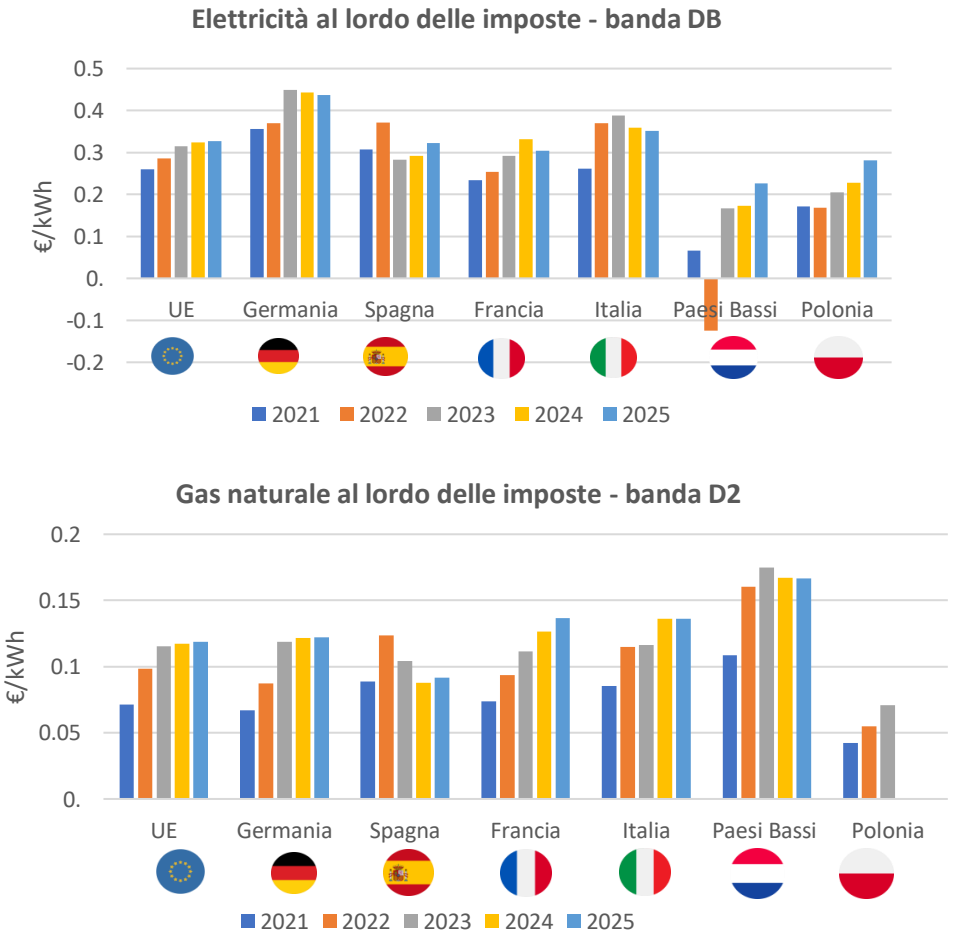
e dell'elevato rapporto tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas, elemento che ostacola l'elettrificazione dei consumi. La Commissione osserva inoltre che la crescita delle rinnovabili è troppo lenta rispetto agli obiettivi al 2030.

2. PREZZI ED EFFETTI SULLA COMPETITIVITÀ

Il differenziale strutturale tra i prezzi dell'energia in Italia e quelli dei principali Paesi europei costituisce, per esplicita indicazione del Quadro Strategico, un elemento di attenzione per la competitività del sistema produttivo nazionale. Secondo i dati Eurostat relativi al 2025 richiamati nel documento di consultazione, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie al lordo delle imposte si attesta nell'Unione su una media di circa 293,5 euro/MWh: la Germania presenta il livello più elevato, l'Italia si colloca al di sopra della media europea, mentre Spagna e Francia si posizionano su valori inferiori.

Fig. 2.1: Prezzo dell'energia elettrica e del gas per i clienti domestici, confronto tra i principali Paesi UE (2021-2025)

Fonte: elaborazioni I-Com su dati Eurostat
Note: la banda DB corrisponde ai clienti domestici con consumi compresi tra i 1.000 kWh e i 2.499 kWh, la banda D2 ai clienti domestici con consumi compresi tra 20 GJ e 199 GJ.

