

# Anatomia dei costi del gas e dell'energia elettrica







# Anatomia dei costi del gas e dell'energia elettrica

© 2025

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA  
Impaginazione e editing: Studiomeme S.r.l.

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.  
L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE  
Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito del Piano Triennale 2025-2027 (DM MASE n.388, 06-11-2024), in ottemperanza al DM 12 aprile 2024

ISBN 979-12-986126-0-0

# Prefazione

La strategia Green Deal dell'Unione Europea mira alla neutralità climatica entro il 2050, richiedendo una profonda transizione sia energetica che socio-economica. Questa strategia, supportata dal pacchetto di provvedimenti *"Fit for 55"*, fa leva in prima istanza sul principio *"Energy Efficiency First"* (promosso dalle direttive EED e EPBD) e sullo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili (promosso dalla direttiva RED III).

A livello nazionale, il percorso della transizione sull'orizzonte 2030 è delineato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), dal quale appare chiaro quanto sia complesso conseguire tutti gli obiettivi che il pacchetto *"Fit for 55"* si prefigge.

In ogni caso, la realizzazione della transizione energetica, non solo al 2030, ma ancor più al 2050, avrà un forte impatto non solo sugli investitori, ma soprattutto sui consumatori finali, sia domestici che dei settori industriale e terziario, a causa dello sforzo economico richiesto.

In questo contesto, la monografia si propone di analizzare le varie voci di costo che compongono le bollette delle diverse tipologie di consumatori finali di gas naturale e di energia elettrica, al fine di comprendere la natura di tali costi e la loro evoluzione negli ultimi anni. Tale analisi costituirà la base da cui partire per effettuare, in relazione a specifici scenari, proiezioni al 2030 e al 2050 sul peso delle bollette per i consumatori dei diversi settori.

Nonostante la complessità dell'argomento, ci si pone l'obiettivo di approfondirne le logiche e i dettagli più significativi e di renderlo più accessibile a tutti, al fine di mettere a disposizione uno strumento utile per la valutazione del costo della transizione energetica che i consumatori dovranno sostenere.

**Michele Benini**  
Direttore di Dipartimento RSE  
Sviluppo dei Sistemi Energetici

# Indice

|          |       |                                                      |           |
|----------|-------|------------------------------------------------------|-----------|
|          |       | INTRODUZIONE                                         | 7         |
| Capitolo | 1     | <b>Struttura della bolletta</b>                      | <b>13</b> |
|          | 1.1   | Approvvigionamento energetico                        | 13        |
|          | 1.2   | Principali voci di costo                             | 15        |
|          | 1.3   | Caratteristiche della fornitura di gas naturale      | 16        |
|          | 1.4   | Caratteristiche della fornitura di energia elettrica | 19        |
| Capitolo | 2     | <b>Costo del gas naturale</b>                        | <b>23</b> |
|          | 2.1   | Acquisto sui mercati all'ingrosso                    | 23        |
|          | 2.1.1 | Prodotto gas naturale                                | 23        |
|          | 2.1.2 | Commercializzazione e vendita                        | 26        |
|          | 2.2   | Servizi di rete                                      | 28        |
|          | 2.2.1 | Rete di trasporto                                    | 29        |
|          | 2.2.2 | Reti di distribuzione                                | 31        |
|          | 2.3   | Oneri di sistema                                     | 33        |
|          | 2.4   | Oneri fiscali                                        | 36        |
|          | 2.4.1 | Accisa                                               | 36        |
|          | 2.4.2 | Addizionale regionale                                | 38        |
|          | 2.4.3 | IVA                                                  | 39        |
|          | 2.5   | Bolletta nazionale gas                               | 41        |
|          | 2.6   | Costo unitario nazionale e sotto-voci                | 43        |
| Capitolo | 3     | <b>Costo dell'energia elettrica</b>                  | <b>49</b> |
|          | 3.1   | Acquisto sui mercati all'ingrosso                    | 49        |
|          | 3.1.1 | Prodotto energia elettrica                           | 49        |
|          | 3.1.2 | Commercializzazione e vendita                        | 51        |
|          | 3.1.3 | Servizio di dispacciamento                           | 53        |
|          | 3.2   | Servizi di rete                                      | 57        |
|          | 3.2.1 | Trasporto                                            | 58        |
|          | 3.2.2 | Distribuzione                                        | 59        |

|            |                                       |    |
|------------|---------------------------------------|----|
| 3.3        | Oneri di sistema                      | 60 |
| 3.4        | Oneri fiscali                         | 64 |
| 3.4.1      | Accisa                                | 65 |
| 3.4.2      | IVA                                   | 66 |
| 3.5        | Bolletta nazionale elettricità        | 68 |
| 3.6        | Costo unitario nazionale e sotto-voci | 70 |
| Capitolo 4 | Conclusioni                           | 77 |
|            | Bibliografia                          | 81 |
|            | Acronimi                              | 89 |



# Introduzione

A fine 2019, all'interno dell'iniziativa di politica strategica *Green Deal*<sup>1</sup>, a livello comunitario gli Stati Membri dell'Unione Europea (UE) si sono posti l'obiettivo di una transizione energetica e socio-economica "*with net-zero greenhouse gas emissions*" al 2050 [1]; tale obiettivo di drastica riduzione dei gas climalteranti (es. CO<sub>2</sub>) può essere conseguito con una graduale ma decisa conversione sia dei processi che consumano energia sia dell'intera catena del sistema energetico dedicata alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio e alla distribuzione finale dell'energia consumata. In particolare, la strategia UE fa leva, da un lato, su uno sfruttamento massimo dell'energia rinnovabile negli usi finali (industria, trasporti, costruzioni e agricoltura) e, dall'altro, sull'efficientamento massimo dell'utilizzo stesso dell'energia consumata, per ottenere come risultato finale una riduzione "quasi totale" dell'emissione di gas climalteranti. Allo scopo di dare un chiaro segnale delle effettive intenzioni, gli Stati Membri hanno ritenuto di poter dare maggior forza al processo di transizione fissando un obiettivo intermedio sfidante da raggiungere già entro il 2030, mediante l'iniziativa *Fit for 55* che è stata presentata il 17 settembre 2020 [2] ed approvata dal Consiglio europeo a fine 2020 [3]: riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% (rispetto ai livelli del 1990).

---

<sup>1</sup> L'iniziativa *Green Deal*, presentata l'11 dicembre 2019 con la Comunicazione "COM (2019)0640" e approvata con risoluzione del Parlamento europeo 2019/2956(RSP) del 15 gennaio 2020, pone l'Unione Europea (UE) in una posizione molto ambiziosa nell'azione di contenimento del riscaldamento globale: rimanere entro +1,5 °C a fine secolo secondo gli Accordi di Parigi. Nella concretezza tale obiettivo implica l'adozione da parte della UE di politiche energetiche decisamente sfidanti con superamento, ad esempio, dei *target* al 2030 definiti precedentemente con il "4° Pacchetto Energetico" [45]; 40% di riduzione di gas climalteranti (rispetto ai livelli del 1990); 32% di energia verde negli usi finali, 32,5% di aumento in efficienza energetica, rispetto ai livelli del 2007, nei processi finali.

Pertanto, in esito alla discussione sul pacchetto *Fit for 55*, il 9 ottobre 2023 il Consiglio europeo ha adottato la *Direttiva (EU) 2023/2413*<sup>2</sup> (c.d. RED III), entrata in vigore a livello UE dal 20 novembre 2023 e con termine ultimo di recepimento da parte del singolo Stato Membro il 21 maggio 2025 [4] [5]. La nuova direttiva fissa i nuovi obiettivi sulla promozione delle energie rinnovabili: 42,5% entro il 2030 di quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo<sup>3</sup>, superando così il precedente obiettivo del 32% fissato al 2030 ai sensi della Direttiva 2018/2001/EU (c.d. *Renewable Energy*), parte degli 8 atti legislativi del pacchetto *Clean energy for all Europeans* adottati nel 2019.

A livello nazionale, la strategia di transizione energetica è delineata nell'ultimo *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* (PNIEC)<sup>4</sup>, sulla base anche degli obiettivi indicati nel pacchetto *Fit for 55* per il conseguimento degli obiettivi *Green Deal* [6]. Infatti, nel PNIEC il sistema Paese delinea nuovi obiettivi di penetrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili (FERNP) negli usi finali, di efficienza negli impieghi dell'energia consumata e di livelli di emissione di gas climalteranti nei settori ESR (*Effort Sharing Regulation*)<sup>5</sup> [7], come sono definiti nel Regolamento EU 2018/842.

---

<sup>2</sup> Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652.

<sup>3</sup> L'obiettivo UE del 42,5% entro il 2030, con un'ambizione di conseguimento del 45%, è veramente sfidante, se si considera che nel 2023 l'energia rinnovabile rappresentava il 24,5% del consumo finale lordo (*Gross Final Energy Consumption*, ossia, in base alla definizione EUROSTAT, l'energia finale consumata, al lordo delle perdite di trasporto e dei consumi ausiliari degli impianti di produzione) dei 27 Stati dell'Unione [46]; tale risultato rappresenta percentualmente un incremento del 6,5% (si veda anche *Note tematiche sull'Unione Europea* [53]) rispetto al 2022 (quota 23%) e del 155% rispetto al 2004 (9,6%). In particolare, nel settore elettrico si osserva, a partire del 2013, un progressivo aumento del contributo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili negli usi finali, un risultato riconducibile in gran parte all'espansione in tutta l'UE principalmente dell'energia eolica e di quella solare; infatti, nel 2023 le fonti di energia rinnovabile hanno rappresentato il 45,3% del consumo lordo di energia elettrica nell'UE, con un aumento percentuale di circa il 10% rispetto al 2022 (41,2%).

<sup>4</sup> L'ultimo *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* è stato aggiornato nel giugno 2024 mentre il primo PNIEC è stato adottato nel 2019 [6].

<sup>5</sup> I settori ESR includono i trasporti, il residenziale, il terziario, i rifiuti e l'agricoltura.

Alla luce di quanto detto sopra, almeno a livello UE, il processo di conversione in senso “green” del sistema energetico è ormai un percorso ben definito; tuttavia, dato lo sforzo necessario, soprattutto in termini di risorse economiche, il conseguimento della meta finale può essere trapiantato solo attraverso tappe intermedie. Pertanto, tale processo va inteso in termini di “transizione energetica”, richiedendo un’attenta analisi dei risultati intermedi ottenuti, soprattutto se si considera l’impatto economico sia sui consumatori finali del bene “energia” (clienti industriali, commerciali e residenziali) sia sui soggetti (istituzionali e non) chiamati ad investire risorse economiche nel processo di transizione. In particolare, in sede di analisi è necessario chiedersi a che prezzo, soprattutto per il consumatore finale, debba compiersi questa transizione di portata epocale.

La presente monografia intende contribuire alla riflessione in termini di analisi delle principali voci di costo chiamate in causa, a livello nazionale, nella valorizzazione di beni di largo consumo come il gas naturale e l’energia elettrica in questo processo di transizione energetica. In particolare, a partire da precedenti lavori di analisi dei costi dell’energia, come la monografia RSE “Energia elettrica, anatomia dei costi”<sup>6</sup> del 2015 e la monografia “Il costo della transizione energetica per il consumatore finale”<sup>7</sup> del 2024, l’intenzione è quella di fornire un quadro attuale del costo nazionale derivante dal consumo del gas e dell’energia elettrica, i due vettori energetici di maggior impiego nei processi produttivi e usi civili nel Sistema Italia. L’analisi è condotta ponendo l’attenzione sulla bolletta nazionale e sulle sue principali componenti, ottenute come serie storiche di diversi anni. In questo modo l’evoluzione recente del costo dell’energia e delle sue voci sottostanti potrà fornire utili spunti per capire quale potrà esserne l’evoluzione futura all’interno della transizione energetica, tenuto conto dei target di medio-lungo termine e delle decisioni di investimento già prese oppure ancora da prendere da parte sia del sistema Paese sia dei singoli agenti privati (*stakeholders*), compresi i consumatori finali nell’atto di scelta di un proprio fornitore di energia oggi e domani.

---

<sup>6</sup> Link: [https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2017/04/RSE\\_Costi\\_energia\\_elettrica\\_Italia\\_2015.pdf](https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2017/04/RSE_Costi_energia_elettrica_Italia_2015.pdf)

<sup>7</sup> Link: <https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2025/02/250213-RSEview-Costi-Transizione-Energetica-2024-Web.pdf>

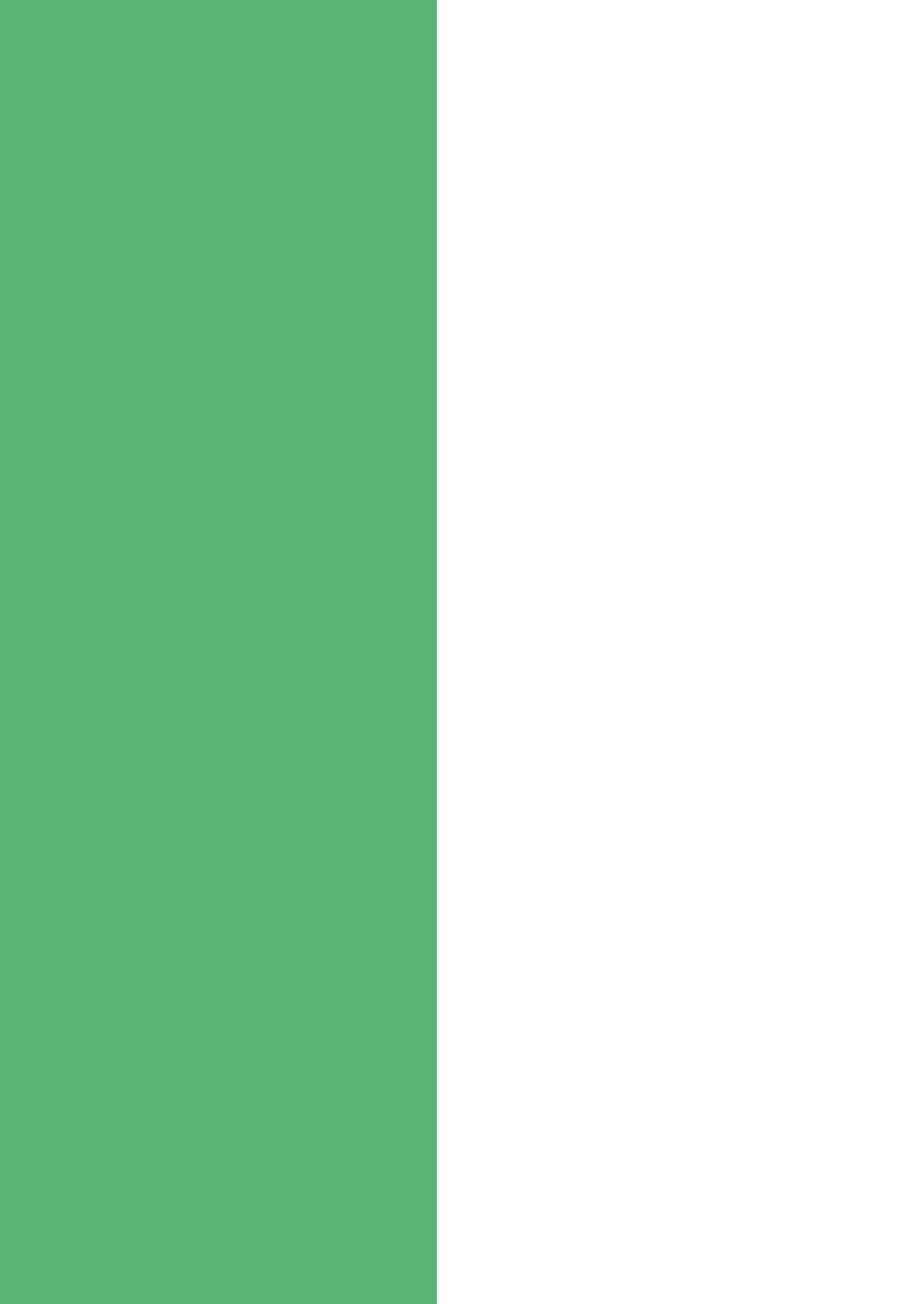
In pratica, un'analisi dei prezzi al consumo di energia elettrica e gas naturale nei diversi processi di tipo industriale, commerciale e civile è la base necessaria per comprendere anche come tali prezzi potranno mutare sotto la spinta nei prossimi anni della transizione energetica "*green*".

Pertanto, nella presente monografia è presentata l'analisi dei dati storici delle singole voci di costo che compongono la "bolletta nazionale" del Paese, ossia tutte le componenti che concorrono a formare il prezzo finale di vendita applicato al cliente finale.

In particolare, la monografia è strutturata in

- attuale struttura della bolletta del gas e dell'energia elettrica (Cap. 1);
- bolletta nazionale del gas naturale (Cap. 2);
- bolletta nazionale dell'energia elettrica (Cap. 3);
- considerazioni conclusive (Cap. 4).





A cura di Antonio Gatti e Silvia Canevese

---

# 1. Struttura della bolletta

## 1.1 Approvvigionamento energetico

In tema di approvvigionamento energetico (l'insieme di carbone, gas naturale, petrolio, rinnovabili, energia elettrica) per soddisfare il consumo nazionale, il Sistema Italia mantiene una forte dipendenza dalle importazioni dall'estero; infatti, dal 2009 al 2024, su una domanda lorda di energia che è andata in diminuzione progressiva passando da un massimo di 187,8 Mtep nel 2010 a un minimo di 142,6 Mtep nel 2024, il peso dell'importazione non è mai sceso sotto quota 73%, toccando un massimo dell'82,6% nel 2010 e un minimo del 73,1% nel 2014 [8] [9].

In particolare, l'approvvigionamento di combustibili fossili (solidi, gas, petrolio), il cui peso nella domanda lorda non è mai stato inferiore al 73,3% (con una punta dell'83,3% nel 2009), deve affidarsi all'importazione per una percentuale media annua del 96,3% (carbone) e del 91% (gas naturale, petrolio). Se si considerano gli impieghi finali delle stesse fonti fossili, emerge il ruolo centrale del gas naturale. Infatti, il carbone trova un impiego esclusivo nell'industria (generazione elettrica e altri processi) e il petrolio è principalmente utilizzato, come prodotto raffinato, nei settori dell'industria (es. impiego di sottoprodotti della raffinazione del petrolio nel settore petrolchimico/chimico, impiego nella produzione di energia elettrica), del trasporto (es. gasolio/cherosene nel trasporto marittimo/aereo, gasolio/benzina nel trasporto pubblico/privato su gomma) e dell'agricoltura (es. gasolio per alimentazione mezzi agricoli); diversamente, il gas naturale trasportato attraverso la rete nazionale è un vettore energetico utilizzato principalmente nel settore industria (generazione elettrica e altri processi) e civile (in particolare nel settore domestico).

A tal proposito, nella produzione di energia elettrica da fonte fossile (carbone, gas naturale, prodotti petroliferi), risulta ancora predominante il contributo degli impianti a gas naturale (centrali a gas in ciclo combinato cogenerativo e non, centrali a gas in ciclo aperto oppure centrali a gas con motori endotermici ad alto rendimento). Ad esempio, nel 2009 il 77,2% della produzione nazionale lorda (292,641 TWh) proveniva da centrali termoelettriche fossili, con un contributo delle centrali a gas naturale pari al

50,3% (il resto della produzione da fonte fossile era suddiviso in 19,6% da solidi e in 7,3% da prodotti petroliferi)<sup>8</sup>; a distanza di 15 anni (2024), la produzione nazionale lorda è variata di poco con una contrazione del 7,4% rispetto al 2009 e, nonostante il forte incremento registrato dagli impianti FERNP di tipo eolico e solare fotovoltaico (+44 GW circa di installato rispetto al 2009, di cui +37 GW di solare fotovoltaico, permettendo così all'installato eolico e solare fotovoltaico di raggiungere un peso percentuale del 36,3% circa sull'intero installato nazionale lordo di 137,6 GW), il contributo in generazione degli impianti fossili è ancora molto alto, con circa il 55,9% di cui il 43,7% circa solo da parte di impianti a gas naturale (il restante 8,1% proviene da solidi e il 4,1% da prodotti petroliferi).

Data la rilevanza del consumo di gas naturale, unitamente a quello dell'energia elettrica, sia nei processi produttivi (industria/commerciale) sia in quelli civili (specialmente nel residenziale), e dato che l'approvvigionamento del gas avviene quasi interamente dall'estero, di seguito si analizzano le principali voci di costo dei due vettori energetici di maggior consumo nel Sistema Italia, in modo da evidenziarne il peso nella bolletta del consumatore finale, tenuto conto anche del fatto che la fase di approvvigionamento può risentire in maniera forte degli equilibri geo-politici internazionali, soprattutto nelle aree geografiche di maggiore estrazione del petrolio e del gas naturale.

---

<sup>8</sup> Dati statistici pubblicati dal gestore di rete di trasmissione nazionale Terna.

## 1.2 Principali voci di costo

Ai fini dell'analisi l'attenzione viene posta sulle principali voci che normalmente sono evidenziate nella bolletta degli utenti finali e che possono essere riassunte in 4 macro-voci:

- costo di acquisto all'ingrosso;
- costo di trasporto;
- costo in oneri generali di sistema;
- costo in oneri fiscali.

La prima voce è relativa al valore economico corrisposto dall'acquirente al venditore per l'acquisto del bene "energia" (gas naturale, energia elettrica) sul mercato all'ingrosso; nell'analisi tale voce include anche una sotto-voce aggiuntiva di "commercializzazione e vendita" relativa alla spesa sostenuta dal venditore finale per l'attività di promozione della vendita dei suoi prodotti energetici presso i potenziali clienti (*marketing*); inoltre, per il bene "energia elettrica", in aggiunta al costo di acquisto all'ingrosso e al costo di commercializzazione e vendita, è evidenziata anche un'ulteriore sotto-voce di "servizio di dispacciamento" relativa alla spesa di acquisto di ulteriori quantitativi di bene "energia elettrica" sostenuta dal gestore della rete di trasmissione nazionale per assicurare una consegna in totale sicurezza dell'energia elettrica acquistata (attività di gestione e controllo dell'intero sistema di trasmissione alla cui copertura di spesa contribuiscono tutti i clienti in prelievo).

