



# ARERA

Autorità di Regolazione  
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE  
SULLO STATO DEI SERVIZI  
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA  
NEL CORSO DEL 2023



**Nota all'edizione 2024**

Gli elementi contenuti nei due volumi della Relazione Annuale ARERA sullo Stato dei servizi e sull'Attività svolta riguardano i **12 mesi dell'anno solare 2023**.

Per facilitare gli approfondimenti, tabelle e figure della presente sintesi riportano la numerazione e i riferimenti dei due volumi integrali della **Relazione Annuale 2024** scaricabili alla pagina <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2024>

La presente edizione è stata distribuita in occasione della Relazione Annuale al Governo e al Parlamento svoltasi a Roma il 9 luglio 2024.

## INDICE

- ◆ Saluto del Presidente
- ◆ Chi siamo
- ◆ ARERA in numeri

### CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

*Appendice 1: Quadro normativo italiano  
ed europeo, rapporti istituzionali e accountability*

### SETTORI ENERGETICI

- ◆ Energia elettrica
- ◆ Gas naturale

*Appendice 2. Aspetti comuni della regolazione  
infrastrutturale dell'energia elettrica  
e del gas naturale*

*Appendice 3. La fine dei servizi di tutela  
e gli strumenti a disposizione dei clienti finali*

### SETTORI AMBIENTALI

- ◆ Telecalore
- ◆ Servizio idrico integrato
- ◆ Ciclo dei rifiuti

### TUTELA DEI CONSUMATORI



Con il DPR 9 agosto 2018 sono stati nominati (da sx) Stefano Saglia, Stefano Besseghini (Presidente), Clara Poletti, Gianni Castelli e Andrea Guerrini in qualità di componenti del Collegio di ARERA.

## SALUTO DEL PRESIDENTE

I dati del 2023, dei quali questa sintesi presenta uno spaccato con i più rilevanti, dimostrano come la transizione alla sostenibilità stia richiedendo all'Autorità un'attenzione costante e continua.

Superata la fase più acuta della crisi dei prezzi nel settore dell'energia, il 2023 ha visto un progressivo assestamento su una "nuova normalità" in cui, lungi dal tornare alle quotazioni precrisi, i mercati sono diventati più reattivi e globalizzati. È utile e importante che alcune lezioni che, giocoforza, abbiamo dovuto imparare da questa situazione straordinaria, non vadano sprecate.

Anche sul fronte ambientale, le dinamiche naturali e le scelte gestionali chiedono al regolatore una sensibilità crescente verso i cambiamenti in atto. La siccità ci pone di fronte a crisi ricorrenti, che dimostrano come il tema dell'acqua non possa più essere affrontato in maniera frammentata e secondo logiche strettamente settoriali ma necessita di una visione più ampia e integrata. L'evoluzione delle norme europee e le permanenti differenze territoriali nella gestione dei rifiuti nel nostro Paese spingono l'Autorità a promuovere un costante senso di responsabilità verso la trasparenza e la gestione efficiente del ciclo da parte degli operatori.

Resta centrale l'attenzione al cittadino che è consumatore, utente e cliente dei servizi regolati da ARERA e verso il quale si è concentrata e continuerà a concentrarsi l'azione di tutela, informazione e semplificazione.

## CHI SIAMO

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), istituita con la legge n. 481 del 1995 e pienamente operativa dal 1997, svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del telecalore e del ciclo dei rifiuti. L'Autorità opera in piena autonomia e con indipendenza di giudizio nel quadro degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento e delle normative dell'Unione europea.

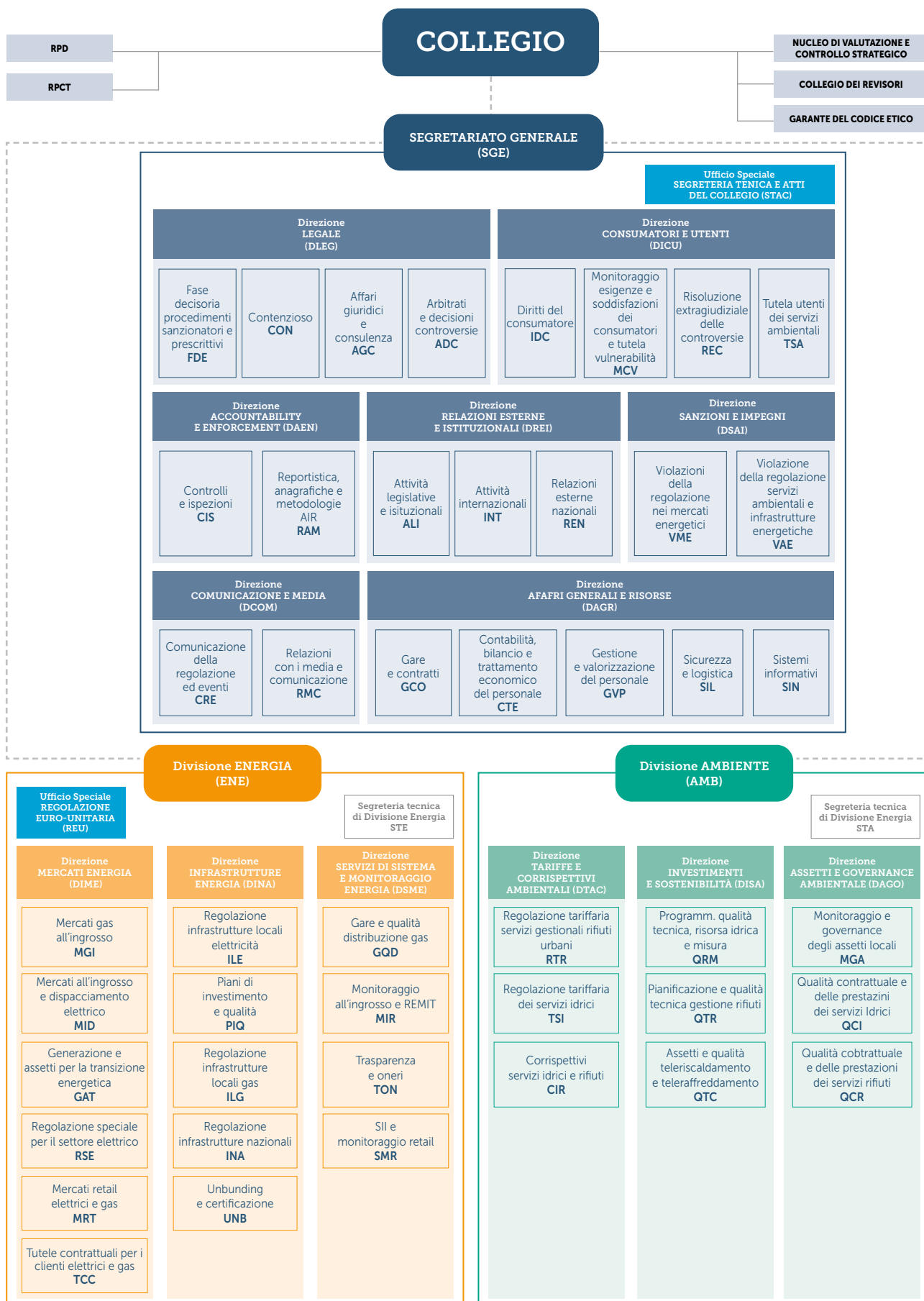
È un organo collegiale, i cui cinque componenti sono scelti tra persone dotate di alta e riconosciuta professionalità e competenza. A tutela dell'indipendenza, la procedura di nomina del Collegio prevede un ampio consenso istituzionale: i componenti sono nominati con decreto del Presidente della Repubblica, su deliberazione del

Consiglio dei Ministri, in seguito a proposta del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, e con parere vincolante espresso a maggioranza qualificata delle commissioni competenti di Camera e Senato. I componenti del Collegio durano in carica sette anni e non possono essere rinnovati.

Sul piano internazionale, l'Autorità partecipa ai lavori dell'Agenzia per il coordinamento dei regolatori dell'energia (ACER), del cui Board of Members detiene attualmente la presidenza, ed è membro fondatore del Council of European Energy Regulators (CEER). È il principale promotore dell'Associazione dei regolatori dell'energia del Mediterraneo (MEDREG), di cui detiene la vicepresidenza permanente, e ricopre un ruolo di primo piano nell'Energy Community Regulatory Board (ECRB). Assicura un supporto anche all'International Confederation of Energy Regulators (ICER) e ha promosso l'avvio dello European Water Regulators (WAREG), un network per la cooperazione fra regolatori del settore idrico, di cui detiene attualmente la presidenza. In quanto titolare dell'Organismo ADR Servizio Conciliazione, l'Autorità aderisce al NEON (National Energy Ombudsman Network), rete associativa europea senza scopo di lucro. In ambito OCSE, partecipa al Network of Economic Regulators (NER), il forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'Organizzazione, che hanno la responsabilità della regolazione economica in molteplici settori. Infine, nella sede di ARERA è stata istituita - insieme alle Autorità di regolazione di Albania, Bosnia-Erzegovina, Montenegro e Macedonia del Nord - la Balkan Energy School l'associazione per supportare l'armonizzazione del quadro normativo a livello regionale, sostenere lo sviluppo del mercato energetico balcanico e la sua effettiva integrazione a livello europeo.



# ORGANIGRAMMA



# ARERA IN NUMERI

NEL 2023



## ATTI

**571**  
delibere

**42**  
schede  
tecniche

**1**  
segnalazioni

**7**  
pareri

**123**  
determine

**39**  
consultazioni

**11**  
memorie

**2**  
rapporti

**6**  
relazioni

## ATTIVITÀ

**24**  
verifiche  
ispettive

**19**  
sanzioni irrogate  
per un importo  
complessivo di circa  
3,7 milioni di euro

**196**  
reclami

**322**  
ricorsi



## ORGANIZZAZIONE

**232**  
DIPENDENTI

ETÀ MEDIA  
**50**  
ANNI

OLTRE IL  
**90%**  
CON LA LAUREA

## I SOCIAL DI ARERA



**13.500**  
follower



**1.900**  
iscritti



**41 MILA**  
follower



**3.200**  
follower

## COMUNICAZIONE



**775**  
interventi  
TV  
che hanno  
citato  
ARERA

**329**  
interventi  
radio  
che hanno  
citato  
ARERA

**6.473**  
articoli  
stampa

**5.680**  
articoli  
testate  
digitali

**39**  
comunicati  
stampa

# CONTESTO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

## Mercati internazionali dei prodotti energetici

Rispetto al recente passato, valutazioni e previsioni del Fondo Monetario Internazionale dell'aprile 2024 rendono un quadro più ottimista circa le prospettive dell'economia mondiale nonostante la guerra russo-ucraina e un Medio Oriente più instabile del solito che ha creato difficoltà nei commerci attraverso Suez a causa degli attacchi alle navi dei ribelli Houthi. Per il biennio 2024-2025 è attesa una crescita media mondiale del 3,2%, analoga a quella già registrata nel 2023. Sembra dunque definitivamente rientrato il pericolo di stagflazione (stagnazione e contemporanea inflazione) paventato da diversi economisti, ancora a fine 2022.

Il consuntivo 2023 ha visto la crescita americana al 2,5% contro uno 0,4% dell'Area Euro; l'esercizio 2024 già in corso dovrebbe chiudersi con uno sviluppo Usa del 2,7% e un +0,8% dell'Area Euro. Solo il 2025 dovrebbe riportare i rispettivi tassi di sviluppo a medesimi ordini di grandezza: +1,9% per gli Usa e +1,5% per l'Area Euro. L'Unione Europea, e in particolare l'Area Euro, sta in effetti pagando quasi per intero gli effetti del conflitto Russia-Ucraina, anche a seguito della scelta di rifornirsi, per ritorsione politica contro Mosca, di prodotti energetici da fornitori più lontani rispetto alla Federazione Russa e quindi più costosi.

Sull'economia europea pesa anche la deindustrializzazione del Vecchio Continente in atto da tempo, che porta le compagnie europee a investire sempre di più in Asia o negli Usa dove minore è l'incidenza degli oneri fiscali, burocratici e ambientali.

Se il peso dell'Area Euro si limita ormai all'11,7% del Pil mondiale, le altre aree di potenziali contatti commerciali Usa hanno ormai tutt'altro peso: al 33,4% dell'Asia in via di sviluppo (Cina e India comprese) si aggiunge il 3,7% del Giappone e il 7,3% dell'America Latina. Tali aree, economicamente assai dinamiche, pesano ancora di più sulla popolazione mondiale: complessivamente con il 57,6%.

In effetti nel triennio 2023-2025 i tassi di crescita di PVS Asiatici, Cina, India e Asean-5 sono di gran lunga i più alti del mondo: 4,1%-7,8%. Più moderati i tassi di sviluppo di America Latina e Caraibi (2%-2,5%) ma comunque superiori a quelli europei.

L'Africa Sub Sahariana, pur partendo da un peso limitato sul Pil mondiale (3,1%), sta crescendo del 2%-2,5%, ritmo del tutto insufficiente per permettere l'uscita dalla endemica povertà di questa area geografica.

Da notare che le politiche sanzionatorie contro la Federazione Russa non stanno avendo effetti dirompenti: il 2023 si è chiuso per Mosca con un Pil in aumento del 3,6% e il 2024 dovrebbe registrare un +3,2%. Solo nel 2025 vi sarà un rallentamento all'1,8%, crescita comunque ancora superiore a quella dell'Area Euro.



## Mercato internazionale del petrolio

Nel 2023, i prezzi del petrolio sono rimasti relativamente stabili, nonostante il nuovo record di domanda e con tre conflitti che minacciano la regolarità delle esportazioni.

La domanda continua la sua crescita inarrestabile ha raggiunto nel 2023 un nuovo picco a poco meno di 102 milioni barili con un incremento superiore ai 2 milioni barili giorno, variazione annuale raramente verificatasi in passato. Dall'altra, l'offerta segue spedita l'espansione della domanda, con un'abbondanza di nuovi progetti che, per il momento, allontanano i rischi di carenza di investimenti per i prossimi anni.

Ne è risultato un prezzo del greggio di 82,2 \$/bb<sup>1</sup>, in calo rispetto ai 99 \$ dell'anno precedente sorprendendo per il trend al ribasso, considerate le premesse a fine 2022 di potenziale scarsità. La soglia dei 100 \$, che sembrava facilmente raggiungibile, si è allontanata nel 2023, e anche nel 2024 sembra difficile che i prezzi possano tornare a quei livelli.

La crescita della produzione è stata la ragione prima del contenimento dei prezzi; le aree di maggior produzione, quelle del Medio Oriente, hanno costi di produzione che raramente superano i 5 \$/bbl (contro i 40 \$/bbl degli USA) e ciò spiega anche le enormi entrate finanziarie dei Paesi dell'area spesso investite in maniera poco efficiente. Quel che è opportuno sottolineare è che la produzione americana, una volta in declino, dopo 20 anni di forte crescita ha permesso di aumentare i volumi di esportazione e ora contribuisce in maniera decisiva ai meccanismi di formazione dei prezzi di tutto il mondo, Europa inclusa.

## Mercato internazionale del gas

Nel 2023 i mercati del gas naturale hanno mostrato segnali di riequilibrio dopo un periodo di shock successivi, con i prezzi spot del gas che sono saliti dai minimi record del 2020, durante la pandemia di COVID-19, a massimi senza precedenti nel 2022, nel contesto della crisi energetica in Europa. I prezzi spot del gas hanno registrato un notevole calo dovuto principalmente a due inverni miti consecutivi, pur rimanendo superiori alle medie storiche. Questo calo dei prezzi ha sostenuto la crescita della domanda di gas naturale, con molti Paesi che, ancora una volta, hanno favorito il gas naturale rispetto ad altre fonti energetiche.

Il 2023 ha visto una contrazione dello 0,69% dei consumi mondiali di gas, scesi da 4.109 a circa 4.095 miliardi di metri cubi (mld m<sup>3</sup>). Dopo la riduzione del 2022, la domanda di Asia Pacifico e Cina è rimbalzata registrando, rispettivamente, +2,9% e +7,4%; si è contratta pesantemente l'Europa (-6,9%) e solo minimamente il Centro e Sud America (-0,7%). Sono state marginali le crescite di Nord America (+1,1%) e Medio Oriente (+2,1%), come pure quella africana (+3,5%).

A livello di Unione europea, il 2023 ha visto una nuova flessione dei consumi, di 26 mld m<sup>3</sup>, pari al 7,3%, influenzata dal clima invernale mite della regione, dal rinnovo delle normative UE su una riduzione volontaria del 15% della domanda di gas e dall'aumento della produzione di energia eolica e solare.

1 Bbl è l'acronimo di "barrel of crude oil" unità di misura usato nel mercato del petrolio che equivale a 62 galloni, pari a 159 litri.

In Italia, la domanda di gas è stata pari a 61,9 mld m<sup>3</sup>, in diminuzione di 6,9 mld m<sup>3</sup> rispetto al 2022 (-10%) a causa del calo dei consumi registrato in tutti i principali settori di attività. In particolare, la riduzione della domanda di gas è principalmente attribuibile al settore termoelettrico (-4,10 mld m<sup>3</sup>; -13,6%) a seguito dell'aumento delle importazioni di energia elettrica derivante dalla ripresa del nucleare francese, della maggiore produzione idroelettrica, della riduzione della domanda elettrica anche per la lenta ripresa del settore industriale, del maggior peso delle rinnovabili; il settore residenziale e terziario (-2,16 mld m<sup>3</sup>; -8,6%) ha goduto delle temperature complessivamente più miti rispetto al 2022, oltre che delle azioni di contenimento dei consumi che hanno influenzato i primi mesi dell'anno; il settore industriale (-0,61 mld m<sup>3</sup>; -5,2%) è stato influenzato, come lo scorso anno, dall'andamento dei prezzi energetici e dall'instabile situazione macroeconomica, con riduzione della produzione industriale in specifici comparti ad alta intensità energetica.

Nel 2023 la produzione mondiale di gas è tornata ai livelli del 2021, riguadagnando con un +0,36% il modesto calo dell'anno precedente, sospinta dagli alti prezzi internazionali. La produzione di gas non convenzionale, cresciuta costantemente negli ultimi anni, ha fatto segnare un ulteriore incremento, con una quota sulla produzione globale di gas naturale al 32% (rispetto al 31% dell'anno precedente): il gas non convenzionale rappresenta il 90% circa della produzione statunitense e il 41% circa di quella cinese.

Complessivamente, l'area OCSE ha fatto registrare una crescita della produzione dell'1,7%, a fronte di una riduzione dei consumi del 2%, mentre le importazioni sono diminuite del 15,3% (-150 mld m<sup>3</sup>) e le esportazioni dell'8,8%. In riferimento all'area OCSE Europa, nel 2022 le importazioni sono diminuite del 19,2% a seguito del calo della domanda: in particolare, è proseguito il crollo delle importazioni dalla Russia (-44%), come pure è stato notevole il calo dei flussi da altri Paesi europei (-25%) e dall'Asia (-26%). Sempre in riferimento all'area OCSE Europa, il 46% delle importazioni nel 2023 proviene da Paesi europei, solo il 7% dalla Russia, il 4% dall'Asia e il restante 43% da altri Paesi (*USA in primis*).

La produzione di gas della Norvegia si è attestata a 126 mld m<sup>3</sup>, con una riduzione del 5,3%, dovuta principalmente all'estensione della durata della manutenzione nel maxi-giacimento di Troll (-15,5%) e nella centrale di trattamento gas di Kollsnes nel Mare del Nord. La produzione di gas dei Paesi Bassi è stata di 12,4 mld m<sup>3</sup>, continuando la sua inarrestabile tendenza negativa; il grande giacimento di Groningen, un tempo il più grande d'Europa, in produzione da 65 anni, ha ufficialmente cessato le operazioni nell'anno. La produzione di gas del Regno Unito è diminuita del 15% attestandosi a 30,9 mld m<sup>3</sup>. Tra gli sviluppi produttivi in Europa vanno segnalati l'avvio della produzione di gas dal giacimento turco di Sakarya nel Mar Nero, dal giacimento Fenja nel Mare di Norvegia e dal giacimento di gas Cygnus nel Regno Unito.

Nel 2023 i Paesi dell'UE hanno importato 155 mld m<sup>3</sup> (-24%). La Norvegia è rimasta comunque il principale fornitore via gasdotto per l'UE con il 54% mentre l'Algeria ha rappresentato il 19% e la Russia il 17%<sup>2</sup>. Si sono registrati aumenti marginali nella quota di fornitura da parte dei restanti fornitori rispetto al 2022: l'Azerbaigian è aumentato dal 6% al 7%, la Libia dall'1% al 2%.

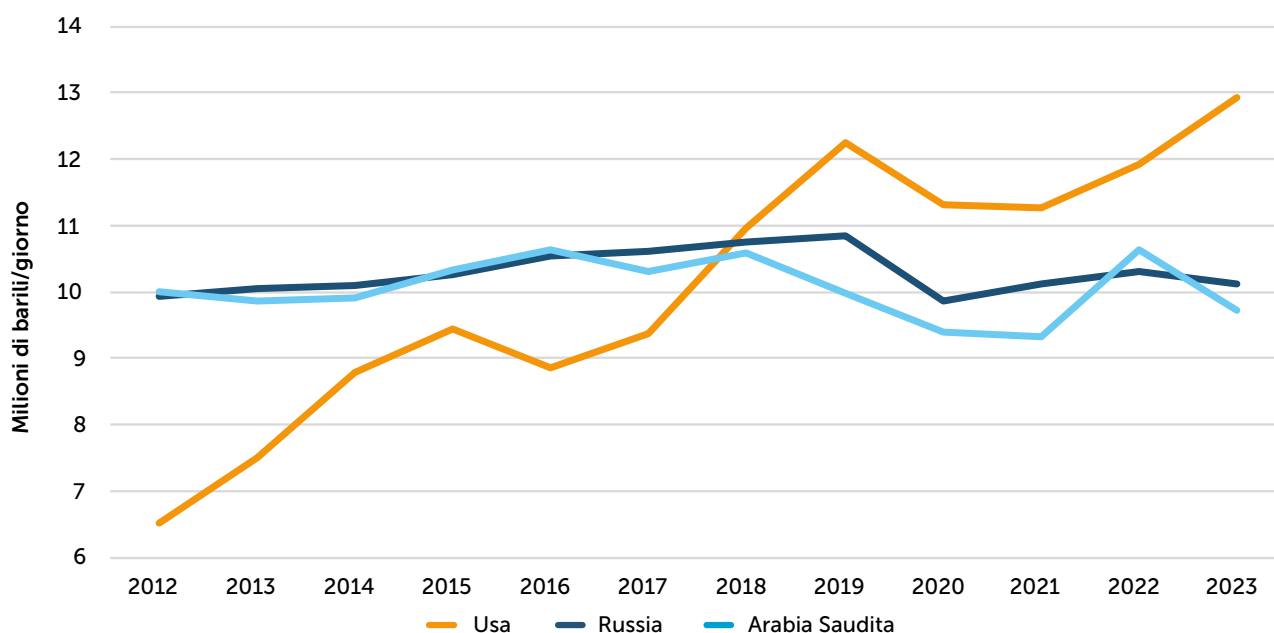
Tra i maggiori importatori UE di GNL, solo l'Italia ha mostrato un incremento rispetto al 2022: +13,2%, contro forti riduzioni di Paesi Bassi (-35,1%), Francia (-15,5%) e Spagna (-13,9%). In Italia è entrato in funzione il rigassificatore

<sup>2</sup> A partire dal 2023, le uniche esportazioni via gasdotto dalla Russia verso l'UE avvengono attraverso due rotte, quella dal Turkstream e quella attraverso l'Ucraina: il gasdotto dal Turkstream ha rappresentato il 51% del totale dei flussi russi verso l'UE dell'anno e, rispetto all'anno precedente, le esportazioni di gas attraverso questa rotta sono aumentate del 5%.

di Piombino, che ha ricevuto 1,1 G mld m<sup>3</sup> nell'anno. A chiusura della stagione fredda (al termine della 14-ma settimana dell'anno) il volume di gas negli stoccaggi europei ha raggiunto il livello di 60,8 mld m<sup>3</sup>; più del doppio rispetto ai livelli di 12 mesi prima (28,5 mld m<sup>3</sup>).

Nel 2023, il prezzo del gas naturale alle frontiere europee è stato 41,2 €/MWh (era 101 €/MWh nel 2022). Si è quasi azzerato il differenziale tra prezzo all'Europa e GNL asiatico, passato da 43 €/MWh dello scorso anno a 30 centesimi del 2023, evidenziando una tendenza alla convergenza tra macro-mercati, innanzitutto quello europeo e quello asiatico, grazie al crescente peso del GNL nel commercio mondiale di gas. Il prezzo agli hub europei non si è scostato da quello alle frontiere: 40,5 €/MWh al TTF (Paesi Bassi), 42,9 €/MWh al PSV (Italia) e 41 €/MWh al THE (Germania). Il prezzo al PSV si mantiene superiore a tutti gli altri: 2,4 €/MWh il differenziale tra PSV e TTF.

**FIG. 1.4** Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent

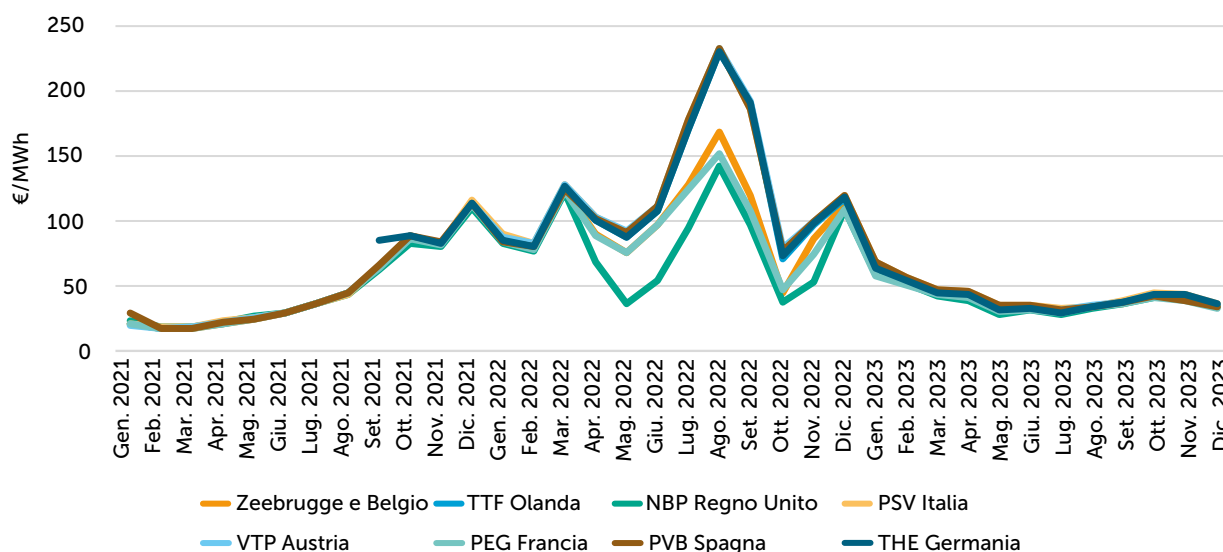


Fonte: U.S. Energy Information Administration.

Il prezzo spot del gas dell'Henry Hub (HH, USA) è stato in media di 8 €/MWh nel 2023, segnando una diminuzione del 64% rispetto alla media del 2022 di 20,9 €/MWh. I prezzi spot del GNL europeo (SW) sono risultati inferiori di 5,2 \$/MWh rispetto a quelli diretti in Asia, pur con differenziali notevolmente oscillanti (1-9 \$).

Nel gennaio 2023, i prezzi degli hub europei hanno subito un calo di 55 €/MWh rispetto al dicembre 2022 a causa di una combinazione di fattori, tra cui condizioni meteorologiche miti, forti consegne di GNL, maggiore produzione eolica e livelli di stoccaggio abbondanti all'interno dell'UE. La diminuzione dell'offerta dalla Norvegia, derivante dalle attività di manutenzione, è stata compensata con i prelievi dallo stoccaggio. A febbraio 2023, l'intensificazione dell'invio di GNL e gli sforzi concertati per ridurre il consumo di gas hanno ulteriormente contribuito al ribasso dei prezzi (-9 €/MWh circa).

La volatilità dei prezzi spot nel 2023 sia in Europa che in Asia è stata inferiore dell'80% rispetto al 2022.

**FIG. 1.5** Prezzo del gas naturale negli hub europei

Fonte: Platts.

## Mercato internazionale del GNL

Nel 2023, le esportazioni globali di GNL hanno raggiunto un nuovo picco di 410 milioni di tonnellate, con un incremento del 2,8% (11 mln ton) inferiore a quello dell'anno precedente (+4,4%). La ripresa delle esportazioni di GNL è stata spinta da vari fattori, tra cui l'operatività di nuovi progetti GNL, la riduzione della manutenzione non pianificata su alcuni impianti di liquefazione e una maggiore disponibilità di gas di alimentazione in alcuni Paesi. Gli Stati Uniti hanno superato il Qatar diventando il più grande Paese a livello mondiale esportatore di GNL nel 2023, con esportazioni pari a 88 mln ton. Il Qatar è scivolato nella seconda posizione con 79 mln ton, condivisa con l'Australia, seguiti da Russia (31 mln ton) e Malesia (27 mln ton). Il sostanziale aumento delle esportazioni globali di GNL è stato garantito principalmente dagli Stati Uniti, con notevoli contributi da Algeria, Mozambico, Norvegia e Indonesia; al contrario, Egitto, Nigeria e Russia hanno registrato un calo delle esportazioni di GNL.

## Mercato internazionale del carbone

Nel 2023 la domanda mondiale di carbone ha raggiunto il nuovo record storico di 8,536 miliardi di tonnellate, ossia +1,4% sul record precedente del 2022. L'Asia-Pacifico, che lo scorso anno ha visto crescere la domanda del 5% (a 6.971 mln ton), è l'area chiave dei consumi mondiali di carbone, in quanto copre ormai oltre 4/5 di quelli globali, con la Cina al 55% e l'India al 15%. Questi Paesi risultano ancora in crescita nel 2023: la Cina ha aumentato la domanda di carbone del 4,9%, a 4740 mln ton e l'India dell'8,4%, a 1260 mln ton. In calo, invece, Usa (21%, a circa 360 mln ton) e Unione Europea (23%, a 354 mln ton).

Nonostante il moltiplicarsi delle tensioni politiche e commerciali nel 2023 anche il prezzo del carbone è diminuito per tutti i principali carboni di riferimento, pur con le dovute specificità regionali. Il riferimento europeo, Cif ARA, si è ridimensionato addirittura del 56% a una media annuale di 129 \$/tonn. Tra le motivazioni di tali ribassi,

oltre all'effetto trascinamento al ribasso del greggio, ha pesato ancora di più quello del gas naturale, diretto concorrente del carbone nell'Interfuel Competition della generazione elettrica.

## Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione (EU-ETS)

Le emissioni del 2023 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione UE (ETS) mostrano le riduzioni annuali più significative da quando è stato lanciato il sistema nel 2005: settore energetico e industria hanno ridotto le emissioni del 15,5% rispetto al 2022, raggiungendo un taglio del 47% rispetto ai livelli del 2005. Gran parte delle riduzioni è stata ottenuta dal settore energetico, dove le emissioni sono diminuite del 24% per effetto dell'aumento della generazione da fonti rinnovabili e da nucleare, mentre l'industria ha visto le emissioni diminuire del 7%, soprattutto come conseguenza del calo della produzione indotto dagli alti prezzi di energia e carbonio. Nel frattempo, le emissioni del trasporto aereo sono aumentate del 10%, ancora in recupero di attività post-pandemia.

Il prezzo europeo della CO<sub>2</sub> nel 2023 ha quotato in media 85,3 €/ton, superando la soglia di 100 €/ton a febbraio, nuovo record dalla sua istituzione.

## Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea

Come nel 2022, anche nella prima parte del 2023 i prezzi dell'energia elettrica e del gas hanno sperimentato pressoché ovunque in Europa dinamiche di crescita eccezionali, a seguito delle tensioni registrate sui mercati all'ingrosso per gli effetti della ripresa economica post-pandemia e per lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, che hanno suscitato timori di scarsità fisica della risorsa. Per garantire la disponibilità di forniture e soprattutto per mitigare l'impatto dei prezzi sui clienti finali e sul sistema economico più in generale, in molti Paesi europei sono state adottate politiche pubbliche di intervento sui mercati dell'energia elettrica e del gas. Quest'ultime, a seconda del Paese, hanno agito a vari stadi della filiera e, quindi, su varie componenti dei prezzi, oppure anche a valle di essi, attraverso sconti e benefici di diversa natura direttamente corrisposti ai consumatori (come, per esempio, bonus, crediti d'imposta ecc.)<sup>3</sup>.

Le diverse modalità con cui i governi degli Stati membri dell'UE hanno modificato o soppresso tasse nel prezzo dell'elettricità e del gas per rispondere alla crisi energetica hanno creato enormi discrepanze nei prezzi pagati dai consumatori. Pertanto, il confronto tra i dati di prezzo dei vari Paesi deve tenere conto, oltre che delle consuete avvertenze, anche degli interventi pubblici realizzati, ad ampio spettro, nonché del contesto più generale, particolarmente complesso, soprattutto a causa del conflitto in corso in Ucraina e, quindi, delle molte variabili in gioco.

<sup>3</sup> Per una disamina delle tipologie di aiuto introdotte nei vari Paesi europei si rimanda al Capitolo 1 Volume 1.

## Prezzi dell'energia elettrica per i clienti domestici

Classi di consumo dei clienti domestici	
DA	<1.000 kWh/anno
DB	1.000 kWh/a - 2.500 kWh/a
DC	2.500 kWh/a - 5.000 kWh/a
DD	5.000 kWh/a - 15.000 kWh/a
DE	>15.000 kWh/anno

Nel 2023 i prezzi totali (cioè al lordo di tutte le imposte) dell'energia elettrica per i consumatori domestici dell'Unione europea sono aumentati complessivamente in 18 Paesi, mentre nei restanti 9 il prezzo è diminuito. L'aumento di gran lunga più elevato è stato registrato nei Paesi Bassi (+518%), mentre il calo maggiore è osservabile in Danimarca (-27%). Tra i Paesi più popolosi dell'Area euro, i prezzi più alti si sono registrati in Germania (42,03 c€/KWh), Francia (23,65 c€/KWh) e Spagna (26,02 c€/KWh). Il prezzo medio dell'Area euro nel 2023 è risultato pari a 31,45 c€/KWh.

**TAV. 1.13** Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (c€/kWh)

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	11,24	6,64	4,79	22,67	20,37	7,68	0,02	28,07
Belgio	22,93	9,41	7,61	39,95	22,60	9,10	8,77	40,47
Bulgaria	5,48	3,85	1,87	11,20	5,44	4,27	1,94	11,65
Cechia	23,53	6,50	4,96	34,99	18,36	6,24	5,50	30,10
Cipro	18,34	2,63	8,47	29,44	19,05	3,30	14,00	36,35
Croazia	6,58	4,74	3,02	14,34	7,51	4,82	3,18	15,51
Danimarca	24,34	5,70	16,60	46,64	16,45	7,51	10,29	34,25
Estonia	12,38	4,77	4,91	22,06	10,69	5,80	4,84	21,33
Finlandia	8,02	5,22	4,87	18,11	9,25	5,95	5,35	20,55
Francia	10,11	5,79	4,77	20,67	13,39	6,20	4,06	23,65
Germania	13,45	8,53	12,23	34,21	20,63	9,78	11,62	42,03
Grecia	33,48	2,68	-9,71	26,45	25,52	3,63	-4,39	24,76
Irlanda	20,08	9,70	7,83	37,61	36,80	7,55	-11,64	32,71
<b>Italia</b>	<b>24,24</b>	<b>7,23</b>	<b>4,96</b>	<b>36,43</b>	<b>24,84</b>	<b>6,14</b>	<b>7,66</b>	<b>38,64</b>
Lettonia	15,63	5,64	5,54	26,81	18,18	8,94	5,74	32,86
Lituania	11,24	5,39	3,68	20,31	15,09	6,37	3,62	25,08
Lussemburgo	8,71	7,23	3,38	19,32	16,86	11,55	0,61	29,02
Malta	11,68	2,70	0,87	15,25	11,08	2,70	0,85	14,63
Paesi Bassi	20,38	7,22	-22,43	5,17	26,78	9,67	-4,51	31,94
Polonia	5,31	4,92	6,27	16,50	5,57	5,98	10,67	22,22
Portogallo	13,70	6,02	3,62	23,34	20,67	5,68	-3,41	22,94
Romania	16,98	4,58	1,96	23,52	7,24	6,13	4,46	17,83
Slovacchia	8,10	4,70	5,62	18,42	8,58	4,20	7,22	20,00
Slovenia	8,28	4,01	3,85	16,14	10,32	5,52	3,92	19,76
Spagna	17,10	8,06	6,65	31,81	13,49	9,26	3,27	26,02
Svezia	10,75	5,34	2,38	18,47	7,40	5,24	7,40	20,04

(segue)

<b>Ungheria</b>	2,72	4,96	2,08	9,76	2,77	6,04	2,38	11,19
<b>Unione europea</b>	14,52	6,68	5,23	26,43	16,40	7,29	5,54	29,23
<b>Area euro</b>	15,38	7,10	5,46	27,94	18,51	7,70	5,24	31,45
<b>Norvegia</b>	14,69	3,43	-3,27	14,85	7,52	3,43	1,82	12,77

Fonte: Eurostat.

Il prezzo italiano è cresciuto del 6,1%, passando da 36,43 a 38,64 c€/kWh, mentre nella media dell'Area euro, il prezzo dell'energia elettrica è salito più del doppio (12,6%), passando da 27,94 a 31,45 c€/kWh. Grazie al minore incremento registrato dai prezzi italiani, il differenziale rispetto all'Area euro, che nel 2022 aveva raggiunto quota +30%, si è ridotto al 22,9%, così come la differenza in termini di prezzi netti (cioè al netto di oneri, imposte e tasse) è scesa dal +40% al +18,2%.

L'aumento del prezzo lordo in Italia è dovuto principalmente alla componente oneri e imposte che, rispetto al 2022, ha subito sensibili variazioni (+54,4%), principalmente a causa del venir meno dei provvedimenti di fiscalizzazione degli oneri generali; i prezzi netti, infatti, dati dalla somma del prezzo di energia e vendita e dei costi di rete, hanno registrato una piccola variazione negativa (-2%), passando a 31,74 c€/kWh a 30,98 c€/kWh. Nell'Area euro, di converso, si è registrato un aumento dei prezzi netti (+16,6%, da 22,48 a 26,21 c€/kWh), mentre una lieve riduzione si è avuta per oneri e imposte (-4%, passando da 5,46 a 5,24 c€/kWh).

I dati mostrano quindi, complessivamente, un discreto miglioramento della situazione relativa del nostro Paese, in particolare per quanto riguarda la dinamica della componente industriale del prezzo (cioè la somma delle componenti: "energia e vendita" e "costi di rete"). Effettuando un focus sulle diverse parti che concorrono alla formazione del prezzo, infatti, si evidenzia come in Italia tale componente sia risultata anche nel 2023 più elevata rispetto a tutti gli altri principali Paesi europei ma in forte riduzione rispetto all'anno precedente (+58% rispetto alla Francia, era +98% nel 2022; +2% rispetto alla Germania, era +53% nel 2022; +18,2% rispetto all'Area euro, era +40% nel 2022). L'unica eccezione emerge nei confronti della Spagna, rispetto alla quale il differenziale della componente industriale del prezzo italiano, che era +25% nel 2022, è salito a +36% nel 2023.

La componente fiscale dei prezzi italiani presenta, anche nel 2023, una struttura progressiva: il suo valore, infatti, tende ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti; nell'Area euro, invece, la componente fiscale mostra un andamento più piatto, evidenziando valori relativamente simili tra le diverse classi di consumo. Diversamente da quanto accadeva nel 2022, anche per tale componente il differenziale tra Italia e Area euro nel 2023 è divenuto sempre positivo per tutte le categorie di consumo; nella classe DB e DC si attese rispettivamente a +48 e +38%.