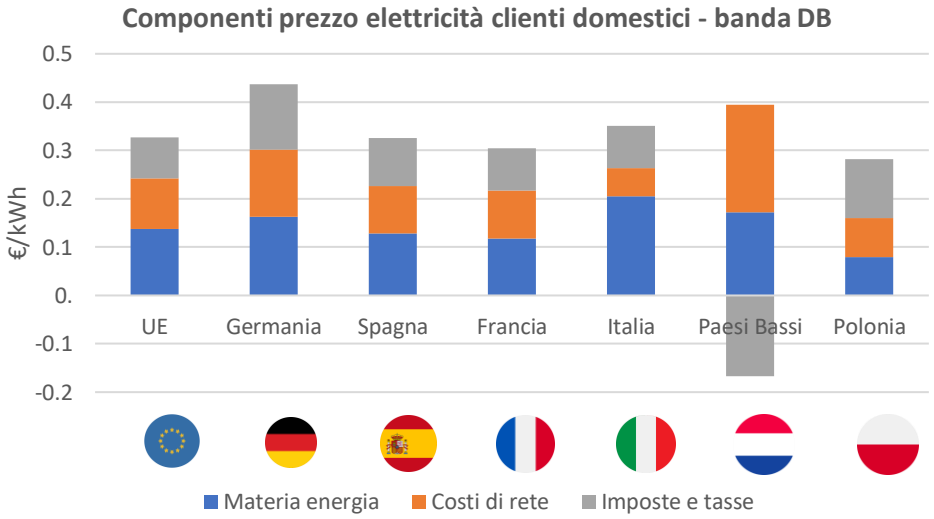


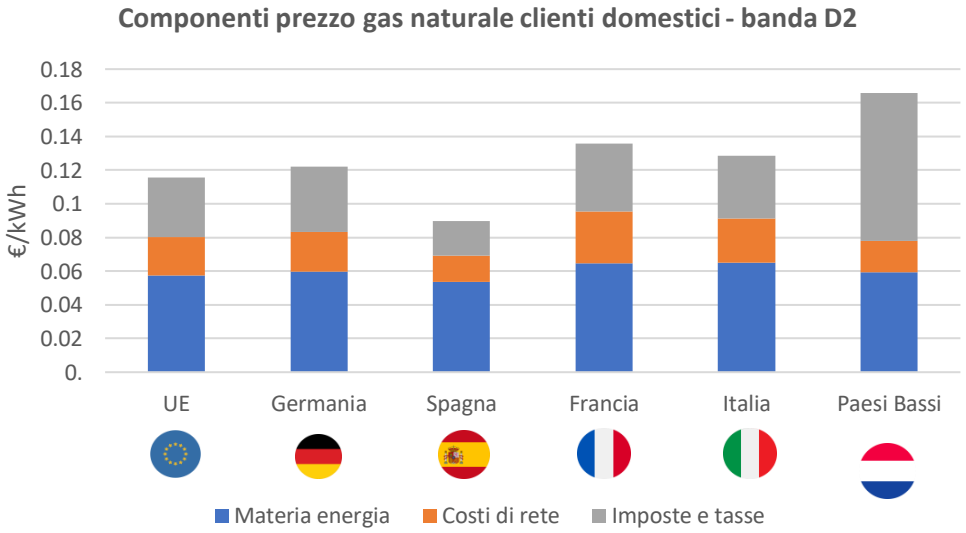
Secondo i dati Eurostat 2025, l'Italia si colloca sopra la media del prezzo dell'elettricità per le famiglie e, in parità di potere d'acquisto, è tra i Paesi più onerosi dell'Unione.

Il divario sfavorevole all'Italia risulta ancora più marcato se misurato in standard di potere d'acquisto, parametro che tiene conto del diverso costo della vita, in base al quale i prezzi elettrici italiani figurano tra i più elevati dell'Unione. Per il gas naturale destinato alle famiglie l'Italia è tra i Paesi più cari anche in valore assoluto. La posizione risulta relativamente meno sfavorevole per i clienti non domestici.