La seconda voce riguarda il costo connesso alle attività di sviluppo ed esercizio dell'infrastruttura da parte del gestore competente per il trasporto del bene "energia" fino al punto di consegna finale (utente finale); tale costo comprende il costo di trasmissione, di distribuzione e di misura.

La terza voce è relativa alla spesa sostenuta dalla collettività per finanziare specifiche iniziative di sviluppo tecnologico del Sistema Italia, quindi anche con forti ricadute socio-economiche; tali iniziative sono introdotte per mezzo di atti legislativi (ad esempio, i dispositivi di incentivazione a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili) e il relativo impegno economico viene indicato come "onere generale di sistema".

Infine, l'ultima voce è relativa agli introiti erariali (accisa, addizionale regionale, Imposta sul Valore Aggiunto – IVA) per l'acquisto e il consumo del bene "energia".

Il montante del costo totale è rappresentativo dell'intera "bolletta nazionale" che, se valutata su base annuale e divisa per la domanda complessiva del bene "energia" consumato annualmente dalla collettività, fornisce, in prima approssimazione, un'indicazione del costo unitario mediamente pagato dalla collettività per il prelievo del singolo kWh di energia elettrica o del singolo metro cubo *standard* (Smc) di gas naturale.

Dopo avere richiamato brevemente in questo capitolo le principali caratteristiche del servizio di fornitura di gas ed elettricità, nei capitoli seguenti viene riportata una sintesi dell'analisi delle suddette voci di costo fino al 2024 (più un calcolo pre-consuntivo per il 2025) relative al consumo nazionale di gas naturale e di energia elettrica, ossia delle principali voci che costituiscono la bolletta nazionale gas ed elettricità.

### 1.3 Caratteristiche della fornitura di gas naturale

Il prezzo di vendita del gas nel mercato finale al dettaglio è differenziato per livello di pressione del punto di prelievo (ad esempio, un punto di prelievo in alta pressione, tipico di un cliente industriale allacciato direttamente alla rete di trasporto, ha un costo diverso da un punto di prelievo in media o bassa pressione, tipico di un cliente industriale/commerciale di taglia medio-piccola oppure di un cliente residenziale<sup>9</sup> allacciati alla rete di distribuzione)<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> Ai fini fiscali la destinazione d'uso di un locale od immobile può essere di tipo residenziale, turistico ricettivo, produttiva e direzionale, commerciale, rurale (Testo Unico dell'Edilizia - DPR 380/2001). In particolare, la destinazione d'uso "residenziale" indica gli immobili ad uso abitativo; la destinazione d'uso "produttiva e direzionale" comprende le industrie per la produzione di beni, l'artigianato di servizio, le strutture di vendita all'ingrosso, le attività direzionali (sedi di enti e società pubblici e privati), gli studi professionali e le strutture specializzate per servizi privati; la destinazione d'uso "commerciale" è riservata, invece, agli edifici destinati alla vendita di beni (negozi, supermercati, locali di pubblico esercizio come bar e ristoranti, artigianato di servizio non invasivo, come lavanderie e officine di riparazione auto).

<sup>10</sup> Uno degli elementi che caratterizza il trasporto del gas naturale è la pressione da garantire nel punto di riconsegna (punto di allacciamento del prelievo dalla rete gas); tale pressione è distinta in alta, media e bassa. In particolare, la pressione nel punto di riconsegna è definita [22] [49] come

- alta pressione, se la pressione massima di esercizio della condotta di riconsegna è superiore a 5 bar (la condotta è identificata come di 1°, 2° e 3° specie);
- media pressione, se la pressione massima di esercizio della condotta di riconsegna è superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (la condotta è identificata come di 4°, 5° e 6° specie);
- bassa pressione, se la pressione massima di esercizio della condotta di riconsegna è non superiore a 0,04 bar (la condotta è identificata come di 7° specie).

Altri elementi che incidono sul prezzo di vendita sono il sito geografico (località) di appartenenza del punto di prelievo<sup>11</sup>, la categoria d'uso del gas<sup>12</sup>, il profilo di prelievo<sup>13</sup> e lo scaglione di consumo di appartenenza dell'utenza<sup>14</sup>.

Tuttavia, il prezzo di vendita finale può fare riferimento più semplicemente a due macro-categorie di clienti finali: domestico e non-domestico; il primo fa riferimento a punti di prelievo in cui l'uso del gas naturale è finalizzato allo svolgimento di attività in un locale destinato ad abitazione (esempio tipico: cottura dei cibi, produzione di Acqua Calda Sanitaria - ACS, riscaldamento)<sup>15</sup>; il secondo fa riferimento a punti di prelievo il cui locale di destinazione non è per uso abitativo e quindi il gas naturale prelevato ha un impiego per svolgere "attività di servizio pubblico" (es. ospedali, case di cura, scuole, carceri) o per "usi diversi" (qualsiasi altro impiego diverso dal domestico e attività di servizio pubblico).

---

**11** Ai sensi dell'art. 43 della RTDG 2020-2025 (Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025) approvata con la deliberazione n. 570/2019 [22] e aggiornata con la deliberazione n. 737/2022/R/gas [48], i punti di prelievo allacciati alla rete di distribuzione sono differenziati in 7 ambiti territoriali (ambiti tariffari): Nord Occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria), Nord Orientale (Lombardia, Trentino - Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia - Romagna), Centrale (Toscana, Umbria e Marche), Centro-Sud Orientale (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata), Centro-Sud Occidentale (Lazio e Campania), Meridionale (Calabria, Sicilia, Sardegna).

**12** L'uso del gas naturale è distinto in 7 categorie di destinazione: C1 (Riscaldamento), C2 (Cottura cibi e/o ACS), C3 (come C1 + C2), C4 (Condizionamento), C5 (come C4 + C1), T1 (Tecnologico per attività industriali e artigianali), T2 (come T1 + C1) [47].

**13** Il prelievo di gas naturale è classificato in 3 classi di prelievo settimanale: Classe 1 (prelievo 7 gg/settimana), Classe 2 (prelievo 6 gg/settimana), Classe 3 (prelievo 5 gg/settimana) [47].

**14** Ad esempio, ai fini dell'applicazione della quota variabile della tariffa obbligatoria di distribuzione il punto di prelievo è differenziato in 8 categorie di scaglioni di consumo (1° scaglione: 0-120 Smc/anno, ...; 8° scaglione: oltre 1.000.000 Smc/anno) [22].

**15** Il punto di prelievo "domestico" comprende anche locali annessi o pertinenti all'abitazione (es. locali adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage). Inoltre, nel caso di un punto di prelievo di un intero edificio diviso in più unità catastali in cui sia presente almeno una unità abitativa, il punto di prelievo è ancora classificato come "domestico" (più precisamente "punto di prelievo relativo a un condominio con uso domestico").

Dal punto di vista contrattuale, invece, i clienti finali si suddividono in due macro-categorie: clienti serviti nel mercato libero e clienti serviti nel mercato amministrato.

Più precisamente, fino al 31 dicembre 2023, il mercato amministrato (si veda il Testo Integrato delle attività di Vendita Gas - TIVG<sup>16</sup> per clienti in regime di tutela [10] [11]) prevedeva tre tipologie di servizio: Servizio di Tutela, Servizio di Fornitura di Ultima Istanza e Servizio di Default Distribuzione. La tariffa applicata obbediva a condizioni economiche, contrattuali e di tutela di prezzo definite direttamente dall'Autorità regolatoria (ARERA). A seguito della cessazione del Servizio di Tutela, dal 1° gennaio 2024 i clienti finali che erano serviti nel regime di tutela devono passare nel mercato libero (il regime di Servizio di Tutela è rimasto esclusivamente per i clienti dichiarati "vulnerabili"<sup>17</sup> e le condizioni del servizio di fornitura sono disciplinate dal nuovo TIVG [11] [12]).

Per quanto riguarda il mercato libero, invece, tale regime ammette due tipologie di modelli contrattuali: un modello pienamente libero e un modello semi-libero "a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela" - PLACET. I due modelli contrattuali differiscono dal regime amministrato per le condizioni di contratto e per la struttura di prezzo.

Inoltre, se non avviene la sottoscrizione delle condizioni previste per il nuovo regime, i clienti prima serviti in regime di Servizio di Tutela e dichiarati "non vulnerabili" passano automaticamente a un servizio equivalente al PLACET.

---

<sup>16</sup> Il regime amministrato per il gas naturale, in particolare quello per il Servizio di Tutela, è stato istituito ai sensi dell'art. 1 comma 3 del decreto-legge n. 73 del 18 giugno 2007 (convertito in legge dalla Legge n. 125 del 3 agosto 2007). Fino al 31 dicembre 2023 le condizioni contrattuali ed economiche di erogazione del servizio in regime di tutela sono state disciplinate dal Testo Integrato Vendite Gas (TIVG) ai sensi della deliberazione ARG/gas 64/09 del 28 maggio 2009; dal 1° gennaio 2024 (data di effettiva cessazione del regime di tutela) tali condizioni sono descritte nel nuovo TIVG che disciplina il servizio in regime di tutela riservato ai soli clienti "vulnerabili" ai sensi della deliberazione n. 100/2023/R/com del 14 marzo 2023.

<sup>17</sup> Ai sensi del decreto aiuti bis (decreto-legge n. 115 del 9 agosto 2022, convertito con legge n. 142 del 21 settembre 2022), un cliente con utenza civile è ritenuto "vulnerabile" se vale almeno una delle seguenti condizioni:

- si trova in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell'art. 1 comma 75 della legge 124/17 del 4 agosto 2017;
- si trova con disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge 104/92;
- si trova con utenza ubicata nelle isole minori non interconnesse;
- si trova con utenza ubicata in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- ha età superiore ai 75 anni.

## 1.4 Caratteristiche della fornitura di energia elettrica

Il prezzo di vendita nel mercato finale al dettaglio dell'energia elettrica è differenziato in base al livello di tensione del punto di connessione dell'utenza alla rete pubblica (bassa tensione BT, media tensione MT e alta/al-tissima tensione AT/AAT), al profilo orario di consumo e alla potenza impegnata.

Tuttavia, come già anticipato per il settore del gas, il prezzo di vendita finale può fare riferimento più semplicemente a due macro-categorie di clienti finali: domestico e non-domestico; il primo si riferisce a punti di prelievo il cui locale ha una destinazione ad uso abitativo ed è direttamente allacciato alla rete con livello di tensione BT e potenza impegnata compresa fra 3 kW e 6 kW (tale categoria include anche le utenze residenziali riferite a punti di prelievo di tipo condominiale con potenza impegnata fino a 16 kW); il secondo comprende punti di prelievo il cui locale ha una destinazione d'uso diversa dall'abitativo, ossia si tratta di locali in cui l'energia elettrica prelevata è impiegata per usi diversi da quelli domestici (es. attività commerciali e processi industriali).

Dal punto di vista contrattuale, invece, i clienti finali si suddividono in due macro-categorie: clienti serviti nel mercato libero e clienti serviti nel mercato amministrato.

Più precisamente, fino al 30 giugno 2024 il mercato amministrato (si veda il Testo Integrato delle attività di Vendita – TIV<sup>18</sup> per clienti in regime di tutela [13][14]) prevedeva due tipologie di servizio: Servizio di Maggiore Tutela e Servizio di Salvaguardia. La tariffa applicata obbediva a condizioni economiche, contrattuali e di tutela di prezzo definite direttamente dall'Autorità regolatoria.

---

**18** Il regime amministrato per l'energia elettrica, in particolare quello per il Servizio di Maggiore Tutela, è stato istituito ai sensi dell'art. 1 comma 3 del decreto-legge n. 73 del 18 giugno 2007 (convertito in legge dalla Legge n. 125 del 3 agosto 2007). Fino al 31 dicembre 2022, le condizioni contrattuali ed economiche di erogazione del servizio in regime di tutela sono state disciplinate dal Testo Integrato Vendite (TIV), approvato con la deliberazione n. 156/07 del 27 giugno 2007 (e modificato ai sensi della deliberazione n. 301/2012 del 19 luglio 2012); dal 1° gennaio 2023 tali condizioni sono descritte nel nuovo TIV ai sensi della deliberazione n. 208/2022 del 10 maggio 2022; a seguito della cessazione del regime di tutela, dal 1° aprile 2024 le disposizioni per un servizio in regime tutela sono state definite nel nuovo TIV solo per i clienti "vulnerabili" ai sensi della deliberazione n. 362/2023/R/EEL del 3 agosto 2023 e con effetto per la fornitura ai clienti "vulnerabili" dal 1° luglio 2024 (data di effettiva cessazione del servizio di tutela per i clienti "non vulnerabili") ai sensi della deliberazione n. 600/2023/R/eel, del 19 dicembre 2023.

A seguito della cessazione del Servizio di Maggior Tutela, dal 1° luglio 2024 i clienti finali che erano serviti nel regime di tutela devono passare nel mercato libero (il servizio di Maggior Tutela è rimasto esclusivamente per i clienti dichiarati "vulnerabili"<sup>19</sup> e le condizioni del servizio di fornitura sono disciplinate dal nuovo TIV [14] [15]).

Per quanto riguarda il mercato libero, invece, tale regime ammette tre tipologie di modelli contrattuali: un modello pienamente libero, un modello semi-libero "a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela" - PLACET e un modello semi-libero di Servizio a Tutele Graduali. I tre modelli contrattuali del mercato libero differiscono dal regime amministrato per le condizioni contrattuali e per la struttura di prezzo.

Inoltre, se non avviene la sottoscrizione delle condizioni previste per il nuovo regime, i clienti prima serviti in regime di Servizio di Maggior Tutela e dichiarati "non vulnerabili" passano automaticamente al regime di Servizio a Tutele Graduali per un periodo transitorio (fino al 31 marzo 2027).

Nei capitoli seguenti si entra nel dettaglio dell'analisi delle voci di costo che costituiscono la bolletta nazionale del gas naturale e dell'energia elettrica.

L'analisi condotta e qui riportata in estrema sintesi perpetua un'attività che RSE porta avanti da oltre un decennio, a partire dalla prima pubblicazione della monografia *RSEview* dal titolo "*Energia elettrica, anatomia dei costi*" [16], seguita poi da successivi aggiornamenti annuali delle singole voci trattate nel Cap. 4 "*La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti*" della monografia stessa [17].

---

<sup>19</sup> Ai sensi dell'art. 11 comma 1 del decreto legislativo 210/21, un cliente con utenza domestica è ritenuto "vulnerabile" se vale almeno una delle seguenti condizioni:

- si trova (oppure che ha dimora presso persona che versa) in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell'art. 1 comma 75 della legge n. 124 del 4 agosto 2017;
- si trova con disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge 104/92;
- si trova con utenza ubicata nelle isole minori non interconnesse;
- si trova con utenza ubicata in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- ha età superiore ai 75 anni.





## 2. Costo del gas naturale

### 2.1 Acquisto sui mercati all'ingrosso

La stima del costo annuo di acquisto sui mercati all'ingrosso è stata effettuata sulla base della domanda nazionale di gas naturale e di un prezzo unitario medio annuo di acquisto sui principali mercati di riferimento. L'analisi della spesa è stata condotta considerando anche una quota addizionale di spesa relativa alle attività di commercializzazione e vendita al dettaglio.

#### 2.1.1 Prodotto gas naturale

La domanda nazionale di gas naturale è stata riferita al volume annuo di gas naturale acquistato in Borsa sulla piattaforma MGP<sup>20</sup> Gas (prodotti "day-ahead") e fuori Borsa sulla piattaforma PSV<sup>21</sup> (prodotti "day-ahead" per i giorni lavorativi e prodotti "week end" per i restanti giorni)<sup>22</sup>. Pertanto, i volumi di gas naturale acquistati sui due mercati di riferimento sono stati valorizzati al prezzo medio annuo di acquisto sul MGP Gas e sul PSV rispettivamente [18].

---

<sup>20</sup> Mercato del Giorno Prima.

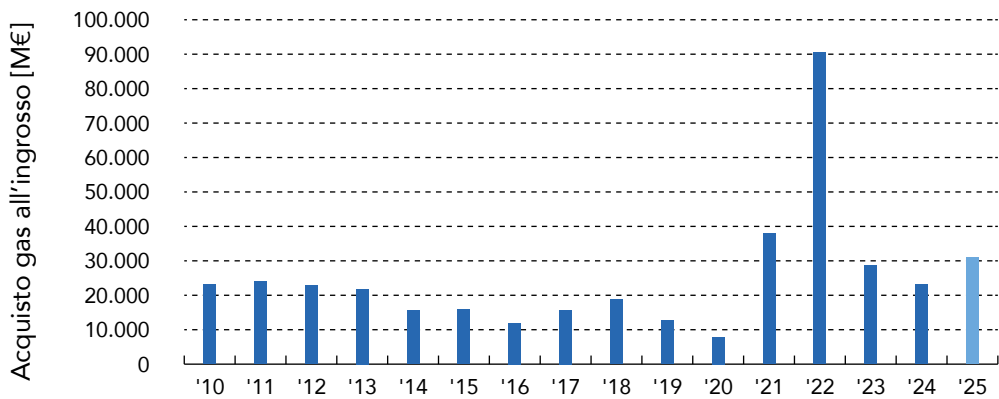
<sup>21</sup> Punto di Scambio Virtuale.

<sup>22</sup> A tal fine si precisa che i dati ARERA sugli scambi annui di gas sui mercati gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) indicano che, fino al 2016, gli scambi sul MGP Gas sono risultati praticamente nulli per cui la totalità degli acquisti all'ingrosso di gas è da riferire principalmente ai contratti bilaterali (detti *Over The Counter* – OTC) registrati sulla piattaforma PSV. Le contrattazioni sul MGP Gas iniziano ad essere significative solamente a partire dal 1° gennaio 2017, con volumi di gas via via crescenti; ad esempio, nel 2024 gli acquisti sul MGP Gas hanno raggiunto il livello di 137 TWh (corrispondenti a 13 mld Smc), ossia quasi il 22% della domanda nazionale di 630 TWh (corrispondenti a circa 60 mld Smc). Inoltre, dal punto di vista del prezzo di scambio, i dati sintetici ARERA mostrano che nel corso degli anni il prezzo medio annuo di acquisto sul MGP Gas è risultato abbastanza allineato con quello medio annuo dei prezzi di scambio dei contratti bilaterali registrati sullo *hub* PSV.

In Figura 2.1 è mostrato l'andamento annuo della spesa di acquisto all'ingrosso del gas naturale necessario a soddisfare la domanda nazionale nel periodo 2010-2025<sup>23</sup>.

Figura 2.1

Spesa nazionale in acquisto all'ingrosso del gas naturale nel periodo 2010–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA, Enjoy Energy.



<sup>23</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Dal 2010 al 2020 il montante spesa è andato tendenzialmente in diminuzione passando da un massimo di 24,0 mld euro nel 2011 a circa 7,9 mld euro nel 2020 (anno dell'emergenza pandemica da COVID-19); successivamente, per effetto dell'impennata del prezzo di scambio all'ingrosso del gas naturale<sup>24</sup> in Europa e in Italia (*hub* PSV), la spesa nazionale si è portata a circa 38,0 mld euro nel 2021 (più del doppio della spesa media annua del periodo pre-COVID-19) e a poco più di 90,0 mld euro nel 2022 (6 volte la spesa media annua del periodo pre-COVID-19).

Dopo lo *shock* di prezzo del 2021 e del 2022, i mercati energetici hanno iniziato ad assestarsi, anche grazie ad alcuni provvedimenti adottati dalla UE, in particolare al Piano REPowerEU<sup>25</sup> nell'area energetica per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi; conseguentemente anche i prezzi di scambio del gas naturale in Europa (e in Italia) hanno iniziato a scendere portando così la spesa a quasi 28,6 mld euro nel 2023 e a 23,0 mld euro nel 2024 (per quanto riguarda il 2025 gli scambi effettuati nei primi 6 mesi dell'anno mostrano un rialzo dei prezzi del gas del 27% circa, più un aumento del 6% circa dei volumi, per cui una prima stima della spesa è di circa 30,9 mld euro).

---

**24** In Italia, dopo la temporanea chiusura, nella prima metà del 2020, delle principali attività produttive per l'emergenza da COVID-19, nella seconda metà del medesimo anno si è assistito alla ripresa dei consumi energetici con un immediato riflesso in un aumento del prezzo di scambio del gas naturale; tale effetto speculativo sulla ripresa dei consumi si è ulteriormente accentuato nel 2021. Inoltre, verso la fine di febbraio 2022 la Federazione Russa, il principale fornitore di gas naturale dell'Europa, ha invaso l'Ucraina innescando immediatamente una forte reazione commerciale dei principali Paesi industrializzati dell'Occidente (es. Paesi G7, Paesi UE); in particolare, oltre ad imporre al Paese invasore una serie di pacchetti di sanzioni, i Paesi UE hanno ridotto drasticamente le importazioni di gas naturale dalla Russia determinando così una impennata del prezzo di scambio del gas sui principali mercati europei, tra cui lo *hub* olandese del *Title Transfer Facility* (TTF), considerato come mercato di riferimento per gli acquisti di gas naturale in Italia.

**25** Il piano REPowerEU, lanciato in maggio 2022 ed entrato effettivamente in vigore con l'approvazione del Regolamento 2023/435 del 27 febbraio 2023, è la vera risposta degli Stati Membri alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale innescate dall'intervento diretto in data 24 febbraio 2022 dell'esercito della Federazione Russa in Ucraina. L'obiettivo del REPowerEU è l'eliminazione graduale delle importazioni di combustibili fossili dalla Russia attraverso azioni di risparmio di energia, maggiore diversificazione negli approvvigionamenti e incremento dello sfruttamento dell'energia rinnovabile.

### 2.1.2 Commercializzazione e vendita

L'analisi del costo di acquisto all'ingrosso è stata condotta considerando anche una quota aggiuntiva relativa alla spesa sostenuta dal venditore finale per l'attività di promozione della vendita dei suoi prodotti energetici presso i potenziali clienti (attività di commercializzazione e vendita al dettaglio o semplicemente attività di *marketing*).

