

Principali voci della bolletta elettrica e del gas nazionali per il 2022

Antonio Gatti, Silvia Maria Canevese

2023

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale

Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti
Work Package WP1 – Studi sulla Regolazione e sul Funzionamento dei Mercati Energetici
Linea di Attività LA1.03 – Regolazione dei mercati energetici: Mercati a termine e Mercato della Capacità; impatto delle riforme a livello europeo

Codice identificativo RT-2.09-1.03-007

Titolo: Principali voci della bolletta elettrica e del gas nazionali per il 2022

Autori: Antonio Gatti, Silvia Maria Canevese

Verificatori: Diego Cesare Cirio

Approvatori: Michele Benini, Dario Siface

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.

INDICE

SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - MERCATI ENERGETICI E CONTESTO INTERNAZIONALE	8
2.1 Dinamica dei mercati internazionali	8
2.2 Dinamica dei mercati nazionali	11
3 - BOLLETTA GAS.....	14
3.1 Costo di acquisto all'ingrosso	14
3.1.1 Piattaforme di scambio	14
3.1.2 Domanda nazionale e acquisti di gas all'ingrosso	15
3.1.3 Costo della materia energia (gas naturale).....	16
3.1.4 Commercializzazione e vendita.....	17
3.2 Costo del servizio di trasporto, distribuzione e misura	19
3.2.1 Servizio di trasporto	19
3.2.2 Servizio di distribuzione.....	21
3.3 Oneri di sistema	23
3.4 Oneri fiscali.....	24
3.4.1 Accisa	25
3.4.2 Addizionale regionale.....	27
3.4.3 Imposta sul valore aggiunto.....	29
3.5 Bolletta complessiva	30
4 - BOLLETTA ELETTRICA	33
4.1 Costo di acquisto all'ingrosso	33
4.1.1 Piattaforme di scambio	33
4.1.2 Domanda nazionale e acquisti all'ingrosso	36
4.1.3 Costo della materia energia	37
4.1.4 Commercializzazione e vendita.....	38
4.1.5 Spesa di acquisto all'ingrosso del Sistema Italia.....	39
4.2 Costo a copertura della remunerazione dei servizi di dispacciamento	40
4.2.1 Servizi "ancillari"	40
4.2.2 Piattaforma di scambio.....	41
4.2.3 Corrispettivi.....	42
4.2.4 Gettito complessivo	42
4.3 Costo del servizio di trasporto, distribuzione e misura	44
4.3.1 Monopolio naturale e corrispettivi di trasporto e di distribuzione	44
4.3.2 Costo di trasmissione, distribuzione e misura	45
4.4 Costo per oneri generali di sistema	46
4.4.1 Corrispettivi.....	46
4.4.2 Costo complessivo	47
4.5 Costo per oneri fiscali	48
4.5.1 Accisa	49
4.5.2 IVA	50
4.6 Bolletta complessiva.....	51
5 - CONCLUSIONI	54
6 - BIBLIOGRAFIA.....	56
7 - ACRONIMI	60

SOMMARIO

Il rapporto descrive le principali voci di costo associate al consumo di gas naturale e di elettricità in Italia negli ultimi anni, con particolare *focus* sul 2022, più una stima pre-consuntiva sul 2023. Il costo complessivo vuole rappresentare, in prima approssimazione, la bolletta nazionale, espressa anche in termini di costo medio unitario (cent. euro/Smc per il gas naturale, cent. euro/kWh per l'energia elettrica).

Le principali componenti di costo della bolletta nazionale sono per l'acquisto all'ingrosso delle *commodity* (gas, energia elettrica), per il servizio di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura), per gli oneri generali di sistema e per le imposizioni fiscali.

Nel 2022 il consumo nazionale di gas naturale ha comportato una spesa complessiva di circa 124,7 mld euro (inclusi 20,5 mld euro di imposte); tale montante è circa 3,7 volte la spesa media annua sostenuta nel periodo pre-COVID-19; per il 2023 si ha una stima di 48,7 mld euro (inclusi 10,2 mld euro di imposte). In termini di incidenza, la parte più rilevante è rappresentata dalla componente relativa alla *commodity* (gas naturale), con una quota percentuale, nel 2022, del 75,7% (inclusa la parte di commercializzazione-vendita); per quanto riguarda le altre voci, gli oneri fiscali hanno pesato per circa il 16,4%, il servizio di trasporto per il 5,2% e gli oneri generali per il 2,6%. Il costo medio unitario, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo finale nazionale di gas naturale, per il 2022 è di 189,85 cent. euro/Smc (78,15 cent. euro/Smc per il 2023), da confrontare con un costo medio unitario di 48,03 cent. euro/Smc del periodo pre-COVID-19.

Per quanto riguarda il consumo di energia elettrica, nel 2022 la bolletta nazionale si è attestata a 131,5 mld euro circa (inclusi 19,9 mld euro di imposte), con una stima di 70,9 mld euro per il 2023 (di cui 11,9 mld euro di imposte); tale montante del 2022 è circa 2,5 volte la spesa media annua sostenuta nel periodo pre-COVID-19. In termini di incidenza, la parte più rilevante è la componente relativa alla *commodity* (energia elettrica), con un peso del 72,7% (inclusa la parte di commercializzazione-vendita); per quanto riguarda le altre voci, le imposte hanno pesato per il 15,2%, gli oneri generali per il 6,8% e i servizi di trasporto per il 5,3%. Il costo medio unitario, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo finale di energia, è stimato in 44,47 cent. euro/kWh (23,9 cent. euro/kWh per il 2023), da confrontare con un costo medio unitario di 17,9 cent. euro/kWh del periodo pre-COVID-19.