Fig. 2.2: Scomposizione del prezzo finale dell'energia elettrica e del gas naturale per componente, confronto tra Italia e principali Paesi UE (2025)

Fonte: Eurostat
Note: la banda DB corrisponde ai clienti domestici con consumi compresi tra i 1.000 kWh e i 2.499 kWh, la banda D2 ai clienti domestici con consumi compresi tra 20 GJ e 199 GJ.





Eurostat riconduce la dinamica dei prezzi degli ultimi semestri in larga parte all'andamento della componente fiscale, a seguito del progressivo riassorbimento delle misure di sostegno introdotte durante la crisi energetica. Il divario rispetto ai principali partner europei è ricondotto dal documento posto in consultazione anche al peso degli oneri di sistema e alla struttura del mix di generazione fortemente dipendente dal gas; nel confronto tra i Paesi citati, tuttavia, si osserva che in Italia prevale il peso della componente materia prima energia. La scomposizione delle componenti — materia prima, trasporto, oneri e tasse — assume dunque un rilievo centrale per individuare le leve regolatorie effettivamente disponibili.

Un profilo di particolare rilievo è rappresentato dal costo dell'energia per le imprese a elevata intensità energetica, sulle quali il differenziale si traduce direttamente in perdita di competitività rispetto ai concorrenti europei ed extraeuropei. Il Quadro Strategico non dedica una trattazione specifica ai clienti industriali elettrivori e gasivori, la cui posizione relativa rispetto alle medie UE non è esplicitata.

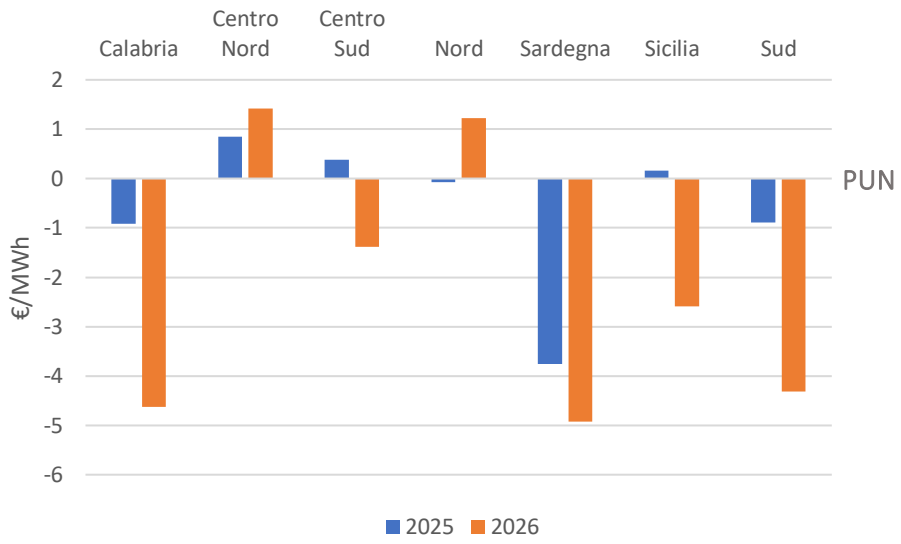
3. MERCATI ALL'INGROSSO E MARKET DESIGN

Il corretto funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas costituisce, nell'impostazione del Quadro, la precondizione essenziale per garantire prezzi basati su costi efficienti, sicurezza degli approvvigionamenti e tutela dei clienti finali. Con l'obiettivo strategico OS.20 l'Autorità individua le priorità per lo sviluppo di mercati elettrici efficienti e integrati: promuovere mercati day-ahead e intraday più integrati attraverso il market coupling e la massimizzazione della capacità transfrontaliera; sviluppare le risorse di flessibilità (demand response, storage, risorse distribuite); rafforzare il monitoraggio e l'enforcement anche in attuazione del quadro REMIT.
Tra le linee di intervento assume rilievo centrale il superamento del PUN, affinché per gli operatori di mercato lato prelievo trovi applicazione il prezzo zonale secondo i criteri di differenziazione e implementazione graduale stabiliti dal decreto ministeriale del 18 aprile 2024. L'obiettivo dichiarato è completare il processo di integrazione dei mercati elettrici europei, trasferire i segnali di prezzo del mercato all'ingrosso ai clienti finali e favorire i meccanismi di demand response. Si tratta dell'intervento con il maggiore potenziale redistributivo tra quelli prospettati nell'area Energia, poiché la transizione al prezzo zonale modifica la struttura dei costi dell'energia elettrica su base geografica.