Nel confronto tra i prezzi italiani e quelli dei Paesi europei paragonabili per dimensione all'Italia, la Germania, come si è visto, è risultata il Paese con il prezzo medio dell'energia elettrica più elevato (42,03 c€/kWh) per il comparto domestico; seguono l'Italia (38,64 c€/kWh) la Spagna (26 c€/kWh) e la Francia (32,7 c€/kWh). Mentre fino al 2022 il cliente domestico italiano pagava prezzi finali superiori rispetto all'omologo tedesco, con un divario pari, in media, a circa +6%, nel 2023 il cliente domestico italiano ha pagato un prezzo medio inferiore di 3,4 c€/kWh, sperimentando un differenziale medio di -8%. Nel 2023 il differenziale rispetto ai prezzi tedeschi è risultato inferiore in tutte le classi (con il massimo per l'ultima classe DE, dove è pari a -15,7%) tranne che nella prima classe DA, dove si registra un valore positivo (+0,3%).

I prezzi della Francia, pari in media a 23,77 c€/kWh, si confermano quelli più vantaggiosi per i consumatori tra i quattro Paesi presi in esame. Grazie ad aumenti più contenuti nei prezzi italiani, tuttavia, i differenziali tra Italia e Francia risultano in diminuzione di almeno dieci punti percentuali rispetto al 2022 per tutte le classi; i differenziali verso la Francia tendono ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti in termini di consumi: dal minimo del +22,5% per la prima classe, si sale al +33% della seconda, al +46,5% per la terza, sino al massimo del +55% nella penultima DD, mentre il divario nell'ultima classe scende al +38%.

Come nel 2022, anche nel 2023 la Spagna ha mantenuto prezzi inferiori all'Italia, in media del 40%; nello specifico, il differenziale tra Italia e Spagna è positivo e in aumento per tutte le classi di consumo, con valore crescente dalla classe DA a DD (rispettivamente +27% e +52%). Fa eccezione solo l'ultima classe DE, in cui il differenziale è sceso dal 43% al 32%.

## Prezzi dell'energia elettrica per i clienti industriali

Nel 2023 il prezzo totale (al lordo di tutte le imposte) più alto in Europa è stato pagato dai clienti di Cipro (33,18 c€/kWh), seguiti dai clienti di Ungheria, Slovacchia e Paesi Bassi; al quinto posto i clienti industriali italiani, che hanno pagato 28,90 c€/kWh. L'analisi dei prezzi rilevati nel 2023 per i consumatori non domestici nel contesto internazionale evidenzia però che la significativa riduzione dei prezzi nazionali (-17%) ha notevolmente ridotto lo svantaggio di prezzo delle imprese italiane rispetto alla media dell'Area euro.

Nel corso del 2023 nell'Unione europea i prezzi per i clienti non domestici sono diminuiti rispetto all'anno precedente in 13 Paesi, tra cui l'Italia; in due Paesi il prezzo è rimasto invariato, mentre nei restanti 12 ha registrato un aumento.

## Fasce di consumo per i clienti industriali

Classi di consumo per i clienti industriali	
IA	< 20 MWh/a
IB	20 - 500 MWh/a
IC	500 - 2.000 MWh/a
ID	2.000 - 20.000 MWh/a
IE	20.000 - 70.000 MWh/a
IF	70.000 - 150.000 MWh/a

In Francia i prezzi hanno subito l'incremento più elevato (+61%); a causa di questo significativo aumento, nel 2023 il differenziale con la Francia è sceso a +17%, riducendosi di oltre 100 punti percentuali rispetto allo scorso anno. Anche lo svantaggio dei prezzi italiani rispetto a quelli pagati dagli industriali tedeschi, altro principale paese manifatturiero in Europa, è sceso, attestandosi a +13% rispetto al +38% registrato nel 2022. Come nel caso dei clienti domestici, è invece cresciuto il differenziale rispetto ai prezzi spagnoli, che nel corso del 2023 sono diminuiti in misura maggiore di quelli italiani (-25%); pertanto nel 2023 il prezzo medio italiano è risultato più elevato del 55% rispetto a quello spagnolo, mentre nel 2022 era del 40% superiore.



Più in generale, la discesa dei prezzi italiani ha fatto registrare un miglioramento anche nei confronti dei Paesi dell'Area euro, rispetto ai quali nel 2023 il prezzo italiano risulta più elevato del 16%, ma ha recuperato 29 punti percentuali rispetto al 2022 (era +45% un anno fa).

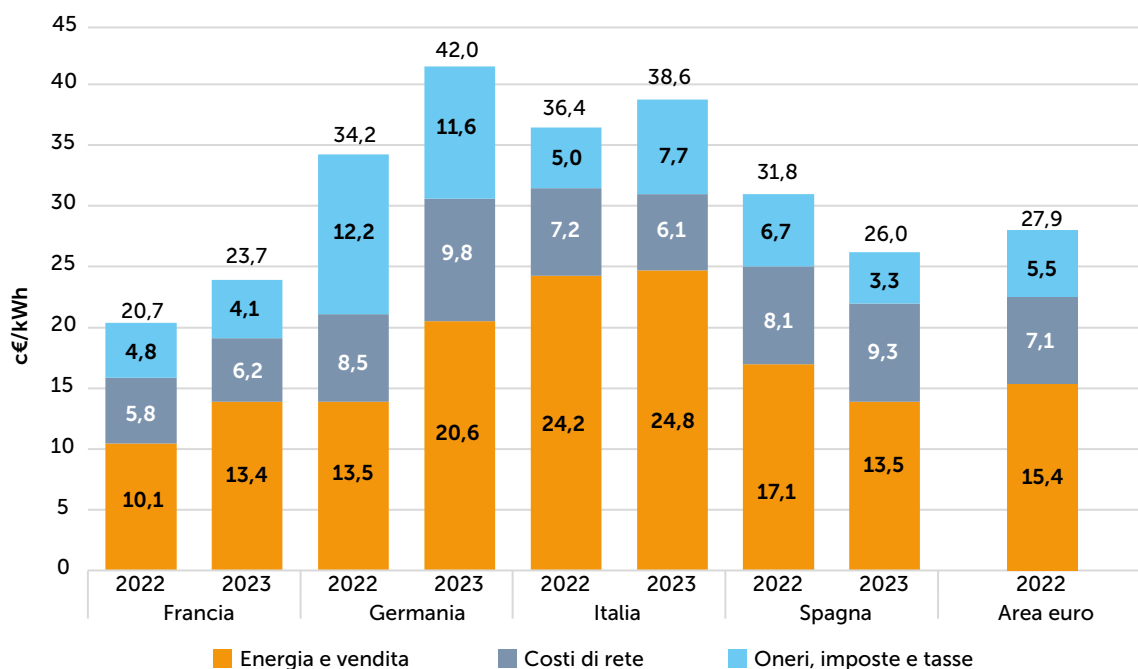
Nel 2023 la media ponderata dei prezzi lordi delle classi di consumo non domestico è scesa in Italia da 34,8 c€/kWh a 28,90 c€/kWh e aumentata del 2% circa nell'Area euro, da 24,39 c€/kWh a 24,83 c€/kWh; gli industriali italiani hanno quindi pagato un prezzo medio lordo più alto di 4,07 c€/kWh rispetto alla media Area euro, recuperando in misura sostanziale la competitività persa nel 2022. Nel 2022, infatti, i clienti non domestici hanno pagato 10,41 c€/kWh in più rispetto alla media Area euro.

La diminuzione dei prezzi lordi in Italia è dovuta alla netta diminuzione della materia energia (-31%) che è passata da 25,2 a 17,5 c€/kWh, nonché alla riduzione parziale dei costi di rete (-10%) che sono scesi a 2,93 c€/kWh; la diminuzione del prezzo totale è stata invece parzialmente attenuata dalla crescita della componente fiscale (+35%) che è passata da 6,3 c€/kWh del 2022 a 8,52 c€/kWh del 2023. Ciò a causa del ripristino della voce relativa agli oneri generali, il cui azzeramento nel 2022 non è stato prorogato nel 2023.

I differenziali dei prezzi italiani rispetto a quelli dell'Area euro si dimezzano se anziché considerare il prezzo comprensivo di oneri e imposte, si confronta il prezzo al netto di tali componenti, che le imprese possono traslare sui loro clienti. Al netto delle componenti fiscali, i prezzi italiani risultano molto competitivi anche nei confronti della Francia: nelle prime quattro classi i clienti italiani hanno pagato nel 2023 prezzi del 15% circa inferiori ai corrispondenti clienti francesi. Nel confronto con i prezzi netti registrati in Germania, i clienti italiani risultano aver pagato un prezzo inferiore (-3%) ai corrispondenti clienti tedeschi solo nel caso della classe IC (consumi tra 500 e 2.000 kWh all'anno), mentre nelle altre classi i prezzi sono risultati simili (classe IA) o lievemente superiori, almeno fino alla classe IF. La differenza tra i prezzi netti italiani e quelli spagnoli resta, invece, molto favorevole ai clienti spagnoli in tutte le classi.

## Prezzi del gas per i clienti domestici

Al contrario di quanto osservato nel 2022, nel 2023 i prezzi italiani del gas naturale per usi domestici sono divenuti più bassi della media dei prezzi nell'Area euro. Più precisamente, mentre nel 2022 i consumatori italiani pagavano il 13% in più del consumatore medio dell'Area euro, nel 2023 hanno pagato l'8% in meno. Nell'anno appena trascorso il prezzo totale (cioè comprensivo di imposte e oneri) più elevato si è registrato in Svezia (25,17 c€/kWh) e nei Paesi Bassi (20,48 c€/kWh), mentre i prezzi più bassi si sono osservati in Romania (5,57 c€/kWh), Croazia (4,55 c€/kWh) e in Ungheria (3,33 c€/kWh). Il prezzo italiano, pari a 11,36 c€/kWh, si è collocato nella fascia intermedia.

**FIG. 1.12** Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Il prezzo al lordo di oneri e imposte è cresciuto rispetto all'anno precedente in 15 Paesi, mentre è diminuito nei restanti 9 pubblicati dall'Eurostat, dato che per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono resi disponibili perché ritenuti statisticamente riservati.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia, in media pari al +2,3% (da 11,10 c€/kWh a 11,36 c€/kWh), è imputabile all'incremento della materia energia (da 7,54 a 8,72 c€/kWh), che incide sul prezzo totale per il 77%, e all'aumento dei costi di rete (+30%); tali aumenti sono stati fortemente calmierati dal calo della voce oneri, imposte e tasse (-99%) determinato dalle politiche applicate su tale componente dal governo italiano. Anche nell'Area euro il prezzo lordo è cresciuto per gli stessi motivi, ma con un ordine di grandezza più elevato. L'aumento del 25,8% del prezzo finale (passato da 9,85 c€/kWh a 12,39 c€/kWh), è infatti dovuto all'aumento del 37,5% del costo della materia energia (che incide sul prezzo finale per il 64%) e a quello della componente costi di rete, salita del 20%.

Anche escludendo la componente fiscale, la cui variazione negativa in Italia – come appena visto – ha controbilanciato i rincari delle altre voci, l'aumento del prezzo netto per i clienti italiani resta inferiore a quello dell'Area euro.

## Prezzi del gas per i clienti industriali

Nel 2023 la differenza tra il prezzo medio corrisposto dai clienti non domestici italiani (8,23 c€/kWh) e il prezzo medio pagato nell'Area euro (8,01 c€/kWh) si è molto assottigliata rispetto al 2022, quando era dell'11,8%, ma è rimasta positiva e pari al 2,7%.

La riduzione del prezzo finale in Italia da 10,01 c€/kWh a 8,23 c€/kWh, è dovuta a una notevole discesa della componente oneri e imposte, che è diminuita del 43% (da 0,91 c€/kWh a 0,52 c€/kWh) e alla riduzione della componente materia energia (-22%, da 8,41 c€/kWh a 6,54 c€/kWh). Queste riduzioni sono in gran parte dovute alle misure di sostegno ai consumi adottate dal governo italiano.

I prezzi più elevati per usi non domestici nell'Unione europea si sono registrati in Svezia (15,80 c€/kWh), in Ungheria (11,90 c€/kWh) e in Finlandia (11,60 c€/kWh); viceversa, i prezzi più bassi sono risultati quelli della Spagna (4,99 c€/kWh) e quelli di Bulgaria e Romania (in entrambi pari a 6,04 c€/kWh) (Tav. 1.6). Con 8,23 c€/kWh l'Italia si è collocata a metà circa della classifica.

Nel confronto con i principali Paesi europei la posizione italiana si è modificata rispetto all'anno precedente, registrando un significativo miglioramento rispetto a Germania e Francia e un peggioramento nei confronti della Spagna. Nel 2022 il prezzo finale del gas italiano per i clienti non domestici era più alto del 24% rispetto a quello francese e del 20% rispetto a quello tedesco. Nel 2023 il prezzo italiano è divenuto inferiore a quello francese del 9% e più alto di quello tedesco solo del 5% (il differenziale si è ridotto di 15 punti percentuali). Tuttavia, rispetto alla Spagna il differenziale è notevolmente peggiorato: se nel 2022 i prezzi italiani risultavano inferiori a quelli spagnoli del 3%, nel 2023 il differenziale è superiore del 65%; gli italiani, infatti, pagano un prezzo quasi doppio rispetto a quello della Spagna (4,99 c€/kWh).

## Andamento dell'economia e del clima nel 2022

L'economia italiana ha registrato, nel 2023, un aumento del Pil dello 0,9%, a fronte di una crescita media dell'Area Euro dello 0,4%. L'andamento tutto sommato positivo dell'economia italiana è stato trainato anzitutto dagli Investimenti Fissi Lordi, in aumento del 4,7%.

I Consumi Nazionali sono aumentati complessivamente dell'1,2%; con lo stesso ritmo analogo sono salite le componenti Consumi delle Famiglie e Spesa delle Amministrazioni Pubbliche.

Nei consumi privati, ha spiccato la crescita della domanda di servizi (+3,8%), mentre l'acquisto di beni è sceso dell'1,1%. I beni durevoli sono risultati in calo dell'1,7% e quelli semi durevoli hanno accusato una contrazione ancora maggiore (-5,4%) in quanto beni spesso d'acquisto "comprimibile", come ad esempio l'abbigliamento. In forte aumento invece la domanda di beni durevoli (+5,7%), sostenuta soprattutto dall'acquisto di auto, mentre sono risultati in calo mobili ed elettrodomestici.

Nel corso del 2023 si sono verificati in Italia numerosi eventi climatici, che hanno provocato danni quantificabili, in diversi settori del sistema economico nazionale. Complessivamente sono stati 378 gli eventi che hanno avuto impatti pesanti nei vari territori italiani (+22% sul 2022) con ripercussioni anche economiche. Le alluvioni in Romagna, e in particolare nelle province di Ravenna, Forlì-Cesena, Rimini e Bologna, hanno provocato 8,8 miliardi di euro di danni. In Toscana sono state interessate da alluvioni, in più periodi del 2023, le province di Firenze, Prato, Pistoia e Livorno; in questo caso i danni sono stati valutati in 4 mld €.

## Domanda e offerta di energia in Italia

Nonostante la crescita dell'economia italiana registrata nel 2023 (+0,9%), il consumo interno lordo di energia è sceso, rispetto all'anno prima, del 4,4% a 141,5 Mtep, portando a un ulteriore forte calo dell'intensità energetica. Il consumo del carbone è sceso di oltre un terzo a 4,9 Mtep, ritornando sul trend del 2022. Anche il gas naturale ha subito un calo, sebbene più contenuto, pari al 10,3%, fino a 50,3 Mtep.

Fra i combustibili fossili, la domanda di petrolio è risultata in controtendenza (+1,5%) superando anche la *performance* del PIL. Da notare che tale dinamica, in parallelo al calo della domanda di gas naturale, ha riportato il petrolio al primo posto delle fonti più consumate nell'economia energetica italiana.

Crescono le rinnovabili e i bioliquidi, aumentati dell'1,1% a 28,5 Mtep, mentre il contributo dei rifiuti non rinnovabili è sceso dell'1,7% a 1,1 Mtep. Infine, è da segnalare l'importante balzo della domanda di energia elettrica, che è aumentata del 19,2% a 4,4 Mtep.

In relazione ai settori dell'economia italiana, l'industria ha registrato un consistente calo (-6,4%) dei consumi finali di energia. I maggiori responsabili della *performance* negativa dell'industria sono stati i combustibili solidi, i cui consumi industriali sono scesi del 43,4% e i prodotti petroliferi (-18,2%). Anche la domanda industriale di elettricità è diminuita del 4%.

Il settore trasporti, complessivamente ha aumentato la domanda di energia dello 0,5% a 36,9 Mtep, grazie all'incremento dei consumi petroliferi (+0,6%) ed elettrici (+5,6%). È sceso del 6,8% il consumo di gas del settore, mentre si è registrato un incremento del 2,2% della domanda di rinnovabili e bioliquidi, soprattutto per l'incremento dei consumi di questi ultimi.

Il calo dei consumi industriali è stato compensato solo in parte dalla crescita dei servizi del 5,2%, a quasi 17 Mtep. I servizi sono il comparto che più ha incrementato la domanda di petrolio e prodotti petroliferi, aumentandola del 13,7%; ancora maggiore l'aumento dei consumi settoriali di gas naturale, saliti del 18,3%, mentre il contributo dell'elettricità nel terziario è calato del 2%.

La domanda di energia del settore residenziale si è ridotta dell'8,1% a 27,6 Mtep, con un calo generalizzato di tutte le forme di energia: quella di petrolio e prodotti petroliferi (in gran parte gasolio e GPL) è diminuita del 6,6%, quella di gas naturale si è ridotta del 12,9%; scendono anche i consumi elettrici del 3%.

In calo, infine, anche i consumi dell'agricoltura del 4,5% a 2,8 Mtep, e in particolare quelli dei prodotti petroliferi - che scendono del 3,9% - e di gas, diminuiti del 3%. In deciso calo (-7,8%) anche i consumi elettrici agricoli.

## Sistemi idrici in Europa

Nonostante nell'Unione Europea il prelievo di acqua sia diminuito del 15% nell'ultimo ventennio, le condizioni di scarsità idrica non sono migliorate. In generale, la situazione è più grave nell'Europa meridionale, dove circa il 30% della popolazione vive in aree con stress idrico permanente e fino al 70% della popolazione vive in aree con stress idrico stagionale durante l'estate. I prelievi idrici per l'agricoltura, l'approvvigionamento idrico pubblico e il

turismo rappresentano le pressioni più significative sui prelievi di acqua dolce. La scarsità idrica coinvolge i bacini fluviali di tutta l'UE, in particolare nell'Europa occidentale dove, nell'ultimo decennio, anche gli eventi di siccità sono diventati più frequenti e gravi. Il fenomeno della scarsità idrica affligge però numerose altre aree del mondo, come riportato di recente anche dalla Banca Mondiale. A livello globale, il 60% dell'esaurimento delle acque sotterranee colpisce le falde acquifere alluvionali spesso condivise da più paesi transfrontalieri. Ad esempio, in Medio Oriente e in Asia meridionale, fino al 92% delle falde acquifere mostravano segni di esaurimento nel 2023.

La domanda di acqua dolce nei 27 Stati Membri dell'UE<sup>4</sup> è soddisfatta in gran parte mediante l'estrazione dalle acque superficiali (fiumi, bacini artificiali e laghi) e dalle acque sotterranee. Tra il 2000 e il 2019, il prelievo totale di acqua ogni anno nell'UE-27 è diminuito del 15%, da circa 215.000 milioni di m<sup>3</sup> nel 2000 a 202.000 milioni di m<sup>3</sup> nel 2019. I contributi relativi delle acque superficiali e sotterranee al volume totale dell'acqua estratta sono cambiati in questo stesso periodo: nel 2000, l'81% dei prelievi idrici proveniva da acque superficiali e il 19% da acque sotterranee, mentre, nel 2019, le acque superficiali rappresentavano solo il 77% dei prelievi idrici totali e le acque sotterranee il 23%.

Tuttavia, mentre in alcuni settori i prelievi idrici sono diminuiti (es. raffreddamento nella produzione di energia elettrica -27%), in altri essi sono aumentati (es. i prelievi per l'approvvigionamento idrico pubblico e i prelievi nel settore manifatturiero). Nel 2019, il raffreddamento nella produzione di elettricità generava la quota maggiore del totale dei prelievi idrici (32%), seguito dal prelievo per l'agricoltura (28%), dall'approvvigionamento idrico pubblico (20%), dal settore manifatturiero (13%) e dal raffreddamento nel settore manifatturiero (5%), mentre l'estrazione mineraria e l'edilizia rappresentavano ciascuna solo l'1% dell'estrazione totale.

Pubblicato nell'aprile 2023, il rapporto di WAREG *"Impacts of the energy crisis on the price of water services"*<sup>5</sup> ha analizzato l'impatto della crisi energetica sul settore dei servizi idrici e delle acque reflue esaminando le misure intraprese dai membri per affrontare la crisi. I risultati del rapporto si basano sui dati forniti da 18 regolatori membri dell'associazione, attraverso un questionario strutturato e interviste con i rappresentanti degli stessi regolatori che ha lo scopo di comprendere fino a che punto la governance normativa e il quadro tariffario dei membri WAREG siano stati adatti ad affrontare la crisi energetica.

## Rifiuti urbani e assimilati in Europa

In parallelo con l'intenso dibattito legislativo che ha portato all'attenzione la revisione della legislazione sui rifiuti urbani attraverso l'adozione di un nuovo regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio, nonché attraverso la progressiva estensione dei flussi di rifiuti soggetti a obblighi di raccolta differenziata e riciclo, nel corso del 2023 il quadro comunitario per i rifiuti urbani ha registrato importanti sviluppi sul terreno dell'aggiornamento e dell'arricchimento dell'insieme di informazioni, osservazioni e analisi a sostegno dell'esame sistematico dell'evoluzione dell'economia circolare. Attraverso l'aggiornamento del "Quadro di monitoraggio dell'economia circolare"<sup>6</sup>, la Commissione ne ha idealmente completato il contesto, almeno sotto l'aspetto definitorio, avviato a inizio mandato con la presentazione del Green Deal e finalizzato a coordinare, se non ad assoggettare, numerosi campi d'azione politica e amministrativa al perseguimento del complessivo obiettivo "di neutralità

<sup>4</sup> Fonte: European Environment Agency, dati aggiornati a giugno 2022.

<sup>5</sup> <https://www.wareg.org/articles/impacts-of-the-energy-crisis-on-the-price-of-water-services/>

<sup>6</sup> Comunicazione del 15 maggio 2023 (COM/2023/306).

climatica". In questo contesto, è stato istituito un sistema di monitoraggio continuo dei parametri notevoli relativi alla gestione dei rifiuti (anche se non esclusivamente urbani) che contribuiscono al perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, in parte basandosi su rilevazioni già raccolte da Eurostat nell'ambito del consolidato ambiente di osservazione statistica dei rifiuti, in parte promuovendo nuove osservazioni in merito all'attitudine delle attività economiche a recepire materie prime provenienti da riciclo e riuso. Il "Quadro di monitoraggio" si basa sulla rilevazione di 11 indicatori suddivisi in cinque aree (Produzione e consumo; gestione dei rifiuti; materie prime secondarie; competitività e innovazione; sostenibilità globale e resilienza), indagate per valutare e calcolare nel tempo i benefici dell'economia circolare.

Nel 2022<sup>7</sup> la produzione di rifiuti urbani nell'Unione europea si è ridotta di circa il 3%, attestandosi a 229,5 milioni di tonnellate contro i 236 milioni dell'anno precedente; una corrispondente riduzione dei valori assoluti si rinviene in tutti i paesi del panel. La produzione pro-capite si riduce a sua volta del 3,2% su base annua, passando dai 530 kg del 2021 a 513; il calo della generazione pro-capite riguarda, con l'eccezione della sola Polonia, tutti i Paesi del panel, ed è particolarmente accentuato in Germania, dove si registra una discesa dell'8,2%. In Italia la produzione di rifiuti urbani è stata pari in valore assoluto, nel 2022, a 29 milioni di tonnellate, in calo del 2% rispetto all'anno precedente, mentre i rifiuti urbani pro-capite ammontano a 494 kg, anch'essi in leggero calo rispetto ai 502 kg del 2021. Appare relativamente stabile il quadro del mix di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani, la cui ricomposizione nel tempo a favore del riciclo, con corrispondente riduzione del conferimento in discarica e dell'incenerimento, è alla base del processo di promozione dell'economia circolare.

Nel 2022 il conferimento in discarica ha registrato valori pressoché identici a quelli dell'anno precedente (118 kg pro-capite contro 117 kg nel 2021); il contributo pro-capite dei rifiuti urbani al riciclo ha registrato un leggero arretramento, sia per il recupero di materia propriamente detto, sia per il trattamento della frazione organica (rispettivamente 153 kg e 96 kg, contro i corrispondenti valori 2021 di 162 kg e 102), essenzialmente spiegabili con la riduzione della generazione di rifiuti. Complessivamente, 249 kg pro-capite di rifiuti urbani sono stati destinati nel 2022 al recupero e alla preparazione al riciclo, segnando un calo del 5,6% rispetto ai 264 kg del 2021. Si conferma quindi il rallentamento della crescita della quota di rifiuti urbani destinati al riciclo: il dato del 2022 corrisponde a un aumento in peso di oltre il 50% rispetto al 2005, del 30% rispetto al 2020 e del 15% rispetto al 2015.

Tra i componenti del panel esaminato, l'Italia appare come il Paese più prossimo al "mix europeo": le percentuali di rifiuti urbani destinate ai diversi trattamenti sono allineate alle medie comunitarie, con un'incidenza non trascurabile (seppure più contenuta rispetto ad altri Paesi del panel) dello smaltimento in discarica, considerando l'obiettivo del 10% da raggiungere al 2035 per tale tipologia di smaltimento. Nel campione spicca il modello adottato in Germania, che destina meno di un terzo dei rifiuti urbani all'incenerimento con recupero energetico e l'intera quota residua al riciclo, ciò che equivale ad aver raggiunto l'azzeramento del ricorso alla discarica. Gli altri Paesi, al contrario, mostrano quote di rifiuto urbano destinato al riciclo inferiori alla media; particolarmente lontana dagli obiettivi di economia circolare appare la Spagna, che nel 2022 conferisce in discarica la metà dei suoi rifiuti urbani.

7 Dati Eurostat e Istat.

## *Appendice 1:*

# Quadro normativo italiano ed europeo, rapporti istituzionali e accountability

### **Evoluzione della legislazione italiana**

Molteplici e rilevanti sono stati gli interventi legislativi adottati nel corso del 2023 in materia energetico-ambientale. Nel corso dell'anno sono stati emanati una serie di provvedimenti con misure urgenti di sostegno nel settore energetico e finanza pubblica finalizzate, tra le altre cose, a: fronteggiare il caro bollette, incremento della produzione di gas naturale al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e alla riduzione delle emissioni, proroghe di termini nel settore del gas naturale che hanno posticipato di un anno la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale, rafforzare i bonus sociali per energia elettrica e gas, tutelare l'interesse nazionale nei settori produttivi strategici, fronteggiare l'emergenza provocata dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023, riformare il sistema di riscossione degli oneri generali di sistema.

In ambito ambientale, in particolare si ricorda la legge 13 giugno 2023, n. 68, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 aprile 2023, n. 39, recante disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", che ha istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, una Cabina di regia per la crisi idrica con funzioni di indirizzo, coordinamento e monitoraggio per il contenimento e il contrasto della crisi idrica connessa alla drastica riduzione delle precipitazioni.

La legge 24 febbraio 2023, n. 14, "Conversione in legge del decreto-legge 29 dicembre 2022, n. 198, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi", all'art. 11 ha disposto una serie di proroghe riguardanti i settori regolati dall'Autorità in materia di: modifiche unilaterali delle condizioni generali dei contratti di energia elettrica e gas, i prezzi del servizio di vulnerabilità nel settore gas, le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale, il programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica (> 300 MW) a carbone o olio combustibile, la disciplina di cessazione della qualifica di rifiuto, dei rifiuti inerti da costruzione e demolizione e di altri rifiuti inerti di origine minerale.

### **Evoluzione della legislazione europea**

Conclusasi la fase acuta della crisi energetica, l'anno 2023 è stato caratterizzato dall'attuazione delle misure di emergenza varate nel corso del 2022. Tali misure emergenziali, in larga misura contenute nella Strategia REPowerEU orientata a ridurre la dipendenza dalle importazioni russe, si sono sostanziate nella previsione di assicurare il riempimento degli stoccaggi di gas; ridurre la domanda di gas e di energia elettrica; aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; favorire gli acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e rafforzare gli strumenti di solidarietà tra Stati membri in caso di emergenza; contenere gli aumenti del prezzo del gas oltre determinate soglie.

Alla luce del protrarsi della situazione di volatilità dei mercati energetici e in considerazione della persistente situazione di rischio per gli approvvigionamenti nei mercati europei con conseguenze negative sui prezzi del gas rimasti a un livello superiore rispetto ai livelli precrisi, nel corso del 2023 sono stati prorogati di un anno i periodi di validità di alcuni dei regolamenti emergenziali adottati nel 2022. In particolare, sono state prorogate le misure relative al rafforzamento delle misure di solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas; all'accelerazione della diffusione delle energie rinnovabili; e alla istituzione un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati. Analogamente, è stato adottato il Regolamento (UE) 2023/706 che estende di un anno il periodo di validità del Regolamento (UE) 2022/1369 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas che ha mantenuto in vigore per un ulteriore periodo di 12 mesi, sino a fine marzo 2024, le misure di riduzione del 15% della domanda di gas per il periodo 1° aprile 2023 - 31 marzo 2024 rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti.

Oltre alla proroga delle misure emergenziali, il 2023 è stato caratterizzato dalla conclusione dei negoziati tra le Istituzioni europee avviati nel corso del 2022 sul pacchetto di proposte presentate dalla Commissione europea a luglio del 2021 nel contesto del cd. "Fit for 55".

Sono stati quindi pubblicati in Gazzetta Ufficiale la Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio (cd. REDIII); la Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica; il Regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi che abroga la direttiva 2014/94/UE (cd. Regolamento AFIR).

Inoltre, nel corso del 2023 è stato raggiunto un accordo preliminare sulla proposta di revisione della Direttiva 2010/31/EU sulla prestazione energetica degli edifici; mentre con l'accordo preliminare interistituzionale raggiunto nel mese di dicembre 2023 si è conclusa la fase negoziale sulle proposte di revisione della direttiva 2009/73/CE e del regolamento (CE) n. 715/2009 denominate "Pacchetto per la decarbonizzazione dei mercati del gas". Il pacchetto, che comprende anche un regolamento per la riduzione delle emissioni di metano dal settore energetico, intende adattare le norme comuni del mercato del gas agli obiettivi di decarbonizzazione introducendo misure per promuovere i gas rinnovabili e abilitare lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno.

Nel mese di dicembre del 2023 si sono altresì conclusi i negoziati interistituzionali sulla proposta di riforma del mercato dell'elettricità presentata dalla Commissione europea a marzo 2023 a seguito della crisi dei prezzi dell'energia che ha evidenziato la necessità di avviare una riflessione sull'attuale funzionamento del mercato elettrico. La proposta legislativa è volta a introdurre modifiche mirate all'attuale assetto del mercato dell'elettricità al fine di renderlo idoneo a fronteggiare situazioni di crisi dei prezzi dell'elettricità come quelle sperimentate nel 2022 e maggiormente idoneo, in uno scenario di decarbonizzazione, alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. La proposta di revisione del mercato dell'elettricità è stata accompagnata da una proposta di revisione del Regolamento 1227/2011 sull'integrità dei mercati all'ingrosso dell'energia (cd. Regolamento REMIT), i cui negoziati interistituzionali si sono conclusi anche in questo caso nel mese di dicembre 2023, che mira a ridurre i rischi di abuso di mercato nei mercati all'ingrosso dell'energia.



## Rapporti istituzionali

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei dei settori dell'energia e del gas, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)<sup>8</sup>, il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)<sup>9</sup> e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2023, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle guideline adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (Clean Energy Package).

L'Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: alla fine del 2023 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta come chair del Board Of Regulators. Inoltre, molti rappresentanti dell'Autorità ricoprono ruoli di responsabilità di specifiche task force relative al settore elettrico (system operation e infrastrutture).

Con la propria partecipazione al Gruppo di lavoro Relazioni Internazionali di CEER (IRG-CEER), l'Autorità ha contribuito all'elaborazione del posizionamento internazionale del Consiglio dei regolatori europei dell'energia. La nuova strategia internazionale del CEER, formulata dall'IRG ed approvata dall'Assemblea del Consiglio, punta all'allargamento delle relazioni globali tra autorità e agenzie di regolazione, a focalizzare l'interazione sulla transizione energetica e a moltiplicare gli sforzi di assistenza e di cooperazione in favore delle realtà istituzionali nuove ed emergenti.

Per quanto riguarda i settori ambientali, l'Autorità è membro fondatore di WAREG l'Associazione dei regolatori idrici in Europa di cui detiene, per il terzo mandato consecutivo, la presidenza affidata ad Andrea Guerrini, componente del Collegio. L'Autorità ha svolto vari incontri bilaterali con gli uffici della direzione generale ambiente della Commissione europea, finalizzati a presentare le modalità di regolazione della qualità dei servizi idrici in Italia, con particolare riferimento al miglioramento dei livelli delle perdite idriche. Tra le attività si segnala il 3° Forum europeo della regolazione dei servizi idrici EFRWS<sup>10</sup>, inaugurato dal Commissario europeo per l'Ambiente e dal Vicepresidente della Banca europea degli investimenti, che hanno riconosciuto il ruolo fondamentale dei regolatori nello stimolare gli operatori dei servizi idrici integrati a raggiungere gli obiettivi europei di protezione delle risorse idriche, neutralità climatica ed efficientamento dei costi.

Nel corso del 2023 si sono moltiplicate le proposte legislative e regolamentari di origine comunitaria, anche per dar seguito agli impegni contenuti nel Piano d'azione per l'economia circolare. Esse hanno riguardato, in particolare, la parziale revisione della direttiva quadro sui rifiuti (che allarga il campo d'azione della legislazione sul riciclo a nuovi flussi di rifiuti) e i nuovi obiettivi di riduzione, riciclo e riuso degli imballaggi. Dal confronto con la Commissione

8 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". È responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete a carattere pan-europeo. Rimane invece immutata la competenza delle Autorità di regolazione nazionale con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del Regolamento 2019/943 inerenti all'adeguatezza del sistema e i compiti dei Regional Coordination Centres.

9 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 UK, 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 dell'autorità di regolazione tedesca.

10 Bruxelles, 6 dicembre 2023.

europea è emersa la necessità di rilanciare le attività della rete europea dei regolatori dei rifiuti urbani, anche in vista degli sviluppi della normativa sui rifiuti previsti nella prossima legislatura (2024 – 2029). L'Autorità ha promosso una serie di incontri del Gruppo di lavoro Rifiuti in ambito WAREG (Waste Task Force), per sollecitare i membri a produrre proposte in vista di incontri tematici tra la Commissione europea e i regolatori europei.

## Accountability

In linea con gli impegni assunti dall'Autorità in materia di accountability e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2022-2025, con delibera 14 novembre 2023, 525/2023/A è stata approvata la rendicontazione intermedia delle principali attività svolte dal 1° gennaio 2022 al 30 settembre 2023, in attuazione degli obiettivi strategici in esso contenuti. Tali attività rappresentano i punti focali su cui si è principalmente concentrata l'azione regolatoria nel biennio in considerazione. In particolare, nel documento di rendicontazione, allegato A alla richiamata delibera 525/2023/A, sono riportate le principali misure che caratterizzano i 29 obiettivi strategici, declinati nelle relative linee di intervento, raggruppati in tre macro aree (Temi trasversali, Area Ambiente e Area Energia), al fine di rappresentare, con maggiore efficacia, l'attività svolta dall'Autorità nel biennio 2022-2023, con indicazione dello stato di avanzamento e delle ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste.

# SETTORI ENERGETICI

## ENERGIA ELETTRICA

### Stato dei servizi

#### Domanda e offerta di energia elettrica in Italia. Mercato e concorrenza

Nell'anno 2023 la domanda elettrica è risultata in diminuzione del 2,9%, arrivando a circa 287,3 TWh. La flessione ha interessato tutti i settori eccetto i trasporti e la pesca che sono risultati in aumento di oltre il 5%. La domanda nazionale è stata soddisfatta per poco più dell'84% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 16,8% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale lorda risulta diminuita quasi del 7% rispetto all'anno precedente (264,3 TWh) a fronte di un aumento del 15,2% delle importazioni e una riduzione del 24,6% dell'energia destinata alle esportazioni. In particolare, si è registrata una diminuzione del 19,3% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 15,6% produzione di energia da fonti rinnovabili spinta principalmente dell'aumento nella produzione idroelettrica (+42,4%) che con 40,4 TWh è tornata ad avvicinarsi ai quantitativi degli anni antecedenti al 2022 (caratterizzato da un'importante emergenza idrica).

**TAV. 2.1** Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2022 e nel 2023 (GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2022	2023 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione lorda	283.953	264.273	-6,9%
Servizi ausiliari	9.345	8.329	-10,9%
<b>Produzione netta</b>	<b>274.608</b>	<b>255.944</b>	<b>-6,8%</b>
Ricevuta da fornitori esteri	47.391	54.572	15,2%
Ceduta a clienti esteri	4.404	3.320	-24,6%
Destinata ai pompaggi <sup>(B)</sup>	2.586	2.199	-15,0%
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>315.008</b>	<b>304.997</b>	<b>-3,2%</b>
Perdite di rete	19.155	17.620	-8,0%
<b>Consumi al netto delle perdite</b>	<b>295.853</b>	<b>287.377</b>	<b>-2,9%</b>
Energia	8.852	8.730	-1,4%
Industria	111.638	107.135	-4,0%
Trasporti	9.009	9.510	5,6%
Domestico	64.640	62.680	-3,0%
Commercio e pubblici servizi	94.967	93.005	-2,1%
Agricoltura/Foreste	6.387	5.970	-6,5%
Pesca	230	242	5,2%
Altri	117	105	-10,5%

(A) Dati provvisori.

(B) Per il 2023 il dato include gli assorbimenti delle pompe di calore.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

**TAV. 2.3** Produzione lorda per fonte dal 2019 al 2023 (GWh)

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023 <sup>(A)</sup>
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>176.171</b>	<b>161.673</b>	<b>170.640</b>	<b>181.594</b>	<b>146.559</b>
Solidi	18.839	13.380	14.022	22.607	13.220
Gas naturale	141.687	133.683	143.998	141.445	118.981
Prodotti petroliferi	3.453	3.175	3.851	4.953	3.622
Altri	12.192	11.436	8.769	12.589	10.736
<b>Idroelettrico da pompaggi</b>	<b>1.835</b>	<b>1.944</b>	<b>2.090</b>	<b>1.893</b>	<b>1.551</b>
<b>Produzione da fonti rinnovabili</b>	<b>115.847</b>	<b>116.915</b>	<b>116.339</b>	<b>100.466</b>	<b>116.163</b>
Idroelettrico	46.319	47.552	45.388	28.398	40.449
Eolico	20.202	18.762	20.927	20.494	23.303
Fotovoltaico	23.689	24.942	25.039	28.122	30.711
Geotermico	6.075	6.026	5.914	5.837	5.962
Biomassa e rifiuti	19.563	19.634	19.071	17.616	16.008
<b>PRODUZIONE TOTALE</b>	<b>293.853</b>	<b>280.532</b>	<b>289.069</b>	<b>283.953</b>	<b>264.273</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nel 2023 Enel si conferma il primo produttore con una quota del 16,9% seguito da Eni al 9,5%. Se si guarda alla sola produzione termoelettrica, invece, Eni è tornato a essere il primo operatore nella generazione termoelettrica, coprendo il 16,5% mentre per Enel, secondo operatore, la quota è pari al 15,2% (lo scorso anno le posizioni risultavano invertite con quote pari rispettivamente a 13,9% e 18,3%).

Complessivamente, per l'anno 2023, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 7 miliardi di euro, in aumento rispetto all'anno precedente quando, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica e dei meccanismi di funzionamento degli incentivi descritti, il costo di alcuni strumenti incentivanti si è annullato.