Keywords: Bolletta, Elettricità, Gas naturale

1 - INTRODUZIONE

Il progetto 2.9 "Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti" sviluppa, all'interno del Triennio 2022-2024 di Ricerca di Sistema (RdS), attività di ricerca negli ambiti dello studio dell'evoluzione della regolazione e della configurazione dei mercati energetici, dell'evoluzione del ruolo del distributore locale di energia elettrica (*Distribution System Operator* - DSO) e dell'integrazione dei sistemi energetici con l'obiettivo di supportare al meglio e favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico (Figura 1.1).



Figura 1.1 – I temi di studio del Progetto RdS 2.9 a supporto della decarbonizzazione e le loro interdipendenze.

Nel contesto sopra introdotto, le attività presentate in questo rapporto di Ricerca di Sistema da una parte si pongono in continuità con quanto sviluppato nel precedente Triennio RdS nell'ambito del progetto 2.1 e, dall'altra, costituiscono il secondo passaggio di una attività di analisi della bolletta energetica, iniziata con la LA1.01 [1] e che continuerà nella LA1.05 ().

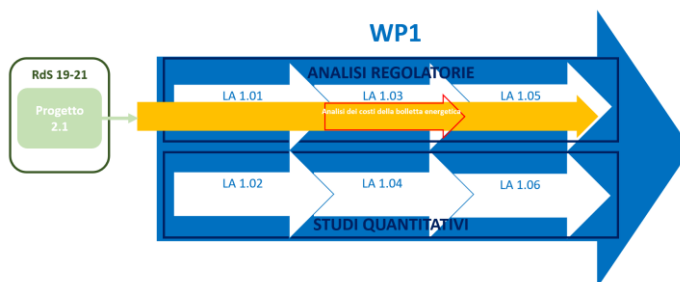


Figura 1.2 – Inquadramento dell'attività oggetto del presente rapporto (freccia rossa) all'interno della struttura del WP1 del Progetto 2.9.

La transizione "green" nel settore energetico implica un impiego massiccio di energia rinnovabile, come indicato nel pacchetto *Clean Energy for All Europeans*² adottato recentemente dall'Unione Europea (UE) [2] e ribadito poi con maggiore incisività nel pacchetto *Fit for 55* nell'ambito

² Il pacchetto *Clean energy for all Europeans* (4° pacchetto energetico in ambito europeo e di implementazione del *Paris Agreement 2015*) consiste in otto atti legislativi del 2018-2019 e relativi, rispettivamente, a *Energy Performance of Buildings (Directive (EU) 2018/844)*, *Renewable Energy (Directive (EU) 2018/2001)*, *Energy Efficiency (Directive (EU) 2018/2002)*, *Governance of the Energy Union and Climate Action (Regulation (EU) 2018/1999)*, *Electricity Market (nuovo regolamento elettrico: Regulation (EU) 2019/943, nuova direttiva elettrica: Directive (EU) 2019/944)*, *Risk Preparedness in the electricity sector (Regulation (EU) 2019/941)*, *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (Regulation (EU) 2019/942)*.

dell'iniziativa europea di politica strategica *Green Deal*² [3] [4]; inoltre, tale evoluzione energetica deve avvenire senza impattare negativamente sul consumatore finale, che deve poter usufruire di un servizio di fornitura (energia elettrica, gas) rispettando adeguati *standard* (sicurezza, qualità, continuità, efficienza, economicità e sostenibilità ambientale). Tuttavia, vista la forte dipendenza del sistema energetico nazionale dalle importazioni delle fonti energetiche primarie, in particolare di gas naturale³ [5], la transizione energetica potrà avere un forte impatto anche sulle bollette del consumatore finale, soprattutto in presenza di contesti internazionali molto variabili e con forte impatto sui mercati energetici. A titolo d'esempio, nel 2022, anno di forte rialzo del prezzo del gas naturale, la famiglia tipo ha speso complessivamente circa 3.200 euro per consumi di gas ed elettricità, approssimativamente il doppio della spesa media annua sostenuta nel periodo 2015-2021 [5].

Con il presente studio si intende quindi porre l'attenzione sulle principali voci di costo che compongono la bolletta energetica per il sistema Paese, intese come voci che concorrono a formare il prezzo finale di vendita al dettaglio. Più precisamente, il rapporto descrive le principali voci di costo associate al consumo di gas naturale e di elettricità da parte della collettività (sistema Italia) negli ultimi anni, con particolare focus sul 2022 (più una stima pre-consuntiva sul 2023):

- costo della *commodity*;
- costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura;
- costo per oneri generali di sistema;
- costo relativo alle imposte.