Il superamento del PUN a favore del prezzo zonale sul lato prelievo è l'intervento a maggiore impatto redistributivo del Quadro: modifica la struttura dei costi elettrici su base geografica e incide in misura diseguale sui settori produttivi in funzione della localizzazione.

Fig. 3.1: PUN e prezzi zonali a confronto: spread medio tra zone di mercato (01/2025- 07/2026)

Fonte: elaborazioni I-Com su dati GME



Particolare attenzione è riservata dal documento ai meccanismi di decoupling dei prezzi, con il supporto al ricorso a strumenti contrattuali quali i PPA e i contratti per differenza, al fine di renderli più concretamente attivabili per le diverse categorie di produzione e consumo. L'Autorità annuncia l'adozione di linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva e a lungo termine della produzione da fonti rinnovabili, l'individuazione delle barriere regolatorie all'attuazione dei PPA e lo sviluppo di soluzioni multivenditore. Si tratta del canale più concreto attraverso cui l'azione regolatoria può incidere sulla stabilità dei costi energetici industriali senza intervenire sulle componenti fiscali e parafiscali.

In Italia, nel 2024, secondo dati ACER, si sono siglati il 12% dei PPA europei, quindi circa 36. Sia la durata media dei contratti che la tipologia dei PPA italiani sono allineate con quanto osservato per la media UE, mentre per quanto riguarda le tecnologie e i settori acquirenti si ravvisano piccole differenze. Prevale largamente la tecnologia solare come oggetto del contratto, osservata nel più del 70% dei casi. Seguono i contratti ibridi, con meno del 20%, mentre gli accordi basati unicamente su eolico onshore non arrivano al 10%.

Sul fronte della flessibilità, in un contesto di elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, il Quadro sottolinea l'esigenza di sviluppare e integrare nei mercati le risorse di flessibilità, rimuovendo le barriere all'ingresso e definendo un quadro armonizzato per aggregatori e meccanismi di partecipazione. Rilevano in questa prospettiva l'evoluzione del TIDE sui servizi ancillari e sulla flessibilità locale, il coordinamento tra mercati dell'energia e mercati del bilanciamento e del dispacciamento, e la valorizzazione dell'idroelettrico a bacino e dei nuovi pompaggi quali infrastrutture strategiche per l'integrazione delle rinnovabili.
Per il gas naturale, l'obiettivo strategico OS.21 orienta il settore verso la decarbonizzazione. Le priorità riguardano il corretto funzionamento dei mercati all'ingrosso e la formazione ordinata dei prezzi in linea con il nuovo Gas Package e la Direttiva 2024/1788; il rafforzamento dell'integrazione dei mercati a livello europeo e regionale; l'adeguamento del quadro regolatorio agli obiettivi PNIEC di riduzione dei prelievi di gas; l'integrazione nei mercati all'ingrosso dei gas rinnovabili e a

basse emissioni, in particolare biometano e idrogeno. L'Autorità è inoltre chiamata a regolare il nuovo servizio di liquidità introdotto dall'articolo 10 del decreto-legge 21/2026.