Nel 2022 le importazioni sono cresciute di circa 7,1 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 47,4 a 54,5 TWh (+15%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono diminuite in misura percentualmente più elevata (-24,6%, da 4,4 a 3,3 TWh), l'incremento del saldo estero è risultato amplificato: rispetto al 2022, infatti, l'elettricità estera entrata nel sistema italiano è aumentata del 19%. Rispetto all'anno precedente, nel 2023 abbiamo importato circa 1.000 GWh in più dalla Svizzera, 1,3 TWh dal Montenegro, 657 GWh dalla Grecia e 294 GWh dalla Slovenia, anche per compensare il calo dei volumi provenienti dall'Austria, dovuto in parte al blocco della relativa interconnessione per quasi un mese e mezzo.

## Infrastrutture elettriche

Nel corso del 2023 si sono registrate lievi variazioni delle linee di trasmissione: + 23km per quelle a 380 kV, +21km per quelle a 220 kV, +48 km per quelle con tensione inferiore a 150 kV; nel caso delle linee in corrente continua si rileva solo il raddoppio (+95 km) delle linee a 320 kV. Rispetto al 2022 è aumentato anche il numero delle stazioni: +4 a 380 kV, +1 a 220 kV e +4 a < 150 kV. Per quanto concerne la capacità di interconnessione con l'estero l'Italia è interconnessa elettricamente con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia, il Montenegro e la Grecia attraverso 30 linee di interconnessione.

**TAV. 2.12** Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Francia	4.350	4.485	4.485	3.900	4.044	4.044
Svizzera	4.240	4.572	4.572	3.420	3.747	3.747
Austria	315	325	625	270	280	580
Slovenia	730	753	753	515	534	534
<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>9.635</b>	<b>10.135</b>	<b>10.435</b>	<b>8.105</b>	<b>8.605</b>	<b>8.905</b>
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
<b>TOTALE IMPORTAZIONE</b>	<b>10.735</b>	<b>11.235</b>	<b>11.535</b>	<b>9.205</b>	<b>9.705</b>	<b>10.005</b>
Francia	1.995	1.995	1.995	1.870	1.870	1.870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	200	80	80	180
Slovenia	660	660	660	620	620	620
<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>4.565</b>	<b>4.565</b>	<b>4.665</b>	<b>4.010</b>	<b>4.010</b>	<b>4.110</b>
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
<b>TOTALE ESPORTAZIONE</b>	<b>5.665</b>	<b>5.665</b>	<b>5.765</b>	<b>5.110</b>	<b>5.110</b>	<b>5.210</b>

Fonte: Terna.

Tra i principali progetti si segnalano:

- Il collegamento ad altissima tensione in corrente continua (HVDC) SA.CO.I.3, che consiste nel rinnovo e ammodernamento dell'attuale collegamento (denominato SA.CO.I.2) tra la Sardegna, la Corsica e la penisola italiana, che consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW.
- Il progetto ELMED, il collegamento da 500 kV in corrente continua HVDC che collegherà l'Italia e la Tunisia, permettendo uno scambio di potenza fino a 600 MW. Si tratta di un'interconnessione lunga circa 230 km, di cui 200 circa in cavo sottomarino, la cui entrata in esercizio è prevista per il 2028.

- Il secondo tratto del Tyrrhenian Link, il collegamento tramite cavo sottomarino in corrente continua, tra Sardegna, Sicilia e Campania di circa 970 km di lunghezza e 1.000 MW di potenza.

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 119 distributori elettrici. I primi 10 hanno servito il 98,5% dei clienti totali, erogando una quota analoga (98,3%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. E-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale, con la quota dell'85,1% dei volumi complessivamente distribuiti. Nel 2023 sono stati complessivamente distribuiti circa 250 TWh, in calo rispetto al 2022 di 7 TWh.

Gli utenti serviti sono stati pari a 37,2 milioni: 30,1 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici che hanno prelevato rispettivamente 56,3 TWh (58 TWh nel 2022) e 193,7 TWh (199,1 nel 2022). La maggioranza dei clienti domestici (79,4%) è residente e consuma l'87,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. La maggior parte dei punti di prelievo con uso domestico ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essa rappresenta l'84,7% di tutti gli utenti domestici e preleva il 74,8% di tutta l'elettricità distribuita.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2023 le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica presentate a Terna sono state 4.693 per una potenza totale di 442,6 GW. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 252.030 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione.

## Mercato all'ingrosso

Nel 2023, la quantità di energia elettrica scambiata direttamente in borsa è risultata pari a 209,9 TWh (-0,5% rispetto al 2022) e il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) è calato considerevolmente e si è attestato a 127,2 €/MWh, in calo del 58,1% rispetto al massimo valore storico di 303,95 €/MWh registrato nel 2022. I prezzi zionali sono stati caratterizzati da ribassi compresi tra -58,5% nella zona Nord (127,8 €/MWh) e -57,1% nella zona Sardegna (123,2 €/MWh), la quale è rimasta, per il secondo anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più basso, mentre quella con il prezzo medio più alto è diventata il Centro-Nord (128,5 €/MWh).

Nel 2023 si è assistito a un significativo calo delle quotazioni nelle borse europee, dopo i record del 2022, anche se i prezzi medi osservati nel 2023 risultano ancora molto alti, all'incirca 2,5 volte più elevati di quelli del 2019. Mediamente i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia compresa tra 95 €/MWh (il prezzo minimo registrato alla borsa tedesca EPEX) e 127 €/MWh (il prezzo medio della borsa italiana). Il PUN italiano, è tornato a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse dei paesi limitrofi, principalmente a causa delle storiche differenze dei parchi di produzione nazionale. Il valore medio annuo del prezzo spot registrato alla borsa tedesca (95,18 €/MWh) è risultato, quasi identico al prezzo della borsa francese, pari a 96,86 €/MWh, sebbene entrambi siano rimasti piuttosto distanti dal prezzo spagnolo (87,10 €/MWh).

I punti di minimo sono stati raggiunti negli ultimi mesi dell'anno in Germania, in Spagna e in Francia, dove le quotazioni sono scese sotto i 70 €/MWh. Nella borsa italiana e in quella scandinava, invece, i punti di minimo sono stati toccati nei mesi estivi, seppure su livelli estremamente differenti: circa 105 €/MWh nella borsa italiana e circa 14 €/MWh nel caso del NordPool.

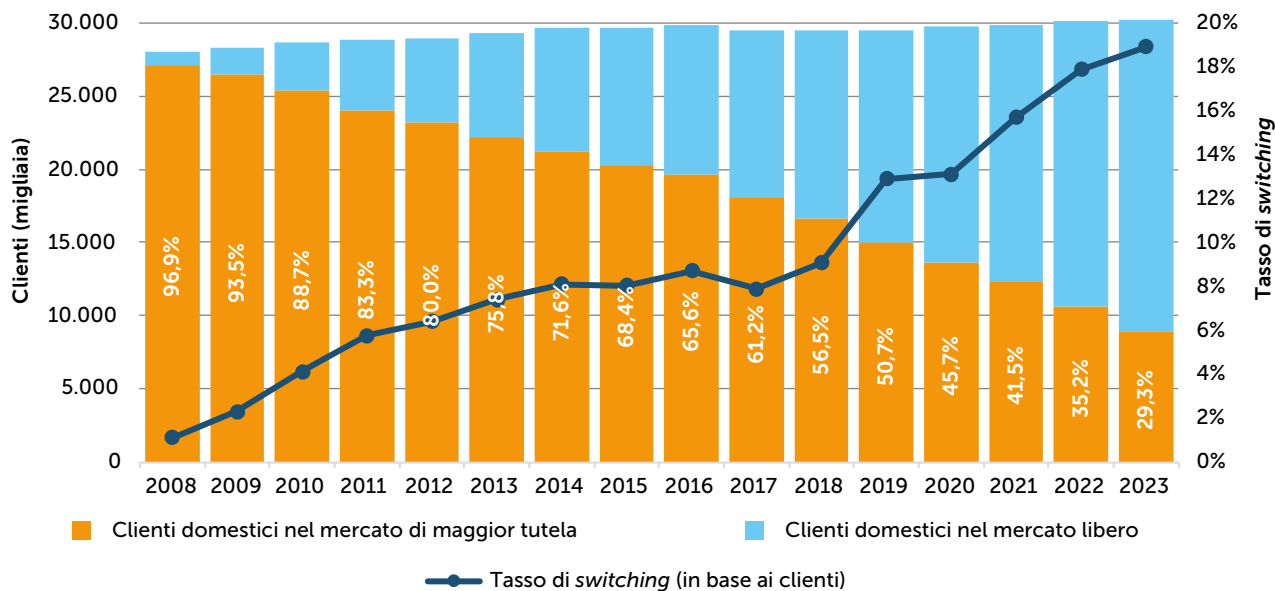
## Mercato finale della vendita

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2023 sono risultati 756: 106 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 7 nel servizio a tutele graduali per le microimprese, 3 nella salvaguardia e 707 nel mercato libero.

Secondo i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 241 TWh a 37,3 milioni di clienti. La contrazione del 4,4% rispetto al 2022 si è prodotta in misura proporzionalmente uniforme per le due tipologie di clienti: la clientela non domestica ha acquistato circa 8,8 TWh in meno rispetto al 2022 passando da 193,9 a 185,2 TWh, mentre i consumi domestici sono scesi di circa 2,3 TWh passando da 58,2 a 56 TWh. Hanno contribuito alla diminuzione della domanda dei non domestici la modesta crescita economica e la debolezza dei comparti a maggiore intensità energetica mentre nel caso dei domestici a influire è stato il perdurare degli alti prezzi dell'energia. È inoltre proseguito il calo del consumo medio unitario delle famiglie che ha raggiunto il minimo storico di 1.851 kWh/anno (-4,4%) con una differenza del 28% circa tra i clienti in maggior tutela (1.548 kWh/anno) e quelli nel mercato libero (1.977 kWh).

Nel 2023 il numero di clienti domestici è risultato pari a 30,2 milioni di cui poco meno di 8,9 milioni serviti in maggior tutela e circa 21,4 milioni nel mercato libero. I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 70,7% e hanno acquistato il 75,5% dei volumi totali.

**FIG. 2.13** Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

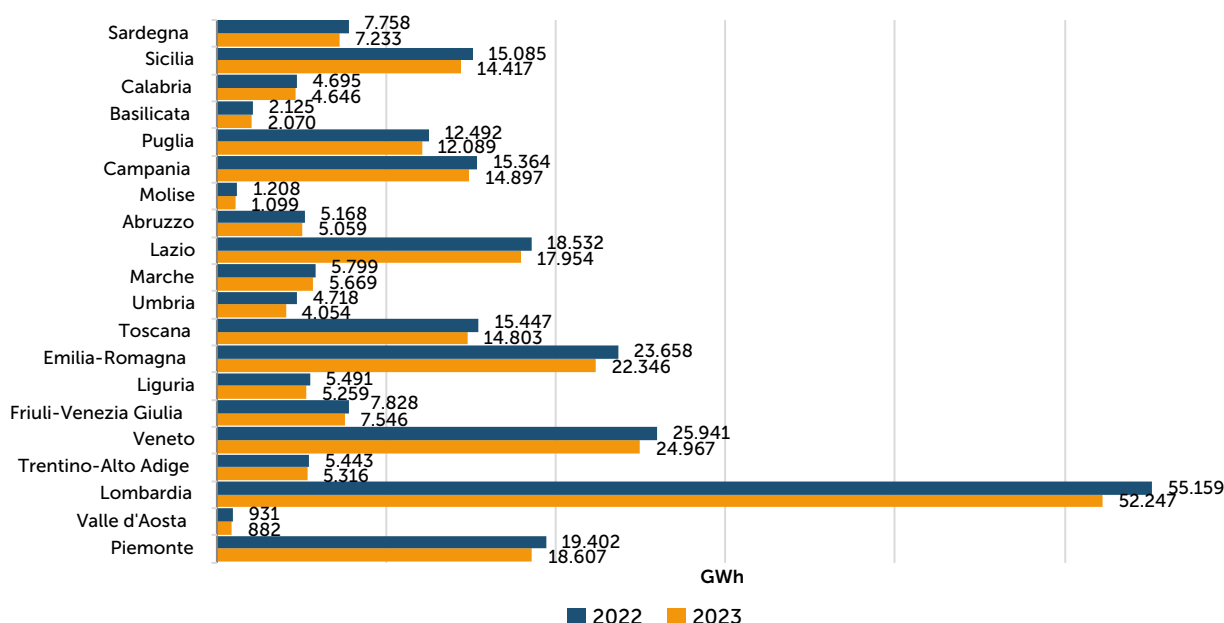
Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.733 kWh/anno contro 2.046 kWh/anno. Nel 2023 il divario si è lievemente ampliato di 126 kWh rispetto a quello registrato nel 2022. Considerando anche i consumi dei punti non domestici per i quali la tutela di prezzo era consentita fino al 31 marzo, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto al 6% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 24,2% dei punti di prelievo totali).

Nel 2023 i due servizi a tutele graduati<sup>11</sup> hanno servito complessivamente circa 919.000 punti di prelievo (pari al 2,4% di tutti i clienti del mercato elettrico) ai quali sono stati venduti poco più di 3 TWh, cioè l'1,3% dell'energia venduta nel mercato totale.

In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 11,1 TWh rispetto al 2022, i volumi di vendita si sono ridotti di 7,4 TWh nel mercato tutelato (-34%) e di 4,7 TWh nel mercato libero (-2,1%), mentre l'energia fornita nei servizi a tutele graduati è cresciuta di 750 GWh (+33%), così come quella nel regime di salvaguardia è aumentata di 276 GWh (+5,7%).

A livello geografico, non si riscontrano variazioni significative nei consumi rispetto al 2022.

**TAV. 2.14** Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei cinque mercati<sup>12</sup> a livello territoriale mostra una quota del mercato libero largamente preponderante ovunque, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero resta tendenzialmente più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nelle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele graduati e della salvaguardia sono spesso più estesi della media nazionale (pari all'6% nella maggior tutela, allo 0,6% nelle tutele graduati, al 2,1% nella salvaguardia e al 90,6% nel libero).

Lo switching delle famiglie è nuovamente aumentato (+1%), sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo sia in termini di volumi, avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 18,9% dei clienti domestici (circa 5,7 milioni di punti di prelievo pari al 24,5% dell'energia acquistata dal settore domestico) ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. Mentre per quanto riguarda i non domestici, nel 2022 hanno cambiato

<sup>11</sup> Le piccole imprese e le microimprese che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero nei rispettivi termini di fine della Maggior Tutela (1° gennaio 2021 e 1° gennaio 2023) vengono rifornite nell'ambito di un apposito Servizio a tutele graduati da un venditore selezionato con gara.

<sup>12</sup> Servizio di maggior tutela, Servizio a tutele graduati per le piccole imprese, Servizio a tutele graduati per le microimprese, Servizio di salvaguardia e Mercato libero.



fornitore quasi 1,8 milioni di punti di prelievo non domestici (circa 52 TWh, che corrispondono al 28,2% dei volumi acquistati). Sicuramente, l'esclusione ex-lege dal servizio di maggior tutela di alcune categorie di clienti (non domestici BT) ha avuto impatto sull'attività di switching che, per questi soggetti, è risultato in continua crescita negli ultimi anni: in termini di volumi dal 18,4% del 2020, al 29,4% nel 2021, al 31,7% nel 2022 e ha raggiunto il 33,8% nel 2023.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2023 presenta diversi cambi di posizione, dopo le prime due.

**TAV. 2.28** *Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2023 (GWh)*

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	31.146	20.300	21.986	8.093	81.525	33,8%	1°
A2A	2.222	5.967	9.931	2.204	20.323	8,4%	2°
Hera	2.146	4.661	7.289	203	14.299	5,9%	5°
Edison	1.629	2.744	6.173	2.517	13.063	5,4%	3°
Axpo Group	206	2.377	7.292	2.280	12.155	5,0%	4°
Eni	5.417	1.557	3.800	859	11.632	4,8%	6°
Engie	634	364	3.250	4.089	8.337	3,5%	8°
Acea	1.887	2.016	2.279	183	6.364	2,6%	7°
Alperia	426	1.195	2.741	274	4.636	1,9%	10°
Iren	1.837	1.475	847	153	4.312	1,8%	13°
Agsm Aim	523	1.741	1.845	160	4.269	1,8%	12°
Duferco	166	1.308	1.367	1.158	3.999	1,7%	9°
Sorgenia	527	2.044	1.270	53	3.894	1,6%	18°
Repower	0	1.967	1.783	1	3.751	1,6%	14°
Nova Coop	54	753	2.801	79	3.687	1,5%	17°
C.V.A.	111	574	2.675	42	3.401	1,4%	22°
Dolomiti Energia	682	1.361	1.285	4	3.332	1,4%	15°
E.On	623	984	1.499	3	3.109	1,3%	11°
Iberdrola	80	889	1.134	5	2.108	0,9%	20°
Alpiq	0	62	1.571	197	1.831	0,8%	19°
Altri operatori	5.677	13.201	10.496	1.756	31.130	12,9%	-
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>55.991</b>	<b>67.541</b>	<b>93.313</b>	<b>24.315</b>	<b>241.159</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

## Servizio di maggior tutela

I primi risultati dell'Indagine annuale sui settori regolati mostrano che nel 2023 sono stati venduti nel servizio di maggior tutela 14,2 TWh a circa 9,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del pro die). Come

detto in precedenza, rispetto al 2022 i consumi sono scesi di 7,4 TWh (-34%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 3 milioni di unità (-24,2%). Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (16,4%) e 1,2 milioni di clienti non domestici (-77,4%). Nel 2023 la clientela domestica (residente e non residente) ha acquistato 13,7 TWh, contro i 18,4 TWh del 2022; il 76,2% dei clienti sono residenti e assorbono l'87,1% dell'energia complessivamente acquistata dai domestici. Inoltre, la quasi totalità dei clienti residenti (92,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno.

## Servizio a tutele gradualì per le piccole imprese

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele gradualì per le piccole imprese sono stati venduti 1,5 TWh (-35% rispetto al 2022) a 92.700 punti di prelievo (-32%).

**TAV. 2.39** *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele gradualì per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021 – 30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

La tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti altri usi), che hanno consumato circa 1,3 GWh e annoverano circa 81.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 16.839 kWh (-3% rispetto al 2022). Le utenze di illuminazione pubblica hanno un consumo medio di 12.283 kWh.

## Servizio a tutele gradualì per le microimprese

Secondo le stime elaborate a partire dall'Indagine annuale, nel 2023 i clienti non domestici altri usi hanno consumato circa 1,5 TWh per circa 827 mila punti di prelievo, con un consumo medio di 1.865 kWh mentre l'illuminazione pubblica ha registrato un consumo medio di 6.000 kWh.

**TAV. 2.44** Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele gradualı per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm
Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio-Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia
Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2A Energia
Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia
Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia
Liguria, Biella, Cuneo, Torino	Agsam Aim Energia
Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia
Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2A Energia
Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie
Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2A Energia
Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

## Mercato libero

Come già anticipato, secondo i dati (provvisori), nel 2023 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 218,6 TWh, 4,7 TWh in meno del 2022, a poco più di 27 milioni di clienti (+ 9%).

**TAV. 2.49** Attività dei venditori per classe di vendita

CLASSE DI VENDITORI	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Numero di esercenti in maggior tutela	127	123	119	112	109	106
Numero di venditori attivi	441	481	521	537	560	546
Oltre 10 TWh	2	3	4	4	4	5
5-10 TWh	8	7	4	8	5	2
1-5 TWh	19	18	20	15	16	21
0,1-1 TWh	78	74	71	80	72	65
Fino a 0,1 TWh	334	379	422	430	463	453
Volume venduto (TWh)	206,8	211,8	202,4	216,9	223,2	218,6
Oltre 10 TWh	67,6	81,2	90,8	96,7	109,6	118,5
5-10 TWh	56,4	50,5	26,9	51,4	35,2	16,9
1-5 TWh	50,6	48,9	54,6	36,5	49,7	58,3
0,1-1 TWh	26,5	25,0	23,8	25,5	21,5	17,4
fino a 0,1 TWh	5,6	6,2	6,3	6,8	7,3	7,5
Volume medio unitario (GWh)	469	440	389	404	399	400

(segue)

Oltre 10 TWh	33.798	27.077	22.712	24.180	27.389	23.693
5-10 TWh	7.053	7.217	6.735	6.421	7.037	8.458
1-5 TWh	2.665	2.717	2.731	2.433	3.105	2.775
0,1-1 TWh	340	338	335	319	298	268
fino a 0,1 TWh	17	16	15	16	16	17

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero non evidenzia clamorosi movimenti rispetto al 2022: in prima posizione si trova il gruppo Enel con il 31,1% delle vendite complessive, identica a quella del 2022, seguito dal gruppo A2A con una quota largamente inferiore e pari al 7,4%, (7,1% nel 2022) e dal Gruppo Edison sempre con il 6%. Non stupisce, quindi, che il grado di concentrazione nel mercato libero non sia cambiato in modo sostanziale: la quota dei primi tre gruppi è pari al 44,4% (era al 44,2% nel 2022); quella dei primi cinque è pari al 55,7% (dal 54,9% del 2022). L'indice HHI è passato da 1.189 a 1.201, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

**TAV. 2.54** Mercato libero domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.859	6,8%	5.826	27,2%	491
1.000-1.800 kWh	7.896	18,7%	5.637	26,4%	1.401
1.800-2.500 kWh	8.659	20,5%	4.061	19,0%	2.132
2.500-3.500 kWh	9.699	22,9%	3.305	15,5%	2.935
3.500-5.000 kWh	7.038	16,7%	1.721	8,0%	4.089
5.000-15.000 kWh	5.413	12,8%	805	3,8%	6.726
> 15.000 kWh	700	1,7%	28	0,1%	25.044
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>42.263</b>	<b>100,0%</b>	<b>21.382</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.977</b>
<b>DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>					
< 1.000 kWh	148	5,7%	251	19,9%	590
1.000-1.800 kWh	524	20,2%	371	29,4%	1.412
1.800-2.500 kWh	602	23,2%	281	22,3%	2.138
2.500-3.500 kWh	649	25,0%	221	17,5%	2.936
3.500-5.000 kWh	395	15,2%	95	7,5%	4.148
5.000-15.000 kWh	259	10,0%	42	3,3%	6.174
> 15.000 kWh	22	0,8%	1	0,1%	23.091
<b>TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>	<b>2.599</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.263</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.058</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023, la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è stata in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 26,4 per la clientela domestica (17,7 acquistabili solo online) e 30 per

la clientela non domestica (19,8 quelle solo online). Il successo delle offerte online rimane limitato, queste infatti sono state scelte solo dal 7,2% delle famiglie e dal 2,9% dei non domestici.

Il 66,8% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso, mentre il 33,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile (tipologia più diffusa tra i clienti non domestici).

**TAV. 2.58** *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	66,8%	276,92	31,7%	235,95
Contratti a prezzo variabile	33,2%	227,33	68,3%	172,68
TOTALE CLIENTI	100%	259,84	100%	181,31

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Parte delle preferenze crescenti per i contratti a prezzo variabile potrebbe essere dovuta alla riduzione dell'offerta di tali contratti da parte dei venditori nel 2022 e nella prima parte del 2023, un periodo caratterizzato da un forte aumento dei prezzi. La discesa dei prezzi nel 2023 ha avuto un impatto significativo sui contratti a prezzo variabile: i clienti domestici hanno pagato mediamente 227,33 €/MWh per la componente energia, circa 150 €/MWh in meno rispetto al 2022, mentre i clienti non domestici hanno pagato mediamente 172,68 €/MWh, ossia 135 €/MWh in meno rispetto all'anno precedente.

**TAV. 2.59** *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	DI CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	6,84%	223,37	1,89%	217,10
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	89,78%	227,49	83,03%	176,29
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	3,29%	231,62	8,74%	168,74
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,00%	209,39	0,95%	164,56
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,03%	186,19	1,77%	169,47
Con indicizzazione limitata	0,05%	174,27	0,03%	102,93
Con un'altra modalità non altrimenti specificata	0,01%	190,18	3,59%	149,05
TOTALE	100%	227,33	100%	172,68

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 33,7% 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 previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Inoltre, dai risultati raccolti è emersa, come in passato, la netta propensione dei clienti domestici a prezzo fisso ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo; tra i "preferiti" spiccano la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (51,7%) e per i servizi energetici accessori (37,6%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%) che nel 2022 non aveva avuto successo, nonché l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (1,9%). A seguire, sono graditi il programma di raccolta punti (1,8%) e l'ottenimento di un omaggio (1%). I risultati raccolti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi.

## Servizio di Salvaguardia

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, anche nel 2023 il servizio si è ampliato del 10% in termini di punti di prelievo (97.830) e del 5,7% in termini di energia consumata (5.119 GWh).

## Prezzi e tariffe

Alla fine del 2023, come di consueto, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2024. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2024 risulta pari a 3,407 c€/kWh a (3,022 c€/kWh per il l 2023).

Sul fronte dei prezzi, 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.

**TAV. 2.66** *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	4.305	9.263	601,4	388,6
1.000-1.800	11.215	8.014	337,6	273,5
1.800-2.500	11.826	5.549	299,6	252,1
2.500-3.500	12.610	4.301	281,3	240,2
3.500-5.000	8.693	2.128	268,5	230,4
5.000-15.000	6.451	958	260,4	218,2
> 15.000	891	35	248,0	202,4
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	55.991	30.248	316,1	256,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela, salvo che per le due classi di consumo più grandi. Per la componente approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 27,8% della classe più piccola (consumi fino a 1000 kWh/anno) e l'1,4% della fascia tra 3.500 e 5.000 kWh/anno, mentre per le due classi più grandi (consumi oltre 5.000 kWh/anno) il mercato libero presenta livelli inferiori alla maggior tutela di circa il 4%. Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta andamenti analoghi per i due mercati ma con differenziali di entità più contenuta.

**TAV. 2.67** *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)*

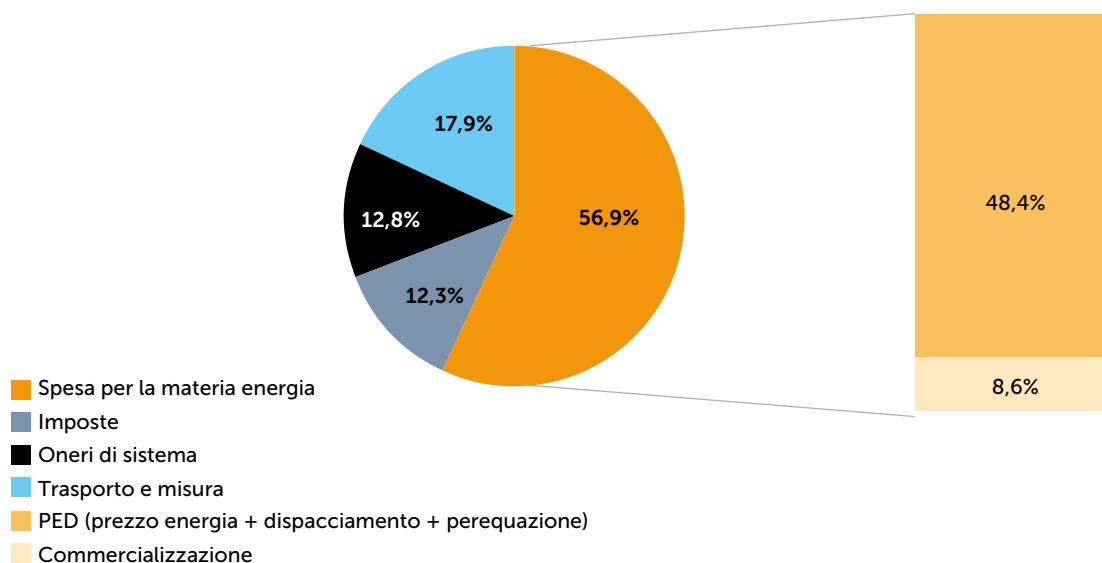
CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.
< 1.000	328,0	419,2	27,8%	573,1	615,7	7,4%
1.000-1.800	247,0	284,7	15,3%	314,4	347,3	10,5%
1.800-2.500	235,1	258,3	9,9%	285,0	305,0	7,0%
2.500-3.500	230,0	243,3	5,8%	272,9	283,8	4,0%
3.500-5.000	227,9	231,0	1,4%	266,9	268,9	0,7%
5.000-15.000	226,0	216,7	-4,1%	268,2	258,9	-3,5%
> 15.000	207,9	200,9	-3,3%	252,1	246,9	-2,0%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	244,7	259,8	6,2%	316,0	316,2	0,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Se si guarda alla disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, questa presenta elevati differenziali di prezzo: i servizi a tutele graduali, che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tali servizi, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (poco più di 160 €/MWh); segue il mercato libero (circa 180 €/MWh), quindi il servizio di salvaguardia (238 €/MWh) e, infine, il servizio di maggior tutela, molto distanziato (467 €/MWh) ma ormai marginale in termini di volumi, essendo cessato nel corso dell'anno.

Al 1° gennaio 2024, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente in maggior tutela, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 22,14 c€/kWh al netto delle imposte e a 25,24 c€/kWh al lordo delle imposte (rispettivamente 47,48 e 53,11 c€/kWh nel 2022). I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2024 hanno un'incidenza del 57%, sensibilmente superiore a quella di inizio triennio (46%).

**FIG. 2.34** Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023



Fonte: ARERA.

## Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Un indicatore cruciale per l'integrazione dei mercati elettrici e il supporto alla transizione energetica è la **capacità di interconnessione con l'estero e di trasporto tra le zone interne della rete**. Dal 2019, la regolazione output-based ha incentivato la realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto. Nel 2021 sono stati aggiornati i parametri per il meccanismo di incentivazione.

Nel 2022 e 2023, Terna ha incrementato la capacità di trasporto tra le zone di mercato e con l'estero attraverso soluzioni capital light. In particolare, nel 2023:

- Interconnector "Nauders – Glorenza" (220 kV) entrato in servizio il 12 dicembre 2023 ha reso disponibili 300 MW di capacità di trasporto in importazione sul confine con l'Austria;
- Incrementi sulla sezione Sud verso Centro Sud che, dal 1° gennaio 2024, hanno reso disponibili un incremento variabile tra 0 e 100 MW, a seconda delle quantità di fabbisogno residuo;
- Incremento sulla sezione Calabria verso Sicilia che, dal 1° gennaio 2024, hanno consentito un incremento di 50 MW.



**TAV. 2.72** Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024, per i confini e le principali sezioni della rete (MW)

CONFINO/SEZIONE	CAPACITÀ DI PARTENZA (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ OBIETTIVO (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ DI TRASPORTO AL 1/1/2024
Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria), in importazione	7.705	10.505	9.682
Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia), in importazione	1.230	1.380	1.853
Nord - Centro Nord	3.900	4.300	4.300
Centro Nord - Nord	1.500	1.900	1.900
Centro Nord - Centro Sud	1.400	1.800	1.800
Centro Sud - Centro Nord	2.400	2.800	2.800
Sud - Centro Sud (monodirezionale)	4.600	5.550	5.100-5.200
Sud - Calabria/Rossano	1.100	(A)	1.100
Calabria/Rossano - Sud	2.350	(A)	2.350
Calabria/Rossano - Sicilia	1.100	1.750	1.550
Centro Nord - Sardegna	300	1.000	300
Sardegna - Centro Nord	300	1.000	300
Sardegna - Centro Sud	900	(A)	900
Centro Sud - Sardegna	720	(A)	720

(A) Capacità non necessaria.

Fonte: ARERA, delibera n. 446/2021/R/eel, ed elaborazioni su dati Terna.

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, si registrano valori in miglioramento rispetto agli anni precedenti sia in termini di affidabilità, 3.005 MWh/a rispetto ai 1.589 MWh/a nel 2021, sia nel numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti.

La regolazione premi-penalità introdotta dall'Autorità ha incentivato Terna a migliorare l'affidabilità: la ENS<sup>13</sup> regolata (ENSR) ha mostrato una riduzione significativa dell'energia non fornita, superando gli obiettivi fissati. Nel 2023, l'obiettivo ENSR è stato di 763 MWh/anno<sup>14</sup>.

Passando all'**indisponibilità**, programmata o non programmata, questa può ridurre la capacità di trasporto e avere effetti economici negativi per gli utenti. L'indicatore di disponibilità ASAI<sup>15</sup> per tutte le aree operative di Terna è rimasto stabile nel 2023 rispetto al 2022, con alcune variazioni regionali. L'indisponibilità delle linee aeree è stata analizzata per vari livelli di tensione, mostrando differenze significative nei tassi di indisponibilità programmata e non programmata.

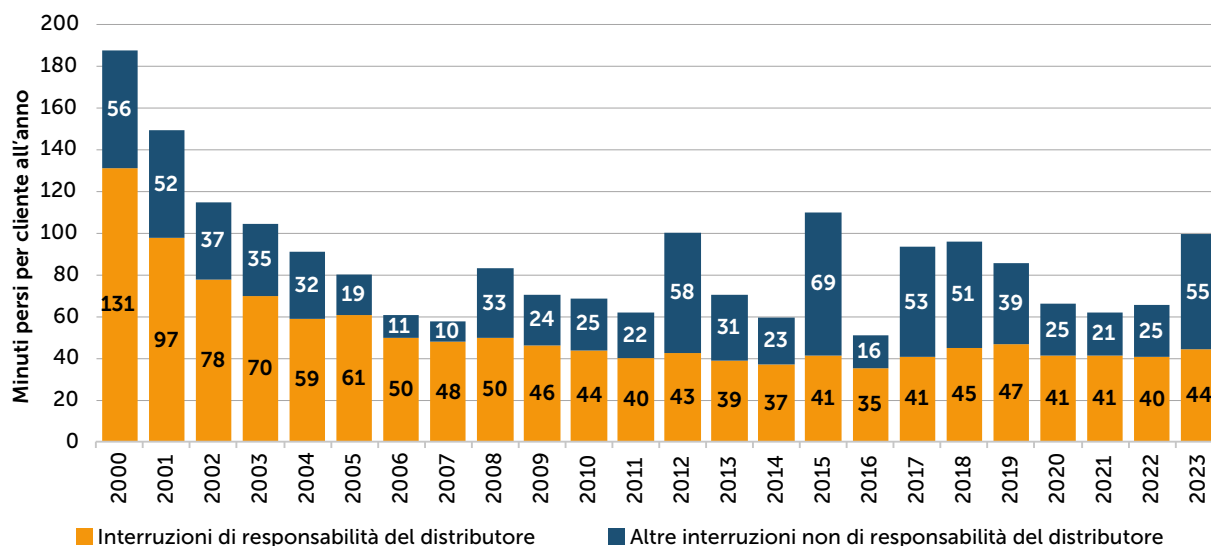
13 L'affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita, anche definita con l'espressione inglese *energy not supplied* ENS, che si esprime in MWh/a.

14 Nel 2016 era pari a 980 MWh/anno e poi decrescente ogni anno.

15 *Average system availability index*: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN. Un elemento è "indisponibile" quando non utilizzabile da Terna.

Per quanto riguarda la **qualità e continuità del servizio di distribuzione**, nel 2023 si registra un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle **interruzioni senza preavviso** (100 minuti) sia per il numero medio delle interruzioni per utente (4,87).

**FIG. 2.37** Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

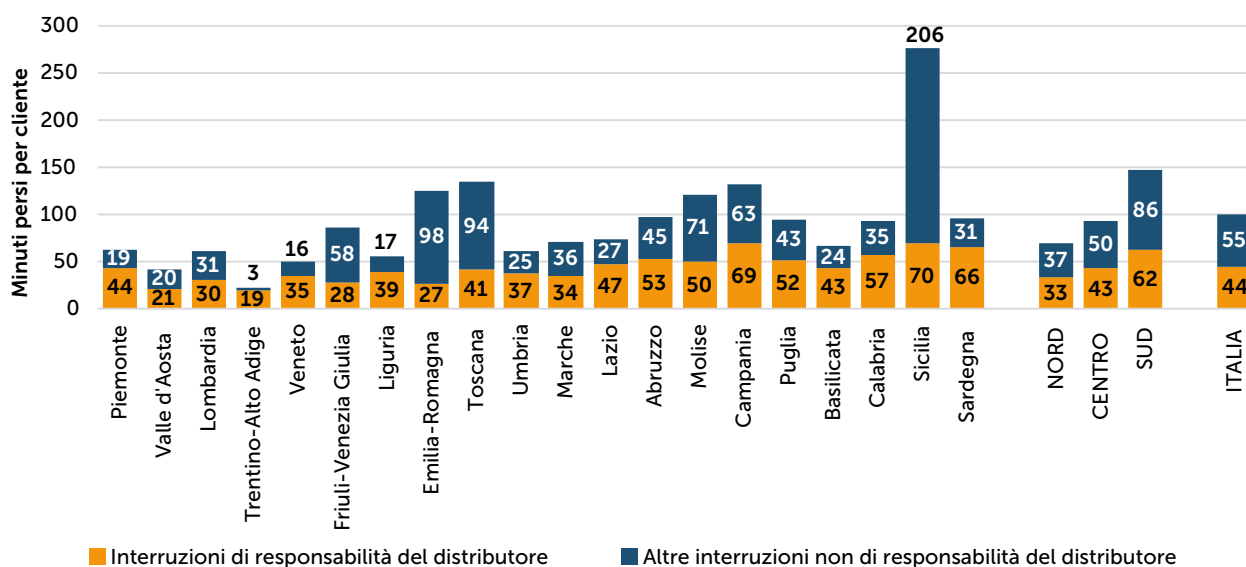


(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Questo peggioramento è attribuito principalmente agli eventi meteorologici eccezionali come alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore, che hanno colpito diverse regioni italiane e, in particolare, il Friuli-Venezia Giulia e l'Emilia-Romagna al Nord, la Toscana al Centro, l'Abruzzo, il Molise, la Campania e la Sicilia al Sud.

**FIG. 2.38** Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023 per regione



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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Nel dettaglio, la durata delle interruzioni imputabili alle imprese distributrici è stata di 44 minuti per utente e il numero di interruzioni lunghe e brevi è stato 3,43 per utente. Questi dati sono calcolati escludendo le interruzioni dovute a fattori esterni come guasti sulla rete di trasmissione nazionale, condizioni meteorologiche eccezionali, e interruzioni per atti di autorità o furti.

In aumento anche la durata media delle **interruzioni con preavviso** rispetto al quadriennio precedente 2017-2020 per effetto del deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici. Nel 2023, considerando l'insieme delle interruzioni con e senza preavviso, la durata media per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 185 minuti: 115 minuti al Nord, 174 minuti al Centro e 291 minuti al Sud.

La regolazione attuale prevede che Terna remunererà le imprese distributrici per le **azioni di mitigazione** degli effetti delle disalimentazioni dovute a guasti sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Queste azioni di mitigazione includono principalmente la riconfigurazione delle reti di Media Tensione (MT) per controalimentare il carico. Se tali azioni risultano in un risparmio per Terna, particolarmente nel contesto del meccanismo incentivante la continuità del servizio di trasmissione, esse vengono remunerate.

**TAV. 2.77** Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione reso dalle imprese distributrici (numero di episodi ed energia in MWh)

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%	98,876%	98,810%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%	98,096%	98,436%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%	98,538%	98,531%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%	98,224%	97,736%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%	98,673%	98,487%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%	98,849%	98,480%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%	98,576%	99,100%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%	98,061%	97,864%
TOTALE	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%	98,518%	98,454%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Dal 2020 è attiva la **regolazione per esperimenti**, focalizzata su aree dove la durata delle interruzioni (indicatore D1) e il numero di interruzioni (indicatore N1), entrambi senza preavviso e di responsabilità delle imprese distributrici, superano notevolmente gli obiettivi fissati dall'Autorità. Due importanti imprese, Areti ed e-distribuzione, hanno adottato un approccio sperimentale che include l'uso di nuove tecnologie, con l'obiettivo di migliorare e raggiungere i livelli target entro il 2023 attraverso un percorso di miglioramento "personalizzato". Questo regime copre circa il 19% degli ambiti e il 27% degli utenti in bassa tensione. L'analisi dei dati del 2023 confrontati con quelli del 2019 mostra un miglioramento generale della continuità del servizio nella maggior parte degli ambiti sperimentali. Tuttavia, nonostante i progressi, la maggior parte degli ambiti non ha raggiunto i livelli obiettivo prefissati per il 2023, indicando aree dove ulteriori miglioramenti sono necessari.