Per semplicità tale voce è stata riferita alla componenti tariffarie CCR (Componente Copertura Rischi, ossia la quota a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio) e QVD (Quota Vendita al Dettaglio, ossia la quota di commercializzazione associata alla vendita al dettaglio) applicate ai clienti serviti in regime di tutela [10] [11]. Inoltre, la stima della spesa è stata effettuata sul volume annuo di gas naturale distribuito.

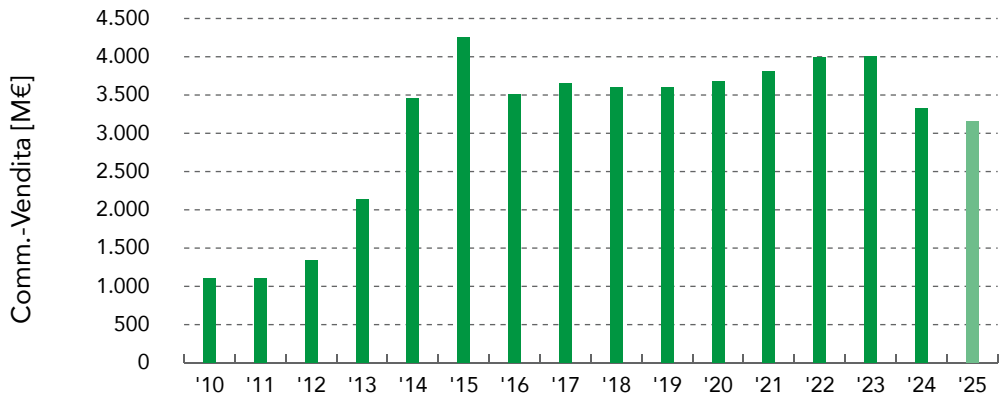
In Figura 2.2 è mostrato l'andamento annuo della spesa di commercializzazione e vendita per il periodo 2010-2025<sup>26</sup>.

Si osserva un aumento progressivo della spesa, che passa da poco più di 1,1 mld euro nel 2010-2011 a circa 4 mld euro nel 2022-2023 con una punta massima di 4,3 mld euro nel 2015, per poi scendere a 3,3 mld euro nel 2024 (e a poco meno di 3,2 mld euro nel 2025).

---

<sup>26</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

**Figura 2.2** *Spesa in attività di commercializzazione e vendita al dettaglio del gas naturale nel periodo 2010–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA.*



## 2.2 Servizi di rete

Il trasporto del gas naturale dal punto di immissione al punto di riconsegna è un'attività assegnata in concessione ad un operatore di rete (gestore nazionale di rete di trasporto<sup>27</sup>, gestore locale di rete di distribuzione<sup>28</sup>). Per l'attività svolta viene riconosciuta all'operatore un'adeguata remunerazione a copertura dei costi per lo sviluppo, la gestione e l'esercizio dell'infrastruttura di propria competenza. A copertura di tale remunerazione l'Autorità regolatoria dispone di applicare al cliente finale una componente tariffaria per il servizio di trasporto, distribuzione e misura. La componente tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità stessa sulla base di un sistema di remunerazione revisionato anch'esso periodicamente (il periodo di regolazione).

---

**27** La rete di trasporto del gas naturale è suddivisa in rete nazionale e rete regionale (Fonte: Relazione Annuale 2025 ARERA). Nel 2024 la gestione dell'intera rete di trasporto (35.436 km) è stata suddivisa fra 8 operatori: 3 operatori con un perimetro di controllo sia nazionale sia regionale (Snam Rete Gas, Società Gasdotti Italia, Infrastrutture Trasporto Gas) e 5 operatori con un perimetro solo regionale (Retragas, Energie Rete Gas, Metanodotto Alpino, Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas, Netenergy Service); l'operatore principale è Snam Rete Gas al quale è affidata la gestione del 93% dell'intera rete di trasporto (92% della rete nazionale, 93% della rete regionale).

**28** Nel 2024 la rete di distribuzione del gas naturale ha raggiunto una consistenza chilometrica di 272.175 km di rete e la gestione è stata suddivisa fra 183 operatori locali grandi e piccoli, di cui 6 operatori hanno detenuto il controllo del 62,5% dell'intera rete di distribuzione. (Fonte: Relazione Annuale 2025 ARERA).

### 2.2.1 Rete di trasporto

La componente tariffaria si declina in due macro-componenti (si veda, ad esempio, il testo “Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale” per i periodi RTTG 5PRT 2020-2023 e RTTG 6PRT 2024-2027 [19] [20])<sup>29</sup>: obbligatorie ( $CP_U$ ,  $CV_U$ ,  $CV_{FC}$ ,  $CM_T$ )<sup>30</sup> e addizionali ( $CRV^{FG}$ ,  $CRV^I$ ,  $CRV^{OS}$ ,  $CRV^{BL}$ ,  $CRV^{ST}$ ,  $CRV^{CS}$ )<sup>31</sup>.

In mancanza di dati che consentissero di effettuare un calcolo dettagliato per tipologia di cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto, la stima della spesa per il servizio di trasporto è stata riferita semplicemente al montante di ricavo annuo riconosciuto dall’Autorità regolatoria al principale operatore di rete (Snam Rete Gas) [21].

**29** In particolare, con la deliberazione n. 216/2024/R/gas, l’Autorità ha approvato, ai sensi della RTTG 6PRT, i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l’anno 2025.

Per ulteriori dettagli si rimanda al link ARERA “Gas - Tariffe di trasporto”: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/gas-tariffe-di-trasporto>.

#### 30 Componenti obbligatorie di trasporto:

- “ $CP_U$ ” (espressa in euro/anno/Smc/giorno), corrispettivo associato alla capacità di gas conferita nel punto di uscita dalla rete;
- “ $CV_U$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo variabile associato al volume di gas naturale prelevato dalla rete nel punto di uscita;
- “ $CV_{FC}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo variabile complementare per il recupero dei ricavi associato al volume di gas prelevato dalla rete nel punto di uscita;
- “ $CM_T$ ” (espressa in euro/anno/Smc/giorno), corrispettivo per il servizio di misura.

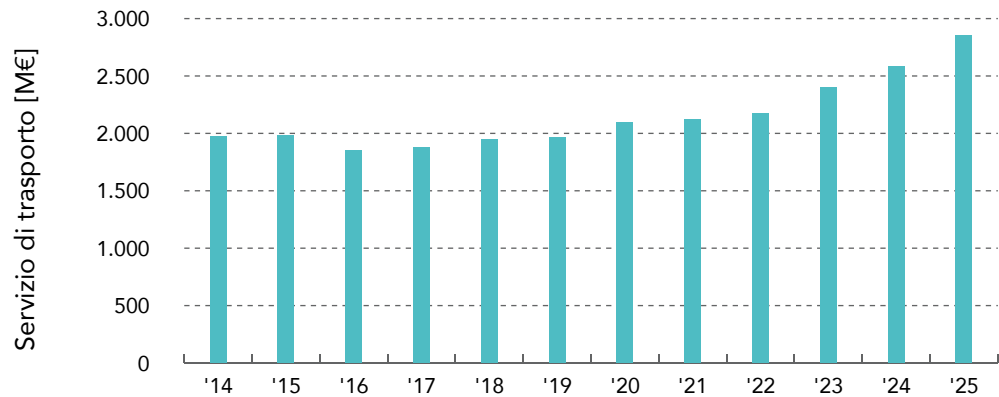
#### 31 Componenti addizionali di trasporto:

- “ $CRV^{FG}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dall’applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto;
- “ $CRV^I$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas e per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas;
- “ $CRV^{OS}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dall’applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile, nonché del congruaggio dei costi di ripristino;
- “ $CRV^{BL}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;
- “ $CRV^{ST}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri connessi al settlement gas;
- “ $CRV^{CS}$ ” (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico.

In Figura 2.3 è mostrato l’andamento annuo della spesa per il servizio di trasporto nel periodo 2014-2025<sup>32</sup>. Il montante spesa è andato crescendo progressivamente; in particolare, dopo due anni a quota di quasi 2,0 mld euro (2014-2015), la spesa è scesa leggermente a 1,8 mld euro per poi crescere progressivamente fino a quasi 2,6 mld euro nel 2024 (e a quasi 2,9 mld euro nel 2025).

Figura 2.3

Spesa in servizio di trasporto del gas naturale nel periodo 2014–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati SNAM Rete Gas.



<sup>32</sup> I ricavi riconosciuti per l’anno 2025 sono stati approvati con la deliberazione n. 216/2024/R/gas del 29 maggio 2024.

## 2.2.2 Reti di distribuzione

La componente tariffaria è distinta in due macro-componenti (si veda, ad esempio, la "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas" per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025) [22])<sup>33</sup>: componenti obbligatorie ( $t_{1dis}$ ,  $t_{1mis}$ ,  $t_{1cot}$ ,  $t_{3dis}$ )<sup>34</sup> e addizionali ( $UG_1$ , RS, ST, VR, CE)<sup>35</sup>.

Inoltre, in sede di applicazione al cliente finale, le componenti tariffarie sono differenziate per 7 ambiti tariffari (1° - Nord-occidentale, 2° - Nord-orientale, 3° - Centrale, 4° - Centro-sud-orientale, 5° - Centro-sud-occidentale, 6° - Meridionale, 7° - Sardegna)<sup>36</sup>.

**33** Il testo RTDG 2020-2025, approvato con la deliberazione n. 570/2019/R/gas del 27 dicembre 2019, è stato aggiornato con la deliberazione n. 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022 [48].

Per ulteriori dettagli si rimanda al link ARERA: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/tariffe-di-distribuzione-e-misura>.

**34** Componenti obbligatorie di distribuzione:

- " $t_{1dis}$ " (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione;
- " $t_{1mis}$ " (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura;
- " $t_{1cot}$ " (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione;
- " $t_{3dis}$ " (espressa in cent. euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi operativi e di altra quota parte dei costi di capitale.

**35** Componenti addizionali di distribuzione:

- " $UG_1$ " (espressa in cent. euro/Smc), corrispettivo a copertura di eventuali squilibri derivanti dai meccanismi perequativi e da eventuali conguagli;
- "RS" (espressa in cent. euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi derivanti da attività di Qualità di Servizio;
- "ST" (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura di uno sconto tariffario;
- "VR" (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura della compensazione della differenza tra le componenti di Valore Industriale Residuo (VIR) e Regulatory Asset Base (RAB);
- "CE" (espressa in euro/p.to di consegna), corrispettivo a copertura della compensazione per aree di nuova metanizzazione.

**36** Ai sensi dell'art. 43 della RTDG 2020-2025 (Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025) approvata con la deliberazione n. 570/2019 [22] e aggiornata con la deliberazione n. 737/2022/R/gas [48], i punti di prelievo allacciati alla rete di distribuzione sono differenziati in 7 ambiti territoriali (ambiti tariffari): Nord Occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria), Nord Orientale (Lombardia, Trentino - Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia - Romagna), Centrale (Toscana, Umbria e Marche), Centro-Sud Orientale (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata), Centro-Sud Occidentale (Lazio e Campania), Meridionale (Calabria, Sicilia), Sardegna.

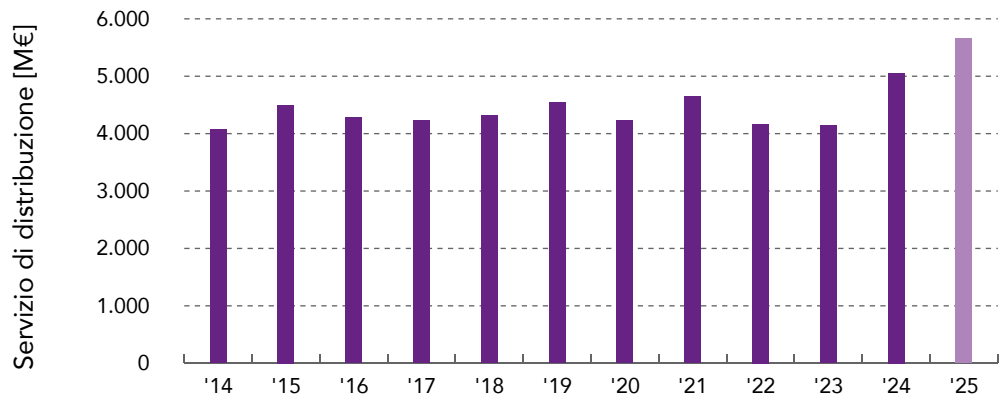
La stima della spesa è stata effettuata moltiplicando la sotto-componente tariffaria<sup>37</sup> per i corrispondenti volumi di gas riconsegnati annualmente (eventualmente suddivisi per scaglioni di consumo) e per i punti di prelievo (eventualmente suddivisi per classi di misuratori).

In Figura 2.4 è mostrato l’andamento annuo della spesa per il servizio di distribuzione nel periodo 2014-2025<sup>38</sup>.

Nel periodo 2014-2023 il montante spesa si è mantenuto mediamente attorno a 4,3 mld euro con piccole oscillazioni tra 4,1 e 4,6 mld euro, per poi aumentare sensibilmente negli ultimi due anni (raggiungendo 5,1 mld euro nel 2024 e 5,7 mld euro nel 2025).

Figura 2.4

*Spesa in servizio di distribuzione del gas naturale nel periodo 2014–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.*



<sup>37</sup> Ai fini del calcolo, per semplicità le sotto-componenti tariffarie espresse per ambiti tariffari sono state ricondotte ad un'unica sotto-componente nazionale espressa come media nazionale degli ambiti tariffari vigenti; le altre sotto-componenti sono state ricondotte alla sotto-componente espressa come media nazionale dei 4 aggiornamenti trimestrali.

<sup>38</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

## 2.3 Oneri di sistema

Iniziative di sviluppo tecnologico possono essere adottate dallo Stato a beneficio dell'intera collettività; il relativo costo viene posto a carico di tutti i consumatori finali. Queste iniziative sono introdotte per mezzo di atti legislativi e l'applicazione della relativa componente di costo ai clienti finali non è strettamente legata alle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale; perciò tale componente è definita genericamente come "onere generale di sistema".

Le sotto-componenti tariffarie<sup>39</sup> sono declinate in  $UG_2$ ,  $UG_3$ , RE e GS, e la loro determinazione da parte dell'Autorità regolatoria avviene con cadenza trimestrale con valori aggiornati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema.

Ai fini del calcolo, per la quota di gas distribuito la stima della spesa è stata effettuata moltiplicando la sotto-componente tariffaria<sup>40</sup> per i corrispondenti volumi di gas riconsegnati annualmente (eventualmente suddivisi per scaglioni di consumo) e per i punti di prelievo.

In mancanza di dati di dettaglio circa lo scaglione di consumo e i punti di prelievo dei clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, la spesa in oneri generali è stata riferita semplicemente al dato complessivo pubblicato annualmente dal maggiore operatore nazionale (Snam Rete Gas)<sup>41</sup>.

---

**39** Componenti tariffarie degli oneri di sistema:

- " $UG_2$ ", corrispettivo a compensazione dei costi di commercializzazione;
- " $UG_3$ ", corrispettivo a recupero oneri di morosità per gli esercenti i servizi di ultima istanza;
- "RE", corrispettivo a compensazione dei costi per risparmio energetico;
- "GS", corrispettivo a copertura dei costi per la compensazione del *bonus* gas.

I valori di tali componenti sono aggiornati dall'Autorità regolatoria su base trimestrale e sono distinti in quota fissa (euro/anno) ed in quota energia (euro/Smc).

**40** Ai fini del calcolo, per semplicità le sotto-componenti tariffarie (incluse quelle espresse per scaglioni di consumo) sono state ricondotte ad un'unica sotto-componente nazionale espressa come media nazionale dei 4 aggiornamenti trimestrali.

**41** Per completezza si osserva che, come riportato nei Rapporti Annuali dal maggiore operatore, il dato complessivo è inteso al lordo di alcune voci non strettamente legate agli oneri di sistema.

In Figura 2.5 è mostrato l'andamento annuo della spesa in oneri generali di sistema per il periodo 2014-2025<sup>42</sup>. Il montante spesa è andato aumentando quasi linearmente da poco meno di 500 mln euro nel 2014 a circa 1,8 mld euro nel 2019, poi ancora quasi linearmente, ma con pendenza maggiore, da 1,7 mld euro nel 2020 a 4,2 mld euro nel 2023, rimanendo poi attorno ai 4,2 mld euro nel periodo 2023-2025.

Si osserva che, a seguito del rialzo dei prezzi dei principali prodotti energetici (in particolare del gas naturale) nel periodo 2021-2023, l'Autorità regolatoria ha disposto per l'intero periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 dicembre 2023 l'annullamento delle componenti  $UG_3$ , RE e GS per tutti gli utenti del settore gas al fine di contenere l'impatto in bolletta di tale rialzo [23][24]; inoltre, per il periodo compreso tra il 1° aprile 2022 e il 30 aprile 2023, l'Autorità ha disposto anche un aggiornamento della componente  $UG_2$  (in energia) prevedendo l'introduzione di valori con segno negativo applicati ai clienti finali appartenenti allo scaglione di consumo fino a 5.000 Smc/anno [25][26]. Tuttavia, per ragioni di confrontabilità della spesa su più anni, il montante spesa per gli anni 2022-2023 (si vedano in figura le barre di diversa colorazione) è stato riferito semplicemente alle risorse stanziati dal Governo nel Bilancio dello Stato a compensazione del mancato gettito da oneri generali di sistema<sup>43</sup>.

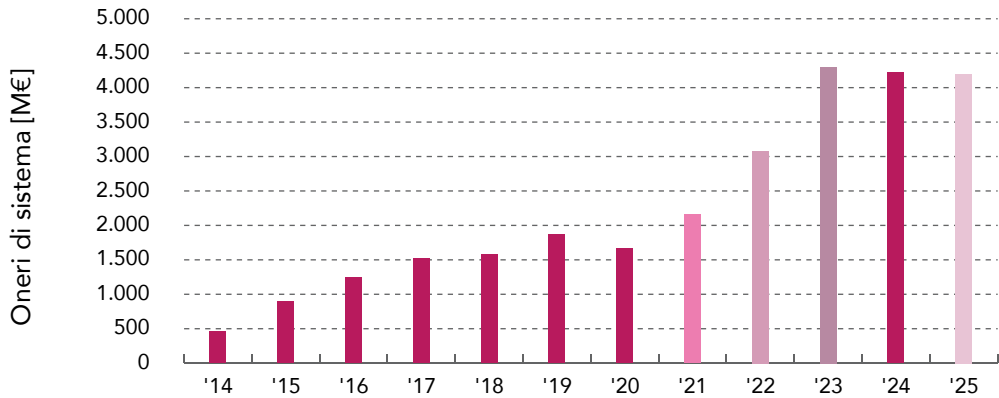
---

<sup>42</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

<sup>43</sup> In particolare, come risulta dai provvedimenti adottati dall'Autorità regolatoria per l'aggiornamento periodico dei corrispettivi per gli oneri generali di sistema da applicare agli utenti in prelievo di gas, nel periodo in esame il Governo ha stanziato le seguenti risorse:

- 0,5 mld euro circa a compensazione del mancato gettito nel IV trimestre 2021 (quota inclusa nella stima della spesa per l'anno 2021);
- 3 mld euro circa a compensazione del mancato gettito nel 2022;
- 4,3 mld euro circa a compensazione del mancato gettito nel 2023.

**Figura 2.5** *Spesa in oneri generali di sistema nel periodo 2014–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati SNAM Rete Gas, ARERA.*



## 2.4 Oneri fiscali

Gli oneri fiscali riguardano l'imposta sul consumo (accisa), l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto (IVA).

### 2.4.1 Accisa

L'imposta erariale "Accisa" sul consumo è applicata al volume di gas naturale prelevato dalla rete tenendo conto sia della destinazione d'uso per scaglioni di consumo annuo della fornitura sia dell'ambito territoriale di appartenenza del punto di prelievo (Testo Unico delle Accise - TUA<sup>44 45</sup> [27] [28] [29]); in particolare, la destinazione d'uso è distinta in "Usi Civili" e "Usi Industriali" mentre l'ambito territoriale di appartenenza è distinto in "Normale" e "Territori ex Cassa del Mezzogiorno"<sup>46</sup>.

In mancanza di informazioni dettagliate sui livelli di consumo di appartenenza e sugli ambiti territoriali dei clienti finali, per semplicità il montante di spesa in accisa è riferito al dato nazionale annuo pubblicato dal MEF<sup>47</sup> nel bollettino delle entrate tributarie [30]. Si osserva che non risultano provvedimenti governativi per il "caro energia" nel 2022 [31].

---

**44** Decreto Legislativo n. 504 del 26 ottobre 1995 (articolo 21, 26, Allegato I – prodotti energetici).

L'imposta è strutturata come segue:

- "Usi Civili"
  - Normale: 4,40 (< 120 Smc/a), 17,50 (120-480 Smc/a), 17,00 (480-1.560 Smc/a), 18,60 (> 1.560 Smc/a) cent. euro/Smc;
  - Territori ex Cassa del Mezzogiorno: 3,80 (< 120 Smc/a), 13,50 (120-480 Smc/a), 12,00 (480-1.560 Smc/a), 15,00 (> 1.560 Smc/a) cent. euro/Smc;
- "Usi Industriali"
  - Normale/Territori ex Cassa del Mezzogiorno: 1,24498 (< 1,2 MSmc/a), 0,7499 (≥ 1,2 MSmc/a).

**45** Una sintesi delle accise vigenti si trova nelle tabelle di aggiornamento annuale dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli - ADM (si veda ad esempio "ALIQUEUTE DI IMPOSTA VIGENTI NEL SETTORE DELLE ACCISE - Aggiornamento al 1° gennaio 2025").

Si veda anche la tabella ARERA di Imposte Gas, <https://www.arera.it/allegati/dati/gas/impostegas.xlsx>.