Fig. 3.2: Caratteristiche del mercato PPA in UE

Fonte: traduzione I-Com su dati ACER, PPA Country Sheets 2025

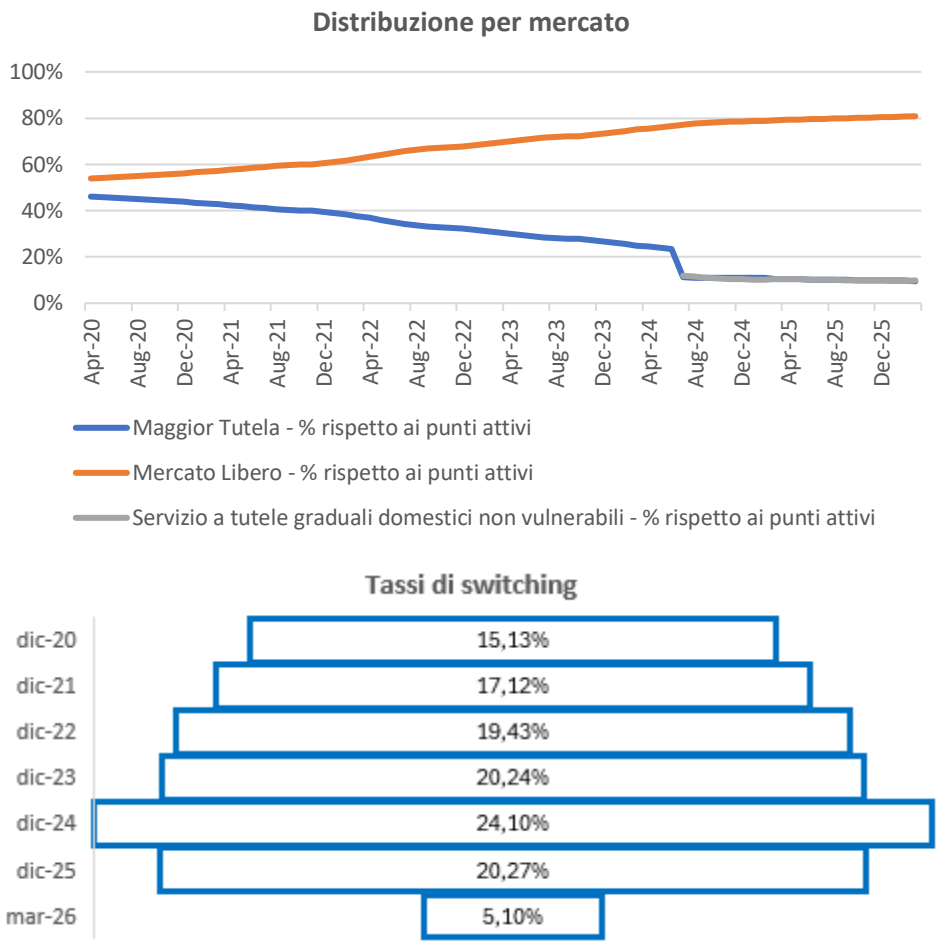


4. MERCATI RETAIL COMPETITIVI E TUTELA DEL CONSUMATORE

Il mercato retail è giunto a una fase di sostanziale completamento del processo di liberalizzazione, con la cessazione del servizio di tutela per il gas (1° gennaio 2024) e per l'energia elettrica per i clienti domestici non vulnerabili (1° luglio 2024). Secondo la Relazione Annuale 2026 dell'Autorità, con riferimento ai punti di prelievo domestici dell'energia elettrica la quota servita nel mercato libero è salita al 79,7%, mentre i clienti ancora in Maggior Tutela (i soli vulnerabili) sono scesi al 10,4% e quelli confluiti nel Servizio a Tutele Graduali rappresentano il 9,9%. Quest'ultimo è un regime transitorio, il cui termine è previsto nel marzo 2027.

Fig. 4.1: Quote di mercato libero, Maggior Tutela, Tutele Graduali, tasso di switching, clienti domestici elettricità

Fonte: ARERA



Nel 2025 la quota di clienti domestici serviti nel mercato libero ha raggiunto il 79,7% nell'elettrico e l'86,4% nel gas; il Servizio a Tutele Graduali, transitorio, si avvia alla conclusione prevista per marzo 2027.