Le normative sulla qualità dei servizi elettrici includono **regolazioni specifiche per gli utenti alimentati in media tensione**. Gli standard definiti dall'Autorità limitano il numero annuale di interruzioni a 6 per i clienti in comuni con più di 50.000 abitanti, 9 per quelli tra 5.000 e 50.000 abitanti, e 10 per quelli nei comuni più piccoli. Gli utenti che superano questi limiti possono ricevere indennizzi economici, a condizione che abbiano inviato una dichiarazione che attesti la conformità degli impianti ai requisiti tecnici.

Nel 2023, una significativa proporzione di utenti in media tensione, soprattutto nelle regioni meridionali, ha registrato interruzioni superiori agli standard, con una percentuale del 26% rispetto al 9% medio nazionale. Il totale pagato per il CTS<sup>16</sup> è stato di oltre 28 milioni di euro, che portano a un totale di circa 660 milioni di euro i versamenti nel periodo 2007-2023. Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2023 sono risultate in aumento rispetto al 2022, a causa del peggioramento del numero medio delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici.

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, sono sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "**buco di tensione**"<sup>17</sup>. La registrazione dei buchi di tensione su tutta la rete in media tensione è un processo complesso e i dati relativi al 2023 sono ancora in fase di elaborazione e verifica; pertanto, sul Volume 1 sono disponibili le serie storiche dal 2016 al 2022. Per quanto riguarda gli indennizzi automatici che le imprese di distribuzione hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate sono stati corrisposti 87 milioni di euro a poco più di 1.100.000 utenti (in media circa 77 € per utente) e circa 7 milioni di euro a circa 6.500 utenti in media tensione (in media 1.000 € per utente).

## Qualità commerciale

Per quanto riguarda la **qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura**, il numero di prestazioni<sup>18</sup> richieste dai clienti finali lo scorso anno è in linea con quello del 2022. Il numero di prestazioni richieste nel 2023, infatti, ha superato di poco 4,1 milioni, a fronte dei circa 4,3 milioni richieste per ogni anno del biennio 2021-2022 e dei 4,6 milioni circa di richieste all'anno nel periodo 2016-2019. Risultano in aumento sia il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico sia il numero degli indennizzi corrisposti e l'ammontare totale degli stessi. L'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori ha comportato una maggiore operatività sia per il personale tecnico sia commerciale, con il conseguente ritardo nella esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale richieste.

Analizzando i dati sulla **qualità commerciale del servizio di vendita** il Testo Integrato della Regolazione della Qualità dei Servizi di Vendita di Energia Elettrica e Gas Naturale (TIQV)<sup>19</sup> stabilisce obblighi e indicatori di qualità commerciale che tutte le società di vendita sono tenute a rispettare. Gli indicatori si dividono in generali e specifici; tra questi, i reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione seguono standard minimi specifici di tempo mentre le richieste di informazione scritte rientrano negli standard generali. In caso di mancato rispetto degli standard specifici, i clienti ricevono automaticamente un indennizzo di base di

<sup>16</sup> Corrispettivo tariffario specifico, si tratta dell'indennizzo dovuto in caso di mancata presentazione della dichiarazione di adeguatezza.

<sup>17</sup> Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

<sup>18</sup> Allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura, ecc.

<sup>19</sup> Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

25 euro, che può raddoppiare o triplicare a seconda della gravità del ritardo, con la prima fatturazione utile. Sulla base dei dati comunicati da 512 imprese e riferiti a 32,5 milioni di clienti elettrici, emerge che nel 2023 i tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali sono risultati inferiori agli standard. In particolare, sono stati ricevuti: 325.681 reclami scritti, con una leggera diminuzione rispetto all'anno precedente; 329.429 richieste di informazione, in aumento del 5,2%; 6.606 rettifiche di fatturazione, in calo del 37,5%, e 1.320 rettifiche di doppia fatturazione, in aumento dell'85,1%.

Circa il 98,85% delle non conformità agli standard è attribuibile alle imprese, mentre l'1,14% è dovuto a cause terze e lo 0,01% a forza maggiore. Gli indennizzi automatici per il mancato rispetto degli standard sono stati prevalentemente erogati per ritardi nei reclami scritti. In totale, sono stati corrisposti indennizzi per oltre 1,7 milioni di euro nel 2023 (poco meno di 1,1 mln € nel 2022) per lo più destinati a clienti domestici nel mercato libero.

**TAV. 2.100** Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione (euro)

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	42.436	33.733	-20,5%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.952	3.777	-23,7%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	194.281	200.632	3,3%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	46.681	60.643	29,9%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.015	2.583	28,2%
Clienti multisito	22.779	28.061	23,2%
<b>TOTALE</b>	<b>313.144</b>	<b>329.429</b>	<b>5,2%</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

## Attività svolta

### Dispacciamento

Nel 2023 è stato approvato il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)<sup>20</sup> che propone un modello di dispacciamento di merito economico, coerente con le disposizioni europee<sup>21</sup>, 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, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete. Il TIDE, che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2025, introduce innovazioni significative in termini di trasparenza, richiedendo a Terna di pubblicare dettagli sulle immissioni e prelievi attesi, lo stato di funzionamento e la disponibilità delle linee e impianti, migliorando continuamente il dispacciamento in coerenza con l'evoluzione dello stato dell'arte. Il Testo, inoltre, ha rappresentato l'occasione per razionalizzare le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni.

<sup>20</sup> Delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel.

<sup>21</sup> Regolamento 2017/2195 in materia di bilanciamento del sistema elettrico.

Nelle more della sua confluenza nel TIDE, l'Autorità ha redatto il nuovo regolamento per il servizio di interrompibilità<sup>22</sup> e verificato la conformità delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, finalizzate a consentire la partecipazione dei sistemi di accumulo.

Nell'ambito del meccanismo di incentivazione per la riduzione dei costi di dispacciamento a carico degli utenti finali<sup>23</sup>, l'Autorità ha riconosciuto a Terna l'incentivo per l'anno 2022: tenendo conto di tutti gli effetti di sterilizzazione, la società ha maturato un risparmio complessivo di 2.210 milioni di euro, cui corrisponde un premio di circa 796 milioni di euro (36% del totale di cui 12% relativo al 2022 e 24% a titolo di anticipazione per gli anni 2023 e 2024).

Alla luce delle innovazioni e delle profonde trasformazioni intercorse negli anni in ambito di misura di immissioni e prelievi, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina del settlement e della gestione delle perdite di rete di energia elettrica<sup>24</sup>. Il documento per la consultazione 377/2023/R/eel ha delineato un percorso di attuazione che prevede l'avvio della nuova disciplina secondo modalità semplificate a partire da gennaio 2025 e l'entrata in vigore a regime della nuova disciplina a conclusione di tutte le attività funzionali alla gestione di tutti i dati di misura nel SII, inclusi anche quelli relativi alle immissioni, in modo da dare il tempo sufficiente a tutti i soggetti coinvolti di implementare e adeguare i processi interni e i sistemi informativi a supporto.

## Servizio di trasporto e distribuzione

Alla luce delle modifiche normative degli ultimi anni, nel 2023 l'Autorità ha avviato un procedimento per rivedere e aggiornare la disciplina regolatoria per le cooperative storiche dotate di rete propria e per i consorzi storici dotati di rete propria<sup>25</sup>. Tale procedimento fa seguito alla conclusione del processo di ricognizione e censimento delle cooperative storiche dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria ha consentito di avere un quadro chiaro ed esaustivo e, conseguentemente, di dare seguito all'attività di aggiornamento della relativa disciplina regolatoria, al fine di revisionare il TICOOP per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo che si è avuta negli ultimi anni, nonché per individuare quali siano le modifiche alle caratteristiche delle cooperative o dei consorzi storici compatibili con il mantenimento del titolo di cooperative o consorzi storici e, quindi, con l'accesso alla specifica disciplina prevista dal TICOOP.

Nell'ambito del processo di completamento della regolazione dell'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (ossia destinata all'accumulo) ed energia elettrica prelevata destinata ai servizi ausiliari di generazione<sup>26</sup>, l'Autorità ha deciso di prorogare, fino al 31 dicembre 2024, la disciplina già prevista dall'art. 16 del TIT 2020-2023, al fine di garantire che per tutti gli impianti di produzione e/o sistemi di accumulo sia possibile continuare a beneficiare degli esoneri tariffari<sup>27</sup>.

22 Delibera 5 dicembre 2023, 572/2023/R/eel.

23 Introdotto con la delibera 21 dicembre 2021, 597/2021/R/eel.

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

25 Delibera 18 luglio 2023, 317/2023/R/eel.

26 Delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel.

27 Delibera 12 dicembre 2023, 596/2023/R/eel.

## Piani di investimento per distribuzione e misura

Nel 2023, l'Autorità ha delineato le proprie linee guida per identificare priorità e indicatori di *performance* per uno sviluppo selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, introducendo requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione<sup>28</sup>.

Da questa consultazione sono derivate due delibere: la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel che ha previsto le tempistiche e le modalità per l'elaborazione e la consultazione pubblica biennale dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione per le imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali, per l'anno 2023 e, successivamente, dal 2025 per ogni anno dispari; la delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel che ha previsto che le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei piani di sviluppo predispongano alcuni documenti comuni funzionali ai successivi piani di sviluppo.

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G per i periodi 2020-2022 e 2023-2025<sup>29</sup>.

## Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

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 qualità<sup>30</sup>.

Nel corso del 2023 l'Autorità ha confermato l'impianto regolatorio sul prezzo di esercizio esistente prevedendo, anche alla luce della consultazione postuma del 2022<sup>31</sup>, l'applicazione delle modifiche e integrazioni introdotte dal giorno seguente la data di pubblicazione del provvedimento (5 marzo 2022) fino al 31 dicembre 2023. Per quanto concerne la componente gas naturale e la componente emissioni ai fini del calcolo del prezzo di esercizio del Mercato della capacità per l'anno 2024 ha modificato la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio coerentemente con le modifiche introdotte nel 2022 e confermate, a seguito di una consultazione, anche nel 2023.

Sempre in relazione al Mercato della capacità, l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna<sup>32</sup>.

L'Autorità ha, inoltre, definito e modificato i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, secondo quanto previsto dalla norma primaria<sup>33</sup>. Parallelamente alle attività nazionali per l'avvio del meccanismo, nel corso dell'anno si sono intensificate le

28 Documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/eel.

29 Delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel aggiornata con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel.

30 Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle Relazioni Annuali 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

31 Delibera 83/2022/R/eel.

32 Delibere 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel e 99/2023/R/eel.

33 Il meccanismo è previsto all'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 21 e successivamente modificato dal decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103.

interlocuzioni tra lo Stato italiano e la Commissione europea per la verifica della compatibilità del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato che si è conclusa con esito positivo.

Il 30 settembre 2023 si è concluso il programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale, finalizzato alla riduzione del consumo di gas naturale nel settore termoelettrico condotto ai sensi dell'art. 5bis del decreto-legge n. 14/2022.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività previste dalla delibera 111/06 per la determinazione annuale del corrispettivo a reintegrazione dei costi in relazione a ciascun impianto essenziale ammesso al regime di reintegrazione<sup>34</sup>.

Sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha inoltre definito i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2024 previsto dalla suddetta delibera.

## Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nel corso del 2023, secondo quanto disposto ai sensi del "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (TIMM)<sup>35</sup> sono stati approvati i costi a consuntivo e preventivati per il GME e per Terna<sup>36</sup>.

## Regolazione output-based dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQE), sono stati determinati per l'anno 2022 i premi e le penalità previsti<sup>37</sup>. In totale, sono stati erogati 10,2 milioni di euro di premi: 7,4 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e 2,8 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi. Inoltre, sono state assegnate penalità relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica pari a 8,6 milioni per l'anno 2021 e a 6,1 milioni per l'anno 2022<sup>38</sup>.

Riguardo al previsto censimento delle colonne montanti vetuste, l'Autorità ha riconosciuto un importo complessivo di circa 1 milione di euro a 13 imprese distributrici che hanno effettuato ispezioni in loco presso condomini. Nel corso del 2023, sono stati determinati anche gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica: il saldo premiale netto riconosciuto alle imprese è stato complessivamente pari a 13,6 milioni di euro<sup>39</sup>.

34 Il corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi allo stesso riconducibili, con riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto disposto dalla delibera 111/06, l'utente del dispacciamento riceve da Terna il corrispettivo nel caso in cui assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna se negativo.

35 Adottato con la delibera del 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08.

36 Rispettivamente per il GME con le delibere 182/2023/R/com e 529/2022/R/com, per Terna con la delibera 606/2023/R/eel.

37 Delibera del 24 ottobre 2023 485/2023/R/eel.

38 Delibera 27 giugno 2023, 283/2023/R/eel.

39 Delibera 26 settembre 2023, 422/2023/R/eel.



In attuazione del Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQ.TRA), l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 22,3 milioni di euro in relazione alla *performance* di continuità registrata nell'anno 2022<sup>40</sup>. Per quanto riguarda l'incentivazione di alcune attività propedeutiche alla regolazione output-based, sono stati determinati premi per 2,9 milioni di euro per attività riguardanti l'elaborazione di documenti di descrizione degli scenari ai fini della predisposizione del Piano di sviluppo di trasmissione, la predisposizione di rapporti annuali sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione, la predisposizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo. Il meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN) introdotto dal TIQ.TRA ha portato all'acquisizione di 5 porzioni RTN delle 6 potenzialmente oggetto di premialità (4 titolari RTN e 2 merchant line senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione) per un totale di oltre 3,2 milioni di euro di premi. Sempre in relazione al TIQ.TRA<sup>41</sup>, nel 2023 sono proseguite le attività di incentivazione per la realizzazione di nuova capacità di trasporto e la promozione dell'efficienza dei costi di investimento nell'ambito delle quali sono stati determinati i seguenti premi a Terna:

- 23,7 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale nel 2022;
- 12,8 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento;
- 4,0 milioni di euro in relazione all'efficienza dei costi di investimento e con riferimento al meccanismo incentivante per il periodo 2016-2019.

Nel corso del 2023, inoltre sono stati fatti aggiornamenti e introdotti nuovi provvedimenti in materia di regolazione output-based sia del servizio di trasmissione dell'energia elettrica sia della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, tutti a valere dal 1° gennaio 2024.

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

Nell'anno 2023 l'Autorità ha avviato un percorso di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche al fine di tenere conto delle nuove esigenze evolutive del sistema elettrico:

- elevato incremento delle richieste di connessione, per lo più da piccoli impianti di produzione in autoconsumo;
- impianti di produzione di taglia molto elevata, anche in mare aperto (eolico off-shore);
- sistemi di accumulo;
- infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stazionamento nei porti.

Il percorso di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche si articolerà in diversi interventi regolatori finalizzati, da un lato, ad aggiornare il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) e, dall'altro, ad arrivare a un Testo Integrato delle Connessioni alle Reti Elettriche (TICR-E).

<sup>40</sup> Delibera 28 novembre 2023, 555/2023/R/eel.

<sup>41</sup> Gli effetti di tale meccanismo si sono esauriti il 31 dicembre 2023.

## Oneri generali di sistema per il settore elettrico

L'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità" con una progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico a carico degli utenti, decisa dal Governo a fronte di un rallentamento dei prezzi delle commodities energetiche.

In sintesi, le tavole seguenti riportano la distribuzione dei corrispettivi di rete (distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura) applicati agli utenti domestici e non domestici nel 2023 e la ripartizione degli oneri generali di sistema tra le diverse componenti applicati ai consumatori finali.

**TAV. 3.4** Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento  $A_{ESOS}$  (della componente  $A_{SOS}$ ) a copertura delle medesime agevolazioni

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI $A_{ESOS}$ )				CLIENTI ENERGIVORI			
		(TWH)	(GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	$A_{ESOS}$ (M€)	(TWH)	(GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	49,40	79,04	23.992.232	212,75	-	-	-	-
	Non residenti	6,87	20,49	6.065.740	29,58	-	-	-	-
	<b>Totale domestici</b>	<b>56,26</b>	<b>99,53</b>	<b>30.057.973</b>	<b>242,33</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,98	nd	nd	25,96	-	-	-	-
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,08	0,47	10.959	0,73	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,90	50,66	6.723.959	438,23	0,18	0,03	4.637	-3,33
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,21	19,01	94.871	394,31	26,75	6,25	6.510	-565,89
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	4,33	1,84	568	6,41	30,33	6,72	412	-763,91
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	180,52
	<b>Totale non domestici</b>	<b>135,51</b>	<b>71,99</b>	<b>6.830.357</b>	<b>865,63</b>	<b>57,25</b>	<b>13,01</b>	<b>11.559</b>	<b>-1.152,61</b>
<b>TOTALE</b>		<b>191,77</b>	<b>171,52</b>	<b>36.888.330</b>	<b>1.107,96</b>	<b>57,25</b>	<b>13,01</b>	<b>11.559</b>	<b>-1.152,61</b>

Fonte: ARERA.

**TAV. 3.5** Distribuzione fissa/variabile (comprensivo  $A_{ESOS}$  e agevolazioni energivori)

TIPOLOGIE	$A_{SOS}$				$A_{RIM}$			
	M€	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	M€	% PER PP	% PER KW	% PER KWH
Clienti domestici								
Residenti	934,36	0,00%	0,00%	100,00%	161,99	0,00%	0,00%	100,00%
Non residenti	528,18	75,40%	0,00%	24,60%	22,52	0,00%	0,00%	100,00%
<b>Totale domestici</b>	<b>1.462,53</b>	<b>27,23%</b>	<b>0,00%</b>	<b>72,77%</b>	<b>184,52</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>100,00%</b>

(segue)

Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	157,48	0,00%	0,00%	100,00%	23,92	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	4,57	0,00%	0,00%	100,00%	1,33	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.641,79	2,30%	21,42%	76,28%	482,55	6,01%	62,42%	31,56%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.569,58	1,01%	9,21%	89,79%	412,89	4,16%	43,72%	52,12%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	53,79	4,54%	13,26%	82,20%	55,06	6,23%	76,29%	17,49%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	180,52	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Totale non domestici</b>	<b>5.607,73</b>	<b>1,64%</b>	<b>14,92%</b>	<b>83,44%</b>	<b>975,74</b>	<b>5,08%</b>	<b>53,68%</b>	<b>41,24%</b>
<b>TOTALE</b>		<b>7.070,26</b>	<b>7,07%</b>	<b>11,75%</b>	<b>81,17%</b>	<b>1.160,26</b>	<b>4,28%</b>	<b>45,14%</b>	<b>50,58%</b>

Fonte: ARERA.

Nei primi tre trimestri del 2023 il Governo ha altresì confermato quanto già stabilito per tutto il 2022 in tema di rafforzamento dei bonus sociali, sia del settore elettrico che del settore gas<sup>42</sup>.

Per informazioni relative alla consistenza della platea di clienti domestici beneficiari delle misure di sostegno appena descritte, si rimanda a quanto illustrato nel Capitolo 10 del Volume 2 relativamente alle Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute.

Le manovre relative ai bonus sociali del 2023 sono state finanziate solo in parte da nuove risorse provenienti dal Bilancio dello Stato (solo per il I trimestre e per il IV trimestre limitatamente al "contributo straordinario") e la parte restante è stata posta in capo a risorse disponibili nel bilancio della CSEA.

In attuazione di quanto stabilito dalla normativa<sup>43</sup>, con la Relazione 243/2023/I/com l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la seconda rendicontazione in relazione alle risorse destinate al contenimento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale nel 2022. La Relazione descrive le manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale ed energia elettrica articolandole in tre gruppi:

- il Primo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il Secondo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il Terzo gruppo le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

La Relazione 243/2023/I/com ha operato un confronto tra l'esigenza di raccolta per ciascuna finalità degli oneri generali di sistema (o dei bonus) e l'utilizzo, per quanto possibile rappresentato secondo una logica di competenza per l'anno 2022. Inoltre, la Relazione 243/2023/I/com fornisce la rendicontazione delle entrate e uscite dei conti di gestione di CSEA afferenti agli oneri generali del settore gas. Da tali analisi è emerso che:

<sup>42</sup> Ciò è stato stabilito per il I trimestre 2023 dalla deliberazione 735/2022/R/com (in attuazione di quanto previsto dalla legge di Bilancio 2023), per il II trimestre 2023 dalla deliberazione 134/2023/R/com (in attuazione del decreto-legge n. 34/23) e per il III trimestre 2023 dalla deliberazione 297/2023/R/com (in attuazione del decreto-legge n. 79/23).

<sup>43</sup> Decreto-legge n. 17/22 e decreto-legge n. 34/23.

- dal punto di vista economico le risorse trasferite dal Bilancio dello Stato non sono state sufficienti, nel complesso, a coprire il fabbisogno per il 2022, in particolare in relazione al settore elettrico dove all'abbassamento dei prezzi negli ultimi mesi del 2022 ha portato a un aumento del fabbisogno della componente ASOS;
- dal punto di vista finanziario, sono state effettuate nella prima parte del 2023 ed erano ancora previste significative erogazioni a valere sulle risorse fornite dal Bilancio dello Stato a copertura del fabbisogno 2022 con le manovre sopra ricordate.

Il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026) è stato completato nel corso dell'anno 2022. La legge di Bilancio 2023<sup>44</sup> ha disposto che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non siano più a carico delle utenze elettriche ma direttamente al Bilancio dello Stato, lasciando comunque invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente Asos di competenza dell'anno 2023 hanno risentito del *trend* in diminuzione del PUN registrato per tutto l'anno, risultando pertanto superiori a quelli del 2022 di circa 700 milioni di euro.

**TAV. 3.6** Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					
TIPOLOGIE	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	TOT
Totale domestici	492	24,3%	2.098	46,7%	526	76,1%	55	33,9%	3.172	43,1%	19,4%	63,3%	17,3%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,7%	50	1,1%	3	0,5%	4	2,4%	92	1,2%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa Illuminazione pubblica)	554	27,4%	1.569	34,9%	139	20,1%	62	38,2%	2.324	31,6%	7,3%	64,4%	28,3%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	721	35,7%	748	16,7%	22	3,2%	35	21,3%	1.526	20,7%	4,1%	43,7%	52,2%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	218	10,8%	24	0,5%	1	0,1%	7	4,2%	250	3,4%	7,9%	76,8%	15,4%	100,0%
Totale non domestici	1.529	75,7%	2.391	53,3%	165	23,9%	107	66,1%	4.192	56,9%	6,0%	56,2%	37,8%	100,0%
TOTALE	2.021	100,0%	4.489	100,0%	691	100,0%	162	100,0%	7.364	100,0%	11,8%	59,2%	29,0%	100,0%

Fonte: ARERA.

44 Articolo 1, commi 20, 21 e 22.

Per quanto riguarda le agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica<sup>45</sup>, sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 marzo 2024 l'energia complessivamente agevolata nel 2023 è pari rispettivamente a poco più di 57,2 TWh, per un totale di 11.559 punti di prelievo.

**TAV. 3.8** *Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto Asos, in milioni di euro*

ONERI DI COMPETENZA	2022		2023	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	28	0,42%	17	0,23%
Conversione CV in incentivi	1.001	15,16%	3	0,04%
Fotovoltaico	5.906	89,46%	5.800	78,92%
Ritiro dedicato	0	0,00%	22	0,30%
Tariffa omnicomprensiva	- 231	-3,50%	1.013	13,78%
Scambio sul posto	79	1,20%	176	2,40%
FER incentivi amministrati	- 237	-3,58%	237	3,23%
Autoconsumo e comunità energetiche	- 0	0,00%	0	0,00%
Bioenergie	-	0,00%	77	1,04%
Altro	3	0,05%	3	0,05%
<b>Totale rinnovabili</b>	<b>6.549</b>	<b>99,20%</b>	<b>7.348</b>	<b>100,00%</b>
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Oneri CO2 assimilate	53	0,80%	-	0,00%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
<b>Totale assimilate</b>	<b>53</b>	<b>0,80%</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>
<b>TOTALE ONERI A<sub>Asos</sub></b>	<b>6.602</b>	<b>100%</b>	<b>7.348</b>	<b>100%</b>

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2023, è stato previsto che in relazione all'adeguamento dei regimi di aiuto esistenti a favore dell'ambiente e dell'energia, a partire dal 1° gennaio 2024, lo Stato membro sia tenuto a dare applicazione alle opportune misure agevolative al fine di renderle conformi alla nuova "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022" (Linee guida CEEAG) sottoponendole alla preventiva approvazione della Commissione europea ai fini della valutazione della compatibilità in materia di aiuti di Stato. Le Linee guida CEEAG contengono numerose differenze rispetto alle linee guida in essere al momento della decisione C(2017) 3406 pertanto il decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131 ha dato disposizioni per l'adeguamento alle Linee guida CEEAG delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica che modificano, rispetto alla situazione attuale, sia i requisiti di accesso sia l'intensità delle agevolazioni e che, tra l'altro, introducono condizionalità che le imprese energivore devono rispettare nel corso dell'anno di agevolazione e che quindi devono essere verificate ex-post. Di conseguenza, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi per la definizione delle regole di attuazione delle nuove disposizioni.

<sup>45</sup> Ricordiamo che la disciplina di riferimento ha spiegato i suoi effetti fino al 31 dicembre 2023 in quanto non più in vigore a seguito dell'entrata in vigore delle nuove norme comunitarie.

## Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per il 2023 prevede una spesa complessiva di circa 21 miliardi di euro per il periodo 2023-2032, segnando un incremento del 17% rispetto al Piano del 2021, che ammontava a 18 miliardi di euro. Tra i nuovi investimenti, si segnala il progetto Hypergrid, con un investimento di circa 11 miliardi di euro. Hypergrid mira a potenziare la capacità di trasporto di circa 15 GW attraverso l'adozione di tecnologie di trasmissione in corrente continua (HVDC), riducendo l'impatto sul territorio e facilitando l'autorizzazione delle opere. Questo progetto include l'ammodernamento di elettrodotti esistenti e la costruzione di nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV.

Durante il 2023, l'Autorità ha verificato la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale anche con il piano decennale europeo (TYNDP), tale attività è stata condotta in parallelo con quella svolta da ACER che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 04/2023 che ha riscontrando diverse mancanze nei progetti italiani<sup>46</sup>. L'Autorità ha peraltro segnalato il proprio disaccordo con tutti i calcoli dei benefici attesi per i progetti TYNDP 2022 che riguardano l'Italia, in ragione delle ipotesi non realistiche riguardanti gli scenari di piano. Sono stati aggiornati, inoltre, i requisiti minimi per la consultazione e la predisposizione del Piano di sviluppo, con l'introduzione di un approccio sperimentale a due fasi per l'approvazione dei progetti prioritari. Infine, l'Autorità ha partecipato al processo di selezione della prima lista dei progetti di interesse comune (PIC) e dei progetti di mutuo interesse (PMI) del nuovo regolamento TEN-E<sup>47</sup>, nell'ambito dei gruppi regionali previsti dal regolamento medesimo.

## Tutela dell'ambiente e innovazione

Nell'ambito dell'attività di promozione della transizione energetica, della mobilità elettrica e della decarbonizzazione, si segnalano:

- La delibera 31 ottobre 2023, 496/2023/R/com ha aggiornato la regolazione in attuazione di quanto previsto dalla norma primaria<sup>48</sup> in materia di Garanzie di Origine (GO) e di trasparenza delle informazioni ai clienti finali sul mix energetico e sull'impatto ambientale della produzione.
- La delibera 634/2023/R/eel che definisce una serie iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi.

## Progetti pilota e sperimentazioni

L'Autorità ha promosso, tra il 2021 e il 2023, un'iniziativa sperimentale tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a

<sup>46</sup> L'elenco è disponibile al paragrafo 3.2 "Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete" del Volume 2.

<sup>47</sup> Regolamento (UE) 2022/869, cd. nuovo regolamento "infrastrutture" Trans-European Networks for Energy TEN-E.

<sup>48</sup> Decreto ministeriale 14 luglio 2023, n. 224.

coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di aver installato in casa una *"wallbox smart"*<sup>49</sup>.

Infine, anche nel 2023 sono proseguite le attività relative alle sperimentazioni per i servizi ancillari sia globali sia locali. Si segnala che per quanto riguarda i primi che tali progetti si esauriranno con l'entrata in vigore del TIDE il 1° gennaio 2025; a partire da quella data, le risorse rientranti nelle UVAM dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ).

---

<sup>49</sup> Deliberazione 541/2020/R/eel.

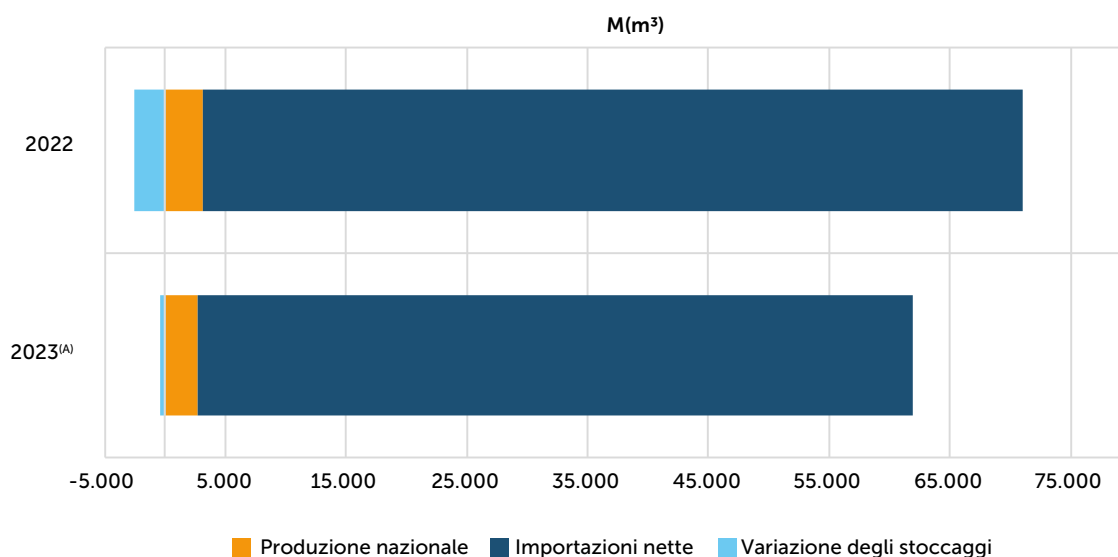
# GAS NATURALE

## Stato dei servizi

### Domanda e offerta di gas naturale

Nel 2023 il **consumo netto di gas naturale** è diminuito di 7 miliardi di metri cubi rispetto all'anno precedente (-10,4%), arrivando a 60,3 miliardi di metri cubi dai 67,3 miliardi di metri cubi del 2022. La parte più ampia della contrazione è attribuibile al calo della generazione termoelettrica (-18,5%, 5,2 mld m<sup>3</sup>) e dei consumi domestici (-12,9%, 2,4 mld m<sup>3</sup>) mentre la variazione dei consumi industriali è stata più contenuta (-4,6%, 0,6 mld m<sup>3</sup>). In controtendenza, il settore del commercio e servizi i cui consumi in aumento (+18,3%, 1,1 mld m<sup>3</sup>) hanno parzialmente attutito il calo complessivo. La **produzione nazionale** di gas naturale ha registrato l'ennesima diminuzione (-12,2% decisamente superiore a quella del 2,7% registrato nel 2022) attestandosi a 2.728 mln m<sup>3</sup>; in calo anche le importazioni nette scese a 8,8 mld m<sup>3</sup> (-12,9% rispetto al 2022) a causa della discesa delle importazioni lorde diminuite di 10,8 mld m<sup>3</sup> (-14,8% rispetto al 2022) solo parzialmente compensata dalla riduzione delle esportazioni (-2 mld m<sup>3</sup>) che nel 2022 avevano avuto una crescita un po' anomala.

**Fig. 3.2** Consumi netti di gas naturale negli ultimi due anni

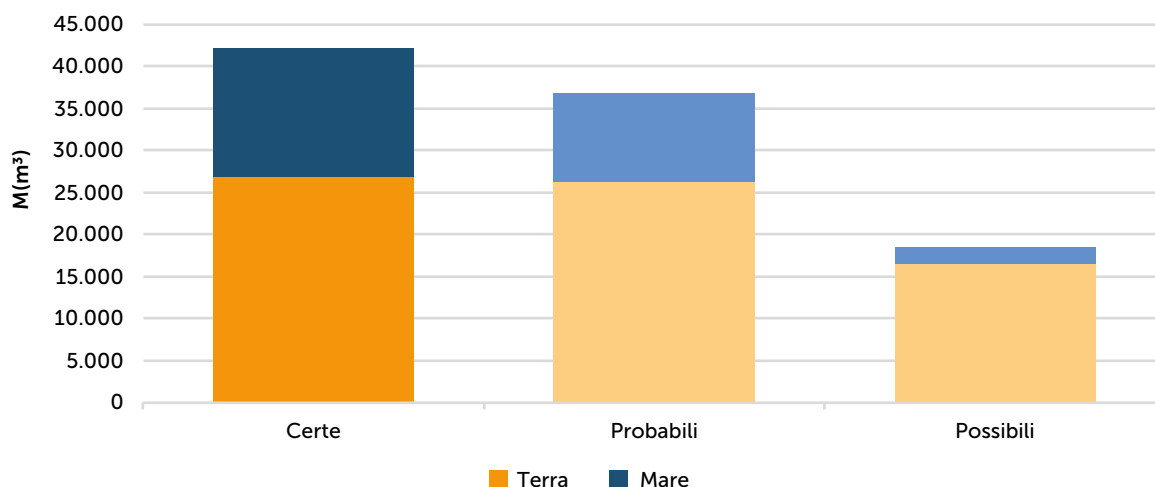


(A) Dati provvisori - Fonte: Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica.

Al 31 dicembre 2023, la stima delle riserve certe di gas è pari 41,8 mld m<sup>3</sup> e quella delle riserve probabili è circa 37 mld m<sup>3</sup>. Rispetto ai dati valutati un anno prima<sup>50</sup>, le prime sono cresciute del 12,3%, mentre le seconde sono diminuite del 15,4%. Il gruppo ENI controlla il 62,6% della produzione (66,3% del 2022). Secondo i dati raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici, la produzione di biometano nel 2023 ha superato di poco i 150 mln m<sup>3</sup>, cioè il 5,2% della produzione nazionale.

50 Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.



**FIG. 3.4** Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2023

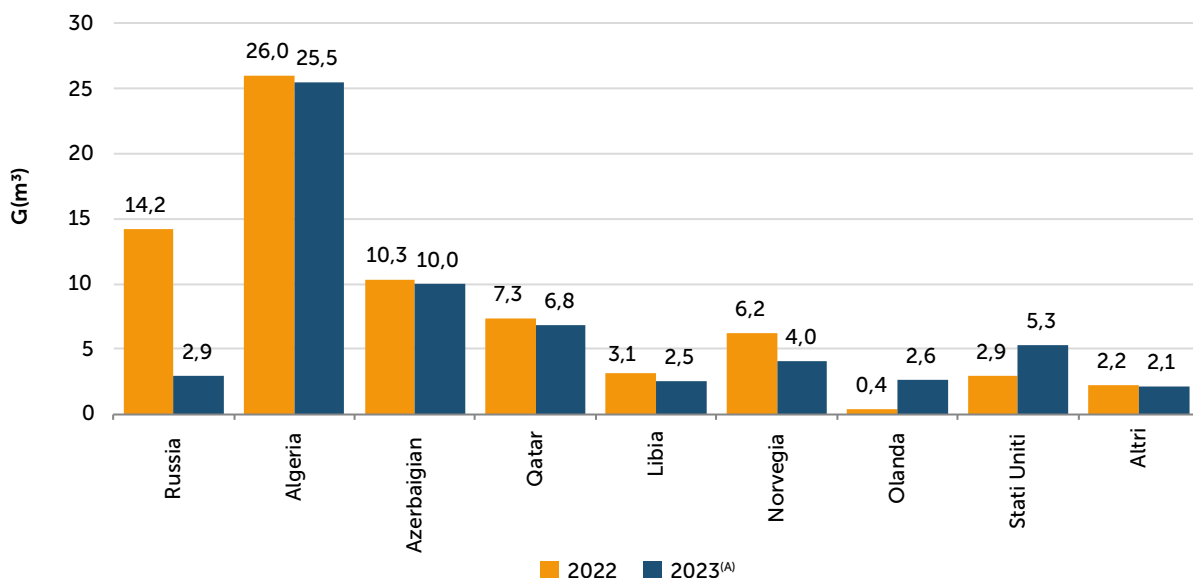
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Come anticipato, a fronte del significativo calo dei consumi le importazioni lorde sono scese a 61,8 mld m<sup>3</sup> dai 72,6 mld m<sup>3</sup> del 2022 (-14,8%). A seguito delle sanzioni imposte dall'Ue sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, le importazioni di gas dalla Russia si sono quasi azzerate nell'arco di questi due anni: dai 29,2 mld m<sup>3</sup> del 2021, infatti, nel 2023 si sono ridotte a 2,9 mld m<sup>3</sup>. La quota di gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale è passata dal 40% del 2021 al 4,7% nel 2023. La sostituzione del gas russo è avvenuta, nell'arco dei due anni, in parte aumentando i quantitativi di gas che giungono in Italia via tubo dagli altri paesi con cui l'Italia è collegata (principalmente quelli dall'Algeria e dall'Azerbaigian) e in parte accrescendo la quota di gas naturale liquido che arriva in Italia attraverso le navi metaniere. Le importazioni di GNL, infatti, sono aumentate quasi del 70% in due anni.

Più in dettaglio, la provenienza del gas importato nel 2023 vede diversi Paesi<sup>51</sup> con quantitativi importanti: 25,5 mld m<sup>3</sup> dall'Algeria, 10 mld m<sup>3</sup> dall'Azerbaigian, 6,8 mld m<sup>3</sup> dal Qatar, 5,3 mld m<sup>3</sup> dagli Stati Uniti, 6,6 mld m<sup>3</sup> dal Norvegia e Olanda, 2,5 mld m<sup>3</sup> dalla Libia e i restanti 2 mld m<sup>3</sup> da altri Paesi.

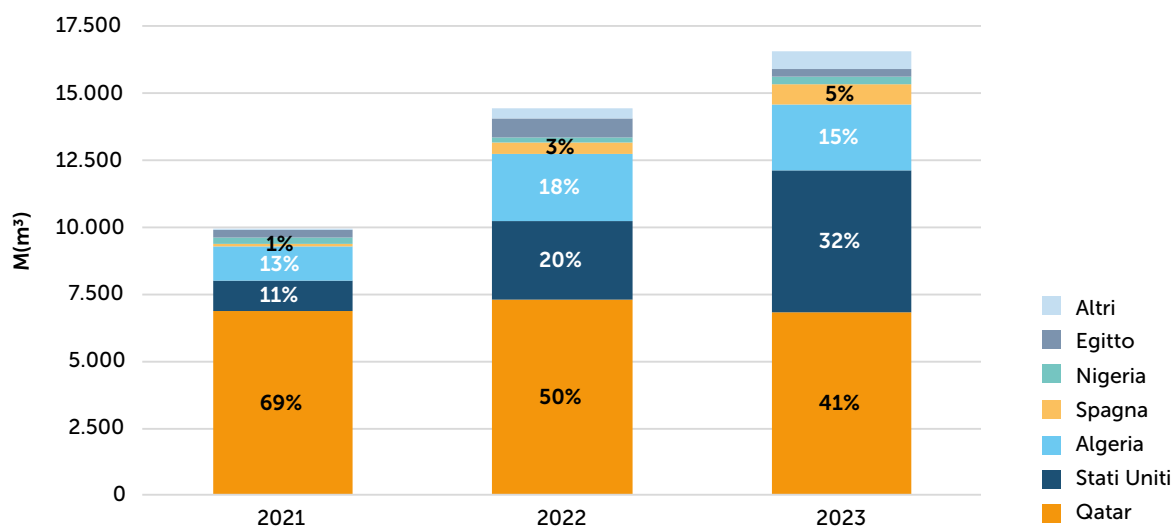
Nel 2023 circa 14,5 mld m<sup>3</sup> sono giunti via nave: l'88% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti, che nel 2021 contavano insieme per il 94%. Accanto a queste ormai tradizionali provenienze, nell'importazione via nave del 2023 hanno assunto una discreta importanza anche i carichi provenienti dalla Spagna (4,6%), dalla Nigeria (1,7%) e dall'Egitto.