**46** Ai sensi del D.P.R. 218 del 1978 (province di Frosinone e Latina; alcuni comuni delle province di Rieti, Roma, Ascoli Piceno; Capraia, isola d'Elba, isola del Giglio; le regioni Abruzzo, Molise, Campania, Sicilia, Puglia, Sardegna, Basilicata, Calabria).

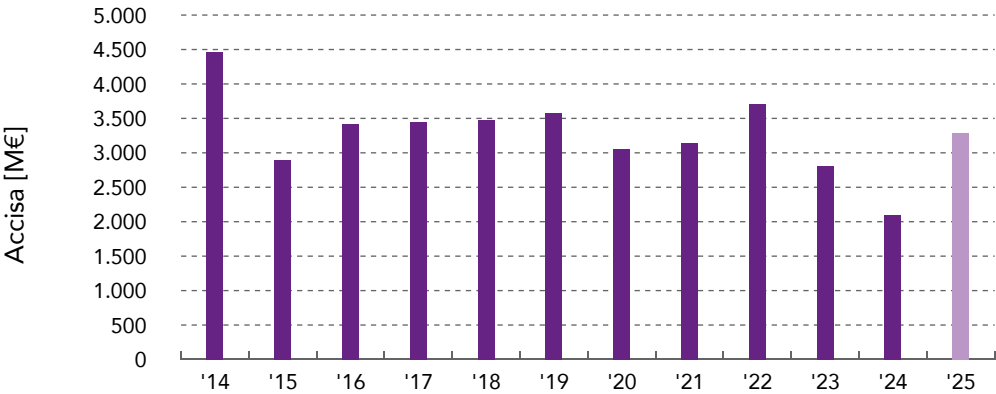
**47** Ministero dell'Economia e delle Finanze: si vedano l'area "Entrate Tributarie" e la sezione "Pubblicazioni". Nel dettaglio all'interno del bollettino si veda la voce "Accisa sul gas naturale per combustione".

Link: [https://www1.finanze.gov.it/finanze/entrate\\_tributarie/public/#!/testata](https://www1.finanze.gov.it/finanze/entrate_tributarie/public/#!/testata).

In Figura 2.6 è mostrato l’andamento annuo della spesa in accisa nel periodo 2014-2025<sup>48</sup> [30].

Nel corso degli anni il montante accisa si è mantenuto entro una forchetta compresa tra 2 mld euro e 4,5 mld euro, con un valor medio annuo attorno a 3,3 mld euro.

**Figura 2.6** *Spesa in accisa nel periodo 2014-2025. Fonte: MEF [30].*



<sup>48</sup> Il dato 2025 è calcolato semplicemente come media dei dati MEF negli ultimi anni.

### 2.4.2 Addizionale regionale

L'addizionale regionale è stabilita da ciascuna Regione nei limiti fissati dalla legge ed è applicata al volume prelevato di gas [28] [29]. Alcune Regioni non applicano l'addizionale regionale, come avviene per quelle a statuto speciale (Sicilia, Sardegna, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Val d'Aosta) oppure per la Lombardia che ha deciso autonomamente di abolirla.

Ai fini del calcolo, l'aliquota indicata in tabella ARERA "Imposte Gas"<sup>49</sup>, che distingue 6 scaglioni di consumo annuo (I-IV scaglioni di consumo per "usi civili", V-VI scaglioni di consumo per "usi industriali"), è stata raggrupata in un'unica aliquota per "usi civili" e in un'unica aliquota per "usi industriali". Inoltre, con riferimento alla vendita al dettaglio nazionale ripartita per regioni, anche il volume di gas al quale applicare l'aliquota è stato raggruppato in "usi civili"<sup>50</sup> e "usi industriali"<sup>51</sup>.

In Figura 2.7 è mostrato l'andamento annuo del montante spesa da addizionale regionale nel periodo 2014-2025<sup>52</sup>.

A parte l'anno 2014 in cui la spesa è stata relativamente alta (704 mln euro), nel corso degli altri anni il montante spesa si è mantenuto entro una forchetta compresa tra 410 mln euro e 568 mln euro con un valor medio annuo di 525 mln euro.

---

<sup>49</sup> Si veda la Tabella ARERA di Imposte Gas, <https://www.arera.it/allegati/dati/gas/impostegas.xlsx>.

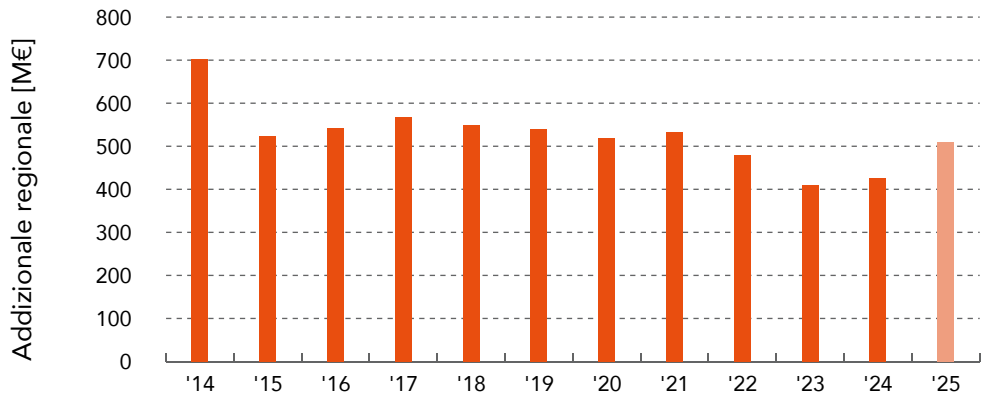
<sup>50</sup> Nella categoria "usi civili" sono stati inclusi i settori identificati da ARERA come "Domestico", "Condominio uso domestico", "Commercio e servizi" e "Attività di servizio pubblico".

<sup>51</sup> Nella categoria "usi industriali" sono stati inclusi i settori identificati da ARERA come "Industria" e "Gen. Elettrica".

<sup>52</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Figura 2.7

*Spesa in addizionale regionale nel periodo 2014–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA, VIVIENERGIA [28].*



2.4.3 IVA

L'imposta sul valore aggiunto (IVA) si applica al valore del servizio (somma delle componenti di costo di acquisto all'ingrosso, costo per servizio di rete, oneri generali di sistema, accisa e addizionali regionali) ed è distinta per destinazione d'uso ("Usi Civili", "Usi Industriali") e per scaglioni di consumo annuo<sup>53</sup> [28] [29].

In mancanza di ulteriori dettagli sui consumi di gas per categoria di clienti finali ai fini fiscali, per semplicità l'aliquota IVA di riferimento è stata fissata al 15%.

<sup>53</sup> Con riferimento alla destinazione d'uso "Usi Civili" e "Usi Industriali" e alla relativa suddivisione in scaglioni di consumo, l'aliquota IVA applicata alla prima destinazione d'uso è fissata, di norma, al 10% per consumi annui fino a 480 Smc/anno e al 22% per consumi annui superiori, mentre quella alla seconda destinazione d'uso è di norma al 22%, salvo l'aliquota al 10% per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere.

Inoltre, per motivi di semplicità di confronto della spesa su più anni, la stima del gettito IVA non tiene conto delle agevolazioni introdotte dal Governo al fine di contenere gli effetti degli incrementi dei prezzi nel settore del gas naturale<sup>54</sup>.

In Figura 2.8 è mostrato l'andamento annuo del montante spesa da IVA applicata sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2025<sup>55</sup>.

Il montante spesa in IVA ha evidenziato una dipendenza soprattutto dalla voce di spesa di acquisto all'ingrosso dell'energia (gas) e quindi tale voce ha risentito anche delle recenti fluttuazioni dei prezzi dei prodotti energetici (gas naturale). Infatti, fino al 2019 tale spesa si è attestata attorno al valore di 4,6 mld euro, per poi scendere sensibilmente a 3,5 mld euro nel 2020 ed impennarsi fino a 16,2 mld euro nel 2022 passando per 8,2 mld euro nel 2021; nel periodo 2023-2025 la stima è tornata a livelli più contenuti, attorno a 6,9 mld euro, valori nettamente inferiori al picco del 2022 ma sempre superiori al valore medio annuo 2014-2019<sup>56</sup>.

---

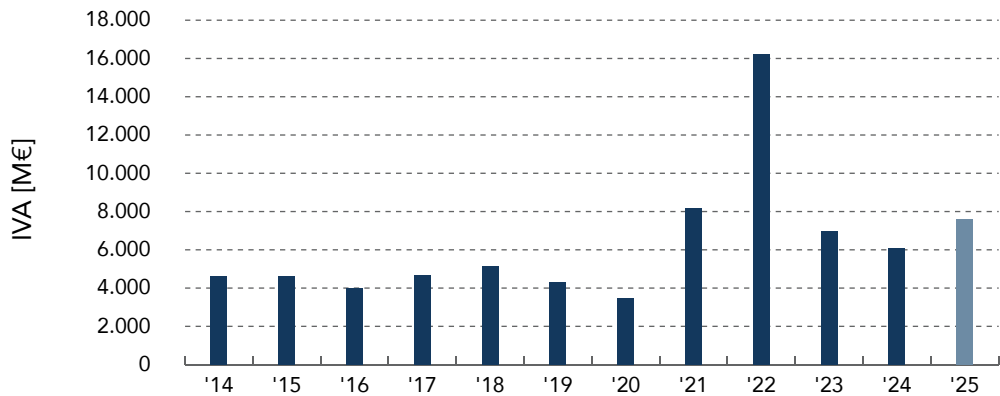
**54** In particolare, l'art. 2 (comma 1) del Decreto-Legge 130/2021 ha stabilito che, in deroga a quanto previsto dal D.P.R. 633/1972 (c.d. Decreto IVA), le somministrazioni di gas metano usato per combustione per usi civili e industriali di cui all'art. 26 (comma 1) del D.Lgs. 504/1995 (c.d. TUA) per somministrazioni contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di ottobre-dicembre 2021 fossero assoggettate all'aliquota IVA del 5%. Tuttavia, non avendo a disposizione la misura messa a Bilancio dello Stato a copertura del mancato gettito, la quota dell'agevolazione può essere stimata sul montante annuo ottenuto con IVA al 15%. Pertanto, tale agevolazione è stimabile in 1/12 del montante stimato per il 2021 (circa 680 mln euro). In applicazione della proroga delle disposizioni di cui al Decreto-Legge 130/2021, nel 2022 e 2023 l'agevolazione è stimabile in 1/3 del montante stimato per il 2022 (circa 5,4 mld euro) e 2023 (circa 2,3 mld euro).

**55** Per il 2025 è un pre-consuntivo.

**56** Tenendo in conto le agevolazioni stimate di cui sopra, si arriverebbe ad un montante IVA di circa 7,5 mld euro nel 2021, 10,8 mld euro nel 2022 e 4,7 mld euro nel 2023.

Figura 2.8

*Spesa in IVA nel periodo 2014–2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA, VIVIENERGIA [28].*



2.5 Bolletta nazionale gas

Sommando i montanti spesa calcolati nelle Sezioni 2.1-2.4 si ottiene la spesa nazionale per uso finale del gas naturale.

In Figura 2.9 è mostrato l’andamento annuo della spesa nazionale nel periodo 2014-2025<sup>57</sup>. Sono evidenziate anche le singole sotto-voci.

Dal 2014 al 2020 il montante spesa ha subito oscillazioni, ma nel complesso è diminuito passando da 35,4 mld euro nel 2014 a 26,6 mld euro nel 2020 (anno di emergenza da COVID-19); successivamente, per effetto dell’impennata del costo della principale voce “energia” (gas) che, a sua volta, è stata spinta dall’aumento del prezzo di scambio all’ingrosso del gas naturale sui principali mercati europei, la spesa nazionale si è portata a 62,5 mld euro nel 2021 (quasi il doppio della spesa media annua del periodo pre-COVID-19) e a 124,3 mld euro nel 2022 (3,5 volte la spesa media annua del periodo pre-COVID-19).

<sup>57</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Dopo lo shock di prezzo del gas del 2022, i mercati energetici hanno iniziato ad assestarsi su livelli di prezzo di scambio dei prodotti (principalmente gas naturale) più contenuti, anche grazie ad alcuni provvedimenti adottati dalla UE<sup>58</sup> per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi, perciò anche la spesa complessiva si è portata a 53,7 mld euro nel 2023 e a 46,9 mld euro nel 2024 (tuttavia, il dato preconsuntivo del 2025 calcolato sugli scambi effettuati nei primi 6 mesi dell'anno ha mostrato un rialzo della spesa a 58,1 mld euro).

Per quanto riguarda le diverse sotto-voci, si è evidenziato il principale contributo della voce "Energia" (inclusa la voce di "Comm.-Vendita") che percentualmente ha pesato tra 43,5% e 76,0% con una media annua del 56,9% (solo la componente "Energia" ha rappresentato mediamente il 48%); le altre voci hanno pesato per 16,4-27,7% (valor medio 22,3%) per oneri fiscali (di cui l'IVA ha pesato mediamente per il 13% e l'accisa per l'8%), per 5,1-23,8% (valor medio 15,9%) per servizi di rete (di cui il servizio di distribuzione ha pesato mediamente per il 10,8%), per 1,3-9,0% (valor medio 4,8%) per oneri generali.

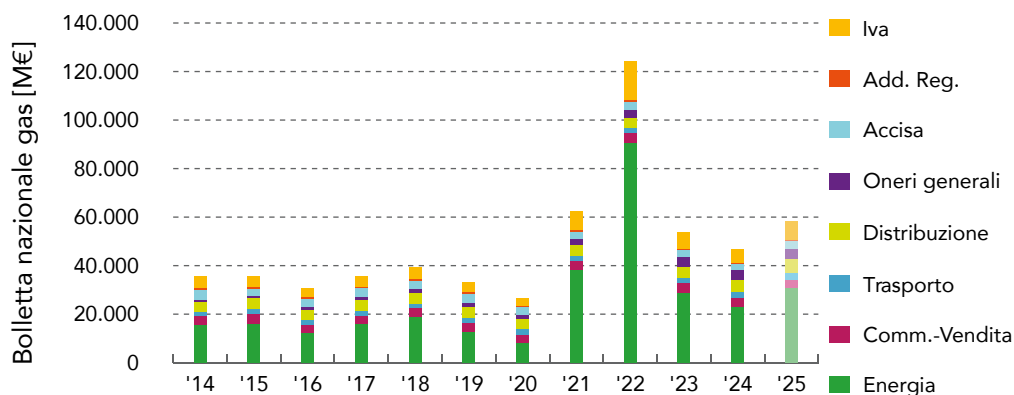
In pratica, il trend annuo della spesa è trascinato principalmente dalle voci "Energia" e "IVA", a sua volta dipendente maggiormente dall'entità della voce "Energia".

---

<sup>58</sup> Si veda, in particolare, il piano energetico europeo di REPowerEU.  
Link: [https://commission.europa.eu/topics/energy/repowerEU\\_it](https://commission.europa.eu/topics/energy/repowerEU_it)

Figura 2.9

**Spesa nazionale per il consumo di gas naturale nel periodo 2014-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati SNAM, ARERA, MEF.**



## 2.5 Costo unitario nazionale e sotto-voci

Il rapporto tra la spesa complessiva annua e il relativo consumo nazionale di gas naturale fornisce un'indicazione del costo annuo di 1 Smc prelevato dalla rete di metanodotti da parte della collettività. Inoltre, tale quantità può anche essere spaccettata nelle diverse sotto-voci di costo esaminate nelle precedenti Sezioni, come è mostrato in Figura 2.10 per il periodo 2014-2025.

Il dato annuo mostra un costo unitario nazionale, al netto delle imposte, che ha oscillato tra 31,75 e 42,16 cent. euro/Smc con un valor medio di 37,50 cent. euro/Smc nel periodo pre-COVID-19 (2014-2019), per poi, dapprima, diminuire sensibilmente a circa 27,16 cent. euro/Smc nel 2020 (anno di emergenza COVID-19) e, successivamente, impennarsi fino a circa 158,13 cent. euro/Smc nel 2022 (più di 4 volte il costo medio annuo pre-COVID-19); nel 2023 tale costo unitario si è dimezzato rispetto al 2022 portandosi a 75,67 cent. euro/Smc (ma comunque molto sopra i 66,58 cent. euro/Smc del 2021); nel 2024, invece, il costo unitario è sembrato più in linea con il valore del 2021 portandosi a 65,75 cent. euro/Smc (per il 2025, invece, un primo dato preconsuntivo è stato stimato a 80,90 cent. euro/Smc, un valore di poco sopra quello del 2023). In ogni caso, i valori post-crisi energetica 2022 sono risultati ancora alti rispetto ai valori del periodo pre-COVID-19; più precisamente, il valor medio annuo

del 2023-2025 è risultato circa 36,61 cent. euro/Smc in più del valor medio annuo pre-COVID-19.

Per quanto riguarda le diverse sotto-voci, ancora al netto delle imposte, si è evidenziato il principale contributo della voce "Energia" (gas) che percentualmente ha pesato tra 40,4% e 87,1% con una media annua del 61,5%; le altre voci hanno pesato per 6,1-32,3% (valor medio 20,7%) per servizio di rete, per 3,8-18,8% (valor medio 11,6%) per comm./vendita, per 1,8-11,0% (valor medio 6,2%) per oneri generali.

Includendo anche il peso dell'onere fiscale (accisa, addizionale regionale, IVA), il costo unitario nazionale aumenta di una percentuale compresa tra 19,6% e 38,2% con un valor medio del 29,5%; in particolare, rispetto al costo unitario al netto delle imposte, l'accisa pesa percentualmente da 3,6% a 17,5% (valor medio del 10,8%), l'addizionale regionale da 0,5% a 2,7% (valor medio dell'1,7%) e l'IVA da 15,6% a 18,0% (valor medio del 16,8%).

In termini monetari, nel periodo pre-COVID-19 l'onere fiscale ha portato il costo unitario nazionale del gas naturale ad un valore compreso tra 42,83 e 55,12 cent. euro/Smc con un valor medio di 49,90 cent. euro/Smc; poi, dapprima, tale costo è diminuito sensibilmente a circa 36,93 cent. euro/Smc nel 2020 e, successivamente, si è impennato fino a circa 189,18 cent. euro/Smc nel 2022 (quasi 4 volte il costo medio annuo pre-COVID); nel 2023 tale costo unitario si è dimezzato rispetto al 2022 portandosi a 93,46 cent. euro/Smc (poco sopra gli 82,14 cent. euro/Smc del 2021); nel 2024 e 2025 (pre-consuntivo), invece, il costo unitario prima è sceso sotto il valore del 2021 portandosi a 80,60 cent. euro/Smc e poi è risalito a 100,58 cent. euro/Smc rispettivamente. In questo caso, i valori post-picco 2022 (2023-2025) sono risultati mediamente in aumento rispetto ai valori del periodo pre-COVID-19 di circa 41,64 cent. euro/Smc.

In Figura 2.11 è riportato anche il confronto tra il costo unitario nazionale (espresso come media nazionale dei prezzi di vendita finale applicati a tutte le tipologie di clienti finali), come risulta dalle rilevazioni annuali nell'attività di monitoraggio dell'Autorità regolatoria,<sup>59</sup> e la stima del costo unitario nazionale qui effettuata, in entrambi i casi al netto delle imposte.

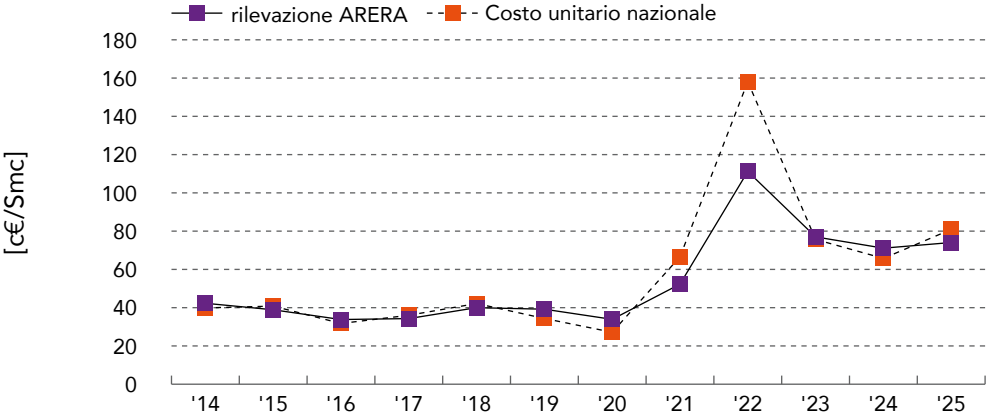
---

<sup>59</sup> Il dato ARERA copre il periodo 2014-2024 mentre il dato per l'anno 2025 è ottenuto semplicemente come media del dato ARERA 2023-2024.



Figura 2.11

*Costi unitari finali (media delle rilevazioni ARERA per clienti finali distinti in domestico, condominio uso domestico, attività di servizio pubblico, commercio e servizi, industria, generazione elettrica) e stima RSE, al netto delle imposte, nel periodo 2014-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.*



Volendo fare qualche considerazione anche sul costo unitario per tipologia di cliente finale, si può fare riferimento alla Figura 2.12 che riporta il dato annuo di costo unitario nazionale (valor medio nazionale dei prezzi di vendita finale), al netto delle imposte, per tipologia di cliente finale rilevato nel periodo 2014-2025<sup>60</sup>: domestico (etichetta "A"), condominio uso domestico (etichetta "B"), attività di servizio pubblico (etichetta "C"), commercio e servizi (etichetta "D"), industria (etichetta "E"), generazione elettrica (etichetta "F").

Si osserva che, in generale, i clienti finali con un sottostante di processo produttivo di tipo industriale, ed aventi taglie dimensionali più elevate, hanno pagato il gas naturale ad un prezzo mediamente più basso (costo medio annuo di 43,92 cent. euro/Smc per industria e generazione elettrica) rispetto ai clienti finali afferenti ad attività produttiva più di tipo commerciale, ed aventi taglie di piccole e medie imprese (costo medio annuo di

<sup>60</sup> Il dato ARERA copre il periodo 2014-2024 mentre il dato per l'anno 2025 è ottenuto semplicemente come media del dato ARERA 2023-2024 per categoria di cliente finale.