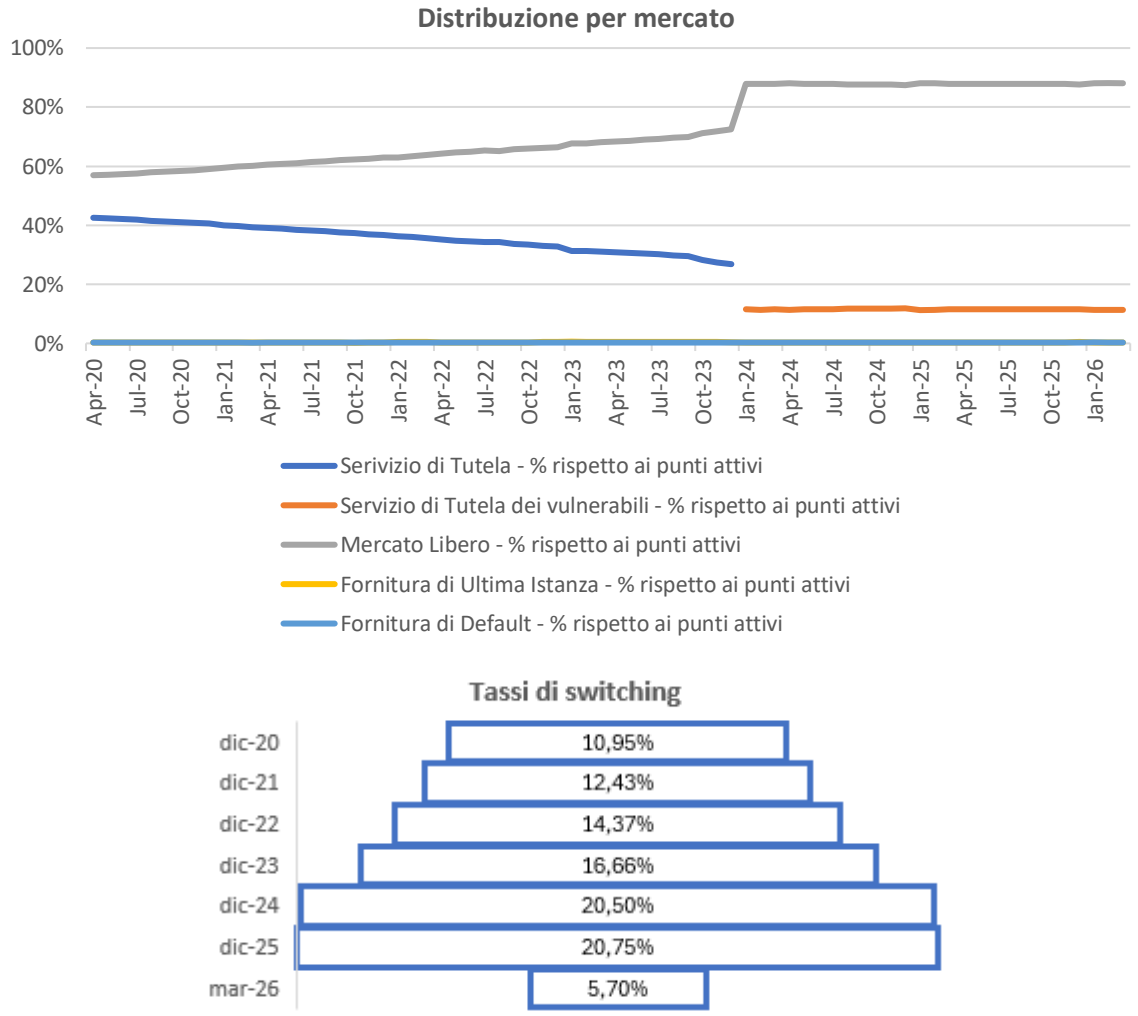
Prosegue la dinamica dello switching dei fornitori: nel 2025 il 20,8% dei clienti domestici elettrici ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno, a fronte del 23,8% del 2024; sul gas la quota di clienti serviti nel mercato libero è dell'86,4%, con uno switching del 18,7%. La possibilità di confrontare le offerte è precondizione affinché la concorrenza generi benefici reali: il Portale Offerte, unico comparatore pubblico, rappresenta un presidio fondamentale, che l'Autorità intende valorizzare e integrare con il Portale Consumi.