La prima voce è relativa al costo di approvvigionamento della materia prima "gas" od "energia elettrica" sul mercato all'ingrosso ed include i costi di commercializzazione e vendita, e, per il consumo di energia elettrica, quelli a copertura dei costi di approvvigionamento dei servizi per le attività di dispacciamento svolte dal gestore di rete di trasmissione (Terna). La seconda voce riguarda i costi connessi alle infrastrutture di trasporto e di distribuzione (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare il gas e l'energia elettrica dai punti di immissione ai punti di prelievo presso il cliente finale e misurarne i consumi. La terza voce include gli oneri di interesse generale per il sistema Paese, introdotti da atti legislativi, come ad esempio gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine, la bolletta nazionale include anche la componente fiscale relativa alle imposte erariali (accisa sia per l'elettricità, sia per il gas, addizionale regionale solo per il gas) e all'imposta sul valore aggiunto (IVA).

² L'iniziativa europea "Green Deal", presentata l'11 dicembre 2019 con COM (2019)0640 ed approvata con risoluzione del Parlamento europeo del 15 gennaio 2020 con 2019/2956(RSP), si pone come obiettivo generale la neutralità climatica in Europa entro il 2050. Nell'ambito dell'iniziativa "Green Deal" si inserisce il pacchetto "Fit for 55", presentato il 17 settembre 2020 ed approvato dal Consiglio europeo il 10-11 dicembre 2020, avente come obiettivo UE vincolante la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Nell'ambito del pacchetto "Fit for 55" il 9 ottobre 2023 il Consiglio ha adottato la nuova direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili (obiettivo: portare la quota di energie rinnovabili nel consumo energetico complessivo dell'UE al 42,5% entro il 2030).

³ Nell'ultimo rapporto di luglio 2023 sul bilancio energetico nazionale per l'anno 2022 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) riporta, a livello nazionale, una domanda primaria lorda di energia (in termini di disponibilità) pari a 149.175 ktep (1 tep = 41,860 GJ, corrispondente ad un Potere Calorifico Inferiore di riferimento pari a 10.000 kcal/kg del petrolio grezzo, ai sensi del Decreto Ministeriale 20 luglio 2004). Si osserva che, al fine di verificare quanto richiesto dalla legge 10/91 (relativamente all'obbligo di nomina dell'energy manager), la circolare MiSE del 18 dicembre 2014 ha fissato i coefficienti di conversione in tep per i principali combustibili e vettori energetici ripartita in gas naturale (37,6%), petrolio e derivati (35,7%), fonti rinnovabili e bioliquidi (18,5%), combustibili solidi (5%) ed energia elettrica (2,5%); la quota di energia elettrica rappresenta il saldo di importazione dall'estero (pari a 43 TWh). In particolare, è confermata la forte dipendenza del sistema Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; infatti, la quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è passata dal 73,5% nel 2021 al 79,7% nel 2022. Tale risultato ha un impatto non trascurabile anche sulla produzione di energia elettrica nazionale dove il contributo del termoelettrico non rinnovabile si è attestato nel 2022 al 64,8% sul totale e di cui il 48,8% è da attribuire alla sola tecnologia a gas naturale.

Il montante di costo totale vuole rappresentare, in prima approssimazione, la bolletta nazionale, espressa anche in termini di costo medio unitario derivante dal prelievo del kWh di energia elettrica o del metro cubo (Smc) di gas naturale.

L'analisi della bolletta elettrica nazionale è la prosecuzione dell'attività svolta nella scorsa annualità di Ricerca di Sistema, i cui risultati sono stati esposti in [1], e trae spunto dalle voci di costo descritte nel capitolo 4 ("La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti") della monografia RSEview dal titolo "Energia elettrica, anatomia dei costi", pubblicata a inizio 2014 [6] e successivamente aggiornata più volte [7].

L'analisi della bolletta nazionale è articolata nei seguenti capitoli:

- contesto internazionale dei mercati energetici (Capitolo 2);
- bolletta gas (Capitolo 3);
- bolletta elettricità (Capitolo 4);
- conclusioni (Capitolo 5).

Data la rilevanza del mercato del gas negli ultimi due anni per effetto del particolare contesto internazionale, in particolare dell'anno 2022, viene riportata nel Capitolo 2 - una nota introduttiva sull'andamento del prezzo del gas naturale e del suo impatto sulla formazione del prezzo di vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) dell'energia elettrica, vista la quota rilevante della tecnologia a gas.

2 - MERCATI ENERGETICI E CONTESTO INTERNAZIONALE

2.1 Dinamica dei mercati internazionali

Come mostrato in Figura 2.1 [8], secondo il World Energy Outlook 2022 della International Energy Agency a livello mondiale la domanda di energia da fonti fossili quali il petrolio, il gas naturale e il carbone è ancora il principale fattore trainante dei processi produttivi [8]; infatti, la percentuale di energia da fonti fossili negli utilizzi finali (*total energy supply-TES*, espressa in EJ-exajoule⁴) è indicata all'80% nel periodo 1990-2010, per poi passare al 60% circa solamente in scenari all'anno orizzonte 2050.