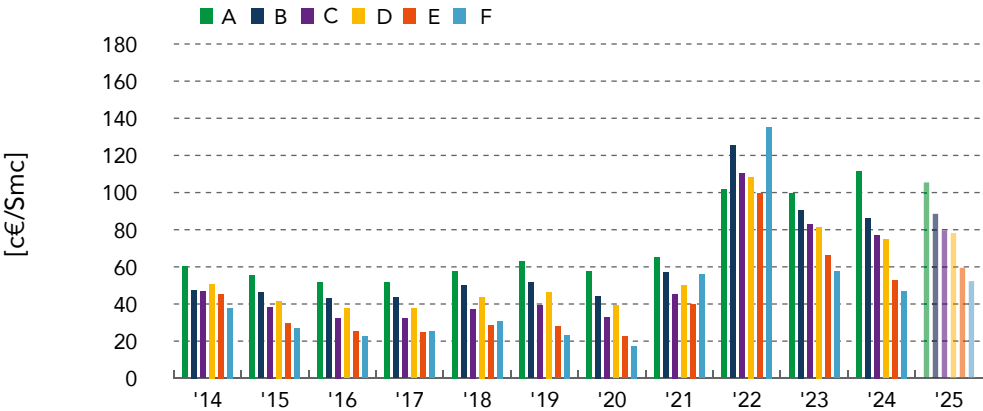
57,49 cent. euro/Smc per servizi e commercio); i secondi risultano comunque aver pagato un prezzo inferiore a quello pagato dal cliente domestico (tipo centralizzato tipo condominio: costo medio annuo di 64,49 cent. euro/Smc; tipo individuale: costo medio annuo di 73,46 cent. euro/Smc).

L'impatto della crisi energetica del 2022, invece, è risultato in un incremento del prezzo medio nazionale di 71,86 cent. euro/Smc rispetto al periodo 2014-2021 (39,34 cent. euro/Smc) mentre negli ultimi tre anni (2023-2025) l'incremento si è ridotto a circa 34,71 cent. euro/Smc sempre rispetto al medesimo periodo pre-crisi 2022. Inoltre, dal punto di vista dell'impatto dell'aumento del costo del gas nel 2022 sul tipo di cliente finale, la generazione elettrica ha pagato circa 105,34 cent. euro/Smc in più rispetto al periodo pre-crisi (29,96 cent. euro/Smc), seguita da cliente domestico centralizzato (più 77,44 cent. euro/Smc rispetto a 47,86 cent. euro/Smc), attività di servizio pubblico (più 72,19 cent. euro/Smc rispetto a 38,11 cent. euro/Smc), industria (più 69,10 cent. euro/Smc rispetto a 30,50 cent. euro/Smc), commercio/servizi (più 65,04 cent. euro/Smc rispetto a 43,36 cent. euro/Smc) e domestico individuale (più 43,65 cent. euro/Smc rispetto a 57,95 cent. euro/Smc).

Figura 2.12

**Costo unitario nazionale, al netto delle imposte, per categoria di clienti finali (A, B, C, D, E, F) nel periodo 2014-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.**

Costo unitario per tipologia di cliente finale





## 3. Costo dell'energia elettrica

### 3.1 Acquisto sui mercati all'ingrosso

La stima del costo annuo di acquisto sui mercati all'ingrosso è stata effettuata sulla base della domanda nazionale di energia elettrica e di un prezzo unitario medio annuo di acquisto sui principali mercati di riferimento. Inoltre, l'analisi della spesa è stata condotta considerando anche una quota addizionale di spesa relativa alle attività di commercializzazione e vendita al dettaglio e relativa al servizio di dispacciamento.

#### 3.1.1 Prodotto energia elettrica

La domanda nazionale di energia elettrica è stata riferita al volume annuo di energia elettrica acquistata in Borsa sulla piattaforma MGP Elettrico (prodotti "day-ahead"), includendo anche gli acquisti effettuati fuori Borsa<sup>61</sup>; il volume complessivo così acquistato è inteso al netto degli acquisti da parte dei titolari di impianto di pompaggio<sup>62</sup>.

---

<sup>61</sup> Gli acquisti fuori Borsa sono contratti effettuati in forma bilaterale, detti anche *Over The Counter* (OTC).

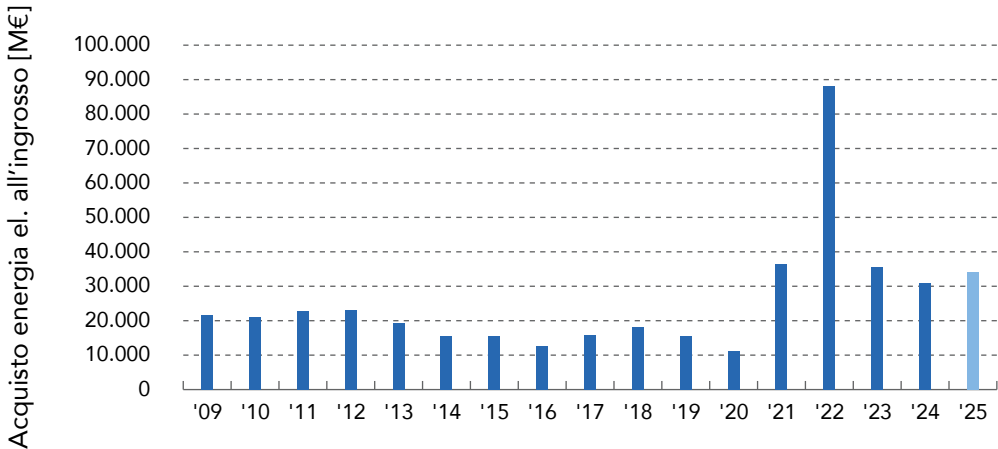
<sup>62</sup> Attualmente in Italia sono attivi 22 grandi impianti di pompaggio e generazione, con una disponibilità media annua di capacità produttiva totale (in termini di potenza efficiente lorda) di circa 7.500 MW nel periodo 2009-2024; tale capacità produttiva è dislocata prevalentemente nella zona di mercato NORD [50]. Nel medesimo periodo di analisi l'energia totale assorbita da tali impianti è passata da 5,8 TWh nel 2009 a 2,1 TWh circa nel 2024 (prima stima di 2,4 TWh nel 2025) con una media annua di circa 2,8 TWh. Tale energia è acquistata direttamente sul MGP Elettrico.

Pertanto, il controvalore economico di tale acquisto all'ingrosso è stato riferito semplicemente al valore medio annuo del PUN (Prezzo Unico Nazionale degli acquisti sul MGP Elettrico), assumendo che l'intero volume degli acquisti nazionali sia stato effettuato in Borsa<sup>63</sup>.

In Figura 3.1 è mostrato l'andamento annuo della spesa di acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica necessaria a soddisfare la domanda nazionale nel periodo 2009-2025<sup>64</sup>.

Figura 3.1

*Spesa nazionale in acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica nel periodo 2009-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, AU.*



<sup>63</sup> In realtà, l'ipotesi di un acquisto all'ingrosso solo in Borsa (MGP Elettrico) è molto forte, dal momento che nel corso degli anni la quota degli acquisti fuori Borsa è sempre stata di entità non trascurabile. Infatti, nel periodo 2009-2024 consuntivato il totale degli acquisti all'ingrosso registrati sul MGP Elettrico (comprensivo anche della quota destinata ai clienti esteri) ha rappresentato mediamente il 70% circa (e con percentuali di minimo e massimo pari al 58% nel 2011 e all'80% nel 2024); il resto degli acquisti di energia elettrica all'ingrosso è avvenuto fuori Borsa tramite contratti bilaterali (OTC) con una quota percentuale media annua del 30% (e con minimo del 20% realizzato nel 2024 e massimo del 42% nel 2011). Tuttavia, come è già stato osservato per l'acquisto all'ingrosso del gas naturale, è possibile ritenere ragionevolmente che anche i prezzi degli scambi chiusi nei contratti OTC siano abbastanza allineati con quelli di Borsa (in particolare del MGP Elettrico).

<sup>64</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Dal 2009 al 2020 il montante spesa è andato tendenzialmente in diminuzione passando da un valor medio annuo di poco più di 20,0 mld euro nel periodo 2009-2014 (con un massimo di 23,1 mld euro nel 2012) a circa 11,0 mld euro nel 2020 (anno dell'emergenza pandemica da COVID-19); successivamente, come è già stato osservato per la spesa di acquisto all'ingrosso del gas naturale, per effetto dell'impennata del prezzo di scambio all'ingrosso dell'energia elettrica sotto la spinta dell'aumento del prezzo del gas naturale in Europa e in Italia (*hub* PSV), la spesa nazionale si è portata a circa 36,4 mld euro nel 2021 (più del doppio della spesa media annua del periodo pre-COVID-19 2013-2019) e a poco meno di 90,0 mld euro nel 2022 (quasi 6 volte la spesa media annua del periodo pre-COVID-19). Dopo lo *shock* di prezzo del gas naturale nel 2022, i mercati energetici hanno iniziato ad assestarsi, con conseguente diminuzione anche dei prezzi di scambio dell'energia elettrica portando così la spesa a 35,6 mld euro nel 2023 e a 30,8 mld euro nel 2024 (per quanto riguarda il 2025 gli scambi effettuati nei primi 6 mesi dell'anno mostrano di nuovo un leggero rialzo dei prezzi del gas per cui una prima stima della spesa è di circa 34,1 mld euro).

### 3.1.2 Commercializzazione e vendita

L'analisi del costo di acquisto all'ingrosso è stata condotta considerando anche una quota aggiuntiva relativa alla spesa sostenuta dal venditore finale per l'attività di promozione della vendita dei suoi prodotti energetici presso i potenziali clienti (attività di commercializzazione e vendita al dettaglio o semplicemente attività di *marketing*).

Per semplicità tale voce è stata riferita alla componente tariffaria PCV (Prezzo di Commercializzazione Vendite) applicata ai clienti serviti in regime di tutela<sup>65</sup> [13] [14]. Inoltre, la stima della spesa è stata effettuata con riferimento ai punti di prelievo dei clienti finali di tipo domestico e non-domestico<sup>66</sup>.

---

<sup>65</sup> Ai clienti serviti in regime di tutela il corrispettivo PCV regolamentato dall'Autorità si declina per tipologia di punti di prelievo in bassa tensione (BT): domestico, non domestico e illuminazione pubblica.

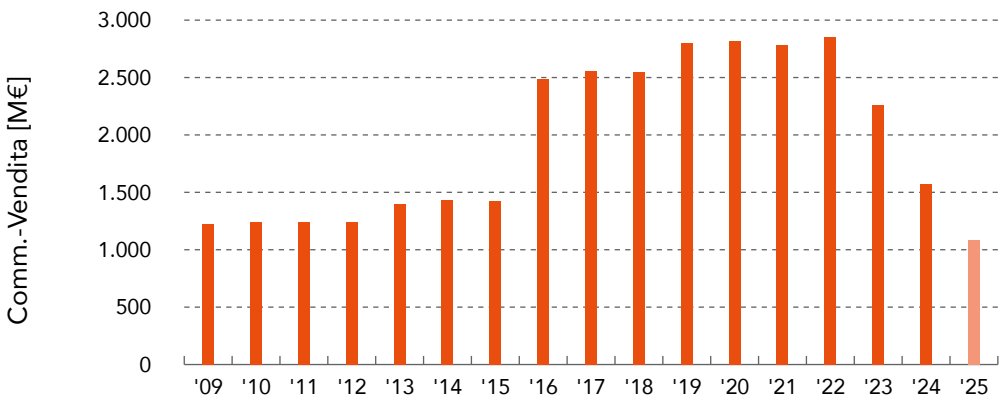
<sup>66</sup> I punti di prelievo di tipo non-domestico includono anche quelli per illuminazione pubblica di cui si è considerata anche la sotto-componente tariffaria in energia.

In Figura 3.2 è mostrato l'andamento annuo della spesa per commercializzazione-vendita nel periodo 2009-2025<sup>67</sup>.

Nel periodo 2009-2012 la spesa si è mantenuta attorno a 1,2 mld euro, per poi balzare dapprima a circa 1,4 mld euro nel periodo 2013-2015 e poi a 2,5 mld nel periodo 2016-2018 fino al massimo di 2,8 mld euro nel periodo 2019-2022 e poi diminuire progressivamente fino a 1,1 mld euro nel 2025.

Figura 3.2

*Spesa in attività di commercializzazione e vendita al dettaglio nel periodo 2009-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, AU.*



<sup>67</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

### 3.1.3 Servizio di dispacciamento

Allo scopo di assicurare adeguati margini di sicurezza di funzionamento al sistema di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, il gestore nazionale di rete di trasmissione (Terna) approvvigiona presso fornitori abilitati (*Balancing Service Provider* – BSP) opportuni servizi (servizi per il dispacciamento)<sup>68</sup> [32]. Alcuni servizi sono approvvigionati su apposito mercato (ad esempio il Mercato per il Servizio di Dispacciamento nazionale – MSD), mentre altri sono forniti come servizio obbligatorio con o senza remunerazione. Per i servizi acquistati a mercato il gestore di rete sostiene un onere netto (differenza tra costo per l'acquisto di servizi per incrementi di immissione e ricavo per la vendita di servizi per decrementi di immissione); per gli altri servizi non a mercato ma comunque remunerati, invece, il gestore di rete sostiene un costo di remunerazione del fornitore per il servizio fornito. A normativa vigente il costo di approvvigionamento dei servizi per il mantenimento in sicurezza di funzionamento dell'intera rete è trasferito sui clienti finali in prelievo attraverso l'applicazione di opportuni corrispettivi<sup>69</sup> [33][34].

---

<sup>68</sup> In particolare, il gestore di rete di trasmissione richiede ai fornitori abilitati una disponibilità ad effettuare variazioni controllate della potenza in immissione/prelievo; allo scopo gli impianti regolanti devono essere dotati di sufficiente margine di modulazione della potenza erogata/assorbita.

<sup>69</sup> Fino al 31 dicembre 2024 i corrispettivi per il servizio di dispacciamento applicati al cliente finale in prelievo sono stati disciplinati dal testo integrato "Disciplina per il dispacciamento" di cui alla deliberazione n. 111/06 del 9 giugno 2006 (Allegato A). Dal 1° gennaio 2025 l'applicazione di tali corrispettivi è disciplinata dal nuovo testo integrato per il dispacciamento "Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE".

Link: <https://www.arera.it/area-operatori/produzione-tide>

La disciplina del servizio di dispacciamento prevede l'applicazione dei seguenti corrispettivi: Uplift<sup>70</sup> ("UPLIFT"), Modulazione eolica<sup>71</sup> ("MOD\_EOL"), Servizio di essenzialità<sup>72</sup> ("UESS"), disponibilità di capacità produttiva<sup>73</sup> ("CD"), servizio di interrompibilità<sup>74</sup> ("INT"), remunerazione del gestore per l'attività di dispacciamento<sup>75</sup> ("DIS").

**70** Il corrispettivo UPLIFT è finalizzato alla copertura dell'onere netto per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali a mercato.

Ai fini del calcolo della spesa attribuita alla voce Uplift, al corrispettivo unitario "UPLIFT" dal 1° gennaio 2025 è stata sommata anche la sotto-componente "OTHER" che rappresenta la voce attribuita alla regolazione delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento, una voce che nella precedente disciplina veniva inglobata nell'unica voce di corrispettivo di Uplift.

**71** Dal 1° gennaio 2025 il corrispettivo unitario finalizzato all'erogazione dei ristori per la mancata produzione eolica è identificato come "WIND".

**72** Il corrispettivo unitario UESS è definito all'interno della precedente disciplina di cui alla deliberazione n. 111/06 (Allegato A).

**73** Fino al 31 dicembre 2021 il corrispettivo unitario a copertura della remunerazione della disponibilità di capacità produttiva è stato disciplinato dalle disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06 (Allegato A); in base a tale disciplina il valore del corrispettivo era aggiornato annualmente dall'Autorità regolatoria. A seguito dell'avvio del mercato della capacità (2019), dal 1° gennaio 2022 (primo anno di consegna della nuova capacità produttiva) tale corrispettivo è stato disciplinato ai sensi della deliberazione ARG/elt 98/11 (Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità) del 21 luglio 2011. In particolare, sulla base delle disposizioni della deliberazione n. 365/2019/R/eel del 3 settembre 2019 di modifica/integrazione della deliberazione ARG/elt 98/11, il corrispettivo unitario è ora calcolato con riferimento all'anno di consegna della nuova capacità produttiva, distinguendo il profilo orario della domanda nazionale di energia elettrica in ore di picco e fuori picco; più precisamente, nelle ore di picco il corrispettivo unitario è calcolato come rapporto tra una frazione non inferiore al 70% del montante dell'onere netto annuo e la relativa frazione di domanda annua di energia mentre nelle ore fuori picco il corrispettivo unitario è calcolato come rapporto tra il resto del montante spesa e la relativa domanda residuale annua di energia.

**74** Dal 1° gennaio 2025 il corrispettivo unitario per il servizio di interrompibilità è stato inglobato all'interno del corrispettivo "MODRID" per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali di modulazione straordinaria e di riduzione dei prelievi.

**75** Dal 1° gennaio 2025 il corrispettivo di remunerazione del gestore per l'attività di dispacciamento è identificato come "FTE".

Alcune voci di corrispettivo sono determinate direttamente dall'Autorità regolatoria mentre altre sono determinate direttamente dal gestore di rete di trasmissione.

Il montante spesa è stato stimato moltiplicando ciascuna voce di corrispettivo unitario per il volume annuo di consumo nazionale di energia elettrica.

In Figura 3.3 è mostrato l'andamento annuo della spesa a copertura della remunerazione dei servizi per il dispacciamento, suddiviso per le singole voci nel periodo 2009-2025<sup>76</sup>.

Dal 2009 il montante spesa è andato crescendo quasi linearmente fino al 2014 passando da circa 1,5 mld euro a 3,7 mld euro; dal 2015 tale spesa ha iniziato ad oscillare tra 2,8 (2018) e 5,3 mld euro (2025) con un valor medio annuo di 3,7 mld euro. Inoltre, si può osservare come fino al 2022, con un valore medio annuo di 2 mld euro circa, il contributo maggiore sia derivato principalmente dalla voce "UPLIFT" pesando percentualmente tra 45,9% e 70,1%; successivamente, a pesare maggiormente sono state le voci "CD" (valor medio annuo di 2 mld euro) e "UESS" (valor medio annuo di 1 mld euro), con pesi percentuali compresi tra 43,9% e 49,9% (valor medio annuo 47,2%) e tra 15,5% e 32,7% (valor medio annuo 26,1%) rispettivamente. Gli altri contributi significativi sono da attribuire al servizio di interrompibilità del carico (valor medio annuo di 0,4 mld euro, ossia un peso percentuale medio annuo del 14,0%) e al corrispettivo di remunerazione del gestore di rete (valor medio annuo poco sotto 0,2 mld euro, ossia un peso percentuale medio annuo di quasi il 4%). Riguardo alle altre voci di corrispettivo, il contributo quasi irrisorio della spesa a copertura del corrispettivo di remunerazione della mancata produzione eolica è stato di qualche decina di milioni di euro (con un massimo di quasi 60 mln euro nel 2022).

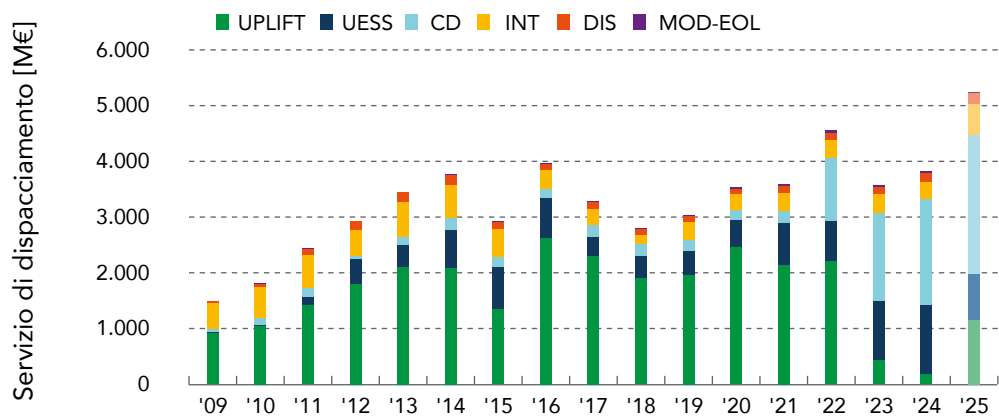
---

<sup>76</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Inoltre, il forte calo negli ultimi anni del contributo “UPLIFT” è da attribuire anche all’effetto del meccanismo di incentivazione<sup>77</sup> applicato ai risultati di Terna riguardo alla gestione del sistema nel periodo 2022-2024<sup>78</sup> [35] [36] [37].

Figura 3.3

*Spesa a copertura dei costi di approvvigionamento dei servizi per il dispacciamento nel periodo 2009-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati Terna, ARERA.*



<sup>77</sup> Con il provvedimento n. 597/2021/R/eel [51], nel 2021 l’Autorità aveva integrato lo schema di incentivazione introdotto nel 2018 con deliberazione n. 699/2018/R/eel [52], includendovi tutti gli aspetti che determinano i costi di approvvigionamento dei servizi per il dispacciamento (in particolare, i costi di approvvigionamento su MSD). Più precisamente, il provvedimento prevedeva, in ciascun anno del triennio 2022-2024, il riconoscimento di un premio per un risultato di risparmio sui costi complessivi del dispacciamento, opportunamente corretti per tener conto degli effetti di circostanze od attività che non dipendono dall’operato del gestore (Terna). La copertura del premio avviene attraverso una rimodulazione del corrispettivo di UPLIFT (in particolare con un ricarico nei periodi di basso UPLIFT).