<sup>51</sup> Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

**FIG. 3.5** Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

**FIG. 3.6** Paesi di origine delle importazioni di GNL

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nonostante il calo delle importazioni complessive, la quota di gas importato attraverso le Borse europee è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2022. L'elenco dei primi venti importatori, stilato sulla base dei dati provvisori raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, non presenta variazioni nelle prime tre posizioni<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> 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.

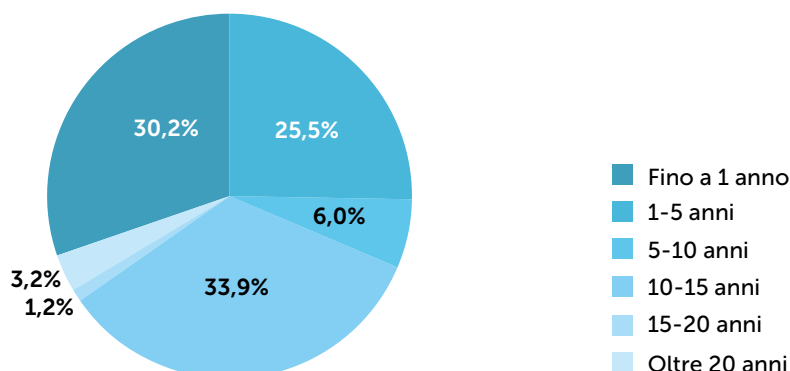
**TAV 3.3** *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2023 (importazioni lorde in milioni di m<sup>3</sup>)*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	18.660	32,3%	1°
Edison	9.999	17,3%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	8.138	14,1%	3°
Shell Energy Europe	4.665	8,1%	5°
Enel Global Trading	4.243	7,4%	4°
Gunvor International	2.956	5,1%	6°
Vitol	2.219	3,8%	7°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.613	2,8%	9°
Bp Gas Marketing	1.030	1,8%	13°
Axpo Solutions	953	1,7%	11°
Engie Italia	582	1,0%	8°
Dxt Commodities	382	0,7%	10°
Enet Energy	331	0,6%	15°
A2A	290	0,5%	12°
Geoplin	269	0,5%	-
Hera Trading	239	0,4%	16°
Centrica Energy Trading	218	0,4%	18°
Uniper Global Commodities	185	0,3%	21°
Rwe Supply & Trading	171	0,3%	17°
Axpo Italia	141	0,2%	19°
Altri	425	0,7%	-
<b>TOTALE</b>	<b>57.707</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>
<i>di cui: Importazioni dalle Borse europee</i>	3.805	6,6%	-
<b>IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)</b>	<b>61.819</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2023 secondo la durata intera si è sostanzialmente accorciata, come accade ormai da qualche anno: la quota dei contratti di lungo periodo (durata intera > 20 anni) è aumentata di un punto percentuale passando dal 61,1% al 62%, l'incidenza delle importazioni a breve (durata < 5 anni) è nettamente cresciuta arrivando al 33,2% dal 20,5% registrato nel 2022. Inoltre, l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è notevolmente ridotta (dal 18,4% al 4,8%) mentre quella delle importazioni *spot*<sup>53</sup>, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è lievemente cresciuta di circa due punti percentuali, portandosi a poco meno del 21%.

<sup>53</sup> Vale la pena ricordare che questa è stata 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.

**FIG 3.8** Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata residua

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Sotto il profilo della **vita residua**, il 55,7% dei contratti di importazione in essere al 2023 scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era 32,4% nel 2022) e il 61,7% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 4,4% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (era al 39,3% nel 2021 e al 15% nel 2022) e riguarda un quantitativo complessivo di circa 3,8 mld m<sup>3</sup>.

## Infrastrutture del gas

La riduzione dei consumi di gas naturale si ritrova, ovviamente, anche nei dati del **trasporto**: nel 2023 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un nuovo significativo calo dell'11,8%, che segue quello del 3,6% evidenziato lo scorso anno, arrivando a 81,1 mld m<sup>3</sup> dai 91,9 mld m<sup>3</sup> 2022. Il segno meno compare in tutti i settori produttivi: industria (-4,5%), termoelettrico (-16,1%), impianti di distribuzione (-7,5%). Snam rete gas controlla il 93% degli oltre 35 mila km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas.

In Italia lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni, 10 delle quali appartengono a Stogit interamente posseduta dal gruppo Snam<sup>54</sup>, 3 alla società Edison Stoccaggio e l'ultima a Ital Gas Storage interamente acquisito nel 2023 da F2i. Le modalità di conferimento sono di tre tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva;
- attraverso l'allocazione implicita.

Nell'anno termico 2023-2024, lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 100%. Al 31 ottobre 2023 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,1 mld m<sup>3</sup> e la punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260 milioni di metri cubi standard/giorno: 247,5 mln m<sup>3</sup>/g negli stoccaggi Stogit, 9,01 mln m<sup>3</sup>/g in quelli di Edison Stoccaggio e 3,47 mln m<sup>3</sup>/g in quelli di Ital Gas Storage.

<sup>54</sup> Soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi.

Complessivamente gli operatori attivi nel 2023 hanno **distribuito** 25,6 mld m<sup>3</sup>, riconfermando il trend negativo dello scorso anno rispetto al quale si è registrata una diminuzione di ben 2,7 mld m<sup>3</sup>. In lieve aumento i clienti finali saliti a 21,9 milioni (erano 21, 8 milioni nel 2022). Il servizio è stato gestito attraverso 6.578 concessioni in 7.359 Comuni. La lunghezza delle reti è cresciuta ancora di circa 3 mila km rispetto al 2022.

Sotto il profilo degli usi, il 50,6% dei clienti utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria; tale categoria, che preleva quasi la metà (42,9%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 992 m<sup>3</sup>/anno, inferiore del 4,4% a quello rilevato per il 2021 (1.038 m<sup>3</sup>). La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (46,65%) è quella che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o la produzione di acqua calda a cui viene distribuito l'8,5% del totale, per un consumo unitario di 213 m<sup>3</sup> (204 m<sup>3</sup> nel 2021). Infine, gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (per lo più impianti termici centralizzati, pari al 2% circa) assorbono quasi un quinto del gas distribuito, con un consumo unitario di 16.398 m<sup>3</sup> che presenta una diminuzione (-7%) rispetto all'anno precedente (17.624 m<sup>3</sup>).

Nel 2023 sono presenti nel settore 20,5 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 11,85 miliardi di m<sup>3</sup>, ovvero il 46,3% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 53,8% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,5% dei clienti totali.

## Mercato all'ingrosso

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2023 è stato pari a 253,6 mld m<sup>3</sup> (-13% rispetto al 2022): fornito per il 53,2% da grossisti, il 4,7% dai venditori puri e il 42,1% dagli operatori misti. Il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 3,1% rispetto al 2022, essendo passato da 115 a 118,6 mld m<sup>3</sup>. Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME, sono stati negoziati volumi complessivi per 155 TWh (+35% rispetto al 2021). I prezzi registrati sulle diverse piattaforme si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 42€/MWh (era 124 €/MWh nel 2022), in linea con la quotazione media annua del PSV di 43,05 €/MWh, in calo del 65% rispetto al 2022 (124 €/MWh; +165% rispetto al 2021).

## Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, nel 2023 sono stati venduti nel mercato al dettaglio circa 43 mld m<sup>3</sup>, cui vanno aggiunti 635 mln m<sup>3</sup> forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 43,5 mld m<sup>3</sup>, con una riduzione di 8,1 mld m<sup>3</sup> rispetto al 2022.

Nel 2023 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas, storicamente basso in questo settore, è risultato in diminuzione rispetto all'anno precedente: i primi tre gruppi controllano il 41,9%, mentre nel 2022 la quota era pari al 44,3%. Guardando alla classifica per quantitativi di vendita complessivi, per la prima volta non risulta in prima posizione gruppo Eni (13,7%) superato dai due gruppi storicamente inseguitori: Edison (14,3%) ed Enel (13,9%).

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali dai venditori nel mercato retail è risultato pari a 77,29 c€/m<sup>3</sup> (-30,5% rispetto al 2022), mentre quello praticato da questi venditori ad altri rivenditori è risultato pari a 70,82 c€/m<sup>3</sup>, 6,5 centesimi più elevato di quello offerto complessivamente dai grossisti.

**TAV 3.34** Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m<sup>3</sup>), punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2022				2023			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	4.219	8.987	0	13.205	3.043	8.685	0	11.728
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	181	1.565	10	1.756
Commercio e servizi	-	6.935	18	6.953	-	6.101	17	6.118
Industria	-	15.662	783	16.445	-	14.246	745	14.991
Generazione elettrica	-	12.473	13.273	25.746	-	8.449	11.364	19.813
Attività di servizio pubblico	-	581	0	581	-	569	0,441	569
<b>TOTALE VOLUMI</b>	<b>4.493</b>	<b>46.434</b>	<b>14.079</b>	<b>65.006</b>	<b>3.224</b>	<b>39.615</b>	<b>12.135</b>	<b>54.974</b>
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	6.864	13.782	0	20.646	5.678	14.676	0,0	20.354
Condominio uso domestico	45	144	0	189	36	141	0,5	178
Commercio e servizi	-	1.031	1	1.032	-	992	1,1	993
Industria	-	173	0	173	-	151	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	42	0	42	-	48	0,0	48
<b>TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA</b>	<b>6.908</b>	<b>15.173</b>	<b>1</b>	<b>22.083</b>	<b>5.714</b>	<b>16.009</b>	<b>1,8</b>	<b>21.725</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

In dettaglio, nel 2023 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 27,9% nel servizio di tutela e del 3,4% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 34% nel servizio di tutela e del 12,8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 15,7 a 14,2 mld m<sup>3</sup> (-9%) e gli autoconsumi sono scesi di quasi -2 mld m<sup>3</sup> (-4,8%), complessivamente, quindi, nel 2023 i consumi dell'industria sono scesi dell'8,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 32,3% (-4 mld m<sup>3</sup>), ma anche gli autoconsumi hanno registrato un calo di 1,9 mld m<sup>3</sup>: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 23% inferiori a quelli del 2022;
- al settore del commercio e servizi sono diminuite del 12% sia le vendite sia gli autoconsumi, per una riduzione complessiva di circa 840 mln m<sup>3</sup>;
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 13 mln m<sup>3</sup>, quantificando la perdita nel 2,1%.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2023 ha raggiunto il 74,1% per le famiglie e l'89,6% per i condomini (entrambi i valori al netto degli autoconsumi). In termini di punti di prelievo, nel 2023 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 27,9%; nel 2022 era pari al 33,2%.

Nel 2023 la percentuale di *switching*<sup>55</sup> è risultata complessivamente pari al 15,2%, pari al 17% dei volumi. Rispetto al 2022 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti.

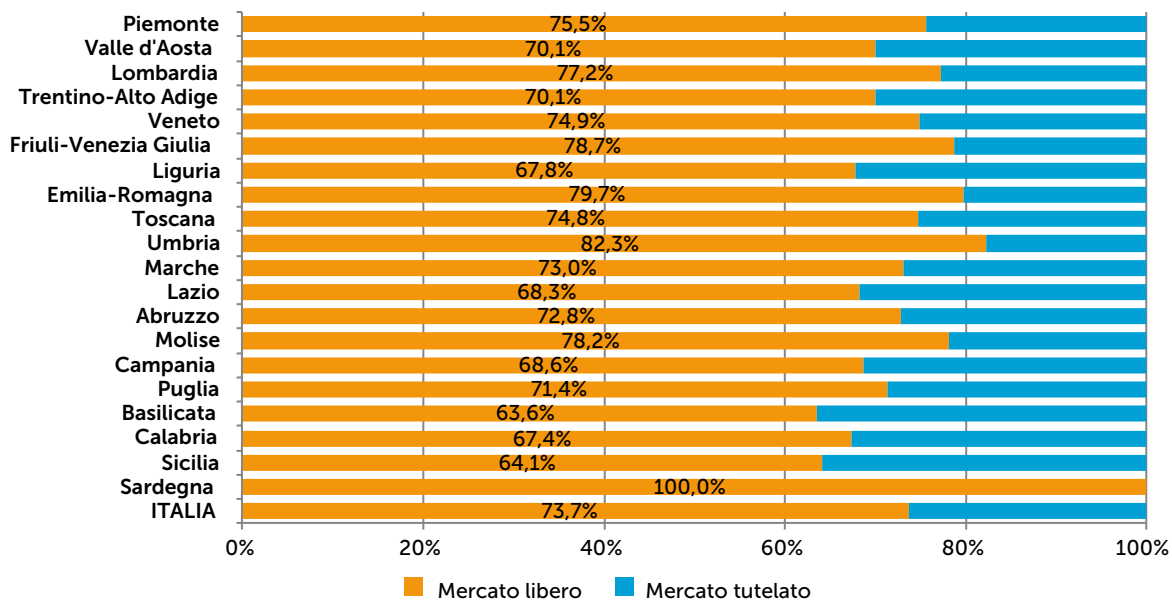
**TAV 3.6** Tassi di *switching* dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2022		2023	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	13,2%	15,5%	14,6%	20,9%
Condominio uso domestico	24,2%	15,0%	27,6%	41,1%
Attività di servizio pubblico	37,1 %	20,4%	37,1%	57,2%
Altri usi	19,9%	11,4%	21,2%	14,1%
TOTALE	13,8%	12,5%	15,2%	17,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e SIL.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali: la media nazionale dei consumi domestici è di 656 m<sup>3</sup> e varia dai 778 m<sup>3</sup> del Nord (dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide e i volumi di consumo medio unitario sono più alti) ai 554 m<sup>3</sup> del Centro e i 462 m<sup>3</sup> di Sud e Isole si riducono.

**FIG. 3.20** Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas propone ai propri potenziali clienti è pari a 17,1 per la clientela domestica (13,8 sono acquistabili solo online), 7 per i condomini con uso domestico (3,1 solo online) e 14,1 per la clientela non domestica (4,9 solo online).

<sup>55</sup> Cambio di venditore.

Il 22% dei venditori propone ai clienti domestici una sola offerta, il 27% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 51% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Nel 2022 è cresciuto l'interesse verso le offerte online da parte di famiglie (il 13,4% dei clienti ha impiegato questa modalità) e clienti non domestici - altri usi (20,2%), mentre resta basso quello manifestato dai condomini (2%).

Il 44% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso<sup>56</sup> mentre nel caso dei condomini i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi (86,8%) che risultano la tipologia preferita anche dai clienti non domestici (76,7%). Lo scorso anno, i contratti a prezzo variabile sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti, con il differenziale rispetto ai contratti a prezzo fisso molto ampio per i domestici e per i condomini, più piccolo per i non domestici. Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, i contratti a prezzo fisso sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti; il differenziale con un contratto a prezzo variabile appare molto ampio per i clienti non domestici mentre è relativamente più contenuto per i condomini e per i domestici.

**TAV. 3.39** *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
<b>Contratti a prezzo fisso</b>	44,0%	104,48	13,2%	83,46	23,3%	85,32
<b>Contratti a prezzo variabile</b>	56,0%	94,03	86,8%	75,32	76,7%	59,23
<b>TOTALE CLIENTI</b>	100%	96,18	100%	81,50	100%	62,94

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per tutte le tipologie di clienti la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile sia risultata quella legata all'andamento del prezzo del PSV che tuttavia non risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF, mentre per i condomini e i clienti non domestici è risultata quella con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela.

Il 40,2% 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 previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. 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 59,9% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 24,8% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 18,2% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (62% a prezzo fisso e 11,5% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 18,2% del totale (38% con prezzo fisso e 11,9% con prezzo variabile).

<sup>56</sup> In cui il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione.



## Prezzi e tariffe

In seguito all'approvazione dei criteri di regolazione tariffaria per il **servizio di trasporto e misura** del gas per il periodo 2024-2027, a maggio 2023 sono state approvate le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentata dalle imprese per l'anno solare 2024<sup>57</sup>. Nel 2023 l'Autorità ha definito anche i criteri di regolazione delle **tariffe per il servizio di rigassificazione** di gas naturale liquefatto per il periodo 2024-2027 e, di conseguenza, approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2024, presentate dalle società: GNL Italia per il terminale di Panigaglia; Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo; OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno; FSRU Italia per il terminale di Piombino.

**TAV 3.47** Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO	PIOMBINO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	$C_{gs}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	6,492768	20,830275	24,809480	11,467980
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	$C_{rs}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	0,146999	-	0,086012	0,010854
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	$Q_{cp}$ (per m <sup>3</sup> consegnato)	1,66%	0,65%	0,99%	1,10%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	$C_{cp}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	2,7694	-	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di Emission Trading	$C_{ETS}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	1,144695	0,623530	0,865152	1,039816

Fonte: ARERA.

Per quanto riguarda le **tariffe di stoccaggio** per il periodo 1° aprile 2023 – 31 marzo 2024<sup>58</sup>, l'Autorità ha fissato il corrispettivo CRVCS è pari a 0,2519 c€/m<sup>3</sup>, mentre nella tavola seguente sono sintetizzati gli esiti delle aste.

**TAV 3.49** Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	73.364	0,592948
Edison Stoccaggio	9.525	0,699143
TOTALE	82.889	0,605151

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

La regolazione tariffaria dei **servizi di distribuzione e misura**<sup>59</sup> del gas naturale per il periodo 2020-2025 è stata definita alla fine del 2019 ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

<sup>57</sup> Per la valorizzazione dei corrispettivi e delle componenti tariffarie addizionali si rimanda al capitolo 4 del Volume 1.

<sup>58</sup> Comma 2.10 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

<sup>59</sup> Per un'analisi di dettaglio si rimanda al capitolo 4 del Volume 1.

- costi operativi iniziali (2020) sensibilmente inferiori a quelli del 2019 e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2024 il suo valore è stato fissato al 6,5%.

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 di ben 77 c€/m<sup>3</sup>, in netto calo (-31%) rispetto al livello dell'anno precedente (111,2 c€/m<sup>3</sup>). La diminuzione, dovuta ai forti cali nel costo della materia prima nei mercati all'ingrosso dopo i picchi registrati nel 2022, non coinvolge tutte le categorie di clienti nello stesso modo ma risulta correlata alla loro classe dimensionale.

**TAB 3.53** *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2023 (c€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 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	99,7	85,8	78,1	72,0	-	-	99,5
Condominio uso domestico	91,4	90,9	89,8	86,5	-	-	90,7
Attività di servizio pubblico	99,6	84,2	83,8	76,4	77,3	91,8	82,9
Commercio e servizi	105,7	86,8	83,7	69,0	66,8	68,5	81,6
Industria	110,1	90,6	85,2	72,7	65,3	57,5	66,2
Generazione elettrica	94,8	81,8	79,3	69,4	63,9	55,8	57,6
TOTALE	100,2	88,5	85,0	71,3	65,3	56,7	77,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 torna a ribaltarsi il rapporto di convenienza tra servizio di tutela e mercato libero per i clienti più piccoli (fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, in prevalenza singole famiglie). Quest'ultimo, infatti, nel 2022 presentava un prezzo più basso rispetto alla tutela (-17,6%) per la forte diffusione di formule contrattuali a prezzo bloccato che avevano ritardato, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mesi successivi all'avvio del conflitto. Tale trasferimento è avvenuto, almeno in parte, nel 2023, nel corso del quale il prezzo sul mercato libero è salito di oltre il 10% mentre nel servizio di tutela è calato di quasi il 30%; conseguentemente, lo scorso anno, il rapporto di convenienza risulta completamente riassorbito e ribaltato, con il mercato libero che torna ad essere più oneroso (+28%).

Nelle due classi più grandi (consumi oltre 5.000 m<sup>3</sup>/anno) si registra invece un calo in entrambi i mercati ma ciò non è sufficiente a modificare il rapporto di convenienza, che rimane favorevole al servizio di tutela, in particolare per la classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno), costituita quasi interamente da utenze condominiali. Tale

tipologia di utenza caratterizza anche l'ultima classe (tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno), nella quale nell'ultimo anno i due mercati presentano un livello di prezzo sostanzialmente identico.

**TAB 3.54** *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (c€/m<sup>3</sup>; classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Inferiore a 5.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6
Mercato libero	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3	105,7
Differenziale	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%	28,0%
<b>Tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9
Mercato libero	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7	89,0
Differenziale	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%	17,3%
<b>Tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2	84,5
Mercato libero	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2	85,0
Differenziale	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%	0,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'andamento del prezzo finale (comprensivo di imposte) per i clienti domestici nel servizio di tutela gas (con un consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup>) riflette da vicino l'andamento della componente materia gas: dopo essere sceso a circa 108 c€/m<sup>3</sup> nell'ottobre 2022 grazie agli interventi straordinari sulle componenti tariffarie e a temporanei ribassi nei mercati all'ingrosso, è poi salito sino al massimo storico di 151 c€/m<sup>3</sup> a dicembre 2022, per poi dimezzarsi (75 c€/m<sup>3</sup>) già a marzo 2023. L'eliminazione a partire dal mese di maggio della componente negativa tariffaria (UG2c) ha determinato un rialzo a un livello intorno a 90 c€/m<sup>3</sup>, in seguito rimasto sostanzialmente stabile nel periodo da aprile a settembre. Il consueto aumento autunnale ha determinato valori intorno a 105 c€/m<sup>3</sup> nei mesi di ottobre e novembre, mentre a dicembre 2023, che è l'ultimo mese di vigenza del servizio di tutela<sup>60</sup>, si è scesi a 97,8 c€/m<sup>3</sup>. Tale valore è superiore ai livelli pre-pandemici di circa il 30%.

A dicembre 2023 il prezzo per la famiglia italiana con consumi di 1.400 m<sup>3</sup> e un impianto di riscaldamento individuale è costituito per il 77,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 22,5% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). I costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura incidono sul prezzo complessivo del gas per il 26,7%, gli oneri di sistema<sup>61</sup> costituiscono una quota minimale (1,1%), mentre la materia gas (comprensiva dei costi di vendita) è la voce principale, pari a circa la metà del totale (49,7%).

Per quanto riguarda il **GPL**<sup>62</sup>, al 1° gennaio 2024 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m<sup>3</sup> di GPL è pari a 428,6 c€/m<sup>3</sup> (407,6 c€/m<sup>3</sup> nel 2021) e risulta costituito per il 73,1% da componenti a copertura dei costi e per il restante 26,9% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 23,4%, la

60 Dal 1° gennaio 2024 è attivo il servizio di tutela della vulnerabilità, riservato ad alcune categorie di clienti finali (ultrasessantacinquenni, disabili, titolari di bonus sociale, abitanti in strutture di emergenza a seguito di calamità), come previsto dal decreto-legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con Legge 21 settembre 2022, n. 142.

61 La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R com (Bolletta 2.0).

62 Gas da petrolio liquefatto.

commercializzazione al dettaglio il 4,2%, la distribuzione su rete locale il 26,1%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,4%.

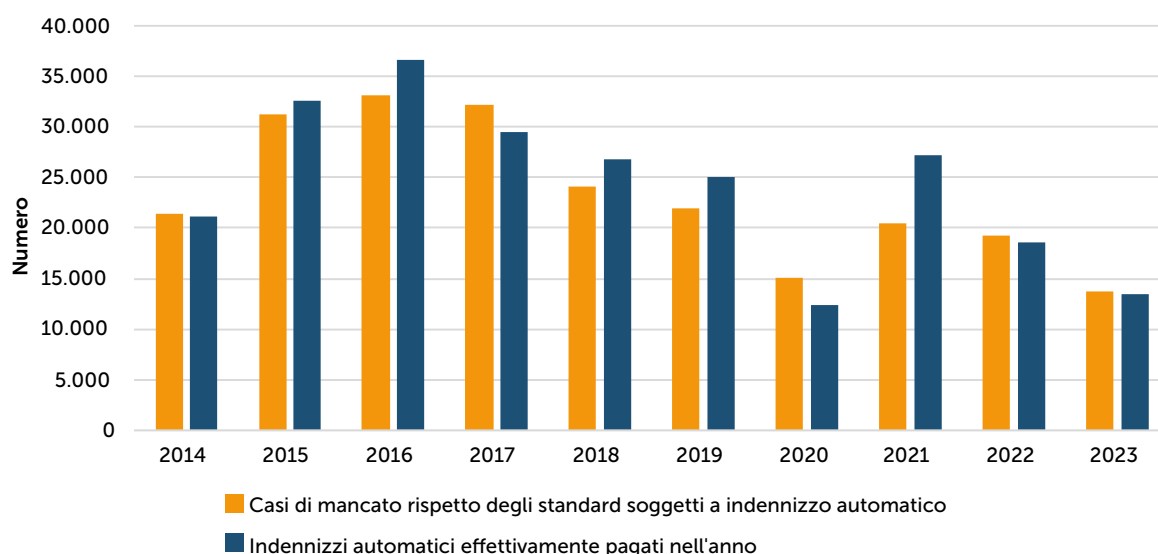
## Qualità del servizio

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard specifici di qualità e le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto. Nel 2023, non sono stati erogati indennizzi automatici per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale.

Nel settore della distribuzione, il valore medio per il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) è pari a circa 38 minuti (37 minuti nel 2022), con una percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,8% (l'obbligo è almeno il 90%). In diminuzione, invece, sia il numero delle dispersioni localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sia quelle segnalate da terzi. Gli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi e modificati hanno evidenziato una gestione efficace delle richieste, con un numero significativo di accertamenti positivi. Le verifiche effettuate dai Comuni hanno confermato la sicurezza degli impianti accertati nel 2022.

Nel 2023, sono diminuiti i casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale e gli indennizzi automatici pagati ai clienti: la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati rimane la prestazione più richiesta. Le prestazioni soggette a indennizzo automatico per i clienti finali in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6 sono state generalmente rispettate nei tempi stabiliti. Nel 2023 a fronte di 13.696 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 13.405 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 680 mila euro.

**FIG. 3.40** Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Analogamente alle misure della Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica, per i clienti finali del settore gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale e, in caso di mancato rispetto degli standard, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fattura utile (il valore dell'indennizzo base è pari a 25 euro).

Per quanto riguarda il settore servizio della vendita gas, dai dati comunicati da 401 venditori (e relativi a 19,1 milioni di clienti finali) risulta un rispetto dei tempi medi effettivi per risposte a reclami e rettifiche di fatturazione (rispettivamente pari a 21,65 e 27,03 giorni) per le rettifiche di doppia fatturazione (18,02 giorni) e per le risposte alle richieste di informazioni (8,87 giorni).

Nel 2023, sono stati ricevuti 169.739 reclami scritti, in aumento dell'1,2% rispetto all'anno precedente, con il 71,1% proveniente da clienti domestici. Le richieste di informazioni scritte sono state 159.044, in aumento dell'11,9%. Le rettifiche di fatturazione sono state 9.341, in calo del 25,3%, con la maggior parte proveniente da clienti del mercato libero.

Infine, i casi di mancato rispetto degli standard commerciali nel settore gas che hanno comportato indennizzi sono stati 22.165, in aumento del 36,2% rispetto al 2022. La maggior parte degli indennizzi è stata riconosciuta per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, con un totale di oltre 977.000 euro erogati, in aumento del 39,9% rispetto all'anno precedente.

## Attività svolta

### Servizi di bilanciamento

Nel 2022, l'Autorità ha identificato una sovrastima dei prelievi provvisori del bilancio di trasporto invernali rispetto a quelli effettivi. In risposta, a gennaio 2023 è stata data disposizione al Responsabile del Bilanciamento<sup>63</sup> di considerare una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i city gate e della loro compensazione<sup>64</sup>. Inoltre, è stata prorogata fino al 31 gennaio 2023 la sospensione temporanea dei procedimenti di interruzione della fornitura per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale<sup>65</sup>. Sempre nel 2022, l'Autorità ha previsto l'estensione agli smart meter di classe G4 e G6, a partire dall'1 aprile 2023, della frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori. Di conseguenza, nel corso del 2023 si svolte le consultazioni e i procedimenti per attuare le modifiche previste.

63 Snam Rete Gas.

64 Art. 16 Testo integrato settlement gas (TISG).

65 Secondo quanto stabilito dal comma 25 dell'art. 1 della Legge di bilancio 2023.

## Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

L'Autorità ha prorogato al 30 settembre 2023<sup>66</sup> le disposizioni precedenti per favorire la conclusione di nuovi contratti sul mercato e limitare il rischio di incremento dei soggetti nel servizio di default trasporto. Tra cui l'estensione mensile della capacità di trasporto, modulabile solo in aumento, e la possibilità per nuovi utenti di subentrare con la stessa capacità conferita nel mese precedente, senza diminuzioni. Il provvedimento ha previsto anche la sospensione della maggiorazione del 10% sul prezzo giornaliero applicato agli utenti senza una relazione di corrispondenza valida. Inoltre, è stata introdotta una procedura armonizzata per il conferimento delle capacità di trasporto per utenze termoelettriche e industriali, attraverso l'adozione delle medesime modalità e tempistiche di conferimento, nonché dei medesimi prodotti<sup>67</sup>.

Alla luce della situazione di eccezionalità vissuta dal mercato del gas naturale, l'Autorità ha previsto una serie di interventi per mitigare gli impatti finanziari in capo all'impresa maggiore di trasporto derivanti dalla sottoscrizione di piani di rateizzazione di importi connessi all'erogazione del servizio di default trasporto con riferimento agli anni termici 2021 - 2022 e 2022 - 2023.

Sempre nel 2023, l'Autorità ha introdotto ulteriori elementi di flessibilità 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. Inoltre, è stato dato mandato a CSEA affinché corrispondesse a Snam Rete Gas (in qualità di RdB) circa 1,4 milioni di euro a valere sul Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di settlement gas.

Infine, il documento per la consultazione 588/2023/R/gas del 12 dicembre 2023 ha prospettato l'introduzione di una Neutrality Charge, sul modello di quella tedesca, per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza con applicazione a partire dal 1° aprile 2024<sup>68</sup>. Il 31 dicembre 2022, è entrato in vigore il Regolamento del Consiglio 2022/2576 finalizzato alla promozione di misure temporanee della durata di un anno per contrastare le conseguenze sui mercati dell'energia del conflitto Russia-Ucraina. Tenendo conto della valutazione presentata da Snam Rete Gas, l'Autorità ha esercitato la facoltà di deroga prevista dal Regolamento. Sempre in materia di interconnessioni con l'estero, è stata aggiornata la disciplina (contenuta nella delibera 137/02) in materia di richiesta di accesso alla capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera, e in particolare per i punti di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia).

Per quanto riguarda il Trans Adriatic Pipeline, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato le "Market Test Guidelines 2023" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale relative allo sviluppo del gasdotto che gli stessi principi delle precedenti procedure di offerta di capacità incrementale. Inoltre, sempre con RAE ed ERE è stata approvata la c.d. "Project Proposal" che disciplina la "seconda fase vincolante" del Market Test per il gasdotto TAP avviato nel 2021. La Project Proposal, in particolare, descrive essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare e i parametri economici.

<sup>66</sup> Delibera 7 marzo 2023, 90/2023/R/gas.

<sup>67</sup> Delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas.

<sup>68</sup> In attuazione dei decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022.

Sono state approvate le disposizioni in tema di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, prevedendo modifiche e/o integrazioni alla delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, al TIVG e alla RTTG<sup>69</sup>.

L'Autorità ha, inoltre, aggiornato e integrato (anche alla luce di alcune segnalazioni ricevute dagli utenti) la disciplina in materia di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla formazione del c.d. *delta in-out*, ovvero della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione.

Il Regolamento (UE) 2022/1032 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022, al fine di far fronte alla crisi innescata dal conflitto Russia-Ucraina, ha definito dei livelli minimi obbligatori di riempimento degli stoccaggi gas europei prevedendo la possibilità per gli Stati membri di adottare una serie di misure per raggiungere i suddetti livelli di riempimento. Di conseguenza, sono state introdotte anche in Italia delle misure per far fronte alle conseguenze del conflitto tra Russia-Ucraina.

Nel 2023 è entrato in esercizio il nuovo terminale di rigassificazione gestito dalla società Snam FSRU<sup>70</sup> Italia, inizialmente ubicato nel porto di Piombino, che dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm<sup>3</sup>. Con la delibera 31 gennaio 2023, 28/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del terminale.

Sempre nel corso dell'anno, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

## Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

In linea con le disposizioni contenute nel TIMMIG<sup>71</sup>, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale e il Piano di Attività, con 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 2024.

## Misure per la sicurezza del sistema

In attuazione di quanto previsto dal MiTE (ora MASE), è stato approvato un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo in situ<sup>72</sup>.

<sup>69</sup> Delibera 28 febbraio 2023, 72/2023/R/gas.

<sup>70</sup> FSRU - Floating Storage and Regassification Unit.

<sup>71</sup> Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" adottato con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

<sup>72</sup> Con la delibera 30 novembre 2023, 563/2023/R/gas attuativa di quanto previsto dal DM 21 ottobre 2022.

## Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura

In riferimento a quanto previsto dal RMTG<sup>73</sup> l'Autorità ha disposto modifiche alla RMTG al fine di adeguare la regolazione ad alcune criticità emerse nell'implementazione del riassetto del servizio. Inoltre, è stato avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) evidenziando, con riferimento alla qualità del servizio di trasporto, l'opportunità di valutare le eventuali esigenze di aggiornamento della regolazione in vigore nel 5PRT. Nel corso del 2023 sono stati approvati anche i criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione<sup>74</sup>.

Tra gli ulteriori provvedimenti e le attività del 2023, si segnalano: l'avvio del procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relative ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017 e il completamento di quella per il periodo 2014-2019; la raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale; e, infine, le modifiche alla RQDG<sup>75</sup> in materia di obblighi del servizio di misura del gas naturale.

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

Nel corso del 2023, l'Autorità ha proseguito con le approvazioni tariffarie, si riportano alcuni dei provvedimenti per l'elenco completo si rimanda al capitolo 4 del Volume 2.

Con delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTTG 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024. A maggio sono, quindi, state approvate<sup>76</sup> le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentata dalle imprese per l'anno solare 2024.

Dopo un processo di consultazione, con la delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027).

Dal 1° gennaio 2023 è entrata in vigore la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025.

Infine, con la deliberazione 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni<sup>77</sup>.

<sup>73</sup> Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale adottata con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas.

<sup>74</sup> Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

<sup>75</sup> Qualità dei servizi di distribuzione e di misura approvata con la delibera 569/2019/R/gas.

<sup>76</sup> Delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas.

<sup>77</sup> In attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.



## Oneri generali di sistema per il settore gas

Diversamente da quanto evidenziato per gli utenti elettrici, le componenti a copertura degli oneri generali per il gas sono state invece mantenute annullate fino alla fine del 2023. Fino ad aprile del medesimo anno, è stata confermata anche la componente straordinaria di segno negativo all'elemento tariffario UG2c<sup>78</sup>, da applicare agli scaglioni relativi ai consumi più bassi (fino a 5.000 smc/a) che ha rappresentato, di fatto, uno sconto applicato a tutti gli utenti per piccoli consumi, sia del mercato libero che del mercato tutelato.

Nel documento di rendicontazione dell'utilizzo delle risorse stanziato dal Governo nel 2022 per fronteggiare gli effetti della crisi dei prezzi energetici<sup>79</sup>, l'Autorità aveva anche messo in evidenza che, per l'anno 2023, con le risorse già stanziato per i primi due trimestri del 2023 si sarebbe dovuto avere un complessivo avanzo. Gli oneri previsti per le manovre di annullamento degli oneri generali del settore gas del III e del IV trimestre 2023 sono stati, pertanto, posti in capo alle risorse già disponibili presso la CSEA. Il DL 79/23 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse (pari a 489,31 milioni di euro) al Bilancio dello Stato e il loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il III trimestre 2023. Nel settore del gas vanno, infine, ricordate alcune manovre previste dalla legge di Bilancio (art. 1, c. 24 e 25), per complessivi 270 milioni che, anche se non esplicitamente finalizzate all'annullamento degli oneri generali, hanno contribuito a finanziare il fabbisogno del Conto oneri per il servizio di default trasporto per l'anno 2023.

Tra i provvedimenti relativi alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale (cd. "imprese gasivore"), l'Autorità ha dato mandato alla CSEA di procedere, in via eccezionale per l'anno 2023, alle opportune modifiche alle "Procedure Gasivori" in merito all'esazione degli importi da versare in acconto e a saldo da parte delle imprese gasivore aventi classe di agevolazione VAL.x.

## Piani decennali di sviluppo delle reti

In seguito a una specifica consultazione pubblica, l'Autorità ha espresso una valutazione positiva sull'intervento di sviluppo "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. "Linea Adriatica")<sup>80</sup>.

Durante il 2023, l'Autorità ha verificato la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto nazionale anche con il piano decennale europeo (TYNDP), tale attività è stata condotta in parallelo con quella svolta da ACER che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 06/2023 del 14 luglio 2023.

In attuazione della sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato, l'Autorità ha disposto la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale<sup>81</sup>. Inoltre, in applicazione delle disposizioni del D.Lgs n.1997/2021 (art. 37), l'Autorità ha disposto alcune modifiche ai Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e per l'Analisi Costi-Benefici (ACB) degli interventi<sup>82</sup>.

<sup>78</sup> Introdotta con la deliberazione 148/2022/R/gas a partire dal II trimestre 2022 e a valere sul Bilancio dello Stato.

<sup>79</sup> Relazione 243/2023/I/com.

<sup>80</sup> Deliberazione 21 marzo 2023, 108/2023/R/gas.

<sup>81</sup> Delibera 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas.

<sup>82</sup> cfr. Allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e successive modifiche e integrazioni, cd. Requisiti minimi.

## Progetti pilota e sperimentazioni

Nel 2023, a seguito della delibera 404/2022/R/gas e della determina n. 9/22, sono stati avviati progetti pilota per ottimizzare la gestione e l'uso innovativo delle infrastrutture del gas naturale. L'Autorità ha ricevuto 26 istanze progettuali da 12 operatori. La valutazione, basata su 10 indicatori divisi in due macro-ambiti (sperimentale e prospettico), ha coinvolto esperti di CIG, ENEA e RSE. Dei progetti presentati, cinque non sono stati ammessi e 21 sono stati approvati con un contributo totale di 30,8 milioni di euro. Dal 2024, queste sperimentazioni sono entrate nella fase applicativa.

## Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Nel 2023, l'Autorità ha adottato diversi provvedimenti riguardanti le gare per l'ambito di concessione del servizio di distribuzione del gas. Le analisi hanno riguardato gli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e la documentazione di gara delle stazioni appaltanti. L'Autorità ha espresso osservazioni su scostamenti superiori al 10% per vari ambiti, tra cui Vicenza 4, Perugia 1, Bologna, Trento, Modena 2 e Vicenza 2. Sono stati anche resi disponibili i dati sugli asset al 31 dicembre 2020 e 2021 e aggiornati i valori di riferimento per il calcolo degli indici VIR-RAB. I procedimenti di valutazione degli scostamenti VIR-RAB attualmente in corso sono stati condotti tramite piattaforme informatiche e coinvolgono 69 stazioni appaltanti per un totale di circa 1467 Comuni<sup>83</sup>.

---

<sup>83</sup> Nel capitolo 4 del Volume 2 è disponibile una tabella riassuntiva dei procedimenti in corso.

## Appendice 2:

# Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale dell'energia elettrica e del gas naturale

Nel corso del 2023, l'Autorità ha introdotto nuove modalità di regolazione tariffaria per i servizi infrastrutturali nei settori dell'energia elettrica e del gas. Questo approccio, denominato ROSS-base mira a ottimizzare la gestione dei costi riconosciuti, adottando il principio del *tariff decoupling*. Questo sistema prevede che le tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture siano separate dai ricavi ammessi delle imprese, garantendo un equilibrio tramite meccanismi compensativi. Le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione sono un esempio chiaro di questa struttura.

Tra le principali novità introdotte si segnalano:

- Durata dei periodi regolatori quadriennale;
- Incentivi all'efficienza determinati sulla base della differenza tra la spesa totale di riferimento (baseline) e la spesa effettiva. Gli incentivi sono ripartiti in due componenti: efficienza operativa e investimenti, con una quota del 70% destinata agli utenti e il restante 30% alle imprese.
- Gestione dei costi operativi e degli investimenti per cui le imprese possono scegliere tra un'opzione di incentivo ad alto potenziale (SAP) e una a basso potenziale (SBP). Inoltre, la spesa ammissibile è suddivisa in due quote: slow money e fast money, sommandosi agli incentivi all'efficienza.
- Allineamento regolatorio tra settori attraverso un percorso di omogeneizzazione dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per evitare disallineamenti che potrebbero influenzare negativamente l'allocazione del capitale.