Con l'obiettivo strategico OS.22 l'Autorità punta a garantire la concorrenza dei mercati retail proteggendo i consumatori. Le linee di intervento comprendono l'innovazione del Codice di

condotta commerciale, la riforma della regolazione precontrattuale e contrattuale, il rafforzamento della trasparenza e della confrontabilità delle offerte, la valutazione di strumenti per la partecipazione attiva di consumatori e prosumer — come i prezzi dinamici e la presenza di più offerte sul medesimo punto di prelievo — e il superamento dei meccanismi fondati sul silenzio assenso nei casi di modifiche unilaterali peggiorative delle condizioni contrattuali. Specifici strumenti accompagneranno i clienti non vulnerabili nel superamento del Servizio a Tutele Graduali.

Fig. 4.1: Quote di mercato libero, Maggior Tutela e tasso di switching, clienti domestici gas

Fonte: ARERA



5. INFRASTRUTTURE, CAPITALE E NUOVI VETTORI

Lo sviluppo delle infrastrutture regolate deve rispondere, nell'impostazione del Quadro, a requisiti di sostenibilità ambientale ed economica, con un rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti che confluisce nell'approccio di Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS). Con l'obiettivo OS.23 l'Autorità prosegue nel percorso di attuazione del ROSS, con la

definizione di criteri di riconoscimento dei costi orientati alla spesa totale (ROSS-base), integrati per i principali operatori da logiche forward-looking basate sull'analisi dei piani industriali (ROSS-avanzato). I nuovi criteri troveranno prima attuazione a partire dal prossimo periodo di regolazione.
Il quadriennio è caratterizzato dalla concomitanza di più processi che incidono sui costi infrastrutturali riconosciuti in tariffa: il completamento della metodologia di analisi dei rendimenti (RORE); la revisione della metodologia di determinazione del WACC a partire dal 2028; il rinnovo delle concessioni di distribuzione elettrica in vista della scadenza del 2030, con i connessi piani straordinari di investimento previsti dalla legge di Bilancio 2025; le gare per le concessioni di distribuzione gas. Il documento richiama la raccomandazione ACER secondo cui la definizione dei parametri di remunerazione — inclusi WACC, RAB e profili di rischio — dovrebbe presentare adeguata motivazione degli scostamenti rispetto ai valori adottati in altri Stati membri.

La revisione del WACC dal 2028, l'attuazione del ROSS e il rinnovo delle concessioni di distribuzione in vista del 2030 concorrono a determinare l'equilibrio tra attrattività degli investimenti e accessibilità delle tariffe di rete.

In materia di connessioni, l'Autorità annuncia l'aggiornamento della regolazione degli impianti di produzione, anche in attuazione dell'articolo 7 del decreto-legge 21/2026, e l'innovazione della regolazione delle connessioni dei clienti finali, con un testo unico che tratti congiuntamente produttori e prelievo e introduca, anche per i clienti finali, disposizioni funzionali a evitare la saturazione virtuale della rete. Tra le nuove tipologie di utenza le cui modalità di utilizzo delle reti sono oggetto di analisi (OS.24) figurano mobilità elettrica, pompe di calore, cold ironing e data center, questi ultimi caratterizzati da densità di potenza elevata, profilo di prelievo piatto e tempi di realizzazione più rapidi di quelli di sviluppo della rete.
Con l'obiettivo OS.25 il Quadro affronta il quadro regolatorio per l'idrogeno e la CCS. L'Autorità è in procinto di assumere il ruolo di autorità nazionale di regolazione in materia di idrogeno, in attuazione della direttiva (UE) 2024/1788, con l'avvio di procedimenti in materia di unbundling, tariffe e accesso alla rete; a tale attribuzione potrebbe aggiungersi un intervento normativo che sottoponga alla regolazione dell'Autorità il trasporto e lo stoccaggio della CO_2, oggi disciplinato solo in via transitoria. Si tratta delle condizioni abilitanti della decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, per i quali l'elettrificazione diretta non costituisce un'opzione praticabile.