<sup>78</sup> Nel triennio 2022-2024 sono stati riconosciuti come premio al gestore di rete (Terna) complessivamente 925 mln euro, ripartiti in:

- 796 mln euro, pari al 36% del risparmio di 2.210 mln euro (rispetto alla *baseline* di 4.346 mln euro) nel 2022;
- 117,7 mln euro, pari al 24% del risparmio di 490 mln (rispetto alla *baseline* di 1.948 mln euro) nel 2023;
- 11,3 mln euro, pari al 12% del risparmio di 94 mln (rispetto alla *baseline* di 1.574 mln euro) nel 2024.

I risparmi sono stati ottenuti intervenendo principalmente su controllo delle tensioni, approvvigionamento delle riserve e risoluzione delle congestioni.

## 3.2 Servizi di rete

Il trasporto dell'energia elettrica dal punto di immissione al punto di consegna è un'attività assegnata in concessione ad un operatore di rete (gestore nazionale di rete di trasmissione<sup>79</sup>, gestore locale di rete di distribuzione<sup>80</sup>). L'attività svolta dall'operatore di rete è oggetto di remunerazione; tale remunerazione comprende i costi di potenziamento e di gestione dell'intera infrastruttura di trasporto di propria competenza (attività di sviluppo, gestione ed esercizio). A copertura di tale remunerazione l'Autorità regolatoria applica ai clienti finali una componente tariffaria per il servizio di trasporto, distribuzione e misura; tale componente tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità stessa sulla base di un sistema di remunerazione revisionato anch'esso periodicamente. La componente tariffaria è scomposta in sotto-componenti relative al servizio di trasporto e di distribuzione.

---

**79** Nel 2024 la rete di trasporto dell'energia elettrica ha raggiunto la consistenza di circa 75.550 km di linee e circuiti elettrici e 920 stazioni di smistamento e di conversione. La gestione è affidata in concessione al gestore di rete di trasmissione (Terna).

**80** Nel 2024 la rete di distribuzione dell'energia elettrica ha raggiunto una consistenza chilometrica di 1.291.223 km di rete e la gestione è stata suddivisa fra 114 operatori locali grandi e piccoli, di cui l'operatore E-distribuzione (gruppo Enel) è risultato come operatore principale, con l'85,1% dei volumi complessivamente distribuiti e degli utenti serviti. (Fonte: Relazione Annuale 2025 ARERA).

### 3.2.1 Trasporto

La componente tariffaria si compone delle sotto-componenti<sup>81</sup> "TRAS<sub>p</sub>", "TRAS<sub>E</sub>" e "MIS" (si veda, ad esempio, il testo "Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica"<sup>82</sup> per i periodi di regolazione 2016-2023 e 2024-2027 (RTTE 5PRTE 2016-2023 e RTTE 6PRTE 2024-2027 rispettivamente) [38] [39]).

In mancanza di dati necessari per il calcolo per tipologia di cliente finale direttamente/indirettamente allacciato alla rete di trasporto, la stima della spesa ha fatto semplicemente riferimento al montante del ricavo annuo da "Corrispettivo Trasmissione" riconosciuto dall'Autorità regolatoria al gestore di rete (Terna).

In Figura 3.4 è mostrato l'andamento annuo della spesa per servizio di trasmissione nel periodo 2008-2025<sup>83</sup>.

Il montante spesa è andato tendenzialmente aumentando da circa 1,2 mld euro nel periodo 2008-2009 ad un valore poco sotto 2 mld euro nel 2023, per poi impennarsi a circa 2,5 mld euro nel periodo 2024-2025.

---

#### 81 Sotto-componenti tariffarie di trasporto:

- "TRAS<sub>p</sub>" (componente fissa in potenza, euro/kW/anno), corrispettivo a copertura del costo del servizio di trasmissione applicato ai punti di prelievo in alta/altissima tensione;
- "TRAS<sub>E</sub>" (componente variabile in energia, euro/kWh), corrispettivo a copertura del costo del servizio di trasmissione applicato all'energia prelevata nei punti di prelievo in bassa, media e alta/altissima tensione;
- "MIS" (scomposta in "MIS<sub>1</sub>", componente fissa in euro/p.to/anno applicata a tutti in punti di prelievo, e "MIS<sub>3</sub>", componente variabile in energia in euro/kWh applicata ai soli punti di prelievo per illuminazione pubblica e per ricarica di veicoli elettrici), corrispettivo a copertura del servizio di misura.

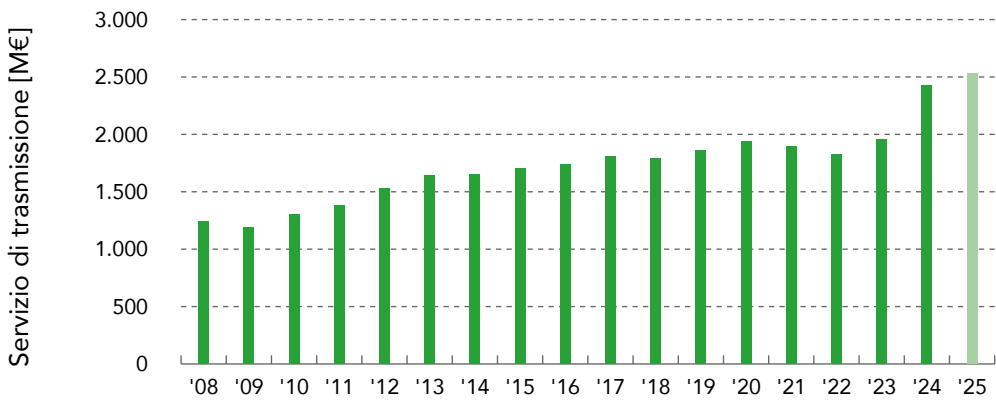
**82** Autorità regolatoria: si veda "Area Operatori" alla sezione "Tariffa per il servizio di trasmissione".

Link: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/tariffa-per-il-servizio-di-trasmissione>.

**83** Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Figura 3.4

*Spesa in servizio di trasmissione dell’energia elettrica nel periodo 2008-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati Terna, ARERA.*



3.2.2 Distribuzione

La componente tariffaria di distribuzione si compone delle sotto-componenti<sup>84</sup> relative a una quota fissa (euro/p.to/anno), a una quota in potenza (euro/kW/anno) e a una quota variabile in energia (euro/kWh) (si veda, ad esempio, il testo “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica” nei periodi di regolazione 5PR 2016-2023 e 6PR 2024-2027 [38] [40]). In particolare, per i clienti domestici le sotto-componenti tariffarie<sup>85</sup> sono distinte in  $\sigma_1$  (sigma1),  $\sigma_2$  (sigma2) e  $\sigma_3$  (sigma3).

<sup>84</sup> Autorità regolatoria: si veda “Area Operatori” alla sezione “Tariffe di distribuzione”. Link: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/distr>.

<sup>85</sup> Sotto-componenti tariffarie di distribuzione applicate ai clienti domestici:

- $\sigma_1$  (sigma1), una quota fissa (euro/p.to di prelievo/anno) a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura;
- $\sigma_2$  (sigma2), una quota in potenza (euro/kW di potenza impegnata nel punto di prelievo/anno) a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- $\sigma_3$  (sigma3), una quota variabile in energia (euro/kWh di energia prelevata) a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione.

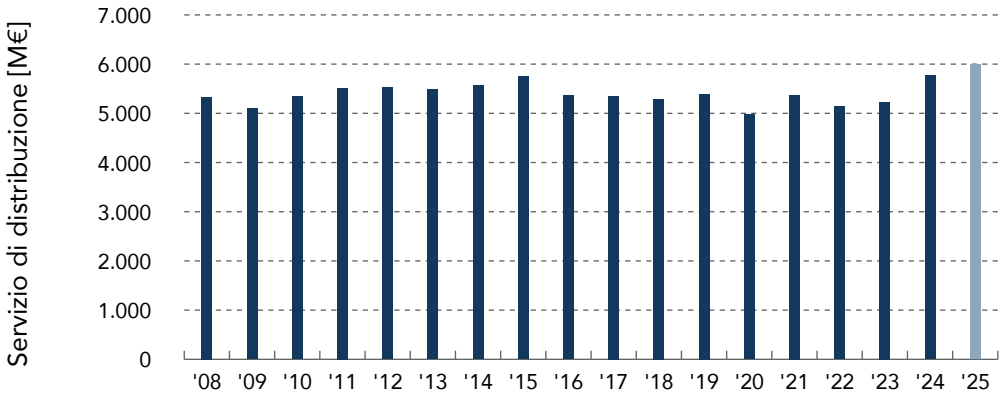
In mancanza di dati necessari per il calcolo per tipologia di cliente finale allacciato alla rete di distribuzione, la stima della spesa è stata effettuata moltiplicando il volume annuo di energia distribuita per la tariffa media annua di distribuzione e misura (valore unitario esposto dall'Autorità regolatoria).

In Figura 3.5 è riportata la spesa annua per il servizio di distribuzione nel periodo 2008-2025<sup>86</sup>.

In 18 anni tale spesa ha subito poche variazioni, rimanendo attorno al valore di 5,4 mld euro.

Figura 3.5

*Spesa in servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel periodo 2008-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati Terna, ARERA.*



3.3 Oneri di sistema

A livello di sistema elettrico alcune attività sono svolte a beneficio dell'intera collettività e il relativo costo è posto a carico di tutti i consumatori finali.

<sup>86</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

L'applicazione del corrispettivo associato non è legata specificamente alle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica; pertanto, il corrispettivo è definito semplicemente come "onere generale di sistema" ed è distinto in componenti introdotte mediante atti di legge (e identificate dalla lettera "A"<sup>87</sup>) oppure definite direttamente dall'Autorità regolatoria (componenti identificate come Ulteriori Componenti "UC"<sup>88</sup> o Misure di Compensazione Territoriale "MCT"<sup>89</sup>) [41].

**87** Sotto-componenti di oneri generali di sistema di tipo "A":

- "A<sub>2</sub>", a copertura degli oneri per il *decommissioning* delle centrali elettronucleari (i costi legati allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse);
- "A<sub>3</sub>", a copertura degli oneri sostenuti ai fini dell'erogazione degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (sostegno delle fonti rinnovabili, della cogenerazione in regime CIP 6/92 e della produzione di energia elettrica da rifiuti non biodegradabili);
- "A<sub>4</sub>", a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali riconosciute al settore ferroviario (Ferrovie dello Stato);
- "A<sub>5</sub>", a copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo del sistema elettrico (Ricerca di Sistema);
- "A<sub>s</sub>", a copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (*bonus elettrico* ovvero *bonus sociale*);
- "A<sub>e</sub>", a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica (tale copertura è posta a carico delle utenze non destinatarie delle medesime agevolazioni).

**88** Sotto-componenti di oneri generali di sistema di tipo "UC":

- "UC<sub>3</sub>", a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché a copertura dei meccanismi di integrazione;
- "UC<sub>4</sub>", a copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche operanti nelle isole minori;
- "UC<sub>6</sub>", a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- "UC<sub>7</sub>", a copertura degli oneri derivanti dalla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.

Nello specifico le componenti UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub> non hanno natura di oneri generali ma sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in regime di tariffa unica nazionale. Quindi il loro raggruppamento all'interno degli oneri generali è motivato solo da semplicità espositiva.

Si osserva che, a partire dal IV trimestre 2011, la componente "UC<sub>7</sub>" ha inglobato anche il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dal "finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica" (art. 32, comma 2 del d.lgs 28/11).

**89** Sotto-componente di oneri generali di sistema di tipo "MCT" a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

Dal 1° gennaio 2018 le componenti di tipo "A", "UC" e "MCT" sono state ristrutturate secondo i macro-raggruppamenti<sup>90</sup> "A<sub>SOS</sub>" e "A<sub>RIM</sub>" [42] [43]; nei riguardi dei punti di prelievo non-domestici, le sotto-componenti del macro-raggruppamento "A<sub>SOS</sub>" sono applicate tenendo conto dell'inclusione o meno dell'utente finale fra le imprese a forte consumo di energia elettrica (e quindi della relativa classe di agevolazione di appartenenza) mentre le sotto-componenti del macro-raggruppamento "A<sub>RIM</sub>" sono applicate in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione di appartenenza.

La nuova suddivisione in macro-raggruppamenti "A<sub>SOS</sub>" e "A<sub>RIM</sub>" ha principalmente l'obiettivo di dare maggior evidenza agli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione; tuttavia, le singole sotto-componenti possono essere ricondotte ancora alle sotto-componenti originarie [43].

**90** Il macro-raggruppamento "A<sub>SOS</sub>" include gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione (quota parte delle componenti "A", "UC<sub>4</sub>", "UC<sub>7</sub>" e "MCT"); il macro-raggruppamento "A<sub>RIM</sub>" contiene le rimanenti quote di oneri generali.

In particolare, al macro-raggruppamento "A<sub>SOS</sub>" appartengono le sotto-componenti:

- "A<sub>3 SOS</sub>" a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili;
- "A<sub>E SOS</sub>" a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta della componente "A<sub>3 SOS</sub>";
- "A<sub>14</sub><sup>91</sup>" per la riduzione dell'elemento "A<sub>3 SOS</sub>" ai sensi delle disposizioni di cui al decreto-legge 91/14.

Al macro-raggruppamento "A<sub>RIM</sub>" appartengono, invece, le sotto-componenti:

- "A<sub>2 RIM</sub>", corrispondente alla componente tariffaria "A<sub>2</sub>";
- "A<sub>3 RIM</sub>", corrispondente alla quota parte della componente "A<sub>3</sub>" non inclusa nell'elemento "A<sub>3 SOS</sub>", ossia la quota a copertura dei costi per l'incentivazione della produzione da rifiuti non biodegradabili;
- "A<sub>4 RIM</sub>", corrispondente alla componente "A<sub>4</sub>";
- "A<sub>5 RIM</sub>", corrispondente alla componente "A<sub>5</sub>";
- "A<sub>S RIM</sub>", corrispondente alla componente "A<sub>S</sub>";
- "A<sub>UC4 RIM</sub>", corrispondente alla componente "UC<sub>4</sub>";
- "A<sub>UC7 RIM</sub>", corrispondente a una quota parte della componente "UC<sub>7</sub>";
- "A<sub>SV RIM</sub>", corrispondente alla quota parte della componente "UC<sub>7</sub>" non inclusa nell'elemento "A<sub>UC7 RIM</sub>", ossia la quota relativa alla copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica;
- "A<sub>MCT RIM</sub>", corrispondente alla componente "MCT".

Dal 1° gennaio 2023 sono state annullate le componenti "A<sub>2 RIM</sub>" e "A<sub>MCT RIM</sub>" ai sensi della deliberazione n. 735/2022/R/COM.

Inoltre, i valori unitari di tali sotto-componenti sono determinati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema. Tali sotto-componenti, aggiornate dall'Autorità regolatoria su base trimestrale, sono distinte in quota fissa (euro/p.to/anno), quota in potenza (euro/kW/anno) e quota in energia (euro/kWh).

In Figura 3.6 è mostrato l'andamento annuo della spesa in oneri generali di sistema nel periodo 2012-2025<sup>91</sup>, suddivisa nelle singole sotto-componenti. I valori dei gettiti delle singole voci sono stati desunti dai dati pubblicati dall'Autorità regolatoria. Il montante spesa è andato aumentando da circa 11,3 mld euro nel 2012 a 16,7 mld euro nel 2015 per poi diminuire progressivamente fino al minimo di circa 9 mld euro nel 2022; tuttavia nel 2023 la spesa ha iniziato nuovamente a crescere passando da 9,5 mld euro a quasi 12 mld euro nel 2024. Si osserva che la spesa annua stimata per il periodo 2020-2023 (si vedano in figura le barre di diversa colorazione) tiene conto anche delle risorse stanziati dal Governo nel Bilancio dello Stato, a compensazione della riduzione di gettito da oneri generali per effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità regolatoria, in applicazione delle disposizioni governative, per contenere l'impatto sui clienti finali degli aumenti del prezzo dell'energia<sup>92</sup>; in particolare, il montante spesa del 2022 fa riferimento alle risorse complessive stanziati dal Governo<sup>93</sup>.

---

<sup>91</sup> Il dato 2025 è calcolato come semplice media degli ultimi due anni consuntivati (2023 e 2024).

<sup>92</sup> In particolare, come risulta dai provvedimenti adottati dall'Autorità regolatoria per l'aggiornamento periodico dei corrispettivi in oneri generali di sistema da applicare agli utenti in prelievo di elettricità, il Governo ha stanziato le seguenti risorse:

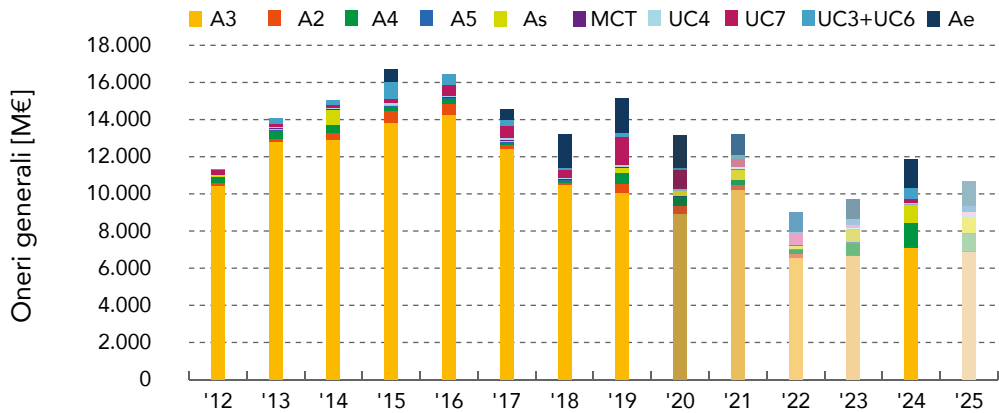
- 0,6 mld euro a compensazione del mancato gettito nel 2020 (periodo 1° maggio-31 luglio);
- 4 mld euro a compensazione del mancato gettito nel 2021 (nella Relazione Annuale l'Autorità ha riportato un contributo effettivo da Bilancio dello Stato di 3,864 mld euro);
- 9 mld circa a compensazione del mancato gettito nel 2022;
- 1,166 mld euro circa a compensazione del mancato gettito nel I trimestre e IV trimestre 2023 (nella Relazione Annuale l'Autorità ha riportato un contributo effettivo da Bilancio dello Stato di 0,963 mld euro da Legge di Bilancio 2023 e 0,203 mld euro da Decreto-Legge N.131/2023).

<sup>93</sup> Nello specifico si è considerato il totale delle risorse stanziati complessivamente dal Governo a compensazione del mancato gettito da oneri generali; tale montante di risorse è stato ripartito poi nelle singole sotto-componenti in maniera puramente indicativa, essendo stata nulla la raccolta di gettito nell'intero anno; più precisamente, i soldi stanziati dal Governo sono stati ripartiti nelle singole sotto-componenti in base al loro peso percentuale medio annuo sul totale gettito raccolto negli anni 2018-2021 (si vedano le Tabelle nella Relazione Annuale ARERA).

Dal grafico appare inoltre evidente il contributo preponderante della componente “A<sub>3</sub>”, la cui quota percentuale dal 2010 al 2025 si è attestata tra il 60% e il 92% del totale.

Figura 3.6

*Spesa in oneri generali di sistema nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.*



### 3.4 Oneri fiscali

L'energia elettrica prelevata dalla rete è soggetta a:

- imposta indiretta erariale sul consumo (accisa);
- imposta sul valore aggiunto (IVA).

L'accisa va calcolata sulla quantità del bene consumato (ossia sui kWh prelevati dai clienti finali); l'aliquota IVA va applicata invece come percentuale sul valore economico del bene consumato, comprensivo di accisa.

### 3.4.1 Accisa

L'imposta erariale "Accisa" è applicata a tre categorie d'uso dell'energia elettrica da parte dei clienti finali (Testo Unico delle Accise - TUA<sup>94</sup> <sup>95</sup> [27] [44]): uso domestico, uso ad illuminazione pubblica e altri usi.

In mancanza di informazioni dettagliate sui livelli di consumo di appartenenza dei clienti finali, per semplicità il montante di spesa in accisa è stato riferito al dato nazionale annuo pubblicato dal MEF<sup>96</sup> nel bollettino delle entrate tributarie [30]. Si osserva che non risultano provvedimenti governativi per il "caro energia" nel 2022 [31].

In Figura 3.7 è mostrato l'andamento annuo della spesa in accisa nel periodo 2012-2025<sup>97</sup>.

Il montante spesa si è mantenuto entro la forchetta compresa tra 2,5 mld euro e 3,1 mld euro, con un valore medio annuo di 2,7 mld euro.

---

<sup>94</sup> Decreto Legislativo n. 504 del 26 ottobre 1995 (articolo 52, 53, Allegato I – energia elettrica).

Alla prima categoria d'uso l'imposta è applicata sulla base della potenza della fornitura (potenza impegnata): fino a 3 kW (prima casa), l'imposta è nulla per un prelievo mensile fino a 150 kWh/mese, altrimenti, per prelievi mensili superiori a 150 kWh/mese, al prelievo in eccedenza è applicata l'imposta di 2,27 cent. euro/kWh; oltre 3 kW (seconda casa), l'imposta applicata è 2,27 cent. euro/kWh. Alla seconda categoria d'uso l'imposta applicata è 1,25 cent. euro/mese. Alla terza categoria d'uso l'imposta è applicata per scaglioni di consumo: per clienti con consumi mensili fino a 1.200 MWh/mese, l'imposta applicata è di 1,25 cent. euro/kWh per i prelievi mensili fino a 200 MWh/mese e 0,75 cent. euro/kWh per i consumi in eccedenza; per clienti con consumi mensili oltre 1.200 MWh/mese, l'imposta applicata è di 1,25 cent. euro/kWh per prelievi fino a 200 MWh/mese e 4.820 euro in quota fissa per i consumi in eccedenza.

L'imposta di 2,27 cent. euro/kWh applicata alla prima categoria d'uso è stata introdotta, con effetto dal 1° gennaio 2012, dal Decreto 30 dicembre 2011 (G.U. 31/12/2011, n. 304).