Nel 2023, l'Autorità ha anche aggiornato il valore del tasso di rendimento del capitale investito (WACC) per il secondo periodo regolatorio (II PWACC) dal 2024 al 2027. Il valore medio ponderato del costo del capitale (WACC) è stato rivisto in base alle condizioni macroeconomiche e finanziarie attuali, al fine di garantire una remunerazione adeguata e sostenibile per gli investitori nei settori regolati.

Principali punti relativi al II PWACC:

- Adeguamenti al rischio paese: Il tasso di rendimento riflette le condizioni di rischio paese specifiche, considerando la volatilità dei mercati finanziari internazionali e nazionali.
- Inflazione: Gli adeguamenti del WACC tengono conto delle previsioni di inflazione per il periodo regolatorio.
- Criteri di calcolo: Il metodo di calcolo del WACC include una ponderazione tra il costo del debito e il costo del capitale proprio, rispecchiando la struttura finanziaria media delle imprese regolamentate.

Infine, l'Autorità ha ribadito l'importanza della separazione funzionale e contabile (unbundling) tra le diverse attività delle imprese integrate nei settori energetici. Questo approccio è fondamentale per garantire trasparenza e prevenire pratiche discriminatorie o anticoncorrenziali.

Principali aspetti dell'unbundling:

- Separazione funzionale: le imprese devono operare le attività di distribuzione, trasmissione e vendita in maniera indipendente l'una dall'altra, sia in termini organizzativi che contabili.
- Obblighi di reporting: le aziende devono fornire rendicontazioni dettagliate sulle transazioni tra le diverse divisioni, per garantire che non vi siano sussidi incrociati o distorsioni competitive.
- Monitoraggio e controllo: l'Autorità intensificherà i controlli e le verifiche per assicurare il rispetto delle norme sull'unbundling, adottando misure correttive in caso di violazioni.

## Appendice 3:

# La fine dei servizi di tutela e gli strumenti a disposizione dei clienti finali

### Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

La Maggior Tutela è nata come servizio di fornitura di energia elettrica rivolto a clienti domestici e piccole imprese che non avevano sottoscritto un contratto nel mercato libero, assicurando continuità della fornitura e qualità contrattuale a prezzi regolati dall'Autorità.

Il percorso di superamento della Maggior Tutela ha avuto diverse tappe fondamentali:

- Dal 1° gennaio 2021 è stato eliminato per le piccole imprese
- Dal 1° gennaio 2023 la stessa misura è stata applicata alle microimprese<sup>84</sup>
- Dal 1° luglio 2024 non sarà più disponibile per i clienti domestici non vulnerabili

Il decreto-legge 152/2021 aveva previsto un periodo transitorio di un anno per completare le procedure concorsuali necessarie all'assegnazione del Servizio a Tutele Graduali, prorogato al 10 gennaio 2024 dal decreto-legge 181/2023. Durante questo periodo, i clienti sono rimasti nel servizio di Maggior Tutela secondo gli indirizzi dell'allora Ministro della Transizione Ecologica (MiTE), ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). Con il DM 17 maggio 2023 è stato introdotto il Servizio a Tutele Graduali per garantire la continuità della fornitura ai clienti domestici non vulnerabili che alla cessazione della Maggior Tutela non abbiano stipulato un

<sup>84</sup> Tuttavia, per una proroga tecnica la Maggior Tutela è stata prorogata fino al 31 marzo 2023.

contratto nel mercato libero. Questo servizio, disciplinato dall'Autorità, prevede che tali clienti siano riforniti con condizioni contrattuali analoghe alle offerte PLACET, e il prezzo dell'energia sia allineato al valore della commodity nel mercato all'ingrosso (PUN ex post).

Per i clienti classificati come vulnerabili, invece, il legislatore ha disposto che, dopo la cessazione del servizio di Maggior Tutela, abbiano diritto a essere riforniti nell'ambito del Servizio di vulnerabilità, con un prezzo che riflette il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso e i costi efficienti delle attività di commercializzazione. Questi clienti continueranno a essere serviti nel regime di Maggior Tutela fino all'attuazione completa delle nuove misure.

Il servizio di salvaguardia, per il biennio 2023/2024, è stato assegnato tramite procedure concorsuali (delibera 454/2022). Il 25 novembre 2022 sono stati pubblicati i risultati, evidenziando i soggetti esercenti per ciascuna area territoriale.

## **Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e default**

In analogia con la Maggior Tutela per l'elettricità, il servizio di tutela per il gas è nato per garantire la fornitura di gas ai clienti domestici e alle piccole imprese che non avevano scelto un fornitore nel mercato libero. La legge ha previsto il superamento del Servizio di tutela gas per i clienti non vulnerabili a partire da gennaio 2024.

A partire da gennaio 2024, i clienti finali non vulnerabili hanno cessato di essere serviti nel regime di tutela. Questi clienti hanno ricevuto offerte di mercato libero dai loro fornitori attuali, con l'obbligo per i fornitori di proporre l'offerta più conveniente nel loro portafoglio. Se i clienti non hanno accettato le nuove condizioni o non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero, sono stati automaticamente serviti secondo le condizioni delle offerte PLACET, caratterizzate da:

- una componente variabile basata sul prezzo all'ingrosso del gas naturale (P\_ING).
- una componente in quota energia comprensiva delle componenti CCR e QVD.
- una componente in quota fissa (P\_FIX), definita liberamente dal venditore.

Le condizioni economiche di queste offerte PLACET hanno una durata di 12 mesi, rinnovabili automaticamente alla fine del periodo, con comunicazione preventiva al cliente.

A partire da gennaio 2024 per i clienti vulnerabili sono state previste specifiche condizioni di fornitura a condizioni economiche simili a quelle del servizio di tutela ma con adattamenti per riflettere il costo effettivo di approvvigionamento e i costi efficienti del servizio di commercializzazione.

Per quanto riguarda il Servizio di default trasporto (SdDT), a seguito della riduzione dei prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-2022, l'Autorità ha adeguato in aumento per il 2024 i livelli dei corrispettivi  $UG3F_T$  e  $UG3_T$  (che erano stati precedentemente azzerati) al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Il Servizio di fornitura di ultima istanza (FUI) e il Servizio di default di distribuzione (FD) nel settore del gas naturale garantiscono la continuità della fornitura ai clienti finali connessi alla rete di distribuzione che, per vari motivi, rimangono senza un fornitore di gas. Il FUI serve clienti di piccole dimensioni come i clienti domestici, i condomini con uso domestico e le utenze pubbliche non morose mentre il FD si applica ai clienti di maggiori dimensioni non coperti dal FUI.

Nel 2023, è stata confermata la durata dell'assegnazione dei servizi per due anni termici (1° ottobre 2023 - 30 settembre 2025) e l'impianto regolatorio complessivo adottato in precedenza, con alcune modifiche puntuali:

- per i clienti vulnerabili è stata introdotta la possibilità di richiedere l'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, qualora non trovino un fornitore nel mercato libero disposto a farlo, ed è stato previsto un tetto massimo al prezzo pagato dai clienti non vulnerabili (domestici e non) nel caso in cui i prezzi di aggiudicazione fossero superiori a un valore soglia definito dall'Autorità.
- è stato incrementato il numero delle sessioni di reintegrazione del meccanismo di morosità dei clienti non disalimentabili e dei clienti morosi per il servizio di default distribuzione, passando da una sessione annuale a due semestrali.
- è stata estesa la gamma di informazioni che devono essere rese disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali, includendo anche dati relativi ai clienti vulnerabili, per garantire maggiore trasparenza e facilitare una migliore gestione delle offerte.
- alcuni requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali, in particolare quelli di solidità economico finanziaria e di onorabilità e professionalità, sono stati allineati con quelli previsti per altri servizi di ultima istanza nel settore elettrico, migliorando così la coerenza regolatoria tra i settori.

Infine, in risposta alla mancata assegnazione dell'area 9 (Sicilia e Calabria) nelle procedure concorsuali iniziali, con la delibera 402/2023/R/gas è stata indetta una nuova procedura straordinaria per individuare un fornitore per questa area. Gli esiti di questa procedura sono stati pubblicati il 15 settembre.

## Strumenti a disposizione dei clienti finali

Nel 2023, il Portale Offerte ha avuto un totale di 2.504.504 visitatori unici (+35,6% rispetto al 2022 e +190% rispetto al 2021); il numero di utenti è aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media, lo scorso anno il Portale ha avuto una media mensile di oltre 208 mila visitatori unici, con un picco nel mese di dicembre, di oltre 583 mila utenti.

Nel corso del 2023 sono state apportate consistenti modifiche alla fruibilità e al layout del Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili; non sono stati necessari, invece, interventi di adeguamento tecnologico. Alla data del 31 dicembre 2023 risultano presenti nel Portale Offerte 2.170 offerte PLACET.

Nel 2023, sono state aggiunte nuove funzionalità anche al Portale Consumi come l'indicazione della potenza massima assorbita e l'accesso ai dati a parti terze autorizzate dai clienti finali.

In materia di obblighi di comunicazione da parte degli operatori, a partire dal 1° gennaio 2023, i venditori di mercato libero devono riportare nelle bollette dei propri clienti domestici informazioni sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate. Questa comunicazione, definita dall'Autorità, è obbligatoria nelle bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, e almeno una volta all'anno a partire dal 1° gennaio 2025.

Nel 2023 l'Autorità ha aggiornato il Codice di condotta commerciale, introducendo nuove disposizioni sugli oneri di recesso anticipato e obblighi informativi in caso di rinnovo delle condizioni economiche per migliorare l'informazione e l'empowerment dei clienti finali, facilitando scelte consapevoli e la partecipazione attiva al mercato libero.

Lo scorso anno è stato avviato l'aggiornamento della Bolletta 2.0 con l'obiettivo di semplificare, rendere più comprensibili e uniformare le bollette per i clienti finali.

La struttura proposta per la Bolletta 2.0 include:

- Frontespizio unificato: Prima pagina obbligatoria con una struttura uniforme per tutti i clienti, contenente informazioni chiave.
- Elementi essenziali: Parte successiva al Frontespizio unificato, sostituendo l'attuale bolletta sintetica.
- Elementi di dettaglio: Continuano a riportare le informazioni analitiche relative agli importi fatturati.

L'Autorità ha proposto anche tre modelli alternativi per l'esposizione degli importi fatturati:

- Modello 1: Un'unica voce di spesa per la fornitura di energia elettrica o gas naturale, con eventuali bonus sociali e servizi aggiuntivi inclusi.
- Modello 2: Spesa suddivisa in quota variabile e fissa, con eventuale quota potenza per l'energia elettrica.
- Modello 3: Importi dettagliati per ogni quota (variabile, fissa e potenza) e singoli corrispettivi unitari.

Infine, sono stati proposti ulteriori elementi di trasparenza, come gli indicatori sintetici di prezzo, suddivisione dei consumi per fasce orarie (per contratti differenziati) e dettagli per l'energia immessa negativa per i clienti con impianti di produzione o accumulo.

A seguito di numerosi incontri con le associazioni dei consumatori domestici e dei consumatori non domestici e degli operatori e diversi approfondimenti (tra cui anche un'indagine demoscopica), l'Autorità ha considerato opportuno prevedere un'ulteriore fase di consultazione, nel corso del 2024.

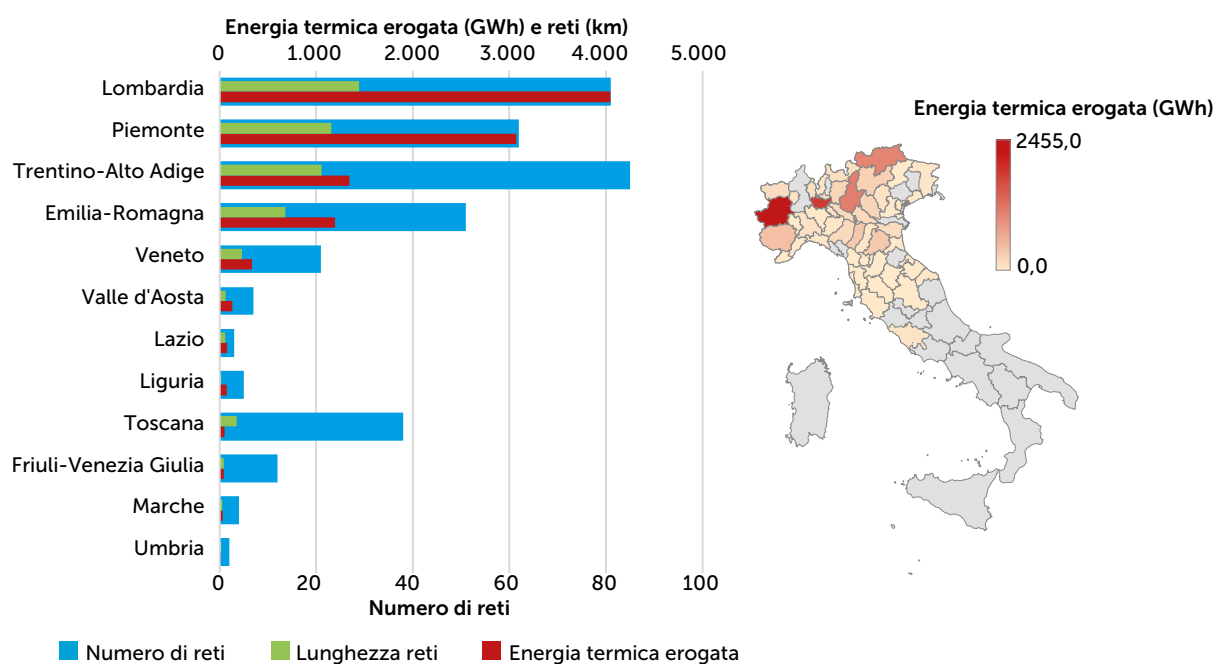
# SETTORI AMBIENTALI

## TELECALORE

### Stato dei servizi

Pur essendo molto comune in alcuni Paesi del Nord-Est Europa, in Italia la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento è limitata<sup>85</sup> ma con un *trend* che risulta storicamente crescente: l'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2022 è stato pari a 122 km mentre la volumetria allacciata è cresciuta del 2,8% (in entrambi i casi si è registrato un rallentamento nella crescita rispetto agli anni precedenti).

**FIG. 4.2.** Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021 (numero di reti, estensione ed energia termica erogata in GWh)



Fonte: ARERA, Anagrafiche e raccolte dati.

Nel 2022 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.515 GWh termici, 6.535 GWh elettrici e 167 GWh frigoriferi. Rispetto al precedente anno, il calore erogato all'utenza è notevolmente calato (-8,2%), come l'energia elettrica prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale (-9,3%); la fornitura di energia frigorifera alle utenze del telecalore ha registrato invece un incremento a due cifre (26,8%). Il gas naturale si conferma la fonte energetica nettamente prevalente con il 69,8% del consumo energetico complessivo, tra le altre fonti portano un contributo significativo i rifiuti (16,1%) e le bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 10,7%).

<sup>85</sup> Le 5 regioni del Nord in cui sono maggiormente diffusi (Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto) rappresentano, da sole, il 96% dell'energia termica erogata da sistemi di teleriscaldamento.



L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per la climatizzazione ambientale (riscaldamento e raffrescamento) e la produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario, mentre è marginale l'utilizzo in processi industriali. Una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale (64,0%) e terziario (33,2%), la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%). Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 24% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 7% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%)<sup>86</sup>.

Il numero di imprese operanti su reti di telecalore è pari a 255: di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dall'energia termica alle utenze (distribuzione e/o misura e/o vendita) mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica<sup>87</sup>.

A seguito del significativo incremento dei prezzi del servizio di teleriscaldamento registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva, al fine di valutarne la congruità.

Il prezzo di fornitura del servizio di teleriscaldamento, prima dell'intervento dell'Autorità, era definito liberamente da ciascun esercente sulla base delle caratteristiche del proprio sistema di telecalore, dell'utenza e del territorio servito. Tra le due principali modalità di determinazione del prezzo, basate sui costi sostenuti (obiettivo di assicurare all'esercente l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito) o sul costo evitato (obiettivo di fornire all'utente un prezzo del servizio conveniente rispetto al costo che avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa), la prima era la più diffusa e ha portato una crescita del prezzo medio del servizio dagli 81 €/MWh del 2020, a 93 €/MWh nel 2021, fino a raggiungere i 155 €/MWh del 2022.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva sono emerse potenziali criticità sia in relazione alle dinamiche di mercato, sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati. In particolare, in riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti del servizio di teleriscaldamento sono risultati in genere superiori al costo di erogazione di un servizio equivalente tramite caldaia a gas. In merito all'equità dei prezzi applicati, invece, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallineamento tra costi e ricavi del servizio. Alla crescita dei ricavi, derivante dall'utilizzo del metodo del costo evitato per la determinazione dei prezzi, non è seguita una corrispondente crescita dei costi variabili di produzione.

Alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva, l'Autorità ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo<sup>88</sup> l'opportunità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio di teleriscaldamento, così da consentire contestualmente di superare le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe inoltre possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe peraltro assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio.

<sup>86</sup> Fonte: AIRU.

<sup>87</sup> Il numero di operatori del telecalore che offrono il servizio di teleraffrescamento è ancora ridotto, pari al 12% circa del totale, e per alcuni il servizio copre solo porzioni limitate rispetto all'area servita dalle reti di teleriscaldamento.

<sup>88</sup> Segnalazione 568/2022/I/tr.

Il legislatore è intervenuto con la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, prevedendo l'applicazione di tariffe regolate per la generalità delle reti di teleriscaldamento.

Per quanto riguarda il prezzo di erogazione del servizio di teleraffrescamento, questo è nella totalità dei casi determinato sulla base della metodologia del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica, anche se non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è un gruppo frigorifero ad assorbimento (tipicamente un sistema a fiamma diretta, alimentato a gas naturale).

Con dinamiche analoghe al caso del teleriscaldamento, nella formula per la determinazione del prezzo con il metodo del costo evitato, le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

Per quanto concerne la regolazione della qualità commerciale e della misura, l'attività di allacciamento e la trasparenza, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Lo scorso anno sono stati analizzati i dati riferiti al 2022 di 136 operatori (26 di maggiori dimensioni, 76 di medie dimensioni e 34 micro-esercenti), che hanno erogato nel 2022 energia termica per 9.025 GWh a 126.353 utenti.

## Attività svolta

La legge 21 aprile 2023, n.41, introducendo l'articolo 47 bis nel decreto legge 24 febbraio 2023, n.13, ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 102/14, estendendo le competenze attribuite all'Autorità nella regolazione di settore, tramite l'introduzione di una regolazione cost reflective delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. In particolare, per effetto della citata novella normativa, l'articolo 10, comma 17, lettera e) del decreto legislativo 102/14 dispone che l'Autorità stabilisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. Tale intervento normativo ha fatto seguito alla segnalazione 568/2022/I/tlr, con la quale l'Autorità aveva posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre un regime di prezzi regolati per il servizio di teleriscaldamento, alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva condotta dalla medesima nel corso del 2022 al fine di valutare la congruità dei prezzi di detto servizio, i cui risultati sono stati illustrati nel Volume 2 della precedente Relazione Annuale 2023.

L'Autorità, nella definizione del metodo tariffario, in coerenza con quanto previsto all'art. 10, comma 18, del decreto legislativo 102/14, che richiede di adottare gradualità nell'intervento di regolazione, ha scelto di adottare un approccio multifase, in modo da coniugare le esigenze di tutela degli utenti con il mantenimento di condizioni di equilibrio economico-finanziario degli esercenti, prevedendo:

- di definire, per il periodo transitorio (compreso tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un criterio per la fissazione di un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato (il costo del servizio di riscaldamento alternativo più conveniente disponibile sul mercato), al fine di assicurare l'applicazione di prezzi coerenti con un assetto concorrenziale del mercato dei servizi di riscaldamento;
- di introdurre a regime, a partire dal 1° gennaio 2025, un vincolo ai ricavi determinato sulla base dei costi efficienti di erogazione del servizio.

Il metodo tariffario applicabile nel periodo transitorio (cd. MTL-T) è stato approvato con deliberazione 638/2023/R/tlr. L'Autorità pur confermando l'applicazione di logiche di costo evitato, in coerenza con quanto fatto in passato dalla maggior parte degli operatori del settore, ha tuttavia adottato specifici correttivi in modo tale da risolvere le principali criticità delle metodologie precedentemente utilizzate, evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva.

In primo luogo, l'Autorità ha apportato delle modifiche alla modalità di calcolo del costo evitato, prevedendo l'utilizzo di parametri che fossero maggiormente rappresentativi dei costi effettivamente sostenuti dagli utenti (in particolare, si evidenzia l'utilizzo di rendimenti della caldaia in linea con i modelli a condensazione attualmente disponibili sul mercato).

Un ulteriore correttivo riguarda l'applicazione di un tetto al valore massimo del costo evitato, per la quota di energia termica prodotta da impianti alimentati con fonti diverse dal gas naturale. Tale intervento consente di assicurare una correlazione tra i costi e i ricavi degli esercenti, anche in presenza di picchi delle quotazioni del gas naturale, a differenza di quanto avvenuto nel corso della crisi energetica del 2022.

Nel corso del 2023, l'Autorità è intervenuta anche sulla regolazione della qualità tecnica e sugli obblighi di trasparenza del servizio.

Per quanto concerne la regolazione della qualità tecnica, l'Autorità ha previsto un rafforzamento delle misure a tutela della continuità del servizio, con l'introduzione di uno standard specifico di continuità per la durata massima delle interruzioni non programmate, pari 12 ore nel periodo invernale e 24 nel periodo estivo.

Per quanto concerne invece la trasparenza del servizio, l'Autorità ha introdotto specifici obblighi informativi sulle prestazioni ambientali delle reti di telecalore, in aggiunta agli obblighi già previsti in materia di trasparenza dei prezzi e di contenuti minimi dei contratti di fornitura del servizio.

# SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

## Stato dei servizi

### Qualità tecnica

A partire dall'anno 2018, l'Autorità ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII)<sup>89</sup>, basata su un meccanismo di "premi-penalità" associato al raggiungimento degli obiettivi fissati da "macro-indicatori", con l'intento di promuovere un continuo miglioramento della qualità del servizio erogato alle utenze del servizio idrico integrato.

Dalla data di avvio della regolazione della qualità tecnica sono state svolte tre specifiche rilevazioni dedicate alla raccolta dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato. La più recente si è conclusa in data 30 aprile 2024 e ha riguardato la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2022 e 2023<sup>90</sup>.

I MACRO-INDICATORI DEFINITI DALLA RQTI	
M1	Contenimento delle perdite idriche nelle reti e impianti di acquedotto
M2	Mantenimento della continuità del servizio idropotabile, sulla base della misura della frequenza delle Interruzioni del servizio
M3	Adeguatezza della qualità dell'acqua erogata
M4	Minimizzazione dell'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue, misurata sulla base del grado di adeguatezza del sistema fognario
M5	Minimizzazione dell'impatto ambientale collegato allo smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue
M6	Minimizzazione dell'impatto ambientale associato allo smaltimento dei reflui in uscita dai trattamenti depurativi

Come già rilevato nella scorsa versione della Relazione Annuale, rispetto ai dati raccolti con riferimento all'anno di base (2016), emerge un avanzamento nel processo di miglioramento complessivo per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità e una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, anche con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole.

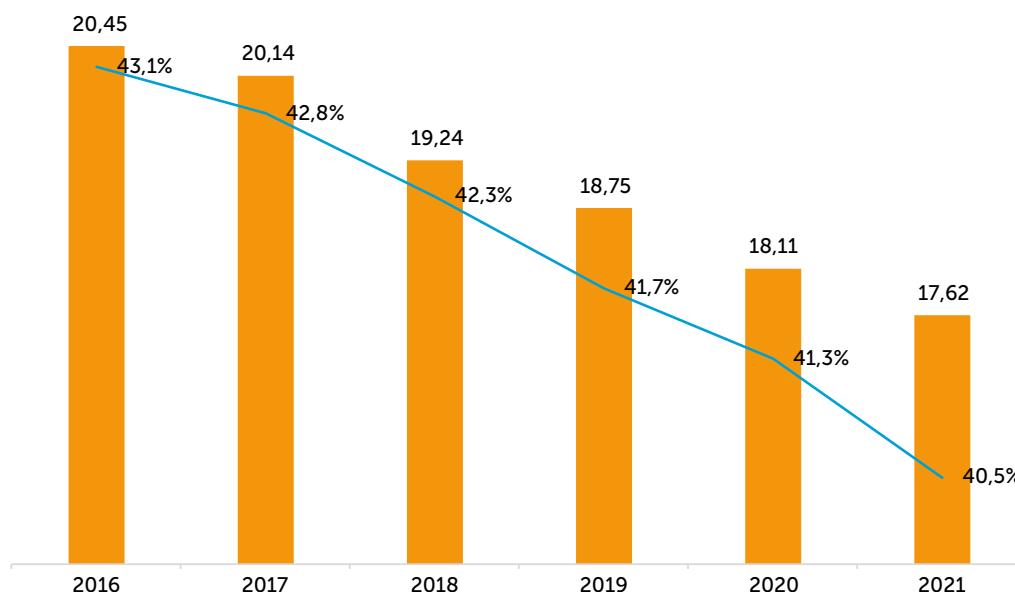
Nello specifico, nel 2023 a livello nazionale il valore delle **perdite idriche (M1)** si attesta in media a 17,9 m<sup>3</sup>/km/gg (indicatore M1a-Perdite lineari) e al 41,8% (indicatore M1b-Perdite percentuali), con valori più contenuti al Nord e valori medi più elevati al Centro e nel Sud e Isole. Rispetto ai dati relativi all'anno base, si sono registrate riduzioni medie delle perdite pari al 12% per M1a e al 4,4% per M1b. Si ritiene che i, pur non trascurabili, miglioramenti evidenziati fino ad oggi nelle Relazioni annuali, nello specifico per il macro-indicatore M1 ma anche per gli altri macro-indicatori di qualità, sottostimino i risultati reali per effetto dell'ingresso nel campione di gestioni

<sup>89</sup> Delibera 917/2017/R/idr recante "Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

<sup>90</sup> Delibera 6 febbraio 2024, 39/2024/R/idr.

meno avanzate. Si è pertanto proceduto ad effettuare un'analisi "isoperimetro" delle *performance* conseguite per il macro-indicatore M1 nel periodo compreso tra il 2016 e il 2021, costruendo un campione ad hoc che includesse solo le gestioni per le quali i dati sono presenti nei dataset dell'Autorità per tutte le citate annualità, con l'accortezza di escludere le gestioni che hanno modificato in maniera significativa il territorio gestito, mentre sono state lasciate le gestioni che, nel tempo, hanno incluso porzioni di territorio meno rilevanti rispetto a quello originariamente servito. Tale analisi permette di mettere in luce miglioramenti più elevati nella riduzione delle perdite di rete, pari a -14% per l'indicatore M1a e a -6% per l'indicatore M1b.

**FIG. 5.4.** Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati interni.

La regolazione della qualità tecnica stabilisce che l'attendibilità e l'affidabilità dei dati impiegati per la determinazione del macro-indicatore sulle perdite di rete siano verificate, per ciascuna gestione, mediante l'adozione di uno specifico prerequisito che prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Nel 2023, a livello nazionale si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo (92,1%) che alla misura di utenza (95,5%)<sup>91</sup>.

Per quanto riguarda le **interruzioni di servizio (M2)**, quasi il 60% della popolazione è servito da gestori che hanno garantito una buona continuità del servizio di erogazione, evidenziando una durata delle interruzioni inferiore alle 3 ore/anno per utente. In media, tuttavia, a livello nazionale il valore del macro-indicatore si attesta a circa 59 ore/anno a utente. Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili nell'area meridionale e insulare, dove è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 227 ore mentre i valori risultano mediamente più bassi nel Nord Ovest e nel Nord Est (entrambi al di sotto dell'ora) e al Centro (29,4 ore/anno a utente, il cui dato, tuttavia, risente della *performance* negativa di sole 2 gestioni). Si segnala, in ogni caso, che, rispetto ai dati dell'anno base, è stata registrata una riduzione media del macro-indicatore M2 pari al 26%.

<sup>91</sup> In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica introdotta con la delibera 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale (TIMSII), rinnovata più recentemente con la delibera 609/2021/R/idr, recante "Integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (TIMSII)".

L'analisi dei dati relativi all'indicatore **sulla qualità dell'acqua erogata (M3)**<sup>92</sup> mostra, nel complesso, buoni miglioramenti rispetto alla situazione iniziale dell'anno 2016. In media, il valore dell'incidenza delle ordinanze di non potabilità è pari allo 0,071% con tassi di campioni e parametri non conformi pari rispettivamente a 3,39% e 0,22%. Il 26% della popolazione, si trova in condizioni ottimali e il 51% in una situazione intermedia, mentre il 15% è servito da gestori per i quali si sono registrati impatti significativi in termini di numero e/o durata delle ordinanze di non potabilità nell'anno. Rispetto ai dati dell'anno base, complessivamente si sono registrate riduzioni medie del 78% per M3a, del 26% per M3b e del 38% per M3c. Il numero di gestioni che hanno adottato, anche in modo parziale e/o solo su una porzione limitata del territorio servito, il modello *Water Safety Plan*<sup>93</sup>, è in aumento: in termini di utenze servite, l'applicazione del citato modello WSP è mediamente pari al 30%, con differenze a carattere locale.

Per quanto riguarda il **servizio di fognatura (M4)**, il dato medio sulla frequenza degli allagamenti e sversamenti da fognatura è risultato pari a 5,0 ogni 100 km di rete fognaria (con un picco di 11 ogni 100 km nel Sud e Isole), il 22% degli scaricatori di piena è risultato ancora da adeguare alla normativa vigente (indicatore M4b) e il 7% degli scaricatori di piena sono risultati non controllati. Rispetto ai dati relativi all'anno base, si sono registrate riduzioni medie del 58% per M4a, del 4% per l'indicatore M4b e del 77% per M4c.

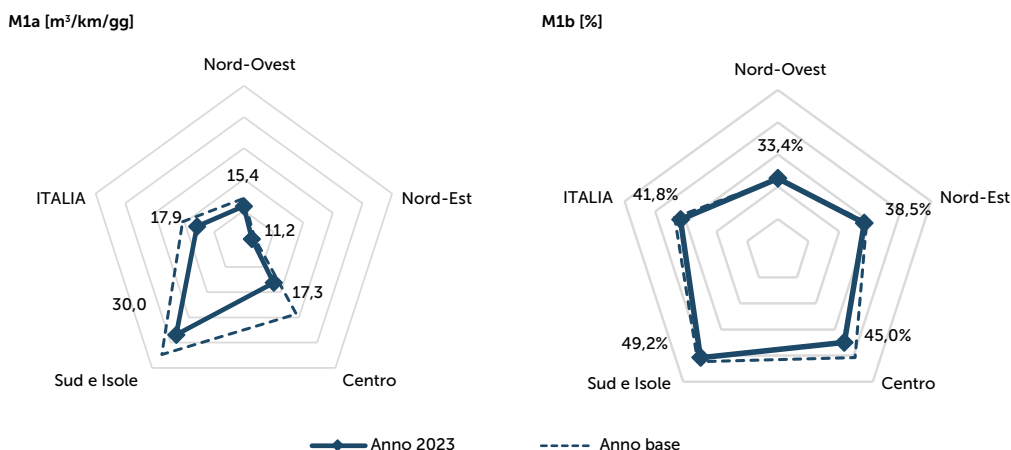
Nel 2023, a livello nazionale la **produzione di fanghi da impianti di depurazione (M5)**<sup>94</sup> è stata pari a 424.836 tonnellate di sostanza secca: il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari al 7,5% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche (nel Nord-Ovest è stato pari allo 0,6%, nel Nord-Est e nel Centro i valori sono prossimi al 12%, mentre il dato è pari al 9,6% per la zona meridionale e insulare). Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, risulta essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi (-62% di fanghi smaltiti in discarica).

Per quanto riguarda l'impatto ambientale collegato allo **scarico delle acque reflue depurate (M6)**, rispetto alle fasi di avvio della regolazione, si nota un miglioramento nei risultati conseguiti: il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore è pari al 7,1%, evidenziando una riduzione media, rispetto ai dati dell'anno base, pari al 44%.

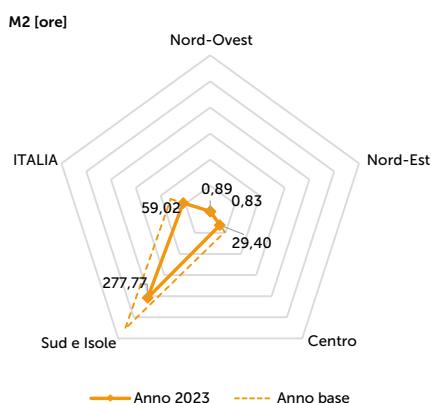
92 Per la valutazione di questo macro-indicatore vengono considerate la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità e il tasso di non conformità alla normativa in materia.

93 Introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e ora rafforzati nel d.lgs. 18/2023. La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo - fondato sull'analisi del rischio - in sostituzione dell'attuale metodologia di gestione di tipo reattivo.

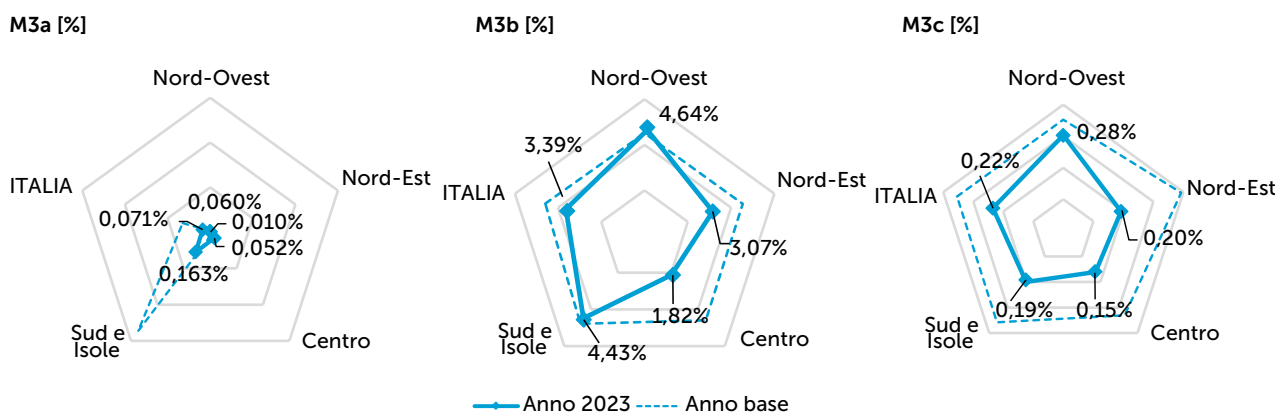
94 Il macro-indicatore M5 è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fango da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti.

**FIG. 5.3** Valori medi degli indicatori M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

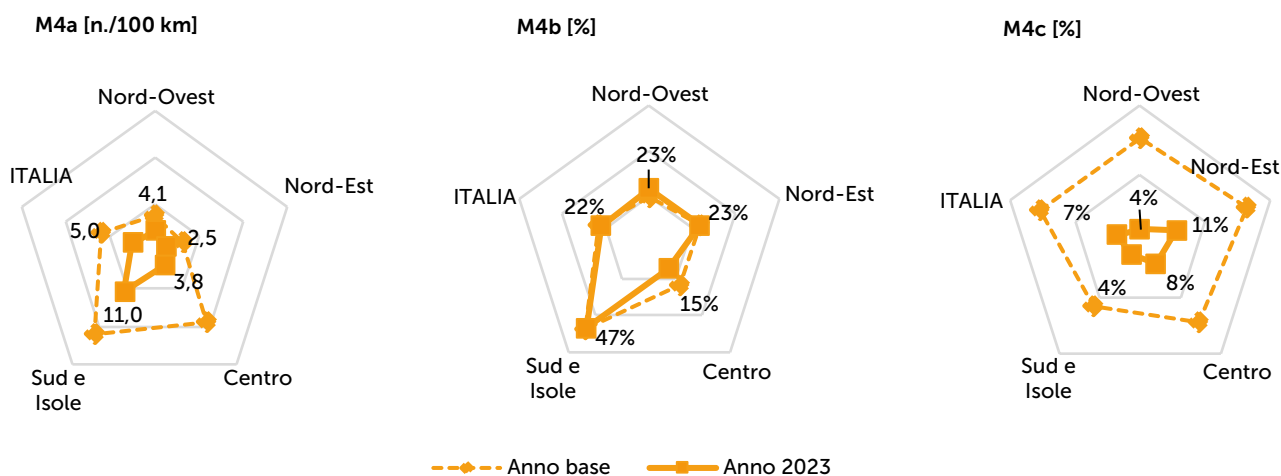
**FIG. 5.10** Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

**FIG. 5.15** Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica

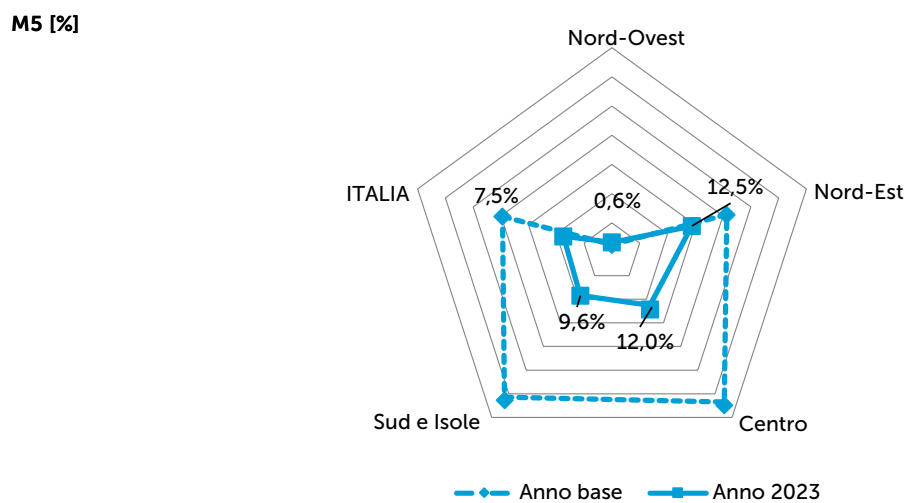
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

**FIG. 5.24** Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatazza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr).

**FIG. 5.30** Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica

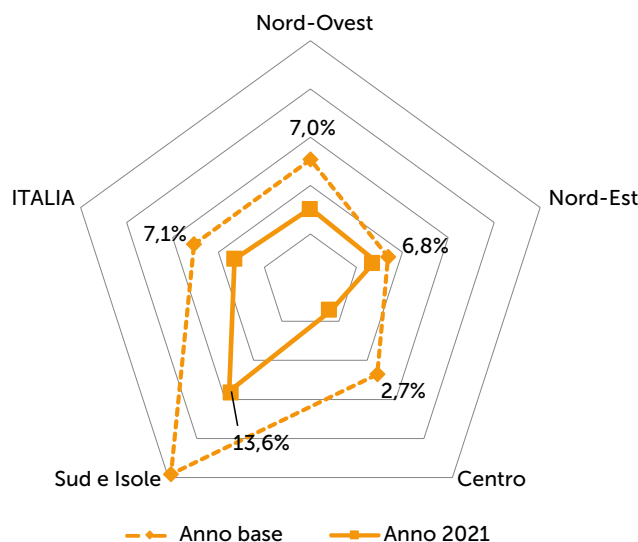


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).



**FIG. 5.35** Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica

M6 [%]



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Dal punto di vista impiantistico, il ricorso, da parte di una quota crescente di gestori, a tecnologie di trattamento avanzate dei reflui, presenta riflessi positivi anche in relazione al riutilizzo delle acque reflue depurate. Sulla base dei dati relativi al 2023 si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 17% del volume complessivamente depurato, mentre i volumi effettivamente riutilizzati (principalmente per uso irriguo) si attestano a valori prossimi al 4% del volume complessivamente depurato. In merito ai consumi energetici, infine, circa il 62% del consumo di elettricità complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato è attribuibile al servizio di acquedotto, il 6% è attribuibile al servizio di fognatura e il 32% è attribuibile al servizio di depurazione<sup>95</sup>.