6. CONSIDERAZIONI FINALI

Il confronto ha confermato il differenziale di prezzo dell'energia come principale nodo strutturale per la competitività del sistema produttivo italiano. Il contesto geopolitico e le tensioni sui mercati del gas naturale ne hanno accresciuto l'urgenza. Il sistema nazionale resta sicuro sul piano degli approvvigionamenti, grazie alla diversificazione delle rotte e a livelli di stoccaggio tra i più elevati d'Europa. Resta però fortemente esposto alla volatilità del gas, che nella maggior parte delle ore fissa il prezzo marginale dell'elettricità e ne trasmette in misura amplificata le oscillazioni. Ne è emersa una distinzione netta tra la gestione dell'emergenza e le scelte strategiche. L'emergenza

non è la guida migliore per le decisioni di lungo periodo, ma rende evidente quanto alcune scelte avrebbero dovuto essere compiute prima per attenuarne gli effetti.

Sulle leve di intervento è stato sottolineato che la componente materia prima pesa più di quella di rete, che nel confronto europeo risulta contenuta. Il margine d'azione si concentra quindi sul disaccoppiamento tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas e sulla riforma del sistema ETS. La regolazione può incidere sul differenziale solo in via residuale, perché questo dipende in larga parte dal mix energetico e dalla fiscalità. Di qui l'esigenza di un'azione coordinata tra Parlamento, Governo e regolatore. In questo quadro gli strumenti contrattuali di lungo periodo, PPA e contratti per differenza, sono stati indicati come il canale più promettente. La loro diffusione resta però limitata ai grandi consumatori: per le piccole e medie imprese pesano il rischio di controparte, le difficoltà di aggregazione della domanda e una piattaforma di incontro tra domanda e offerta che stenta a decollare. Sugli oneri generali di sistema si è proposto di distinguere le componenti riconducibili a finalità di politica industriale o di welfare, da trasferire alla fiscalità generale. Si è anche rilevato, però, che il loro peso non è anomalo nel confronto europeo e che il sistema richiede investimenti crescenti sulle reti.

Ampia convergenza si è registrata sull'esigenza di un quadro regolatorio stabile e prevedibile, condizione necessaria per attrarre capitali in una fase di forte fabbisogno di investimenti. Il ritmo di installazione delle rinnovabili appare insufficiente rispetto agli obiettivi PNIEC al 2030. Pesano lo scarso coordinamento tra procedimenti autorizzativi, riforma delle connessioni e strumenti incentivanti, l'esclusione di parte degli impianti di grande taglia dalle semplificazioni previste per le aree idonee e le opposizioni locali. È stato inoltre segnalato un rischio: un criterio di allacciamento basato sulla rapidità del permesso potrebbe sbilanciare il mix a favore del fotovoltaico a scapito dell'eolico, anche offshore. Come possibile correttivo si è ipotizzato di riservare quote per tecnologia nelle procedure di assegnazione della capacità di rete. Il superamento del PUN è stato letto sia come opportunità per restituire ai territori ospitanti un beneficio tangibile, favorendo l'accettabilità sociale degli impianti, sia come intervento dagli effetti redistributivi da valutare con attenzione. Di qui l'indicazione di un approccio prudente e graduale.

Sul mercato retail, prossimo al completo superamento dei regimi di tutela, è emersa la necessità di rafforzare la qualità della concorrenza e la confrontabilità delle offerte, semplificando gli strumenti a disposizione dei consumatori. Allo stesso tempo occorre evitare interventi che scoraggino l'offerta di contratti a prezzo fisso, che si sono confermati una forma efficace di protezione nelle fasi di forte rialzo dei prezzi. Particolare attenzione è stata riservata ai clienti vulnerabili, anche in vista dell'impatto dell'ETS-2 sulle famiglie che non hanno la possibilità di elettrificare i consumi. Il dibattito si è chiuso con un richiamo alla centralità dell'empowerment del consumatore, alla neutralità tecnologica della regolazione e alla necessità di una visione integrata dei diversi cantieri regolatori. Il rilancio di un osservatorio permanente, aperto a stakeholder, università e centri di ricerca, è stato indicato come sede di confronto preventivo sui grandi temi del quadriennio.