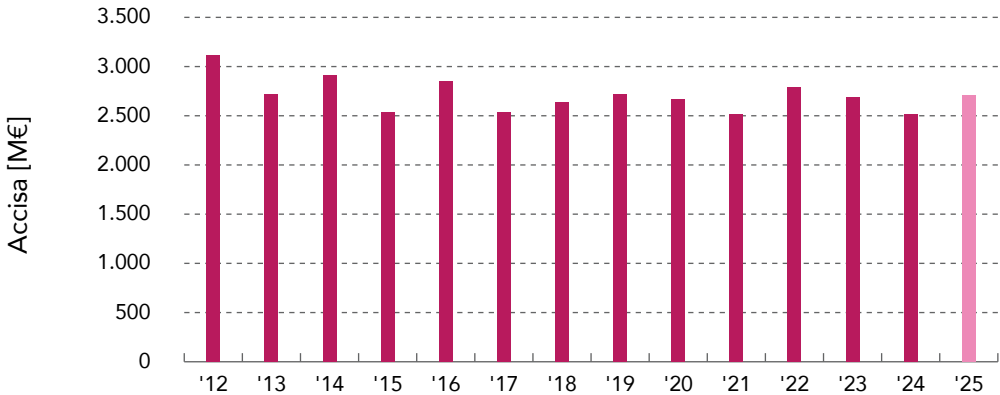
<sup>95</sup> Una sintesi delle accise vigenti si trova nelle tabelle di aggiornamento annuale dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli – ADM (si veda ad esempio "ALIQUEUTE DI IMPOSTA VIGENTI NEL SETTORE DELLE ACCISE - Aggiornamento al 1° gennaio 2025"). Si veda anche la tabella ARERA di Imposte Energia Elettrica, <https://www.arera.it/allegati/dati/ele/eep38.xls>.

<sup>96</sup> Ministero dell'Economia e delle Finanze: si vedano l'area "Entrate Tributarie" e la sezione "Pubblicazioni". Nel dettaglio all'interno del bollettino si veda la voce "Accisa sull'energia elettrica".

Link: [https://www1.finanze.gov.it/finanze/entrate\\_tributarie/public/##/testata](https://www1.finanze.gov.it/finanze/entrate_tributarie/public/##/testata).

<sup>97</sup> Il dato 2025 è calcolato semplicemente come media dei dati MEF negli ultimi anni.

**Figura 3.7** *Montante spesa in accisa nel periodo 2012-2025. Fonte: MEF.*



**3.4.2 IVA**

L'IVA è applicata a tre tipologie d'uso dell'energia elettrica: domestico, illuminazione pubblica e altri usi<sup>98</sup> [44].

In mancanza di un dato di dettaglio sulle tipologie di utenza e relativo consumo, per semplicità il gettito IVA è stato valutato globalmente facendo riferimento ad un'unica aliquota del 15%<sup>99</sup>.

<sup>98</sup> Alle 3 categorie d'uso si applica l'aliquota IVA del:

- 10% per uso domestico e assimilati – servizi condominiali (edifici residenziali);
- 22% per uso illuminazione pubblica;
- 22% per "altri usi" (10% per attività manifatturiere, agricole, consorzi di irrigazione e di bonifica).

Si veda la tabella ARERA di Imposte Energia Elettrica, <https://www.arera.it/allegati/dati/ele/eep38.xls>.

<sup>99</sup> Una prima analisi sui dati EUROSTAT di consumo per categoria di clienti finali nel periodo 2015-2022 evidenzia un'aliquota IVA media pesata del 14%.

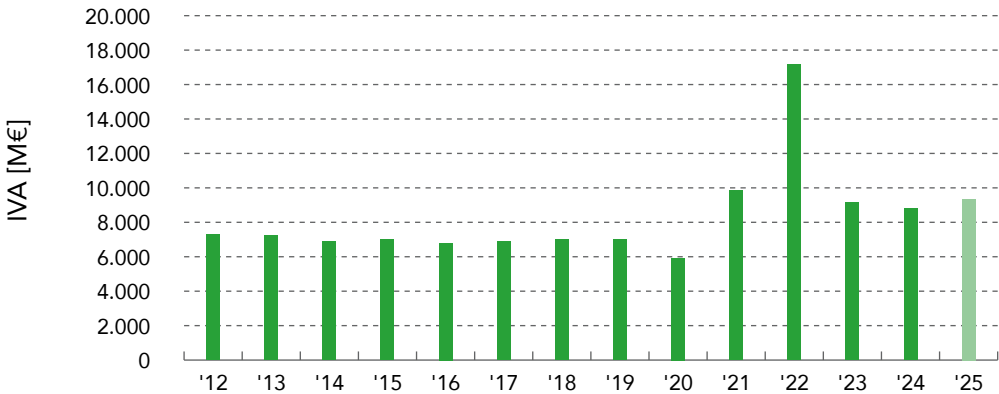
Ai fini del calcolo, tale imposta è stata applicata al valore complessivo del servizio (somma di costo per acquisto all'ingrosso, costo per servizio di rete, costo per oneri generali di sistema e costo per accisa). Inoltre, non risultano provvedimenti governativi per il "caro energia" nel 2022 [31].

In Figura 3.8 è mostrato l'andamento annuo del montante di gettito IVA nel periodo 2012-2025<sup>100</sup>.

Il montante spesa in IVA ha evidenziato una dipendenza soprattutto dalla voce di spesa di acquisto all'ingrosso dell'energia (energia elettrica) e quindi ha risentito delle recenti fluttuazioni dei prezzi dei prodotti energetici (gas naturale, energia elettrica). Infatti, fino al 2019 la spesa per l'IVA si è attestata attorno al valore di 7,0 mld euro per poi scendere sensibilmente a 5,9 mld euro nel 2020 ed impennarsi fino a 17,2 mld euro circa nel 2022 passando per 9,9 mld euro nel 2021; nel periodo 2023-2025 la stima è tornata a livelli più contenuti attorno a 9,1 mld euro, valori nettamente inferiori al picco del 2022 ma sempre superiori al valore medio annuo 2012-2019.

Figura 3.8

**Montante spesa in IVA nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, Terna, ARERA.**



<sup>100</sup> Per il 2025 la spesa IVA è calcolata sui valori pre-consuntivo delle voci di acquisto all'ingrosso, servizio rete, oneri generali e accisa.

### 3.5 Bolletta nazionale elettricità

Sommando i montanti spesa calcolati nelle Sezioni 3.1-3.4 si ottiene il montante annuo di spesa nazionale per uso finale dell'energia elettrica.

In Figura 3.9 è mostrato l'andamento annuo della spesa nazionale nel periodo 2012-2025<sup>101</sup>.

Il montante spesa è andato in leggera diminuzione nel periodo 2012-2014, passando da 56,0 mld euro a 52,9 mld euro, per poi mantenersi pressoché costante attorno a 53,1 mld fino al 2019 e diminuire in modo significativo a 45,5 mld euro nel 2020 (anno dell'emergenza pandemica da COVID-19); successivamente, come è già stato osservato per l'andamento del costo per il consumo del gas naturale, per effetto dell'impennata del prezzo di scambio all'ingrosso dell'energia elettrica sotto la spinta dell'aumento del prezzo del gas naturale nei principali mercati europei, la spesa nazionale si è portata a 75,6 mld euro nel 2021 (1,4 volte la spesa media annua del periodo pre-COVID-19 2012-2019) e a 131,5 mld euro nel 2022 (quasi 2,5 volte la spesa media annua del periodo pre-COVID-19). Come è già stato evidenziato nel capitolo dedicato al gas naturale, dopo lo *shock* dei prezzi energetici nel 2022, i mercati energetici hanno iniziato ad assestarsi su livelli di prezzo più contenuti, con conseguente diminuzione anche della spesa, a 70,2 mld euro nel 2023 e a 67,6 mld euro nel 2024 (tuttavia, il dato di spesa 2025 calcolato sugli scambi effettuati nei primi 6 mesi dell'anno hanno mostrato un leggero rialzo dei prezzi dell'energia elettrica, perciò una prima stima della spesa è di circa 71,7 mld euro).

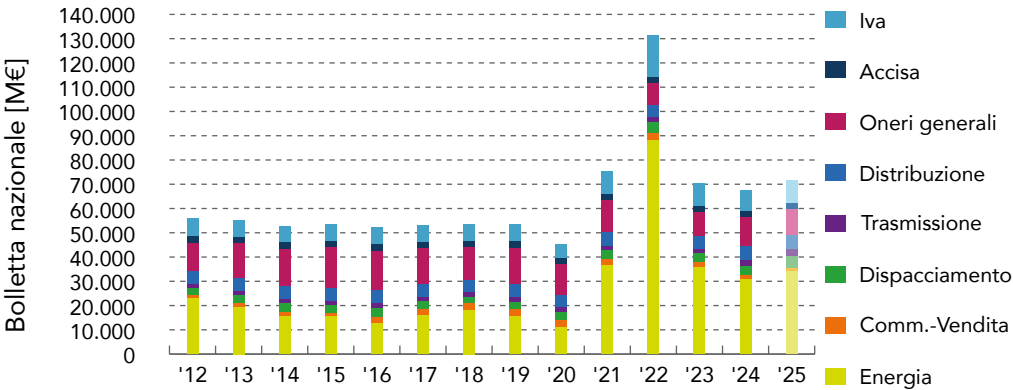
Per quanto riguarda le diverse sotto-voci, si è evidenziato il principale contributo della voce "Energia" (incluse le voci di "Comm./Vendita" e di "Servizio di dispacciamento") che percentualmente ha pesato tra 36,4% e 72,6% con una media annua del 47,6% (solo la componente "Energia" ha rappresentato mediamente il 38,2%); le altre voci hanno pesato per 6,8-31,5% (valor medio 22,6%) per oneri generali di sistema, per 15,2-18,7% (valor medio 17,6%) per oneri fiscali di cui l'IVA ha pesato mediamente per il 13%, per 5,3-15,0% (valor medio 12,2%) per servizi di rete di cui il servizio di distribuzione ha pesato mediamente per il 9,1%.

---

<sup>101</sup> Per il 2025 è un pre-consuntivo.

Figura 3.9

Spesa totale per il consumo di energia elettrica nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA, MEF.



### 3.6 Costo unitario nazionale e sotto-voci

Il rapporto tra la spesa complessiva annua e il relativo consumo nazionale di energia elettrica fornisce un'indicazione del costo unitario annuo di 1 kWh prelevato dalla rete elettrica da parte della collettività. Inoltre, tale quantità può anche essere spaccettata nelle diverse sotto-voci di costo esaminate nelle precedenti Sezioni, come è mostrato in Figura 3.10 per il periodo 2012-2025.

Il costo unitario nazionale, al netto delle imposte, ha oscillato tra 14,37 e 15,28 cent. euro/kWh con un valor medio di 14,69 cent. euro/kWh nel periodo pre-COVID-19 (2012-2019), per poi, dapprima, diminuire sensibilmente a circa 13,20 cent. euro/kWh nel 2020 (anno di emergenza COVID-19) e, successivamente, impennarsi fino a circa 37,71 cent. euro/kWh nel 2022 (incremento di 23,02 cent. euro/kWh rispetto al periodo 2012-2019); nel 2023 tale costo unitario si è quasi dimezzato rispetto al 2022 portandosi a 20,31 cent. euro/kWh (un valore poco sotto i 21,01 cent. euro/kWh del 2021); nel 2024, invece, il costo unitario appare ancora più sotto il valore del 2021 portandosi a 19,20 cent. euro/kWh (per il 2025, invece, un primo dato preconsuntivo è di 21,37 cent. euro/kWh, un valore di poco sopra quello del 2023).

In ogni caso, i valori post-crisi energetica 2022 risultano ancora alti rispetto ai valori del periodo pre-COVID-19; più precisamente, il valor medio annuo del 2023-2025 è circa 5,61 cent. euro/kWh in più del valor medio annuo 2012-2019 (+38,2%).

Per quanto riguarda le diverse sotto-voci, si evidenzia il principale contributo della componente "materia prima" (energia elettrica) che percentualmente ha pesato tra 29,5% e 79,0% con una media annua del 46,2%; le altre voci hanno pesato per 8,1-38,6% (valor medio 27,5%) per oneri generali, per 6,2-18,5% (valor medio 14,9%) per servizio di rete, per 1,8-7,5% (valor medio 4,2%) per comm./vendita.

Includendo anche il peso dell'onere fiscale (accisa, IVA), il costo unitario nazionale stimato da RSE risulta aumentato di una percentuale compresa tra 17,9% e 22,9% con un valor medio del 21,3%; in particolare, sul costo unitario netto, l'accisa pesa percentualmente da 2,5% a 7,1% (valor medio del 5,5%) e l'IVA da 15,4% a 16,0% (valor medio del 15,8%).

In termini monetari, l'onere fiscale porta il costo unitario nazionale dell'energia elettrica ad un valore che nel corso negli anni ha oscillato tra 17,55 cent. euro/kWh e 18,62 cent. euro/kWh con un valor medio di 17,95 cent. euro/kWh nel periodo pre-COVID-19 (2012-2019) per poi,

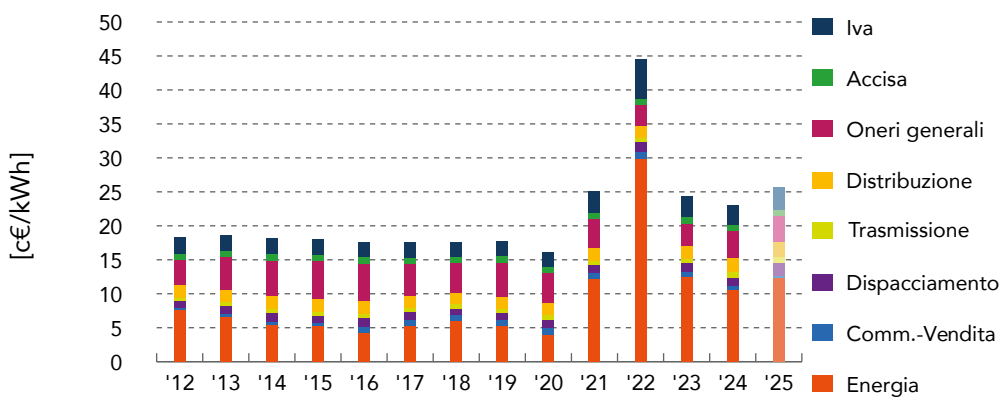
dapprima, diminuire sensibilmente a circa 16,22 cent. euro/kWh nel 2020 e, successivamente, impennarsi fino a circa 44,45 cent. euro/kWh nel 2022 (incremento di 26,50 cent. euro/kWh rispetto al periodo 2012-2019); nel 2023 tale costo unitario si è quasi dimezzato rispetto al 2022 portandosi a 24,43 cent. euro/kWh (poco sotto i 25,12 cent. euro/kWh del 2021); nel 2024 e 2025 (pre-consuntivo), invece, il costo unitario prima è sceso ancora più al di sotto del valore del 2021, portandosi a 23,07 cent. euro/kWh, e poi si è rialzato, arrivando a 25,69 cent. euro/kWh. In questo caso, i valori post-picco 2022 (2023-2025) risultano mediamente in aumento, rispetto ai valori del periodo pre-COVID-19, di circa 6,45 cent. euro/kWh.

In Figura 3.11 è riportato il confronto tra il costo unitario nazionale (media nazionale dei prezzi di vendita finale applicati a tutte le tipologie di cliente finale), al netto delle imposte, come risulta dalle rilevazioni annuali nell'attività di monitoraggio dell'Autorità regolatoria<sup>102</sup> e il costo unitario nazionale qui stimato, sempre al netto delle imposte. Complessivamente, il costo unitario stimato risulta in linea con il dato rilevato da ARERA. Lo scostamento osservabile nel 2021-2022 (in particolare nel 2022) è principalmente legato all'andamento della componente "materia prima" (energia elettrica) ed è ragionevolmente attribuibile al fatto che la stima della componente energia è effettuata sul costo pieno di acquisto all'ingrosso (MGP Elettrico). Al contrario, la rilevazione ARERA fa riferimento ai contratti effettivi stipulati tra il venditore e il cliente finale, i quali potrebbero essere stati definiti a un prezzo diverso dal costo di acquisto all'ingrosso; in particolare, per l'anno 2022 tali prezzi potrebbero essere stati definiti decisamente al di sotto del costo di acquisto all'ingrosso, in maniera tale da riassorbire i picchi di prezzo, con un potenziale recupero successivo del prezzo applicato.

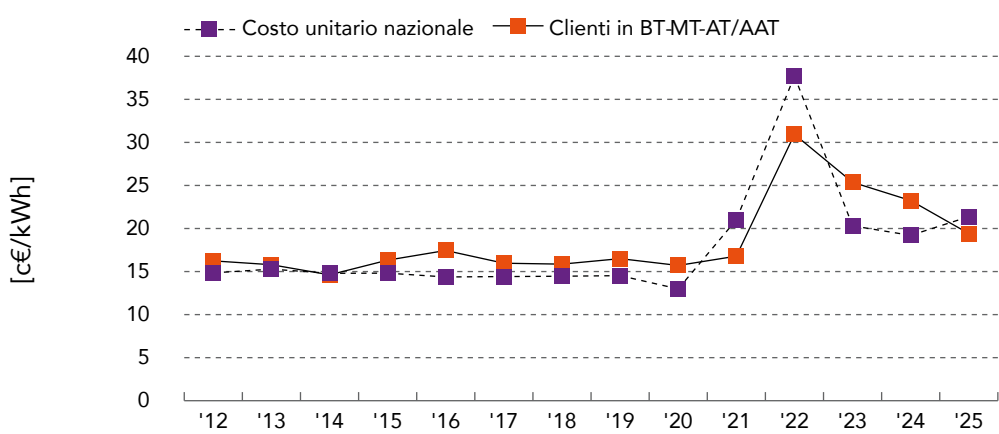
---

<sup>102</sup> Il dato ARERA copre il periodo 2012-2024, mentre il dato per l'anno 2025 è ottenuto semplicemente come media del dato ARERA degli ultimi anni.

**Figura 3.10** Componenti di costo nazionale associate al prelievo dalla rete pubblica di 1 kWh di energia elettrica nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati TERNA, ARERA, MEF.



**Figura 3.11** Costi unitari finali (media delle rilevazioni ARERA per clienti finali distinti per livello di tensione di allacciamento alla rete) e stima RSE, al netto delle imposte, nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.



Volendo fare qualche considerazione anche sul costo unitario per tipologia di cliente finale, si può fare riferimento alla Figura 3.12 che riporta il dato annuo di costo unitario nazionale (valor medio nazionale dei prezzi di vendita finale, al netto delle imposte) rilevato nel periodo 2012-2024<sup>103</sup> per tipologia di cliente finale: domestico allacciato alla rete in BT (etichetta "BT 1"), non-domestico allacciato alla rete in BT (etichetta "BT 2"), non-domestico allacciato alla rete in MT (etichetta "MT") e non-domestico allacciato alla rete AT/AAT (etichetta "AT/AAT").

Si osserva che, in generale, i clienti finali con un sottostante di processo produttivo di tipo industriale, ed aventi taglie dimensionali più elevate, pagano l'energia elettrica ad un prezzo mediamente più basso (costo medio annuo di 11,47 cent. euro/kWh per clienti in AT/AAT) rispetto ai clienti finali allacciati in MT, afferenti ad attività produttiva più di tipo commerciale, ed aventi taglie di piccole e medie imprese (costo medio annuo di 16,67 cent. euro/kWh); questi ultimi risultano comunque pagare un prezzo inferiore a quello pagato dai clienti allacciati in BT di tipo non-domestico (costo medio annuo di 22,38 cent. euro/kWh) e domestico (costo medio annuo di 23,83 cent. euro/kWh).

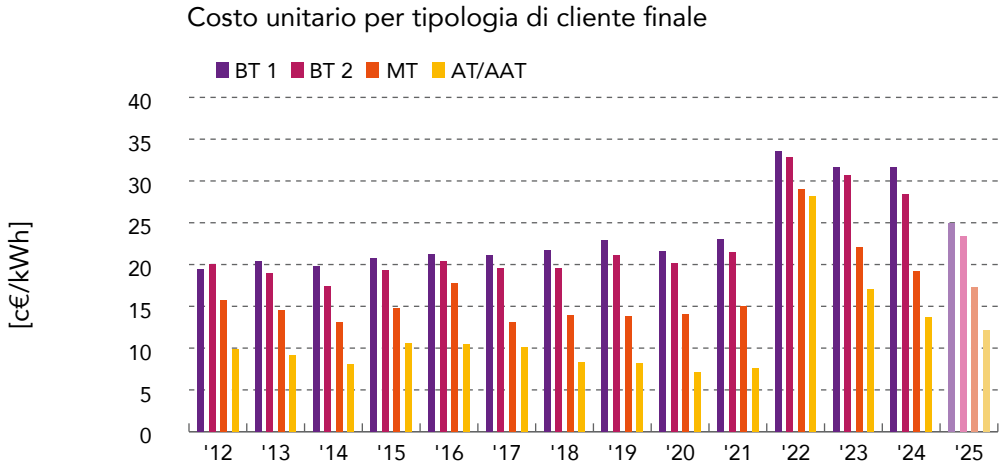
L'impatto della crisi energetica del 2022, invece, è risultato in un incremento del prezzo medio nazionale di 14,81 cent. euro/kWh rispetto al periodo 2012-2021 (16,13 cent. euro/kWh) mentre negli ultimi tre anni (2023-2025) l'incremento si è ridotto a circa 6,55 cent. euro/kWh sempre rispetto al medesimo periodo pre-crisi 2022. Inoltre, dal punto di vista dell'impatto dell'aumento del costo dell'energia elettrica nel 2022 sul tipo di cliente finale, il cliente AT/AAT ha pagato circa 19,25 cent. euro/kWh in più rispetto al periodo pre-crisi (8,95 cent. euro/kWh), seguito poi dal cliente MT (incremento di 14,48 cent. euro/kWh rispetto a 14,58 cent. euro/kWh pre-crisi), dal cliente non-domestico in BT (incremento di 13,06 cent. euro/kWh rispetto a 19,80 cent. euro/kWh pre-crisi) e dal cliente domestico (incremento di 12,44 cent. euro/kWh rispetto a 21,18 cent. euro/kWh pre-crisi).