A corredo delle analisi volte a mostrare le *performance* conseguite nel periodo compreso tra l'anno base e il 2023 (pertanto a parità di condizioni regolatorie), nella corrente Relazione annuale sono mostrati - per ciascun macro-indicatore - i principali dati relativi all'annualità 2023, come risultanti dall'applicazione delle novità apportate alla RQTI con la delibera 637/2023/R/idr<sup>96</sup>, che ha rinnovato e, in linea generale, reso maggiormente sfidanti gli obiettivi di qualità ai fini delle valutazioni quantitative del meccanismo incentivante, a partire dal biennio 2024-2025.

Inoltre, sono descritti gli esiti del secondo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), che ha riguardato le *performance* dei gestori idrici per il biennio 2020-2021, le cui conclusioni sono rappresentate nella delibera 477/2023/R/idr.

In relazione alle valutazioni sul conseguimento degli obiettivi fissati al fine di attribuire i premi e le penalità degli Stadi base, per l'anno 2021 si notano tassi di raggiungimento degli obiettivi compresi tra un minimo

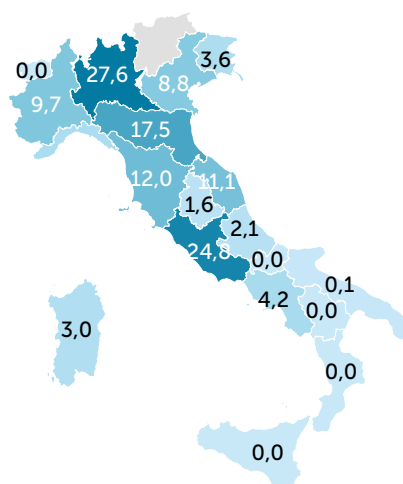
<sup>95</sup> Si tratta di circa 0,46 kWh per metro cubo immesso in rete, per il servizio di acquedotto, 6,64 kWh per AE (abitante equivalente) collettato, per il servizio di fognatura, e di 35 kWh per abitante equivalente, per il servizio di depurazione.

<sup>96</sup> Delibera 637/2023/R/idr recante "Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI), nonché modifiche all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 586/2012/R/idr e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 655/2015/R/idr (RQSI)".

del 30% della popolazione servita per il macro-indicatore M4 (per il quale pesano in maniera significativa le esclusioni dal meccanismo) e il 64% per il macro-indicatore M5. Si può notare che anche le situazioni di mancato raggiungimento, in una percentuale non trascurabile di casi, evidenziano comunque dei miglioramenti qualitativi, seppure non giudicati sufficienti. Per quanto riguarda le graduatorie tra le gestioni, all'interno dei 39 podi a disposizione, si evidenzia una preponderanza dei gestori del Nord e del Centro. In particolare, con specifico riferimento allo Stadio di eccellenza (graduatoria effettuata con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati), a valle delle esclusioni previste le graduatorie sono risultate popolate da 27 gestioni nel biennio di valutazione 2020-2021, di cui nessuna collocata nell'area meridionale del Paese.

Il meccanismo ha attribuito premialità per quasi 130 Milioni di euro complessivi per il biennio di valutazione 2020-2021. Gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Centro, seguiti a breve distanza dall'area Nord-Ovest, mentre nel Sud e nelle Isole le premialità sono risultate considerevolmente ridotte. L'entità delle premialità medie attribuite per gestione è massima nel Centro, per la presenza di alcuni grandi operatori nelle graduatorie degli Stadi avanzati, mentre risultano sostanzialmente allineate nelle rimanenti aree geografiche. Infine, il meccanismo ha previsto l'applicazione di penalità per un importo complessivo di poco più di 14 milioni di euro per il biennio di valutazione 2020-2021.

**FIG. 5.59** Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna regione nell'annualità 2021 (milioni di euro)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Nel corso del 2023 è stata data pressoché piena allocazione alle **linee di finanziamento** del pacchetto Next Generation EU che hanno interessato il servizio idrico integrato, e per le quali l'Autorità ha prestato il proprio contributo nell'ambito della valutazione delle proposte di volta in volta presentate<sup>97</sup>. In particolare, è giunta a completamento la linea M2C4-I4.4 del PNRR, destinata al sostegno degli interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria), per un ammontare complessivo di circa 600 milioni di euro. Con riferimento poi alla linea M2C4-I4.2 avente ad

<sup>97</sup> Nei precedenti anni erano già giunte a compimento la linea M2C4-I4.1 del PNRR per interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico anche per i servizi irrigui (oltre 1 miliardo di euro rispetto a un valore di risorse complessivamente stanziato di 2 miliardi), l'Asse IV del Programma Operativo Nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON IeR) per la riduzione delle perdite e lo sviluppo della digitalizzazione e del monitoraggio delle reti destinato a un gruppo di Regioni localizzate nel Sud Italia e nelle Isole (Molise, Campania, Puglia, Calabria, Sicilia) del valore di oltre 476 milioni di euro, nonché le due finestre temporali della linea M2C4-I4.2 del PNRR per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione nelle reti di distribuzione (dal valore complessivo di 900 milioni di euro).

oggetto gli interventi nelle reti di distribuzione dell'acqua per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti si registra la recente allocazione, con il decreto direttoriale 6 maggio 2024, n. 203, del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, di risorse aggiuntive per complessivi 1,024 miliardi di euro per i progetti che erano risultati ammissibili nelle precedenti finestre temporali, ma che non sono stati finanziati per esaurimento di fondi. Le ultime due misure approvate hanno permesso di contribuire alla spesa per investimenti infrastrutturali nel servizio idrico integrato per quasi 4 miliardi di euro (3,979 mld) in un arco temporale compreso tra 2021 e 2026. A livello nazionale, nel 2023 sono proseguite poi le erogazioni delle risorse destinate al primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico<sup>98</sup> necessari alla mitigazione dei danni connessi a fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche. Con le ultime erogazioni, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione «acquedotti» del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a euro 50.942.209,1, pari al 76,63% del finanziamento totale stanziato<sup>99</sup>.

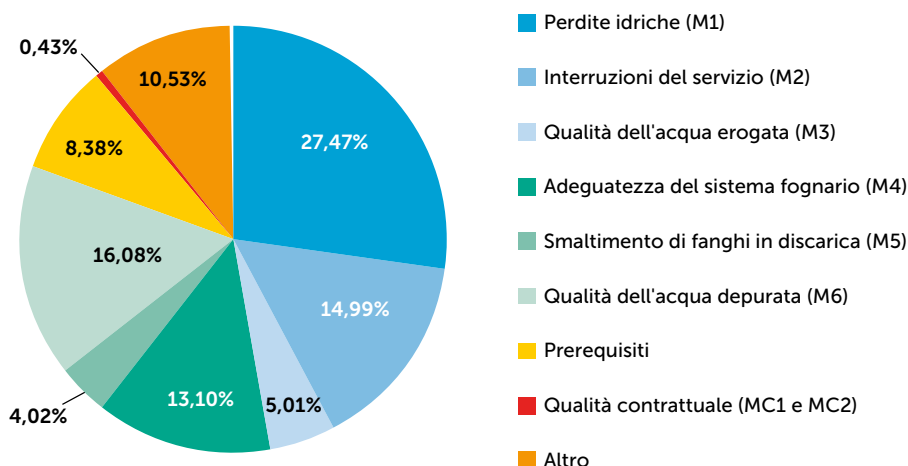
Sempre nel 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie per l'aggiornamento biennale (2022-2023) degli schemi regolatori trasmessi dagli enti di governo dell'ambito competenti per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3). Le istruttorie hanno riguardato la verifica, tra gli atti che costituiscono lo schema regolatorio di ciascuna gestione, del **Programma degli interventi (Pdl)** e del **Piano delle Opere Strategiche (POS)**, introdotto dal MTI-3 per tener conto degli effetti di lungo periodo di eventuali opere di rilevanza strategica caratterizzate da rilevante complessità tecnica, le cui tempistiche di realizzazione pluriennali superano il periodo regolatorio vigente.

L'analisi del **fabbisogno di investimenti**<sup>100</sup> per il periodo 2022-2023 a livello nazionale conferma il peso degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche (che guida le priorità nella pianificazione del settore sin dalle prime rilevazioni effettuate dall'Autorità), rafforzandolo per il duplice effetto dell'iniezione di risorse stanziate per il medesimo scopo dal PNRR e dal REACT-EU (già rappresentato nella scorsa Relazione), e della maggiore popolazione del campione del Sud e delle Isole (27,5% degli investimenti programmati totali). A seguire, gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata al 16,1%, quelli per la riduzione delle interruzioni idriche al 14,99% e gli interventi per l'adeguamento del sistema fognario al 13,1%. La quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità si conferma al 10,5% della precedente rilevazione.

98 Adottato con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019.

99 Dato aggiornato a valle delle modifiche sulla composizione del Piano, richiamate nei due Volumi della Relazione Annuale, per effetto delle quali le risorse attualmente stanziate per il primo stralcio di Piano ammontano a 66.480.000 euro.

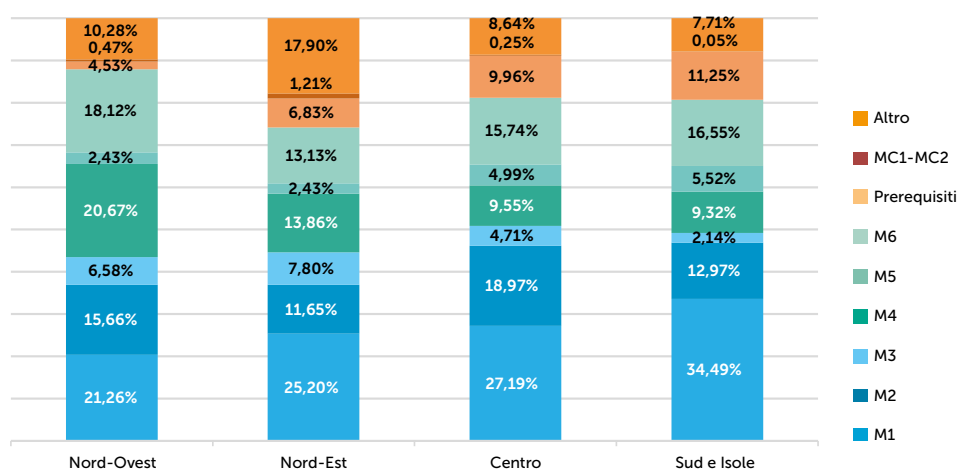
100 Il campione di riferimento è composto da 134 gestioni che servono complessivamente 48.894.099 abitanti, in crescita rispetto al campione del precedente anno per effetto dell'inclusione degli ulteriori schemi regolatori pervenuti dalle aree geografiche del Nord-Ovest e del Sud & Isole.

**FIG. 5.62** Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Cresce rispetto alla scorsa rilevazione (in cui si attestava al 7,82%) il peso degli interventi destinati al superamento dei prerequisiti, in particolare delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea per mancata conformità alla Direttiva 91/271/CEE, superando l'8% anche per la maggiore presenza di gestioni del Sud. Tale dato è comunque inferiore a quello del precedente periodo regolatorio (in cui era maggiore del 9%), a conferma dell'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità.

In termini generali di servizio, il quadro nazionale del biennio, anche per le motivazioni rappresentate in premessa, è maggiormente orientato sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (48%, considerando anche i due prerequisiti legati esclusivamente a profili della filiera acquedottistica) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 40,25%), con le già rendicontate differenze tra singole aree geografiche: il Nord-Ovest è l'unica area nella quale è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Centro Italia e nel Sud e Isole la forbice tra le due fasi aumenta a favore delle infrastrutture di acquedotto, attestandosi per queste ultime al di sopra della media nazionale.

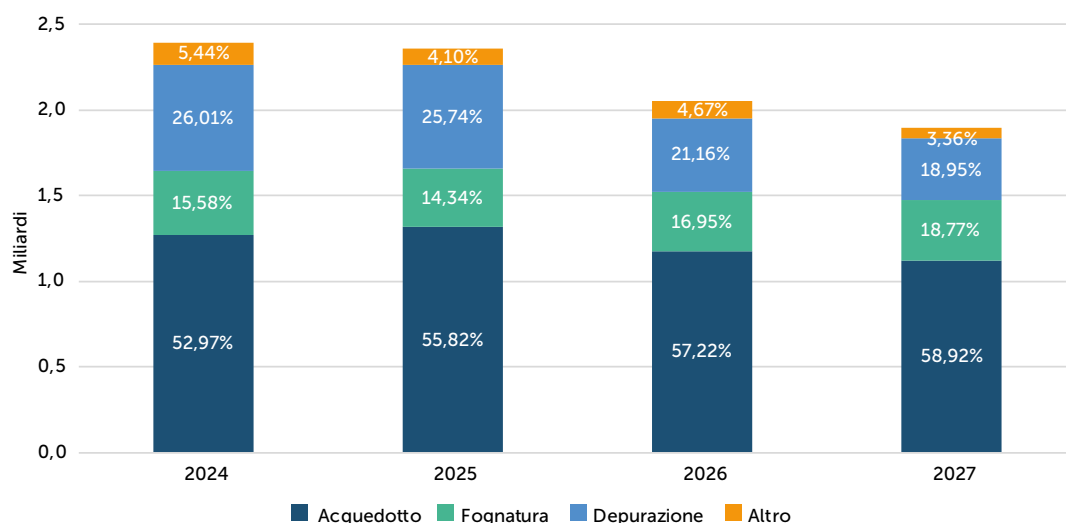
**FIG. 5.63** Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, aggiornata con la nuova composizione del campione, le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo d'ambito a interventi finanziati col pacchetto Next Generation EU nel biennio 2022-2023 superano i 700 milioni di euro (711,22 milioni, in crescita rispetto ai 690,1 milioni rendicontati lo scorso anno), principalmente allocate nel 2023 (618,61 milioni). Tale somma, destinata per quasi il 45% agli interventi finanziati con il REACT EU (linea che si è conclusa a giugno 2022 e che prevedeva la conclusione degli interventi a dicembre 2023) include la quota di risorse cofinanziate dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a 524,86 milioni di euro (circa il 21,52% del budget destinabile al servizio idrico integrato dalle tre linee citate)<sup>101</sup>.

Il **fabbisogno di opere strategiche** complessivamente espresso dal campione di Piani analizzati, per effetto dell'ampliamento del campione considerato, nel periodo 2020-2027 ammonta a circa 12,18 miliardi di euro, equivalenti a 249,11 euro/abitante, in aumento rispetto alla ricognizione svolta nella precedente Relazione annuale per il medesimo periodo (11,4 miliardi di euro, equivalenti a 246,74 euro/abitante), segno di un sempre maggiore ricorso a pianificazioni di medio lungo termine da parte di EGA e gestori. Tale fabbisogno è allocato principalmente nel quadriennio che supera il periodo regolatorio attuale (2024-2027), nel quale risultano circa 8,69 miliardi di euro (circa il 71% del totale), destinati prevalentemente alle fasi di approvvigionamento e distribuzione.

**FIG. 5.67** Distribuzione temporale 2024-2027 del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle Opere Strategiche e ripartizione per servizio (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/ldr).

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie<sup>102</sup>. Alla data del 31 dicembre 2023, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità, per il biennio 2022-2023, hanno riguardato complessivamente 67 gestioni, interessando 30.830.746 abitanti.

<sup>101</sup> Il quadro illustrato ha ad oggetto valutazioni preliminari che saranno consolidate in sede di analisi dei Programmi degli Interventi oggetto della predisposizione degli schemi per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4), nei quali si potrà apprezzare il pieno recepimento di tutte le linee di finanziamento del PNRR.

<sup>102</sup> In taluni casi sono state concluse anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023.

Con riferimento al campione, composto da 130 gestioni per le quali la proposta di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie è stata trasmessa all'Autorità (che servono complessivamente 48.736.089 abitanti), la variazione media (rispetto all'anno precedente) dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023 risulta pari a +4,56% con una certa eterogeneità a livello geografico: +3,67% nell'area Sud e Isole, +3,97% nel Nord-Est, +4,22% nel Centro, e a +5,87% nel Nord-Ovest. Sulla base dei Pdi trasmessi all'Autorità per il medesimo campione, gli investimenti programmati per il quadriennio 2020-2023 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini pro capite, pari a 275 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 69 euro/abitante); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 337 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023.

Ricomprensando nel campione anche i maggiori fornitori all'ingrosso e includendo i dati di gestioni escluse nelle analisi precedenti per la presenza di alcuni outlier, la spesa per investimenti relativa a un panel di 139 gestioni che servono 49.463.872 abitanti ammonta complessivamente (considerando anche la disponibilità di fondi pubblici) a 13,6 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,5 miliardi di euro nel 2020, a 3,2 miliardi di euro nel 2021 e nel 2022 e a 4,6 miliardi di euro nel 2023.

Le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato i generali miglioramenti nella capacità di realizzazione degli investimenti programmati (pur con una certa variabilità fra le gestioni del panel). Il tasso di realizzazione è risultato pari a circa il 107% nel 2020 (anno per il quale, comunque, l'aggiornamento delle pianificazioni è avvenuto in corso d'anno, e le cautelative previsioni di investimento hanno tenuto conto dei rallentamenti dei cantieri dovuti all'emergenza epidemiologica da COVID-19) e al 95% nel 2021, con valori più contenuti per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (il cui tasso di realizzazione, per al 2021, si è attestato al 77%), per i quali sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi.

Nel 2023, la spesa media sostenuta da un'utenza domestica residente tipo<sup>103</sup>, comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 345 euro/anno (2,30 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (254,5 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 421,8 euro/anno). Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m<sup>3</sup>, si osserva come il 38,8% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 133,7 euro/anno. La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 41,4 euro/anno (12,0% del totale) e a 101,9 euro/anno (29,5%).

**TAV. 5.24** *Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2023 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m<sup>3</sup>; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m<sup>3</sup>)*

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro/m <sup>3</sup> )
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	254,5	1,70
	Massimo	509,5	3,40
	Minimo	134,9	0,90

(segue)

<sup>103</sup> Famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m<sup>3</sup>.

<b>Nord-Est</b>	Media ponderata su popolazione	338,4	2,26
	Massimo	455,8	3,04
	Minimo	252,2	1,68
<b>Centro</b>	Media ponderata su popolazione	421,8	2,81
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	306,8	2,05
<b>Sud e Isole</b>	Media ponderata su popolazione	367,4	2,45
	Massimo	407,7	2,72
	Minimo	246,6	1,64
<b>ITALIA</b>	Media ponderata su popolazione	345,0	2,30
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	134,9	0,90

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

## Qualità contrattuale

Nel mese di aprile 2024 si è chiusa l'edizione annuale della Raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato", finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle sue funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2023 dai gestori del SII. L'analisi delle informazioni trasmesse ha confermato la disomogeneità a livello geografico nell'adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità contrattuale da parte degli operatori, principalmente a causa delle differenti caratteristiche che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

Dall'analisi dei dati relativi agli standard specifici fissati dalla RQSII emerge, nel 2023, un elevato livello di qualità contrattuale con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,5% (confermando il valore del 2022).

Al 31 dicembre 2023, risultano erogati indennizzi per circa 2,03 milioni di euro, ma una più compiuta valutazione al riguardo potrà essere effettuata nell'ambito della prossima Relazione Annuale poiché, a causa del fisiologico lag temporale nell'erogazione degli indennizzi, buona parte di questi verrà effettivamente accreditata agli utenti nel corso del 2024.

Il rispetto degli standard generali fissati dalla RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi – pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici, fa rilevare nel 2023 un buon livello di rispetto dello standard, peraltro in miglioramento rispetto al 2022 per la maggioranza degli indicatori.

Nella citata Raccolta dati, è stato richiesto ai gestori del SII anche un riepilogo delle prestazioni eseguite nel 2023 al fine di poter garantire l'applicazione omogenea del meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulle *performance* delle singole gestioni con riferimento a due macro-indicatori: "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (MC1) e "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (MC2). Per entrambi i macro-indicatori, a fronte di valori medi nazionali elevati (96,5% MC1 e 95,9% MC2) emerge ancora una volta l'esistenza di un Water Service Divide indicato da valori mediamente più contenuti nell'area Sud e in particolare nelle Isole.

Il primo procedimento di applicazione del richiamato meccanismo incentivante, che ha riguardato le *performance* dei gestori nel biennio 2020-2021 e che si è concluso nello scorso mese di ottobre 2023, ha comportato l'attribuzione complessiva di circa 20,9 milioni euro di premialità, principalmente al Nord e al Centro (66 gestioni su 71), e 22,1 milioni di euro di penalità, principalmente al Sud (20 gestioni su 51).

A fronte del miglioramento nelle prestazioni riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale, si rinvergono tuttavia impatti tariffari contenuti: in media, gli oneri aggiuntivi connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale fissati dall'Autorità risultano pari a circa 0,5 euro/abitante/anno per il biennio 2020-2021 e circa 1 euro/abitante/anno per il biennio 2022-2023.

## Attività svolta

Il servizio idrico integrato negli ultimi 12 anni (di applicazione della regolazione indipendente) ha invertito il proprio trend in termini di capacità di investire e di migliorare i parametri di qualità, al contempo però altre evidenze hanno segnalato l'urgenza di adottare i necessari rimedi: difficoltà dei sistemi di approvvigionamento nell'implementare i necessari progetti di rafforzamento; convogliamento delle acque meteoriche considerato una forma di intervento non prioritaria; aumento delle criticità di approvvigionamento e di gestione in altri settori di impiego della risorsa.

A fronte della necessità di dover impostare l'intervento regolatorio per il settore idrico sulla base di uno scenario diverso da quello tradizionale (molto più ampio e in grado di includere complessità di maggiori dimensioni), l'Autorità - alla fine del 2023 - ha varato un pacchetto di misure, adottando due provvedimenti:

la delibera 637/2023/R/idr, allo scopo di arricchire e aggiornare in particolare la regolazione della qualità tecnica del servizio idrico per mitigare le criticità legate al *Climate Change*, introducendo un nuovo macro-indicatore denominato "M0 – Resilienza idrica", volto a monitorare l'efficacia attesa del complesso sistema degli approvvigionamenti a fronte delle previsioni in ordine al soddisfacimento della domanda idrica nel territorio di pertinenza, inclusi gli usi diversi dal civile;

la delibera 639/2023/R/IDR, di approvazione del metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4), nell'ambito della quale sono stati disciplinati anche i criteri per la determinazione della tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.A. (alla quale – ad opera del comma 2-bis dell'articolo 23 del decreto-legge 44/23 – sono trasferite le funzioni del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia, EIPLI).

Nello specifico, è stata adottata una nuova metodologia tariffaria per il quarto periodo regolatorio che, tra l'altro:

- confermi l'impostazione generale sin qui adottata, comunque declinandola in una prospettiva di più lungo termine (con un periodo regolatorio avente la durata di 6 anni e, in particolare, prevedendo un aggiornamento del Piano delle Opere Strategiche, POS, fino al 2035);



- tenga conto dell'introduzione di nuovi elementi nell'ambito dell'attività di aggiornamento della regolazione della qualità tecnica, con la prevalente finalità di favorire lo sviluppo di una efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, di promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico;

preveda:

- un consolidamento delle regole previgenti in grado di favorire la spesa per investimenti (come determinata anche alla luce del citato aggiornamento della regolazione della qualità tecnica) e di promuovere una crescente efficienza gestionale (ferma restando l'attenzione alle specificità dei singoli contesti, che connotano l'asimmetria);
- un aggiornamento della trattazione della componente a copertura del costo di energia elettrica, in grado di tenere conto sia dell'evoluzione delle condizioni nei mercati, sia della dimensione gestionale e delle caratteristiche tecniche di produzione dei servizi idrici e che - alla luce della molteplicità delle possibili *policy* di acquisto, nonché della perdurante volatilità nei mercati di approvvigionamento - consideri anche i possibili effetti riconducibili a una dispersione di valori rispetto al benchmark, attraverso un congruo intervallo di tolleranza;
- un'estensione dell'approccio già adottato nel MTI-3 per valorizzare interventi per la sostenibilità energetica e ambientale e la resilienza a fronte del *Climate Change*, al fine di potenziarne l'efficacia, anche disciplinando un primo impiego delle risorse del Fondo per la promozione dell'innovazione (istituito presso CSEA) per incentivare (tramite l'attribuzione di premialità) il riutilizzo delle acque reflue depurate (incentivo al riuso nel rispetto del principio di "*Water Conservation*") e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata (incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia);
- alcuni accorgimenti volti ad accompagnare (favorendone il completamento) i processi di aggregazione gestionale in atto per effetto delle più recenti disposizioni normative tese alla razionalizzazione della *governance* di settore, in particolare aggiornando la disciplina della "regolazione di convergenza" (per cogliere tutte le opportunità insite nella stessa) introdotta - quale regolazione semplificata - con il MTI-3 e volta alla progressiva riduzione dei differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso all'acqua, tra le aree del Paese.

Nel 2023, in continuità con quanto stabilmente fatto a partire dal 2015, l'Autorità ha provveduto alla redazione di specifiche Relazioni presentate alle Camere sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

Le Relazioni predisposte nel 2023<sup>104</sup> hanno evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della governance di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato.

Nel medesimo anno, l'Autorità ha continuato a prestare supporto, per i profili di propria competenza, ai gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria e, in particolare, per la trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili (recepita con il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 in parola, entrato in vigore il 21 marzo 2023, per il recepimento nella normativa nazionale del regolamento europeo in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate (regolamento n. 2020/741 del Parlamento europeo e del Consiglio, vigente a partire dal 26 giugno 2023), e per la revisione della direttiva europea in materia di acque reflue. Lo scorso anno, inoltre, è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico, tra cui l'aggiornamento quinquennale degli indicatori di Product Market Regulation (PMR) dell'OCSE.

Tra le attività di collaborazione istituzionale rilevano anche due Memorie al Parlamento con le quali l'Autorità ha inteso fornire un contributo al dibattito in merito al disegno di legge per il contrasto della scarsità idrica di cui al D.L. 39/2023 (memoria n. 178/2023/I/idr) e nell'ambito dell'esame degli atti COM(2022) 540 recante "Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque" e COM(2022) 541 recante "Trattamento delle acque reflue urbane", in relazione ai profili di conformità ai principi di sussidiarietà e di proporzionalità (memoria n. 106/2023/I/idr).

Nel periodo compreso tra i mesi di luglio e settembre del 2023 si sono svolte inoltre alcune interlocuzioni con l'Unità di Missione a supporto del Garante per la Sorveglianza dei Prezzi (di seguito anche: Garante dei Prezzi), presso il Ministero delle imprese e del made in Italy (MIMIT), in merito alle articolazioni dei corrispettivi applicati agli utenti del servizio idrico integrato e alle competenze e alle attività svolte dall'Autorità sul tema.

Nel primo semestre del 2023, come anticipato nel precedente paragrafo, sono state completate le attività di individuazione delle proposte ammesse a finanziamento nell'ambito delle linee di investimento del PNRR, relative al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato - per le quali l'Autorità ha fornito il proprio supporto alle amministrazioni centrali sia in fase di implementazione che di selezione<sup>105</sup> - ed è stata avviata la fase di monitoraggio e rendicontazione finalizzata alla verifica sul raggiungimento delle *milestone* attribuite a ciascuna linea di intervento e all'erogazione delle rate di finanziamento. Si tratta della Missione M2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente C4 "Tutela del territorio e della risorsa idrica", e delle seguenti linee di intervento:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziati complessivamente risorse per 2 miliardi di euro
- M2C4 – R4.1 "Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR";

<sup>104</sup> Relazioni 18 luglio 2023, 323/2023/I/idr, e 6 febbraio 2024, 38/2024/I/idr. L'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno l'Autorità presenti questi documenti alle Camere.

<sup>105</sup> Per approfondimenti sul contributo dell'Autorità si rimanda alle Relazioni degli anni precedenti.

- M2C4 – I4.2 “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 “Investimenti in fognatura e depurazione”, alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione “acquedotti”<sup>106</sup>, lo scorso anno sono proseguite le attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano.

Nell’ambito della regolazione dei rapporti tra operatori e utenti, per quanto attiene alla Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), nel corso dell’anno 2023 si è concluso il procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità per il secondo biennio di applicazione del relativo meccanismo incentivante di cui al Titolo 7 della delibera 917/2017/R/idr, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore cumulativamente negli anni 2020 e 2021.

In materia di Qualità contrattuale, invece, a febbraio dello scorso anno è stata avviata la Raccolta dati relativa all’anno 2022 e sono state completate le istruttorie che hanno portato, a ottobre, alla conclusione del procedimento finalizzato all’applicazione del meccanismo incentivante di premi/penalità per il biennio 2020-2021<sup>107</sup>, come previsto dal meccanismo incentivante definito con il Titolo XIII della citata RQSII.

Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, l’Autorità ha, inoltre, avviato le attività propedeutiche all’aggiornamento dei dati di qualità tecnica e contrattuale riportate sul portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito *web* dell’Autorità e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio Comune<sup>108</sup>.

In tema infine di governance degli assetti locali, l’Autorità, nel dare seguito al dettato normativo in tema di riordino dei servizi pubblici locali di cui al d.lgs. 201/22, con la deliberazione 14 febbraio 2023, 51/2023/R/idr ha avviato un procedimento per la definizione di schemi tipo di bando di gara per l’affidamento della gestione del servizio idrico integrato, nell’ambito del quale saranno individuati i contenuti minimi al fine di garantire maggiore uniformità degli atti che disciplinano le procedure a evidenza pubblica per l’affidamento della gestione del servizio idrico integrato.

<sup>106</sup> Il primo stralcio di Piano è costituito da un elenco di 26 interventi/progetti (selezionati dall’Autorità con la relazione 20 giugno 2019 (252/2019/R/idr), riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, la cui copertura è stata assicurata a valere e nel limite di 40 milioni di euro per l’annualità 2019 e altrettanti per l’annualità 2020.

<sup>107</sup> Con riferimento al biennio 2020-2021, l’espletamento delle valutazioni quantitative è stato svolto sulla base dei dati di qualità contrattuale, qualora comunicati dai gestori nell’ambito delle relative raccolte dati, con riferimento all’anno 2018 (anno base) e all’anno 2021 (anno obiettivo), assumendo per perseguito l’obiettivo relativo all’anno 2020.

<sup>108</sup> <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/qualita-contrattuale-del-servizio-idrico-integrato> e <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/qtsii>

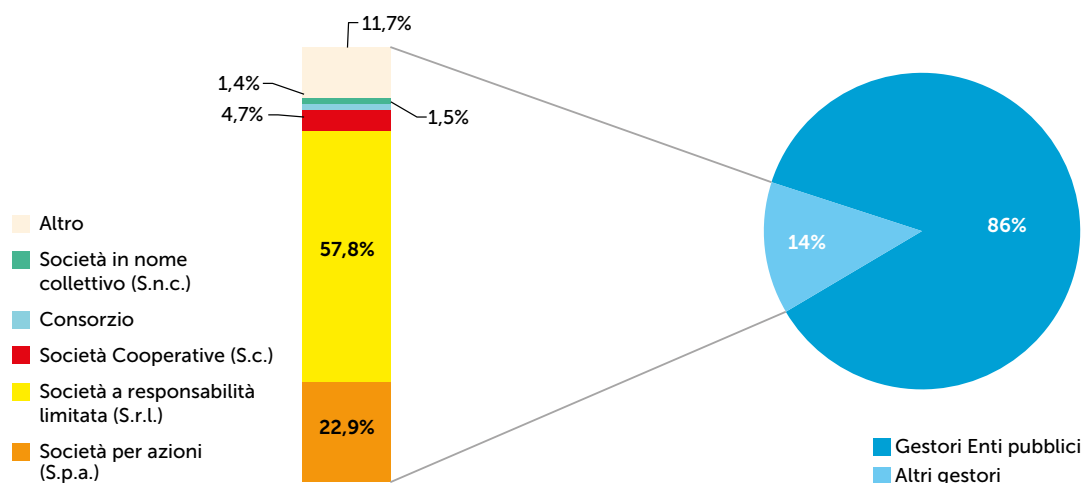
# CICLO DEI RIFIUTI

## Stato dei servizi

### Struttura del settore

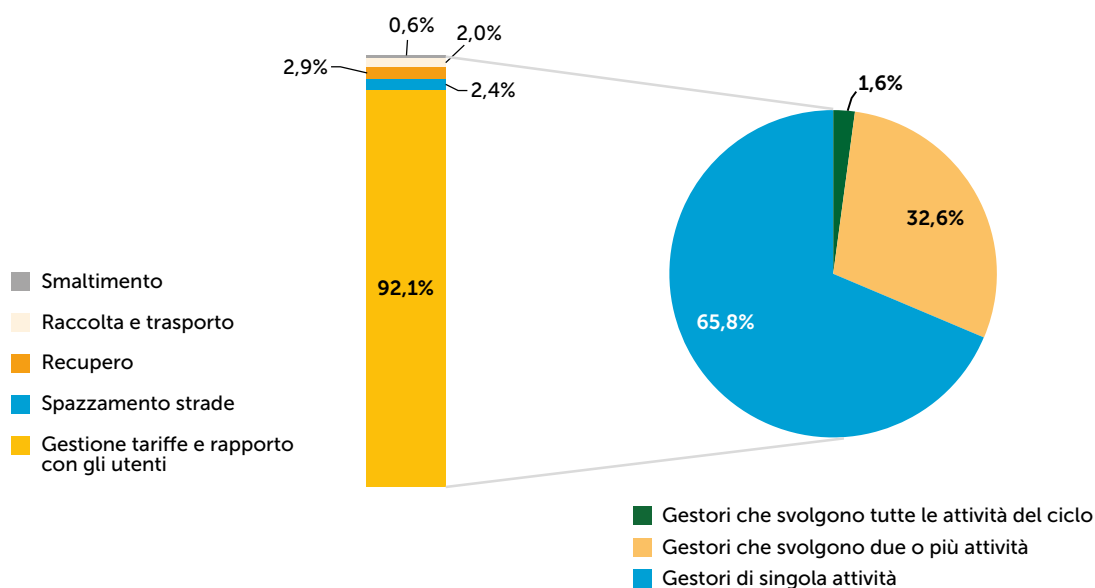
A maggio 2024 risultano iscritti all'Anagrafica Operatori dell'Autorità 8.419 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di 318 nuovi iscritti. A conferma di un processo di organizzazione territoriale del servizio ancora incompleto, i soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti permangono in numero elevato (pari a 3.389), seppur in progressiva riduzione.

**FIG. 6.1** Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

**FIG. 6.2** Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

## Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2022 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 29,1 milioni di tonnellate in calo dell'1,8% rispetto al dato 2021. La precedente annualità 2021 era stata caratterizzata da un'inversione di tendenza, in linea con la ripresa economica post pandemia dell'economia nazionale. Diversamente, il dato di produzione riferito all'anno 2022 segna nuovamente una contrazione, a fronte degli incrementi invece rilevati per gli indicatori socioeconomici, quali prodotto interno lordo e spesa per consumi finali sul territorio economico, rispettivamente pari al 3,7% e 6,1%. D'altro canto, si conferma il trend di crescita della raccolta differenziata, che aumenta più di un punto percentuale rispetto al 2021, passando dal 64% al 65,2% (in termini quantitativi quasi 19 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati).

A livello territoriale, le regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest mantengono alti livelli di raccolta differenziata, confermando anche per il 2022 il superamento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/06, con risultati pari rispettivamente al 74,3% e al 69,8% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre il Centro si attesta al 61,5% e il Sud e le Isole al 57,5%.

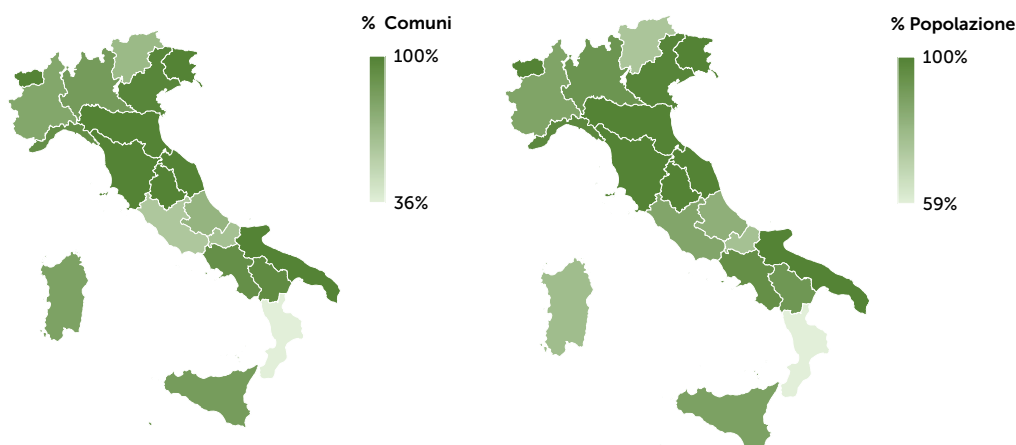
## Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Nel corso del 2023 sono proseguite le trasmissioni all'Autorità delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025.

Nonostante taluni ritardi negli adempimenti di trasmissione, si osserva, tuttavia, un positivo incremento del numero di soggetti adempienti alla regolazione tariffaria: rispetto alle 5.987 proposte tariffarie rilevate nella precedente edizione della Relazione Annuale, a oggi ne risultano trasmesse 6.202 – di cui 6.175 comunali e 27 pluricomunali – relative a 6.563 Comuni (l'83% dei Comuni italiani), per un totale di 54,5 milioni di abitanti serviti pari al 92% della popolazione nazionale.

Il 17% delle proposte tariffarie è stato oggetto di revisione infra-periodo, interessando una popolazione pari al 19% del totale del campione.

**FIG. 6.12** Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2022-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

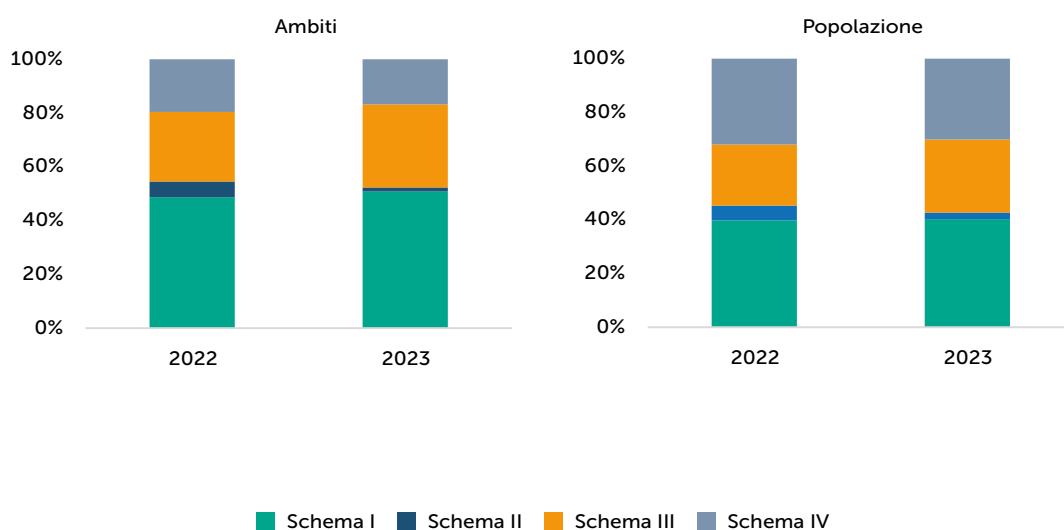
La trasmissione è stata effettuata da 2.598 ETC, 2.510 dei quali sono Comuni, mentre 88 sono rappresentati da enti sovracomunali, in particolare Enti di Governo d'Ambito e Unioni di Comuni. Questi ultimi hanno presentato proposte tariffarie per 3.692 ambiti tariffari, relativi a 4.061 Comuni e 34,5 milioni di abitanti.

La quota di comuni interessati dalle suddette proposte coincide o si avvicina al 100% per Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta, Marche e Puglia. Le Regioni Veneto, Basilicata, Liguria e Campania hanno una copertura di trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie di oltre il 90% dei Comuni. La Provincia Autonoma di Trento e le Regioni Lombardia, Sicilia, Sardegna, Piemonte e Abruzzo risultano aver inviato proposte tariffarie per una percentuale di Comuni compresa tra il 70% e il 90%, mentre Molise, Lazio, Provincia Autonoma di Bolzano e Calabria si collocano tra il 36% e il 63%.