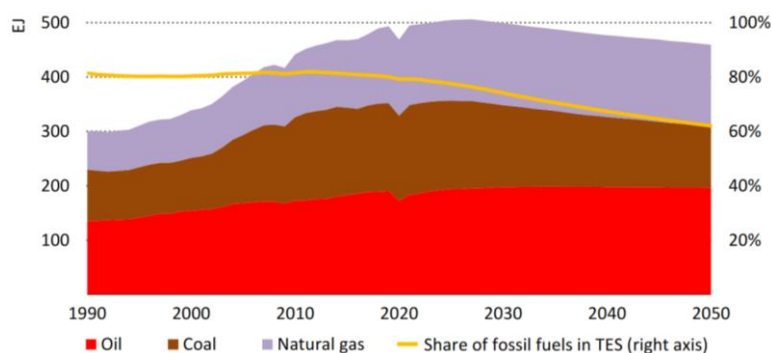


Figura 2.1 – Livello di domanda di energia fossile da petrolio, gas naturale e carbone dal 1990 al 2050 (proiezione dal 2023). Fonte: International Energy Agency (IEA) [8].

Lato offerta, invece, l'estrazione e la successiva vendita del petrolio e del gas naturale è un'attività riservata a pochi Paesi; ad esempio, l'estrazione e l'esportazione di petrolio vede protagonista l'OPEC - *Organization of the Petroleum Exporting Countries* [9], che riunisce 12 Paesi⁵: 6 Paesi del continente africano, 5 Paesi del continente asiatico/medio oriente e 1 Paese del continente americano; il GECF - *Gas Exporting Countries' Forum* riunisce 12 Paesi [10]: 5 Paesi del continente africano, 2 Paesi del continente americano, 1 Paese caraibico, 4 Paesi asiatici tra cui la Russia. Considerato che anche l'estrazione e il commercio del carbone avviene in pochissimi Paesi^{6,7}, la totale disponibilità delle fonti fossili utilizzate nei processi produttivi è di pertinenza di un numero molto limitato di Paesi (in Figura 2.2 è mostrata la distribuzione della produzione giornaliera di petrolio nel 2022 da parte dei Paesi OPEC+) con la conseguenza che, in caso di eventi locali (es. un'instabilità politica) nei Paesi produttori oppure di eventi di portata globale (es. evento pandemico o evento climatico su larga scala) è possibile osservare dei riflessi nei diversi mercati di scambio per l'impatto lato offerta oppure lato domanda.

⁴ 1 EJ corrisponde a 277,8 TWh circa.

⁵ Nel 2016 10 Paesi produttori di petrolio non-OPEC hanno firmato un accordo di collaborazione con l'OPEC; l'allargamento a nuovi Paesi viene identificato con l'acronimo OPEC+. Fra i Paesi aderenti ad OPEC+ c'è la Russia come principale produttore.

⁶ Diversamente da OPEC e GECF che riuniscono i Paesi produttori, il commercio mondiale del carbone è rappresentato dalla World Coal Association - WCA (rinominata poi in FutureCoal [53]) che riunisce le compagnie attive nel settore del carbone.

⁷ Nel rapporto "Statistical Review of World Energy 2022" della BP è riportato che nel 2021 poco meno del 95% della produzione mondiale di carbone avviene in 10 Paesi, fra cui spicca la Cina con una quota del 51% [54].

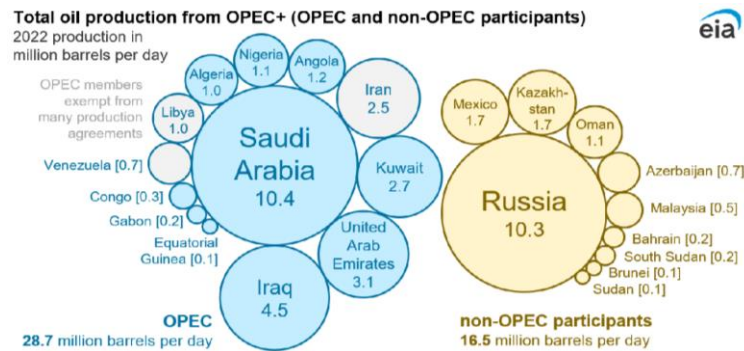


Figura 2.2 – Produzione giornaliera di petrolio (*crude oil*) nel 2022 da parte di Paesi OPEC+⁸. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA) [11].

Ad esempio, in Figura 2.3 è mostrato l'andamento delle quotazioni (indice del prezzo di scambio della *commodity*) del petrolio europeo Brent⁹ [5]; come si può osservare, il valore dell'indice di prezzo ad esso associato presenta un andamento crescente dal 2016 a fine 2018 per poi contrarsi sensibilmente nel 2019 e crollare a inizio del 2020 e di nuovo crescere fino ai picchi del 2022.