---

**103** Il dato ARERA copre il periodo 2012-2024, mentre il dato per l'anno 2025 è ottenuto semplicemente come media del dato ARERA negli ultimi 3 anni per categoria di cliente finale.

Figura 3.12

Costo unitario nazionale, al netto delle imposte, per categoria di clienti finali nel periodo 2012-2025. Fonte: elaborazione RSE dei dati ARERA.







## 4. Conclusioni

Nei Capitoli 2 e 3 sono state analizzate le principali voci di costo associate al consumo nazionale di gas naturale ed energia elettrica negli ultimi anni. L'analisi ha portato ai seguenti risultati.

Nel periodo analizzato, 2014-2025, la spesa nazionale derivante dal consumo di gas naturale è andata, dapprima, in diminuzione, passando da 35,4 mld euro (2014) a 26,6 mld euro (2020), poi in aumento, passando per 62,2 mld euro (2021) fino al massimo di 124,3 mld euro (2022), e successivamente si è stabilizzata attorno a 52,9 mld euro negli ultimi 3 anni (rimanendo sempre ad un livello superiore di più del 50% rispetto alla spesa media annua pre-COVID-19). Tale spesa è stata trainata principalmente dalla voce "energia" (gas), cioè dalla voce di acquisto all'ingrosso, che è risultata pesare mediamente, su base annua, per il 48,1%, con un peso massimo del 72,8% nel 2022 e uno minimo del 29,7% nel 2020. L'aumento della spesa di acquisto all'ingrosso nel 2022 è stato determinato principalmente dall'impennata del prezzo di scambio del gas naturale sui principali mercati europei, in conseguenza, a sua volta, dell'aggravarsi della crisi in Ucraina<sup>104</sup>. Le altre voci hanno pesato mediamente, su base annua, per il 22,3% (con massimo e minimo di 27,7% e 16,4%) in oneri fiscali (di cui l'IVA ha rappresentato mediamente il 13,0% e l'accisa l'8,0%), per il 15,9% (con massimo e minimo di 23,8% e 5,1%) in servizi di rete (di cui il servizio di distribuzione ha rappresentato mediamente il 10,8%), per l'8,9% (con massimo e minimo di 13,8% e 3,2%) in comm./vendita e per il 4,8% (con massimo e minimo di 9,0% e 1,3%) in oneri generali.

---

<sup>104</sup> Verso la fine di febbraio 2022 la Federazione Russa, il principale fornitore di gas naturale dell'Europa, è entrata direttamente con le proprie forze armate in Ucraina, determinando una impennata del prezzo di scambio del gas sui principali mercati europei, tra cui lo *hub* olandese del TTF, considerato come mercato di riferimento per gli acquisti di gas naturale in Italia.

In termini di costo unitario e al netto delle imposte, il consumo di 1 Smc di gas naturale è costato mediamente, su base annua, 58,26 cent. euro, con una punta di 158,13 cent. euro nel 2022 e un minimo di 27,16 cent. euro nel 2020. Sommando anche gli oneri fiscali, il costo unitario è passato a quota 73,53 cent. euro come valore medio, con una punta di 189,18 cent. euro nel 2022 e un minimo di 36,93 cent. euro nel 2020.

Si osserva che, almeno nei periodi di relativa tranquillità dei mercati energetici internazionali, il costo unitario nazionale così stimato, al netto degli oneri fiscali, è risultato in linea con il dato annuo ottenuto dall'Autorità regolatoria nell'attività di monitoraggio del mercato della vendita finale (nei periodi di *shock* dei prezzi energetici si osserva un certo scostamento che è in parte riconducibile all'impatto della volatilità del prezzo di scambio del prodotto energetico, in particolare del gas naturale, e ad una strategia di compensazione da parte del venditore finale nei confronti del cliente).

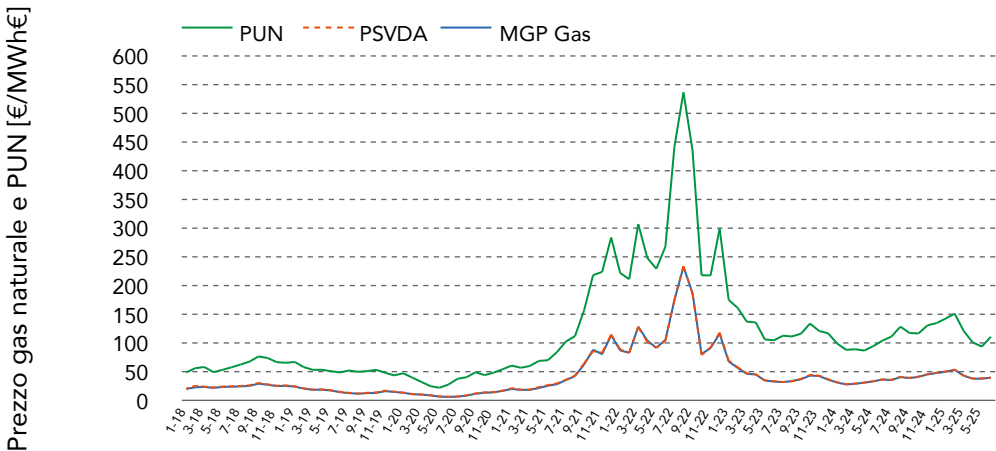
Per quanto riguarda l'energia elettrica, in Figura 4.1 è mostrato, nel periodo 2018-2025 (primi 6 mesi), il confronto tra l'andamento dei prezzi medi mensili di scambio del gas naturale sui due mercati nazionali di riferimento (Borsa - MGP Gas, Fuori Borsa - PSV) e, relativamente al prezzo di acquisto dell'energia elettrica in Borsa (MGP Elettrico), il valore medio mensile del PUN. La forte presenza nel parco produttivo nazionale di impianti a gas, che nella maggior parte delle ore risultano anche marginali nella formazione del prezzo di vendita, ha comportato una forte correlazione sia tra PUN e prezzo gas sul MGP sia tra spesa nella componente energia elettrica e spesa nella componente gas; pertanto, anche la spesa complessiva ha seguito un andamento molto simile a quello osservato per il gas naturale. In particolare, nel periodo analizzato, 2012-2025, tale spesa è andata, dapprima, in diminuzione, passando da 56,0 mld euro (2012) a 45,5 mld euro (2020), poi in aumento, passando per 75,6 mld euro (2021) fino al massimo di 131,5 mld euro (2022), e successivamente si è stabilizzata attorno a 69,8 mld euro negli ultimi 3 anni (rimanendo sempre a un livello superiore di più del 30% rispetto alla spesa media annua pre-COVID-19). Similmente a quanto visto per il gas naturale, la voce di spesa trainante è stata quella relativa alla componente "energia" associata all'acquisto sul mercato all'ingrosso; tale voce è risultata pesare mediamente, su base annua, del 38,2%, con un massimo del 67,0% nel 2022 e un minimo del 24,0% nel 2020. Le altre voci hanno pesato mediamente, su base annua, per il 22,5% in oneri generali, per il 17,6% in oneri fiscali (ripartiti in 4,5% di accisa e 13,0% di IVA), per il 12,2% in servizi di rete (ripartiti in 3,1% di trasporto e 9,1% di distribuzione), per il 9,4% in voci addizionali alla componente "energia" (ripartita in 3,5% comm./vendita e 5,9% di dispacciamento).

In termini di costo unitario e al netto delle imposte, il consumo di 1 kWh di energia elettrica è costato mediamente, su base annua, 17,86 cent. euro, con una punta di 37,71 cent. euro nel 2022 e un minimo di 12,98 cent. euro nel 2020. Sommando anche gli oneri fiscali, il costo unitario passa mediamente a 21,60 cent. euro, con una punta di 44,45 cent. euro nel 2022 e un minimo di 16,01 cent. euro nel 2020.

Inoltre, come già osservato per il costo unitario del gas naturale, almeno nei periodi di relativa tranquillità dei mercati energetici internazionali, il costo unitario nazionale così stimato, al netto degli oneri fiscali, è risultato in linea con il dato annuo ottenuto dall’Autorità regolatoria nell’attività di monitoraggio del mercato della vendita finale; nei periodi di *shock* dei prezzi energetici, invece, lo scostamento è riconducibile in parte all’impatto della volatilità del prezzo di scambio del prodotto energetico e ad una strategia di compensazione da parte del venditore finale nei confronti del cliente.

Figura 4.1

**Confronto tra il prezzo medio mensile di acquisto sul MGP Elettrico e il prezzo medio mensile di scambio del gas naturale sul MGP Gas, a sua volta confrontato con il prezzo medio mensile PSVDA di scambio sul PSV, nel periodo 2018 - 2025 (primi 6 mesi).**  
*Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, Gas Sales Energia.*





# Bibliografia

- [1] Unione Europea, «2050 long-term strategy.» [Online]. Disponibile: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en). [Consultato il giorno 11 novembre 2024].
- [2] Unione Europea, «Comunicato stampa - Stato dell'Unione: con maggiore ambizione la Commissione propone una riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030.» [Online]. Disponibile: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip_20_1599). [Consultato il giorno 25 novembre 2024].
- [3] Unione Europea, «EUCO 22/20 - Riunione del Consiglio Europeo del 10 - 11 dicembre 2020 (conclusioni).» [Online]. Disponibile: <https://www.consilium.europa.eu/media/47332/1011-12-20-euco-conclusions-it.pdf>. [Consultato il giorno 25 novembre 2024].
- [4] Unione Europea, «Press release 9 October 2023 - Renewable energy: Council adopts new rules.» [Online]. Disponibile: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>. [Consultato il giorno 25 novembre 2024].
- [5] Unione Europea, «Renewable energy targets.» [Online]. Disponibile: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en). [Consultato il giorno 25 novembre 2024].
- [6] MASE, «Piano Nazionale Integrato per L'Energia e il Clima 2024.» [Online]. Disponibile: [https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec\\_2024\\_revfin\\_01072024-errata-corrigge-pulito-pdf](https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2024_revfin_01072024-errata-corrigge-pulito-pdf). [Consultato il giorno 25 novembre 2024].
- [7] M. E. Harris, «The revision of the Effort Sharing Regulation: a key piece of the "Fit for 55" puzzle,» Diritti Comparati, 20 aprile 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.diritticomparati.it/the-revision-of-the-effort-sharing-regulation-a-key-piece-of-the-fit-for-55-puzzle/>. [Consultato il giorno 26 novembre 2024].

- [8] MASE, «Situazione energetica nazionale.» [Online]. Disponibile: <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/situazione-energetica-nazionale>. [Consultato il giorno 15 settembre 2024].
- [9] MASE, «Bilancio energetico nazionale.» [Online]. Disponibile: <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/bilancio-energetico-nazionale>. [Consultato il giorno 15 settembre 2024].
- [10] ARERA, «Approvazione del Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG),» Deliberazione n. ARG/gas 64/09, 28 maggio 2009. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/allegati/docs/09/064-09arg.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [11] ARERA, «Disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale, la definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti vulnerabili e l'adeguamento di obblighi informativi per l'energia elettrica e il gas,» Deliberazione n. 100/2023/R/com, 14 marzo 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/100-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [12] Repubblica Italiana, «Legge annuale per il mercato e la concorrenza,» Legge n. 124, 4 agosto 2017; GU Serie Generale n.189 del 14 agosto 2017. [Online]. Disponibile: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/08/14/17G00140/s>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [13] ARERA, «Aggiornamento del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (TIV),» Deliberazione n. 301/2012/R/eel, 19 luglio 2012. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/12/301-12>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [14] ARERA, «Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124,» Deliberazione n. 362/2023/R/eel, 3 agosto 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/362-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [15] ARERA, «Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124,» Deliberazione n. 600/2023/R/eel, 19 dicembre 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/600-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [16] RSE, «Energia elettrica, anatomia dei costi,» Editrice Alkes, ISBN 978-88-907527-7-3, Prima edizione, ottobre 2014.
- [17] RSE, «Anatomia dei costi dell'energia: online la nuova edizione 2021,» 2022. [Online]. Disponibile: [https://www.rse-web.it/prodotti\\_editoriali/anatomia-dei-costi-dellenergia-on-line-la-nuova-edizione-2021/](https://www.rse-web.it/prodotti_editoriali/anatomia-dei-costi-dellenergia-on-line-la-nuova-edizione-2021/). [Consultato il giorno 1° dicembre 2022].

- [18] ARERA, «Atti e documenti/Relazione Annuale,» anni dal 2011 al 2025. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/>. [Consultato il giorno 15 dicembre 2025].
- [19] ARERA, «Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023),» Deliberazione n. 114/2019/R/gas, 28 marzo 2019. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/114-19>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [20] ARERA, «Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2024-2027),» Deliberazione n. 139/2023/R/gas, 4 aprile 2023, <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/139-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [21] SNAM, «Bilanci annuali (finanziari e di sostenibilità),» anni dal 2014 al 2024. [Online]. Disponibile: <https://www.snam.it/it/documenti/bilancio-annuale.html>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [22] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025,» Deliberazione n. 570/2019/R/gas, 27 dicembre 2019. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/570-19>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [23] ARERA, «Aggiornamento, dal 1° ottobre 2021, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas,» Deliberazione n. 396/2021/R/com, 28 settembre 2021. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/396-21>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [24] ARERA, «Aggiornamento, per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2021, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela,» Deliberazione n. 401/2021/R/gas, 28 settembre 2021. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/401-21>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [25] ARERA, «Interventi urgenti e straordinari a favore dei consumatori in relazione all'eccezionale situazione di tensione nel funzionamento dei mercati del gas,» Deliberazione n. 148/2022/R/gas, 30 marzo 2022. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/148-22.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [26] ARERA, «Aggiornamento, dal 1° luglio 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas,» Deliberazione n. 297/2023/R/com, 28 giugno 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/297-23.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].

- [27] Repubblica Italiana, «Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative,» Decreto Legislativo n. 504, 26 ottobre 1995 (GU n. 279 del 29 novembre 1995 - Suppl. Ordinario n. 143) - Testo vigente al 27 aprile 2022, ADM - Agenzia delle Dogane e dei Monopoli. [Online]. Disponibile: <https://www.adm.gov.it/portale/documents/20182/6661054/dlgs+504+del+1995+aggiornato.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [28] VIVI energia, «Imposte sul gas: quali sono, e quanto incidono sulla bolletta,» VIVI energia/Normativa. [Online]. Disponibile: <https://www.vivienergia.it/normativa/n-imposte-sul-gas-quali-sono-e-quanto-incidono-sulla-bolletta-1>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [29] ARERA, «Relazione Annuale 2025». [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2025>. [Consultato il giorno 15 dicembre 2025].
- [30] MEF, «Bollettino delle entrate tributarie 2022,» marzo 2023. [Online]. Disponibile: [https://www.finanze.gov.it/export/sites/finanze/galleries/Documenti/entrate\\_tributarie\\_2022/Bollettino-entrate-Dicembre2022.pdf](https://www.finanze.gov.it/export/sites/finanze/galleries/Documenti/entrate_tributarie_2022/Bollettino-entrate-Dicembre2022.pdf). [Consultato il giorno 15 dicembre 2025].
- [31] Camera dei deputati, «Le misure adottate contro i rincari energetici,» Servizio Studi, XIX Legislatura, 6 ottobre 2023. [Online]. Disponibile: [https://www.camera.it/temiap/documentazione/temi/pdf/1354808.pdf?\\_1733930652371](https://www.camera.it/temiap/documentazione/temi/pdf/1354808.pdf?_1733930652371). [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [32] Terna, «Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete,» 2024. [Online]. Disponibile: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>. [Consultato il giorno 15 dicembre 2024].
- [33] ARERA, «Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale,» Deliberazione n. 111/2006, 9 giugno 2006. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/06/111-06>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [34] ARERA, «Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE),» Deliberazione n. 345/2023/R/eel, 25 luglio 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/345-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [35] ARERA, «Aggiornamento, per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2021, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela,» Deliberazione n. 401/2021/R/gas, 28 settembre 2021. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/401-21>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].

- [36] ARERA, «Riconoscimento alla società Terna S.p.A. degli incentivi di cui alla deliberazione dell'Autorità 597/2021/R/eel relativi all'anno 2023,» Deliberazione n. 327/2024/R/eel, 30 luglio 2024. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/327-24>. [Consultato il giorno 16 dicembre 2024].
- [37] ARERA, «Riconoscimento alla società Terna S.p.A. degli incentivi di cui alla deliberazione dell'Autorità 597/2021/R/eel, relativi all'anno 2024,» Deliberazione n. 313/2025/R/eel, 8 luglio 2025. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/25/313-25>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [38] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023,» Deliberazione n. 654/2015/R/eel, 23 dicembre 2015. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/15/654-15>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [39] ARERA, «Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027,» Deliberazione n. 615/2023/R/eel, 27 dicembre 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/615-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [40] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027,» Deliberazione n. 616/2023/R/eel, 27 dicembre 2023. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/616-23>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [41] ARERA, «Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico,» Documento per la consultazione n. 255/2016/R/eel, 24 maggio 2016. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/16/255-16.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [42] ARERA, «Struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per il settore elettrico applicabile dal 1 gennaio 2018. Definizione dei raggruppamenti degli oneri generali di sistema,» Deliberazione n. 481/2017/R/eel, 28 giugno 2017. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/17/481-17>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [43] ARERA, «Relazione Annuale 2019.» [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2019>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [44] VIVI energia, «Imposte sull'energia elettrica: quali sono e quanto incidono sulla bolletta,» VIVI energia/Normativa. [Online]. Disponibile: <https://www.vivienenergia.it/normativa/imposte-sullenergia-elettrica-quali-sono-e-quanto-incidono-sulla-bolletta>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].

- [45] European Commission, «Clean energy for all Europeans package.» [Online]. Disponibile: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en). [Consultato il giorno 11 novembre 2023].
- [46] Eurostat, «Renewable energy statistics.» [Online]. Disponibile: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics). [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [47] ARERA, «Nuove disposizioni in materia di predisposizione dei bilanci provvisori e pubblicazione del nuovo Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG),» Deliberazione n. 148/2019/R/gas, 16 aprile 2019. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/148-19>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [48] ARERA, «Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il triennio 2023-2025,» Deliberazione n. 737/2022/R/gas, 29 dicembre 2022. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/737-22>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [49] MiSE, «Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8,» Decreto Ministeriale 16 aprile 2008; GU Serie Generale n.107 dell'8 maggio 2008 - Suppl. Ordinario n. 115. [Online]. Disponibile: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2008/05/08/08A02871/sg>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [50] RSE, «Il ruolo dell'idroelettrico nel processo di transizione energetica,» RSEView Riflessioni sull'energia, Monografia, 2024. [Online]. Disponibile: <https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/10/20241028-RSEview-Hydropower.pdf>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].
- [51] ARERA, «Definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento,» Deliberazione n. 597/2021/R/eel, 21 dicembre 2021. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/597-21>. [Consultato il giorno 5 novembre 2025].
- [52] ARERA, «Disposizioni in ordine a meccanismi di incentivazione secondo la logica output based di interventi finalizzati a promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento,» Deliberazione n. 699/2018/R/eel, 20 dicembre 2018. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/18/699-18>. [Consultato il giorno 5 novembre 2025].
- [53] Parlamento Europeo, «Energie rinnovabili,» Note tematiche sull'Unione Europea. [Online]. Disponibile: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/it/sheet/70/energie-rinnovabili>. [Consultato il giorno 15 settembre 2025].





# Acronimi

| Acronimo | Descrizione                                          |
|----------|------------------------------------------------------|
| AAT      | Altissima Tensione                                   |
| ACS      | Acqua Calda Sanitaria                                |
| ADM      | Agenzia delle Dogane e dei Monopoli                  |
| ARERA    | Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  |
| AT       | Alta Tensione                                        |
| BSP      | <i>Balancing Service Provider</i>                    |
| BT       | Bassa Tensione                                       |
| CCR      | Componente Copertura Rischi                          |
| ESR      | <i>Effort Sharing Regulation</i>                     |
| EU       | <i>European Union</i>                                |
| FERNP    | Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili      |
| GME      | Gestore dei Mercati Energetici                       |
| IVA      | Imposta sul Valore Aggiunto                          |
| MASE     | Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica |
| MCT      | Misure di Compensazione Territoriale                 |
| MEF      | Ministero dell'Economia e delle Finanze              |
| MGP      | Mercato del Giorno Prima                             |
| MiSE     | Ministero dello Sviluppo Economico                   |
| MSD      | Mercato per il Servizio di Dispacciamento            |
| MT       | Media Tensione                                       |
| OTC      | <i>Over The Counter</i>                              |
| PLACET   | Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela      |
| PNIEC    | Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima   |
| PSV      | Punto di Scambio Virtuale                            |
| PUN      | Prezzo Unico Nazionale                               |

| Acronimo | Descrizione                                                          |
|----------|----------------------------------------------------------------------|
| QVD      | Quota di Vendita al Dettaglio                                        |
| PCV      | Prezzo di Commercializzazione Vendite                                |
| RAB      | <i>Regulatory Asset Base</i>                                         |
| RdS      | Ricerca di Sistema                                                   |
| RSE      | Ricerca Sistema Energetico                                           |
| RTDG     | Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas |
| TIDE     | Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico                         |
| TIV      | Testo Integrato Vendita                                              |
| TIVG     | Testo Integrato Vendita Gas                                          |
| TTF      | <i>Title Transfer Facility</i>                                       |
| TUA      | Testo Unico delle Accise                                             |
| UE       | Unione Europea                                                       |
| UC       | Ulteriori Componenti                                                 |
| VIR      | Valore Industriale Residuo                                           |



**RSE S.p.A. - Ricerca sul Sistema Energetico** - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE S.p.A., interamente a capitale pubblico.

---

**RSE** implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e le organizzazioni delle imprese e dei consumatori.

---

**RSE** realizza attività di ricerca e sviluppo per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per scelte interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

---

**RSE** favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani, promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti.

---

**RSE** dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 979-12-986126-0-0



9 791298 612600