Dall'analisi dei Piani economico-finanziari a disposizione dell'Autorità, con particolare riferimento all'annualità 2023, si osserva un limite di crescita medio determinato dagli ETC pari al 3,6%, mentre la variazione effettiva delle entrate tariffarie risulta più contenuta e pari al 2,3%, in continuità con i valori del 2022. Mediamente il limite di crescita è stato rispettato e determinato in misura maggiore rispetto all'incremento effettivo. A livello di macroarea si osserva sia un limite di crescita sia un incremento effettivo delle entrate tariffarie maggiore nell'area Centro, pari rispettivamente al 4,8% e al 2,9%, mentre il valore più contenuto si rileva al Sud che registra un limite di crescita del 2,6% a fronte di un incremento effettivo delle entrate pari all'1,7%.

Rispetto al 2022, nel 2023 crescono gli ambiti tariffari presenti nel terzo quadrante della matrice degli schemi regolatori (31% del totale), che si caratterizza per la presenza di obiettivi di miglioramento e quindi per la valorizzazione del solo coefficiente QL, destinato a coprire, a partire dal 2022, anche i costi per l'adeguamento agli obblighi in termini di qualità del servizio disposti dal TQRIF. Sebbene in termini di numerosità degli ambiti tariffari, il ricorso allo Schema IV della matrice regolatoria, (dove ricadono ambiti che hanno obiettivi di miglioramento della qualità del servizio e di modifiche al perimetro gestito) si attesti intorno al 17%, in termini di popolazione si osserva come lo Schema IV abbia un peso pari al 30%, sottintendendo, dunque, che gli obiettivi di ampliamento di perimetro e di miglioramento delle caratteristiche del servizio siano stati previsti in ambiti di dimensione maggiore.

**FIG. 6.17** Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori (%)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Per l'annualità 2023 complessivamente si è registrato un ammontare di costi ammissibili sottesi alle entrate tariffarie pari a circa 11,4 miliardi di euro<sup>109</sup>, da cui deriva un totale entrate tariffarie validate pari a 10,8 miliardi di euro.<sup>110</sup> I costi operativi di gestione e costi comuni pesano circa l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%<sup>111</sup>. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali.

Per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione da parte dell'Autorità del piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a 17,5 milioni di abitanti (30% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di 16 milioni di abitanti (27% della popolazione nazionale); infine, 12,2 milioni di abitanti sono stati interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio (circa 20% della popolazione nazionale).

**TAV. 6.1** *Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (milioni di abitanti)	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE
2020	90	443	493	17,5	608	1,31%
2021	68	344	396	16,0	538	1,64%
2022	57	133	175	12,2	328	-0,002%
2023	57	133	173	12,2	328	1,39%
2024	57	133	172	12,2	328	1,02%
2025	57	133	172	12,2	328	0,77%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

## Attività svolta

Nel corso del 2023 l'Autorità ha varato un pacchetto di riforme nel settore dei rifiuti urbani, dando seguito alle recenti previsioni normative per il riordino dei servizi pubblici locali, per la tutela della concorrenza, per le operazioni "Salva mare" e per favorire l'economia circolare, tenendo conto del principio comunitario della responsabilità estesa del produttore (EPR), proseguendo, nel processo di costruzione del quadro regolatorio, l'impostazione innovativa, graduale e asimmetrica che ha caratterizzato l'azione dell'Autorità nel settore sin dalle prime attività, coerente con un assetto istituzionale multilivello e in grado di tenere conto degli elementi più significativi riscontrati nei diversi contesti. Ai fini dello sviluppo e del completamento del quadro regolatorio del

109 Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'articolo 7 del MTR-2, a cui si sommano i costi determinati su base previsionale per le specifiche finalità e obiettivi previsti dal MTR-2, validati dagli ETC. Il valore indicato è espresso già al netto delle detrazioni corrispondenti alla facoltà, in capo agli ETC, di validare importi inferiori rispetto a quelli risultanti dalla somma dei costi da fonti contabili obbligatorie, di cui al comma 4.6 della delibera 363/2021/R/RIF. Per il complesso delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi, tali detrazioni valgono, con riferimento al 2023, circa 311 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia e i costi eccedenti il limite di crescita non articolati all'utenza.

110 Il valore si riferisce al totale entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi totale costi al netto delle detrazioni 4-6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR e ARsc e dei costi eccedenti il limite non validati.

111 Le quote sono determinate come media, ponderata per la popolazione residente, dei pesi delle medesime categorie di costo in ciascun ambito tariffario.

settore, anche alla luce delle recenti nuove attribuzioni, nel 2023 l'Autorità: con la delibera 385/2023/R/rif, ha approvato lo schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani, con il quale sono stati disciplinati i contenuti minimi essenziali del contratto di servizio, volti ad assicurare, per tutta la durata dell'affidamento, l'assolvimento degli obblighi di servizio pubblico, nonché l'equilibrio economico-finanziario della gestione secondo criteri di efficienza, promuovendo il progressivo miglioramento dello stato delle infrastrutture e della qualità delle prestazioni erogate<sup>112</sup>;

con la delibera 387/2023/R/rif, ha implementato un'infrastruttura immateriale di dati sulle *performance* effettive dei gestori della raccolta e trasporto e dei gestori degli impianti di trattamento, con riferimento a un set di indicatori sull'efficienza e qualità della raccolta differenziata, sull'efficienza nella gestione degli scarti, sulla continuità del servizio, e sulla qualità commerciale della filiera; su tali indicatori l'Autorità ha previsto un'attività di monitoraggio, secondo un approccio graduale che tiene conto delle condizioni di partenza e dell'eterogeneità del parco impiantistico disponibile. con la delibera 386/2023/R/rif, ha introdotto il meccanismo perequativo per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati e dei rifiuti volontariamente raccolti e istituito il conto perequativo dedicato alla copertura delle agevolazioni riconosciute per eventi eccezionali e calamitosi, nonché le relative componenti perequative unitarie che si applicano a tutte le utenze del servizio;

con la delibera 389/2023/R/RIF, ha disciplinato le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale 2024-2025 delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", adottando criteri tariffari che preservino un quadro di riferimento stabile, nel rispetto dei principi di recupero dei costi efficienti di investimento ed esercizio e di non discriminazione degli utenti finali, nonché misure per il monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata.

In particolare, per quanto concerne la determinazione delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'Autorità, oltre all'aggiornamento dei parametri finanziari (anche con successive deliberazioni), ha introdotto: opportuni strumenti per tener conto dei maggiori oneri sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023 riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione, garantendo al contempo la tutela dell'utenza e l'equilibrio economico della gestione.

un indicatore di efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore (R1) volto a determinare la valorizzazione del fattore di sharing dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di compliance (di cui all'articolo 3 dell'MTR-2) al fine di rafforzare la coerenza tra le valutazioni sulla qualità ambientale della gestione della raccolta differenziata e gli effettivi risultati della gestione in termini di valorizzazione dei materiali derivanti dalla medesima raccolta; uno specifico indicatore, denominato  $H_a$ , come misura del grado di copertura dei costi della raccolta differenziata, calcolato come rapporto tra i ricavi relativi ai rifiuti da imballaggio e i costi della raccolta differenziata dei medesimi rifiuti, associandovi una prima attività di monitoraggio e definendo altresì i corrispondenti obiettivi;

112 Il provvedimento ha fatto seguito al documento per la consultazione 262/2023/R/rif nel quale l'Autorità aveva illustrato gli orientamenti finali per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani.



modalità di scomputo di eventuali ricavi e costi inerenti alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata" per dare ottemperanza alla sentenza del consiglio di stato 7196/23.

Oltre alla definizione delle modalità operative per la predisposizione e la trasmissione dei dati e degli atti, redatti secondo schemi tipizzati, che costituiscono l'aggiornamento della proposta tariffaria per gli anni 2024 e 2025, nel corso del 2023 è proseguita, inoltre, l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie proposte dagli enti territorialmente competenti (ETC), con riferimento al secondo periodo regolatorio 2022-2025 e agli anni 2020 e 2021.

In tema di monitoraggio degli assetti locali, a partire già dal primo semestre del 2023, l'Autorità ha dato attuazione alle previsioni di cui all'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201 secondo cui, al fine di *"... contribuire alla razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente presenta alle Camere una periodica relazione semestrale sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli enti di governo dell'ambito"*. Con due relazioni di monitoraggio - la prima contenuta nel Volume I della Relazione Annuale 2023 e la Relazione 609/2023/I/rif- l'Autorità ha fornito alle Camere un quadro aggiornato, segnalando, sulla base dei dati e delle informazioni acquisiti dai soggetti competenti, il quadro d'insieme e gli eventuali profili di criticità territoriali relativamente alle richiamate prescrizioni.

Sempre in forza delle nuove funzioni attribuite dal decreto legislativo 201/22, in coerenza con quanto previsto dall'art. 7, comma 2 del citato decreto, l'Autorità, con la delibera 14 febbraio 2023, 50/2023/R/rif, ha avviato il procedimento per la definizione dello schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, e ha illustrato nel documento per la consultazione 514/2023/R/rif gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti che intende seguire per la definizione di detto schema.

Per quanto attiene alle collaborazioni con le altre istituzioni, nel corso del 2023 l'Autorità ha partecipato altresì al Tavolo tecnico istituzionale per l'aggiornamento del *Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti*, coordinato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, e composto dal Ministero delle Imprese e del Made in Italy, dal Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste<sup>113</sup>. Inoltre, l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di Regia sulla Transizione Ecologica, istituita dall'Ente Nazionale Italiano di Unificazione (UNI), con la finalità di supportare la governance UNI nell'implementazione delle Linee Strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento riguardano: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

Infine, anche nei primi mesi del 2023 l'Autorità ha fornito il proprio contributo nell'ambito delle due Commissioni<sup>114</sup> di ammissione e di valutazione delle proposte dei progetti per l'assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in relazione alla Missione 2,

<sup>113</sup> L'articolo 180 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legislativo 3 settembre 2020 prevede *"al fine di promuovere in via prioritaria la prevenzione della produzione dei rifiuti"*, l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), di concerto con il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle Imprese e del Made in Italy), il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare, e delle foreste), del Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti, precisando che il citato Programma fissi *"idonei indicatori e obiettivi qualitativi e quantitativi per la valutazione dell'attuazione delle misure di prevenzione dei rifiuti in esso stabilite"*.











<sup>114</sup> Le altre istituzioni coinvolte sono state il MITE (ora MASE), ISPRA, ENEA, Conferenza delle regioni e delle province Autonome.

“Rivoluzione verde e transizione ecologica”, Componente 1, “Economia circolare e agricoltura sostenibile”, funzionali a “colmare il gap impiantistico nel settore della gestione dei rifiuti urbani e speciali che, allo stato, ostacola lo sviluppo di filiere circolari”.

## TUTELA DEI CONSUMATORI

Nel 2023 si è registrato un aumento delle richieste scritte e telefoniche di informazione, con oltre 1.500.000 chiamate al call center dello Sportello per il consumatore, per un incremento del 23% rispetto al 2022. Anche le richieste scritte per attivare strumenti di supporto sono aumentate: per esempio, le richieste di attivazione di procedure speciali risolutive nei settori energetici sono aumentate del 40%. Le domande di conciliazione al Servizio dell'Autorità sono cresciute di oltre 8.300 unità rispetto all'anno precedente, totalizzando 32.677 domande per tutti i settori (energia elettrica, gas, idrico e telecalore).

**TAV. 10.1** Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2023)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2023	Δ vs 2022
Informazioni telefoniche e scritte sui settori regolati	Chiamate al call center 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.494.378	+ 24%
			52.431	+ 4%
	Richieste scritte di informazioni (*)		49.930	- 10%
			4.820	+ 111%
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		44.929	+ 7%
Risoluzione extragiudiziale delle controversie e strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	28.693	+ 36%
		 (conciliazione obbligatoria dal 30 giugno 2023) (**)	3.984	+ 23%
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		31.638	+ 40%
	Reclami di secondo livello (***)		7.194	- 3%
Gestione transitoria delle comunicazioni degli utenti finali del settore dei rifiuti			230	+ 8%

(\*) Inclusive le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. “reclami reindirizzati in conciliazione”).

(\*\*) Per i settori idrico e telecalore sono state presentate 1.884 domande dal 1° gennaio 2023 al 29 giugno 2023 in regime di disciplina transitoria (delibere 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr e 15 dicembre 2020, 537/2020/E/ttr) e 2.100 domande dal 30 giugno 2023 al 31 dicembre 2023 a seguito dell'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione (delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com).

(\*\*\*) Dal 30 giugno 2023 per le sole problematiche in tema di bonus sociale idrico.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Per quanto riguarda l'attività regolatoria del 2023, si segnalano i seguenti provvedimenti:

- la delibera 233/2023/E/com che ha previsto l'estensione del Testo Integrato Conciliazione (TICO), già efficace per i settori energetici, ai settori idrico e del telecalore rendendo obbligatorio, dal 30 giugno 2023, il tentativo di conciliazione prima di procedere con l'azione giudiziale.
- la delibera 621/2023/E/rif che ha avviato il procedimento per estendere gradualmente l'attuale sistema di tutele - in vigore per i settori energetici, idrico e telecalore - al settore dei rifiuti, mediante l'utilizzo dei servizi dello Sportello e della conciliazione.

Al fine di semplificare ulteriormente l'accesso al Portale Unico dello Sportello, nel corso del 2023 è stato integrato il sistema di autenticazione tramite credenziali CIE (Carta di Identità Elettronica) di livello 2 ed è stata implementata la possibilità di presentare domande al Servizio conciliazione in formato digitalizzato, con firma elettronica qualificata one shot gratuita, ottenibile tramite SPID/CIE o video-riconoscimento.

Nel 2023 gli organismi ADR iscritti all'elenco dell'Autorità<sup>115</sup> hanno ricevuto 1.676 domande di conciliazione, per un incremento del 26% rispetto al 2022<sup>116</sup>.

## Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Testo Integrato della Regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)<sup>117</sup> disciplina le attività relative ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, nonché le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione presentate dai clienti alle aziende di vendita di energia.

Le prestazioni commerciali sono soggette a standard specifici e generali, con il diritto dei clienti a indennizzi automatici nel caso in cui i venditori non rispettino gli standard specifici, con un'entità degli indennizzi crescente in base al ritardo nell'esecuzione delle prestazioni.

Nel corso del 2023, alla luce delle modifiche legislative e regolatorie intervenute in materia di fine tutela, l'Autorità ha disposto alcune modifiche al TIQV introducendo, tra le altre, anche una nuova tipologia di fornitura, ossia quella dei clienti finali del servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili, e ha integrato la definizione della tipologia dei clienti finali del mercato libero per escluderne i predetti clienti domestici non vulnerabili del servizio a tutele gradualali. La delibera<sup>118</sup> ha anche previsto una deroga per semplificare la classificazione delle comunicazioni scritte ricevute dagli esercenti del servizio a tutele gradualali alla luce del possibile incremento delle comunicazioni scritte ricevute da tali esercenti in relazione ai clienti domestici non vulnerabili, in seguito all'attivazione del servizio stesso<sup>119</sup>. Infine, in coerenza col differimento al 1° luglio 2024 della data di attivazione del servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili, l'Autorità ha stabilito che dalla medesima data decorra anche l'applicazione del TIQV in relazione ai clienti di tale servizio<sup>120</sup>.

115 Escluso il Servizio di Conciliazione.

116 Alla data di scrittura del presente documento risultano iscritti 31 organismi.

117 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

118 Delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel.

119 Ciò in deroga a quanto disposto dall'art. 8, comma 5, del TIQV.

120 Delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel.

Le imprese di vendita sono tenute a comunicare i dati relativi all'esecuzione delle prestazioni per consentire la verifica del rispetto del TIQV e l'erogazione degli indennizzi ai clienti: i dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2023 sono stati trasmessi da 623 operatori, che rappresentano oltre 53,1 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e clienti gas), indicando una diminuzione dei reclami (526.623, -2,64%) e un aumento delle richieste di informazioni scritte rispetto al 2022 (536.870, +5,97%).

Il 61,84% dei reclami è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 32,23% a clienti del settore del gas e il 5,93% a clienti dual fuel; i principali argomenti riguardano la fatturazione (42,1%), i contratti (16,53%), il mercato (14,02%) e la morosità (8,7%), mentre le richieste di informazioni sono principalmente sulla fatturazione e i contratti. Le rettifiche di fatturazione sono diminuite rispetto all'anno precedente mentre si è registrato un incremento delle rettifiche di doppia fatturazione. Le richieste di informazioni scritte sono risultate, nell'anno, 536.870 (in aumento del 5,97% rispetto all'anno precedente).

Il 61,36% delle richieste di informazioni scritte è attribuibile al settore elettrico, il 29,62% al settore gas e il 9,02% ai clienti dual fuel; i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni dei clienti dei settori energetici riguardano la fatturazione (42,54%), i contratti (17,42%), il mercato (8,61%), le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura (6,23%). La maggior parte dei reclami, delle rettifiche e delle richieste di informazioni proviene dai clienti del mercato libero.

Sono stati pagati oltre 65.000 indennizzi ai clienti nell'anno, principalmente per ritardi nella risposta ai reclami (97%), per un importo complessivo di oltre 2,8 milioni di euro.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta<sup>121</sup>.

Il 57,6% dei clienti si è dichiarato soddisfatto delle risposte ai reclami; i delegati non professionali (amici o parenti del titolare del contratto) erano mediamente più soddisfatti rispetto ai titolari e ai delegati professionisti. Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione superiori alla media (66,9%), mentre percentuali inferiori sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (54,5%).

L'82,8% dei clienti che hanno risolto il reclamo erano soddisfatti mentre solo il 23,8% lo era tra coloro che non hanno risolto il problema. Prima del reclamo, il 53,7% dei clienti si era rivolto al call center e il 16,7% aveva presentato un reclamo precedente. I principali motivi dei reclami riguardavano la fatturazione (57,7%) e i contratti (24,8%). I fattori di insoddisfazione includevano la chiarezza sui tempi di risoluzione (38,5%) e la completezza delle informazioni (37,7%).

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2023, per l'intero campione di indagine, è pari a 64,2 su 100; valore che risulta quasi di tre punti inferiore rispetto a quello rilevato per il 2022 (67,0). L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva più elevato, con un ICS pari a 73,6 ma decisamente inferiore rispetto a quello del 2022 (-12,7).

<sup>121</sup> Secondo quanto previsto dall'art. 38 del TIQV. Nell'indagine sono state coinvolte 20 imprese, in rappresentanza di circa 45 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'84,9% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 13.520 interviste CATI (interviste telefoniche) e CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 2.000 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

**TAV. 10.2** *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2023 (valori %)*

Fattori	Peso 2023	Insoddisfazione %
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	16,5	38,5
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	12,5	37,7
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	11,5	35,9
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	9,9	35,1
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	12,1	30,6
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	12,1	27,6
Documentazione allegata	7,3	30,7
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	18,2	25,3

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione..

## Sportello per il consumatore energia e ambiente

Nel 2023, il call center dello Sportello ha ricevuto 1.546.809 chiamate in orario di servizio (+ 23% rispetto al 2022). Le chiamate effettivamente gestite (al netto, cioè, di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) ammontano a 1.209.482 (circa 195.000 in più rispetto al 2022). La durata media delle conversazioni nell'anno è stata di 252 secondi, in aumento rispetto ai 238 secondi del 2022. I settori dell'energia elettrica e del gas hanno interessato il 97% delle chiamate complessive gestite dal call center (96% nel 2022). In particolare, ammontano a 64.473 le chiamate nelle quali sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica sia nel corso di una conversazione su tematiche connesse (circa 52.000 in più rispetto al medesimo dato del 2022). Al riguardo, si segnala che, dallo scorso anno, un apposito tasto dell'albero fonico è dedicato, fra l'altro, ai temi della tutela della vulnerabilità nei settori energetici e del servizio a tutele graduali per il settore elettrico<sup>122</sup>.

**TAV. 10.6** *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2023)*

Servizio	2023		
	Elettrico e gas	Idrico	Totale
Bonus sociale	64%	76%	65%
Modalità risoluzione controversie	6%	5%	6%
Diritti e regolazione	17%	6%	17%
Pratiche presso lo Sportello	7%	13%	7%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	5%	-	4%

Di cui Bonus sociale	64%	76%	65%
Di cui altri argomenti	36%	24%	35%

Fonte: elaborazioni Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

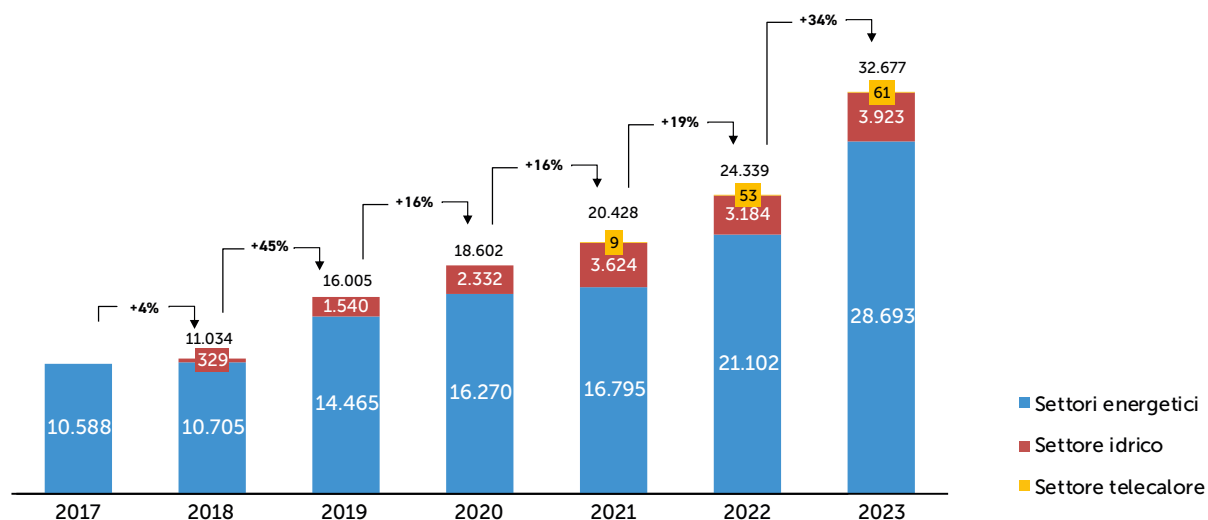
<sup>122</sup> Completano il quadro di dettaglio le 201 chiamate gestite per il settore rifiuti e 112 chiamate gestite per il settore telecalore, tutte afferenti alla voce "diritti e regolazione".

Le **richieste scritte di informazione** sono state 54.750 (57.710 nel 2022), di cui 49.930 relative ai settori energetici (in calo del 10% rispetto all'anno precedente), 4.631 riguardanti il settore idrico (più che raddoppiate rispetto al 2022) e 189 per il telecalore. I primi cinque argomenti oggetto delle richieste sono stati: bonus sociale (45%), fatturazione (14%), mercato (12%), contratti (11%) e morosità e sospensione (7%). Nel 2023, lo Sportello ha ricevuto 44.929 richieste di attivazione di **procedure speciali informative**<sup>123</sup> (+7% rispetto al 2022); la ripartizione per settori delle suddette è identica a quella dell'anno precedente: il 64% ha riguardato l'elettrico, il 23% il gas, il 13% entrambi i settori.

## Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Nel 2023, il Servizio conciliazione ha ricevuto 32.677 domande in ingresso (in media 131,3 domande per giorno lavorativo), con un incremento del 34% rispetto ai volumi del 2022, confermando il trend di crescita registrato a partire dal 2017, data di entrata in vigore del Testo Integrato Conciliazione (TICO), e la prevalenza dei settori energetici nella ripartizione settoriale<sup>124</sup>.

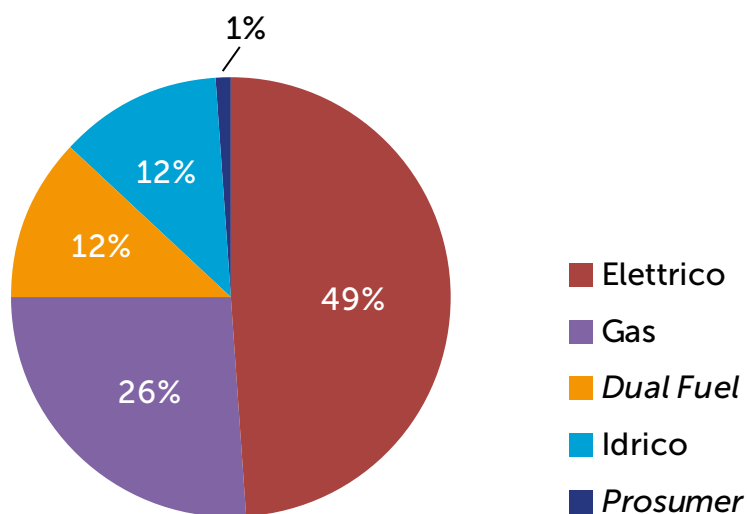
**FIG. 10.5** Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2023)



Fonte: Servizio conciliazione.

<sup>123</sup> Le procedure speciali informative consentono ai clienti finali dei settori energetici di ottenere informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema Informativo Integrato, Sistema Indennitario) accessibili dallo Sportello e oggetto di puntuale regolazione dell'Autorità. Su richiesta del cliente finale, lo Sportello, mediante tali procedure, può fornire: il nominativo della controparte commerciale del contratto di cui si intende richiedere la voltura, il nominativo dell'attuale controparte commerciale con la data di switching e, riguardo al CMOR, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo.

<sup>124</sup> I dati definitivi del Servizio Conciliazione per il 2023 relativi all'ultimo aggiornamento disponibile nella pagina [arera.it/consumatori/conciliazione](http://arera.it/consumatori/conciliazione) sono pubblicati

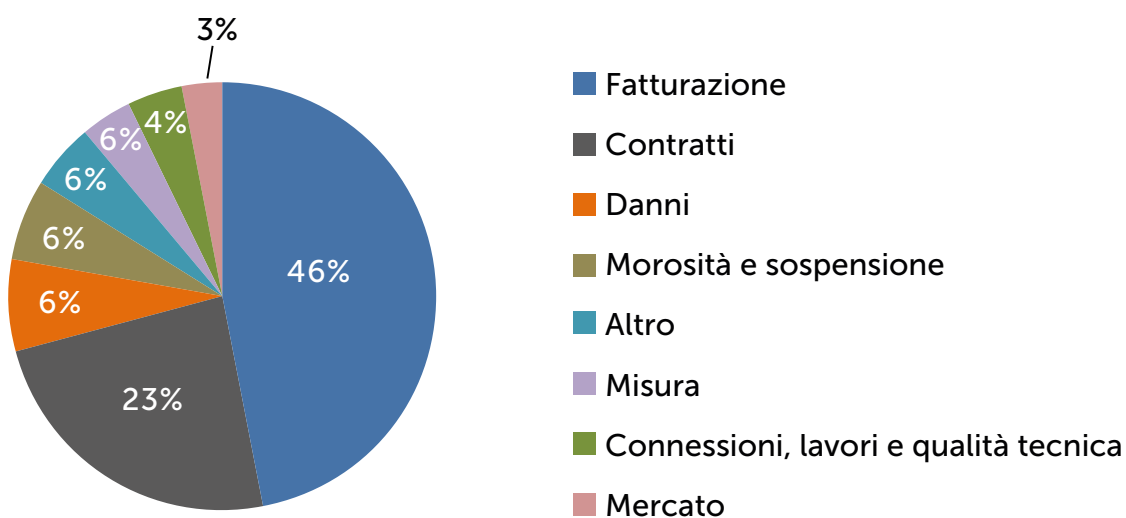
**FIG. 10.7** Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

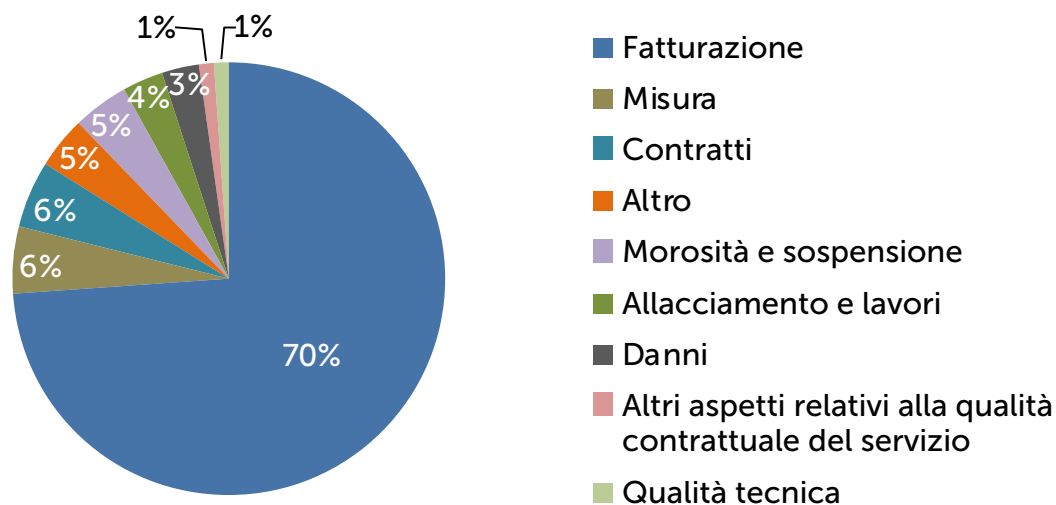
Il 38% delle domande di conciliazione sono state presentate da delegati di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni rappresentative della clientela domestica e non domestica, il 35% direttamente dai clienti interessati mentre una quota pari al 27% da delegati delle associazioni CNCU.

In termini di accessibilità alla piattaforma, inoltre, si conferma, nel 2023, la netta preponderanza (95%) dell'utilizzo di computer per la presentazione delle domande.

Per la distribuzione degli argomenti principali si vedano i seguenti grafici.

**FIG. 10.10** Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

**FIG. 10.11** Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.






Nel 2023 gli operatori e gestori obbligati hanno partecipato nel 99,5% delle procedure; i casi di mancata adesione, relativi soprattutto a operatori e gestori di piccole dimensioni, sono stati analizzati nel corso della consueta attività dell'Autorità di monitoraggio ed enforcement dell'obbligo partecipativo, che ha portato all'adozione delle delibere 120/2023/E/com e 566/2023/E/com, con cui è stato intimato il rispetto dell'obbligo in esame a 12 operatori e a 3 gestori con riferimento al periodo 24 maggio 2022 – 13 ottobre 2023.

Al netto delle procedure interrotte per rinuncia dell'attivante e di quelle pendenti, alla data di elaborazione della Relazione annuale, il tasso di accordo si attesta al 70% (+1% rispetto al 2022). Guardando ai tre principali settori per numero di domande, è il gas a registrare il tasso di accordo maggiore (74%) su procedure concluse relative a tale settore, seguito dall'idrico con il 70% e dall'elettrico con il 65%.






Nel 2023 è stata di circa 23,5 milioni di euro la *compensation*, ossia il corrispettivo economico ottenuto dai clienti o utenti finali mediante l'accordo di conciliazione (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.). I risultati della *customer satisfaction*, infine, sono sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2022, seppur a fronte di circa il 50% di questionari in più.



**FIG. 10.17** Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2023)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
<b>Totale</b>	52%	15%	28%	3%	2%
<b>Sintesi giudizio</b>	95%			5%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
<b>Guida al servizio</b>	47%	17%	33%	2%	1%
<b>Modulistica</b>	46%	18%	34%	1%	1%
<b>Procedura di conciliazione</b>	47%	16%	29%	5%	3%
<b>Stanza virtuale</b>	47%	16%	32%	4%	1%
<b>Conciliatore</b>	66%	10%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio conciliazione.

## Procedure speciali risolutive<sup>125</sup>

Nel 2023 sono state presentate 31.638 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (+ 40% rispetto al 2022): il 93% circa di richieste ha interessato il bonus sociale (mancata erogazione, problematiche relative all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo ISEE con più PDR/POD) e il 6% la procedura speciale relativa al C<sup>MOR</sup> (verifica dei presupposti per il suo annullamento).

## Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

Con riferimento ai servizi ambientali, l'Autorità ha completato l'attività di estensione del sistema di tutele per l'empowerment e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti finali ai settori idrico e del telecalore<sup>126</sup>. In particolare, dal 30 giugno 2023, tutti i gestori del settore idrico e gli operatori del telecalore sono obbligati a partecipare alle procedure di conciliazione attivate dagli utenti finali e il tentativo di conciliazione è obbligatorio, ossia il suo esperimento con esito negativo realizza la condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria, analogamente a quanto già in vigore per i settori energetici. Le problematiche relative al bonus sociale continuano a essere gestite dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

<sup>125</sup> Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici, per la cui soluzione, su richiesta del cliente finale, lo Sportello può accedere a informazioni codificate in banche dati centralizzate (come accade per le procedure speciali informative) e, se del caso, anche trasmettere apposite richieste di informazioni agli operatori coinvolti. Sono gestite mediante tali procedure, in particolare, le problematiche dei clienti finali afferenti al bonus sociale e al CMOR.

<sup>126</sup> Delibera 233/2023/E/com.

Nel 2023, sono stati gestiti complessivamente 7.194 reclami, di cui il 96% relativo al bonus sociale idrico e il restante suddiviso tra le tematiche relative a fatturazione, qualità tecnica, morosità e qualità contrattuale del servizio. Il 92% dei reclami ha trovato soluzione attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello. La maggior parte dei reclami è stata inviata dagli utenti via e-mail/PEC. Ammontano invece a 4.491, nel 2023, le richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all'Autorità, che, come per i reclami scritti, hanno interessato per lo più il tema del bonus idrico (64% del totale), seguito da argomenti legati alla fatturazione (16%), qualità contrattuale (7%) e morosità (5%).

Nel 2023, inoltre, a seguito dell'attività di monitoraggio dei reclami e delle segnalazioni scritte degli utenti finali, l'Autorità ha adottato 4 provvedimenti sanzionatori che si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni pecuniarie per un importo complessivo pari a circa 750.000 euro.

Per quanto riguarda il settore del telecalore, nel 2023 sono state 189 le comunicazioni scritte gestite dallo Sportello, il 79% delle quali ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub-argomenti della fatturazione e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi.

Per i rifiuti urbani, infine, l'Autorità ha avviato l'estensione del sistema di tutele con la delibera 621/2023/E/rif. Nel 2023, sono state trasmesse allo Sportello circa 230 comunicazioni, principalmente su argomenti legati alle tariffe e alla qualità del servizio<sup>127</sup>.

## I bonus sociali

In considerazione del rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas, sono stati numerosi gli interventi del Governo sui bonus sociali che hanno, da un lato, incrementato la quantificazione del bonus da erogare e, dall'altro, esteso la platea dei percettori innalzando le soglie dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) utili per l'accesso alla compensazione<sup>128</sup>.

In particolare, l'innalzamento a 15.000 euro della soglia ISEE ha consentito di beneficiare del meccanismo automatico a circa 1 milione e mezzo di famiglie, che avevano ottenuto un'attestazione ISEE superiore a 9.530 euro, ma entro la nuova soglia di 15.000. Di conseguenza, nel corso del 2023 sono stati riconosciuti 4,5 milioni di bonus elettrici e 3 milioni di bonus gas a clienti diretti, ossia titolari di forniture individuali di gas naturale: l'importo stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 1.427 milioni di euro per i primi e a circa 716 milioni di euro per i secondi<sup>129</sup>.

127 Il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani è in vigore dal 1° gennaio 2023.

128 Per una ricostruzione degli interventi si veda il par. 10.2 "Iniziativa a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico" del volume 2.

129 Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2022 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

**TAV. 10.14** Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2023

Tipo bonus	Soglia ISEE (euro)	Soglia ISEE (euro) famiglie numerose	Valore bonus sociale
Elettrico/gas	9.530	30.000	100%
	15.000		80%
Idrico	9.530	20.000	100%

Fonte: ARERA.

Al 31 dicembre 2023 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 64.828 (+24% rispetto al 2022)<sup>130</sup>.

**TAV. 10.23** Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2023)

Extra consumo rispetto a utente tipo (2700/kWh/anno)		I trimestre 2023 (1)	II trimestre 2023 (2)	III trimestre 2023 (3)	IV trimestre 2023 (4)
€/trimestre per punto di prelievo		Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + aggiornamento (aggBO)
<b>FASCIA MINIMA</b> fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	99,00	59,15	59,80	47,84
	3,5 kW	111,60	74,62	78,20	57,96
	4,0 kW	117,00	81,90	88,32	60,72
	da 4,5 kW in su	169,20	137,41	146,28	111,32
<b>FASCIA MEDIA</b> tra 600 e 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	171,90	91,91	93,84	80,96
	3,5 kW	180,00	102,83	106,72	86,48
	4,0 kW	185,40	111,02	117,76	90,16
	da 4,5 kW in su	240,30	169,26	179,40	140,76
<b>FASCIA MASSIMA</b> oltre 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	248,40	128,31	130,64	120,52
	3,5 kW	253,80	136,50	141,68	123,28
	4,0 kW	260,10	145,60	152,72	126,04
	da 4,5 kW in su	311,40	200,20	210,68	170,20

(1) delibera 735/2022/R/com.

(2) delibera 134/2023/R/com.

(3) delibera 297/2023/R/com.

(4) delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Con la delibera 11 aprile 2023, 153/2023/R/com è stata data attuazione alle disposizioni del DPCM 15 marzo 2023, a sua volta attuativo dell'articolo 14-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2022, n. 25 – Fondo per il sostegno delle famiglie delle persone con malattia grave che

<sup>130</sup> L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di/delle apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle dodici fasce di compensazione previste. Le tre fasce di utilizzo sono ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata della fornitura.

utilizzano energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita. Tali disposizioni hanno previsto l'erogazione di un contributo una tantum, per punto di prelievo, ai percettori di bonus per disagio fisico alla data del 31 dicembre 2022, per forniture elettriche con livelli di potenza uguale o superiori a 3,5 kW e con intensità e utilizzo di apparecchiature salvavita posizionati nelle fasce media (fra 600 e 1200 kWh) e massima (oltre 1200 kWh). L'importo stanziato dal DPCM 15 marzo 2023 è stato ripartito tra i soggetti interessati e sono state date disposizioni agli operatori di corrispondere i contributi una tantum nella prima fattura utile.

**TAV. 10.24** *Ammontare del contributo una tantum per i clienti in condizione di disagio fisico (€/punto di prelievo) di cui al DPCM 15 marzo 2023*

Extra consumo rispetto a utente tipo (2700/kWh/anno)	Potenza della fornitura agevolata	Contributo una tantum in attuazione del DPCM 15 marzo 2023 (€/punto di prelievo) (1)
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190

(1) Delibera 153/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, il processo di riconoscimento della compensazione ha subito dei rallentamenti rispetto ai bonus erogati nei settori energetici. Questo a causa di alcune peculiarità del settore idrico (il SII non è direttamente collegato ai gestori idrici e quindi non è popolato con le informazioni relative alle utenze idriche come accade invece per quelle dei settori energetici) e, in parte, delle criticità emerse in fase di implementazione dei sistemi, dovute sia ai molti adempimenti richiesti ai gestori lato privacy, sia alle difficoltà incontrate dai gestori di piccole dimensioni per problematiche tecniche di gestione dei flussi da e verso il SII.

## Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2023 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità<sup>131</sup>.

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2023, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate dal Ministro delle imprese e del made in Italy, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti all'elenco di ARERA<sup>132</sup> che offrono procedure gratuite per i consumatori.

<sup>131</sup> Ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con legge 14 maggio 2005, n. 80, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro delle imprese e del made in Italy su proposta dell'Autorità stessa. La norma è stata modificata da ultimo con il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, che ha previsto all'articolo 14, tra l'altro, il trasferimento del Fondo sanzioni, e delle relative competenze, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

<sup>132</sup> Istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com.

- l'attivazione, per il triennio 2023-2025, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi (Progetto PQS).

Infine, l'Autorità ha proposto al Ministro competente la conferma in via definitiva della procedura per il finanziamento delle attività di realizzazione e gestione del Portale Offerte, fatti salvi gli adeguamenti che potranno rendersi necessari in relazione a eventuali future modifiche del quadro normativo di riferimento; la proposta è stata approvata dal Ministro con decreto 14 dicembre 2023.