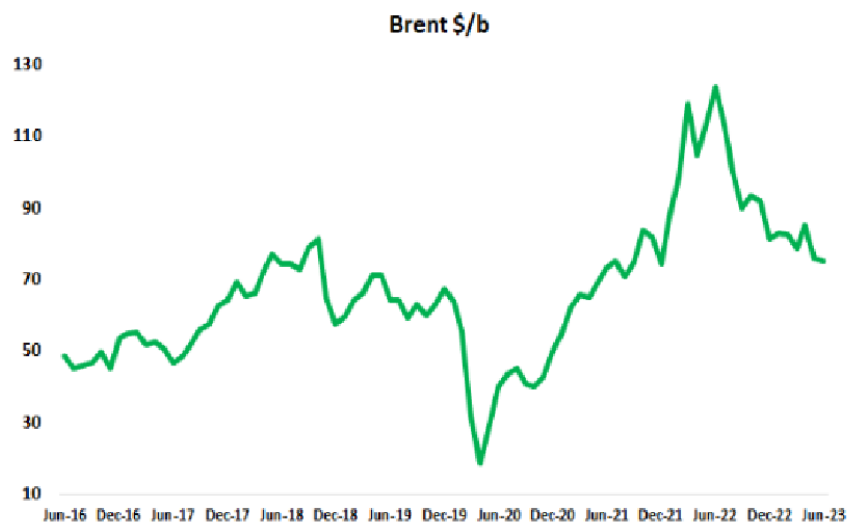


Figura 2.3 – Andamento dell'indice di prezzo medio mensile del petrolio europeo, il Brent, da gennaio 2016 a giugno 2023. Fonte: MASE [5].

Tale andamento riflette gli effetti sia di alcune decisioni lato produttori (OPEC), sia di alcune situazioni geopolitiche internazionali (si veda, ad esempio, la Figura 2.4 che illustra la geografia mondiale delle aree "calde" dal punto di vista politico-sociale nel 2021 [12]), sia dell'andamento atteso della domanda.

⁸ EIA fornisce una statistica della produzione mondiale di greggio e di altri liquidi distinguendo i Paesi aderenti all'Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) e quelli non-OECD. L'OPEC+ riunisce, invece, un sottogruppo di Paesi appartenenti all'area non-OECD, più il Messico che appartiene all'area OECD. Questo significa che il resto della produzione mondiale di greggio e di altri liquidi è suddivisa tra gli altri Paesi dell'area OECD (inclusi gli USA) e quelli non-OECD esclusi dall'OPEC+. A titolo informativo, nel 2022 la produzione di solo greggio da parte dei Paesi OPEC+ ha rappresentato il 45,3% dell'intera produzione mondiale di greggio e di altri liquidi (99,84 mln barili/giorno); il solo contributo degli USA è stato di 11,9 mln barili/giorno, ossia quasi il 60% della produzione di greggio e altri liquidi degli USA stessi (corrispondenti a circa 20 mln barili/giorno).

⁹ Indice di prezzo riferito a "Europe Brent Spot Price FOB", come da pubblicazione della U.S. Energy Information Administration (EIA) [55].

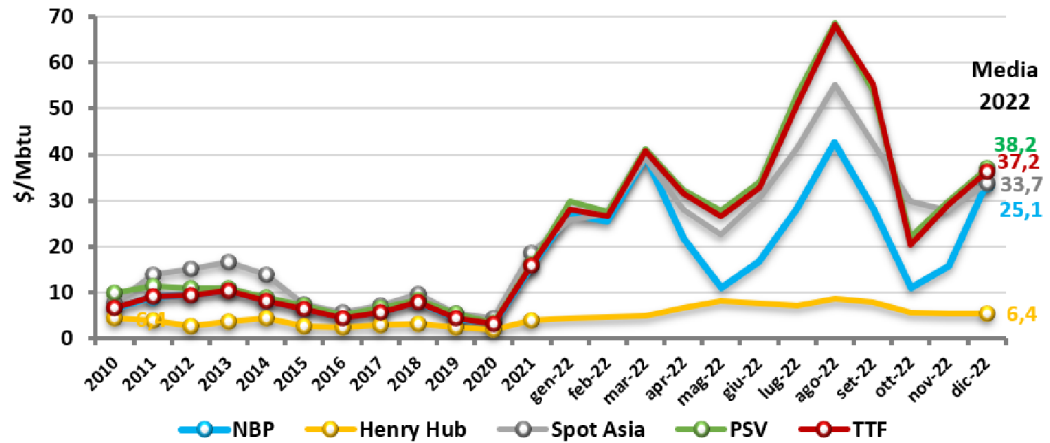


Figura 2.5 – Andamento del prezzo medio annuo e mensile del gas naturale nei principali hub di scambio mondiale dal 2010 al 2022. Fonte: MASE [5].

2.2 Dinamica dei mercati nazionali

Le oscillazioni del prezzo delle fonti primarie di energia di cui sopra risultano particolarmente impattanti per l'economia di un Paese importatore quale è l'Italia. Infatti, non solo gli scambi sul hub italiano PSV risentono degli andamenti di altri mercati internazionali (si veda l'andamento PSV e TTF in Figura 2.5), ma a loro volta impattano sugli andamenti del mercato elettrico MGP, caratterizzato da una componente importante di tecnologia di generazione a gas naturale sul lato offerta. Ad esempio, come è mostrato in Figura 2.6, negli ultimi anni l'andamento del PUN (Prezzo Unico Nazionale di acquisto del MWh sul MGP) mostra un andamento medio mensile in linea con gli indici di prezzo del gas naturale scambiato sul MGP Gas, sul PSV e sul TTF. In particolare, dopo un periodo di prezzi del gas stabili attorno a 25 €/MWh (2018 – maggio 2021) con un PUN attorno a 50 €/MWh, l'effetto della ripresa della domanda post-COVID-19 prima e le incertezze introdotte dallo scoppio del conflitto in Ucraina poi hanno prodotto un innalzamento repentino del prezzo del gas a metà 2022, raggiungendo punte fino a 234 €/MWh sul MGP Gas, sul PSV e sul TTF; di riflesso tale innalzamento ha avuto effetto anche sul mercato elettrico portando il PUN a toccare il valore medio di 540 €/MWh. Ponendo l'attenzione sul mercato a pronti di MGP Gas e MGP Elettrico, si può cogliere una relazione tra i due mercati ancora più marcata, evidenziata dall'andamento del prezzo medio giornaliero del gas sul MGP Gas e del PUN sul MGP in Figura 2.7 e dal rapporto tra il prezzo medio giornaliero e il valore massimo del prezzo di scambio del gas sul MGP Gas e del PUN sul MGP, mostrato in Figura 2.8; tale relazione tra i due mercati è evidenziata anche dall'indice di correlazione pari a 0,979 calcolato sul rapporto tra il prezzo medio giornaliero e il massimo per i due prodotti gas ed energia elettrica.

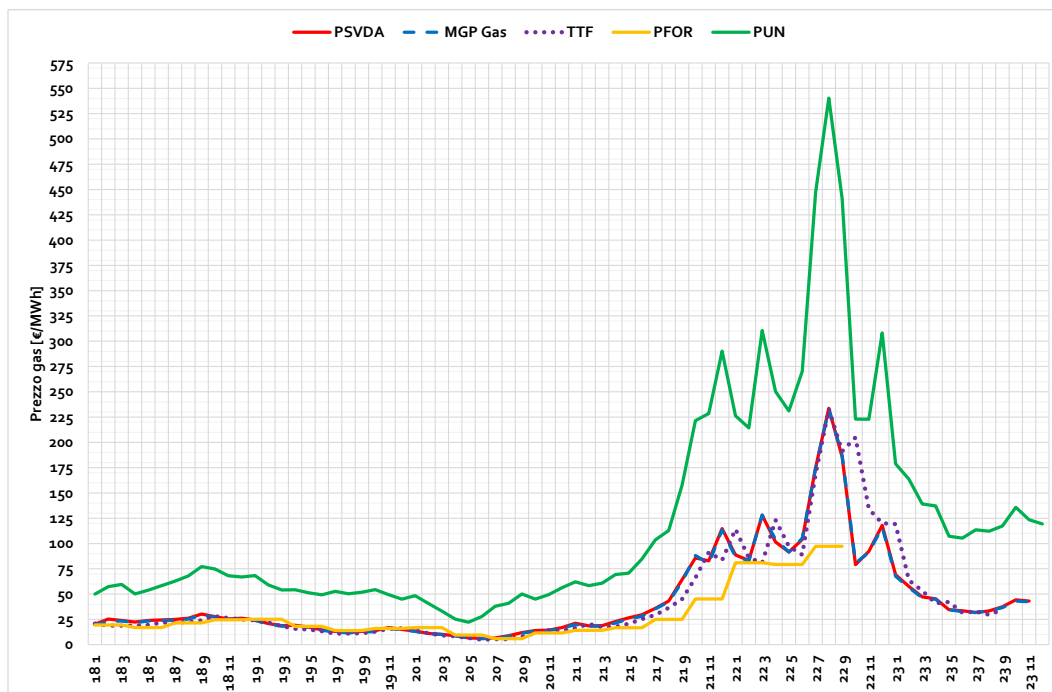


Figura 2.6 – Andamento del prezzo medio mensile del gas naturale¹⁰ e del PUN medio mensile dal 2018 al 2023. Fonte: GME e Gas Sales Energia [13].

¹⁰ L'indice "P_{FOR}" non è un vero indice di scambio del gas naturale in quanto è una componente del termine Costo Medio Efficiente di Mercato (C_{MEM}) relativo ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso da applicarsi alla fornitura in regime di Servizio di Tutela ai sensi del TIVG (art. 6) ed è calcolato come media aritmetica delle quotazioni del gas forward trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo presso l'hub TTF. Con la deliberazione 374/2022/R/gas [56], a decorrere dal 1° ottobre 2022 le modalità di determinazione della componente C_{MEM} sono cambiate; in particolare, la componente C_{MEM} è stata ridefinita pari alla media mensile del prezzo al PSV Day Ahead rilevato da ICIS-Heren, superando così la metodologia basata sul calcolo della componente P_{FOR}.

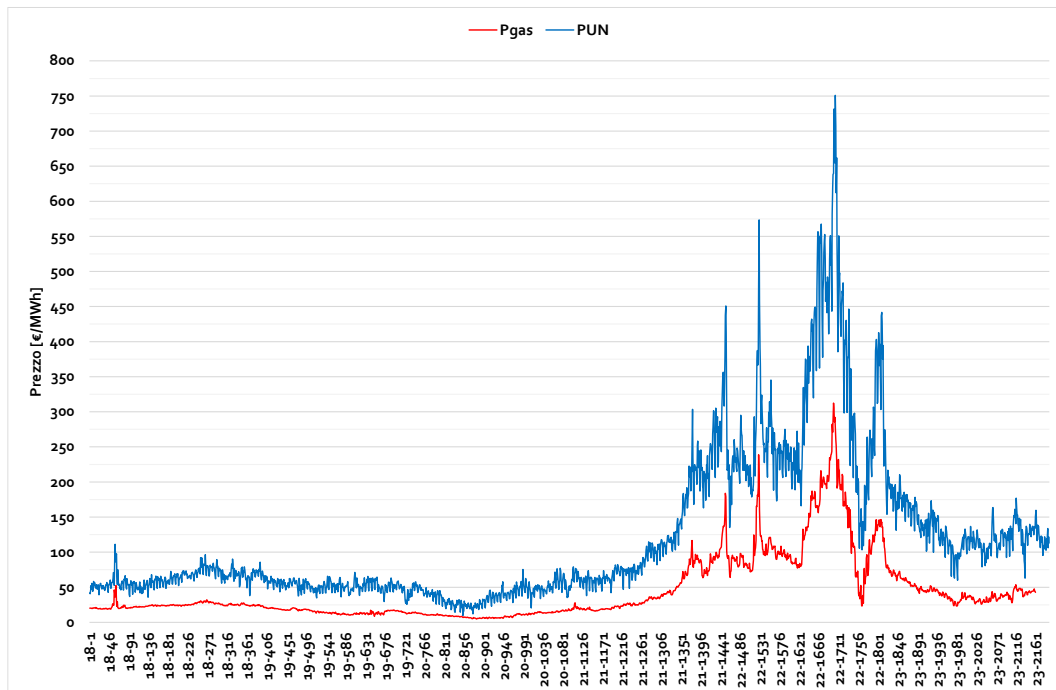


Figura 2.7 – Andamento medio giornaliero del prezzo del gas naturale su MGP Gas e del PUN dal 2018 al 2023. Fonte: elaborazione dati GME.

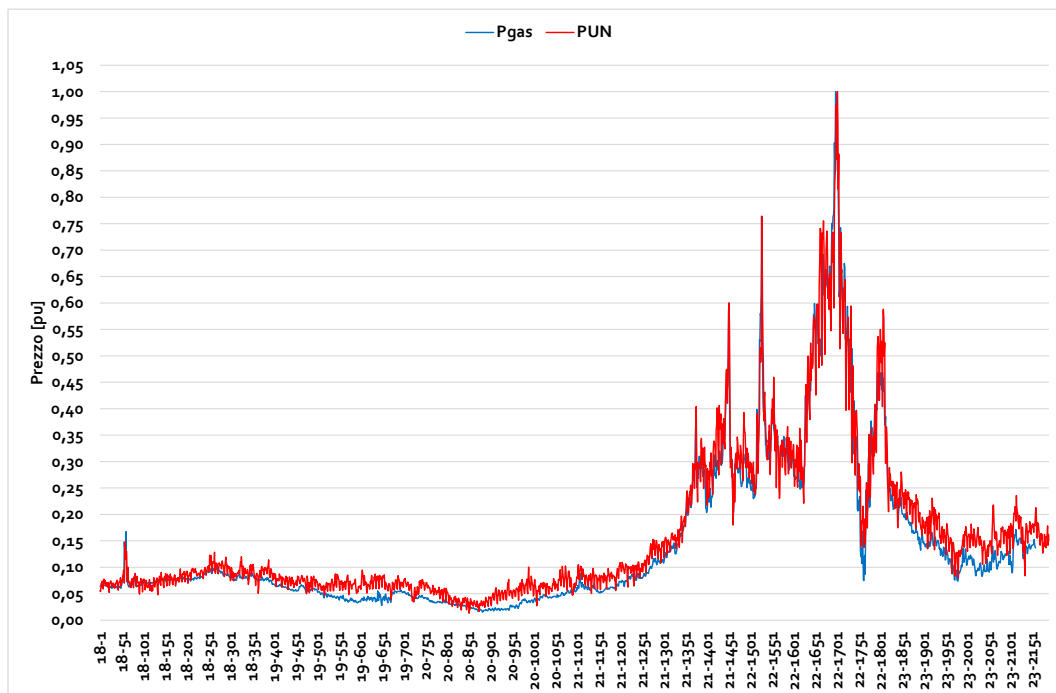


Figura 2.8 – Rapporto tra prezzo medio giornaliero e valore massimo del prezzo di scambio del gas sul MGP Gas e del PUN sul MGP nel periodo 2018 – 2023. Fonte: elaborazione dati GME.

3 - BOLLETTA GAS

3.1 Costo di acquisto all'ingrosso

3.1.1 Piattaforme di scambio

La Borsa del gas naturale ha avvio nel 2010¹¹, anno d'implementazione della piattaforma P-GAS¹² (10 maggio 2010), seguita poi dalle piattaforme M-GAS (13 dicembre 2010), PB-GAS (1° dicembre 2011) e MT-GAS¹³ (2 settembre 2013) [14] [15] [16] [17]. In particolare, con l'avvio del mercato a termine (MT-GAS) si è completata l'implementazione della "Borsa del gas" la cui gestione è affidata al GME, al pari dei mercati elettrici a pronti di MGP, MI e MSD.

A seguito dell'approvazione del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB)¹⁴, l'Autorità dispone un "nuovo regime" di bilanciamento gas con una revisione anche della struttura del mercato a pronti (M-GAS) in maniera da poter includere la gestione del nuovo mercato per la negoziazione dei prodotti di bilanciamento di tipo *Locational* (Mercato dei Prodotti *Locational* - MPL) e del mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS), fino ad allora organizzati - in via transitoria - nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS) [18]. Dal 1° aprile 2017 la struttura del mercato del gas è la seguente¹⁵ [19] [20] [21]:

- MP-GAS (Mercato a Pronti) composto da
 - MGP-GAS (Mercato del Giorno Prima del Gas);
 - MI-GAS (Mercato Infragiornaliero del Gas);
 - MPL (Mercato dei Prodotti *Locational*);
 - MGS (Mercato organizzato per la negoziazione di Gas in Stoccaggio);
- MT-GAS (Mercato a Termine del Gas).

A partire dal 1° gennaio 2020, nel mercato MGP-GAS è introdotto un nuovo prodotto di scambio, denominato "weekend", la cui compravendita fa riferimento ai giorni di fine settimana (sabato, domenica); tale tipologia di prodotto è stata aggiunta per arricchire l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione sui mercati a pronti del gas e per fornire agli operatori un ulteriore strumento di flessibilità operativa che consenta di anticipare, nei giorni lavorativi precedenti, la negoziazione riferita ai giorni gas compresi nel fine settimana (sabato e domenica) [22]. Sempre dalla stessa data è introdotto anche un nuovo comparto di prodotti gas, denominato Approvvigionamento di Gas di Sistema (AGS), da scambiare sui due mercati a pronti MGP-GAS e MI-GAS [20]; tale comparto è finalizzato all'approvvigionamento da parte del gestore della rete gas delle risorse necessarie al funzionamento del sistema (distinte da quelle necessarie al

¹¹ Similmente all'iter seguito dal settore elettrico, il processo di liberalizzazione del settore gas inizia a metà 2000 su disposizioni del Decreto Legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 (c.d. decreto "Letta") [57]. Tuttavia, rispetto all'evoluzione avuta dal settore elettrico, nei primi anni dall'avvio della liberalizzazione la concorrenza era solo formalmente lato domanda. Infatti, nonostante l'introduzione da parte del principale gestore di rete gas, Snam, di una piattaforma di gestione degli scambi/cessioni di gas nell'ottobre 2003, denominata Punto di Scambio Virtuale (PSV) [58] [59], le transazioni di volumi gas che si realizzavano tra operatori rimanevano inquadrabili nell'ambito di un sistema di tipo *Over The Counter* (OTC), in cui le condizioni di scambio facevano riferimento a contratti stipulati in forma bilaterale. Inoltre, le attività di bilanciamento facevano riferimento ad un meccanismo di "delega" riconosciuta al gestore della rete gas Snam, ma senza una gestione economica delle singole posizioni "sbilanciate" degli operatori (non un vero mercato di borsa). Per l'implementazione della Borsa gas occorre attendere le disposizioni del decreto-legge n. 7 del 31 gennaio 2007 (convertito con la legge n. 40 del 2 aprile 2007) per cui l'effettivo iter di implementazione della Borsa ha avuto avvio nel 2007.

¹² Ai sensi del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 18 marzo 2010 viene creato il primo nucleo della Borsa con l'istituzione della piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

¹³ Ai sensi del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica n. 110 del 9 agosto 2013, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 32 comma 2 del Decreto Legislativo n. 93 del 1° giugno 2011.

¹⁴ Il TIB fa seguito al recepimento del nuovo Codice europeo gas sul bilanciamento (Regolamento (UE) n. 312/2014 del 26 marzo 2014).

¹⁵ In attuazione del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 13 marzo 2017.

bilanciamento del sistema) [23]. L'attuale struttura della Borsa del gas è quella riportata in Figura 3.1.

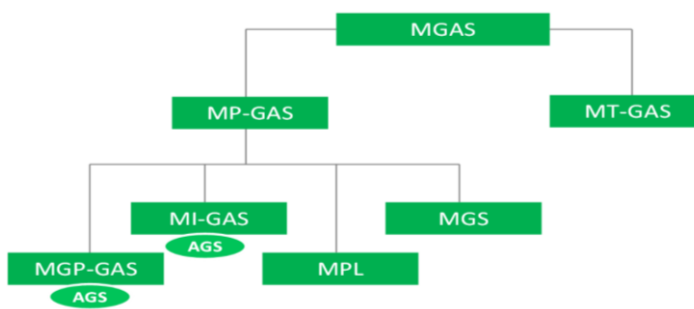


Figura 3.1 – Struttura attuale del mercato del gas. Fonte: GME [21].

Nei due mercati a pronti di MGP-GAS e MI-GAS l'attività di compravendita si svolge con negoziazione continua e il prodotto scambiato è di tipo giornaliero con regola di prezzo "pay-as-bid". Nei mercati a pronti di MPL e MGS si svolgono, invece, compravendite con modalità di negoziazione ad asta e il prodotto scambiato è di tipo giornaliero con regola di "prezzo marginale". Infine, nel mercato MT-GAS si svolgono compravendite con modalità di negoziazione continua e il prodotto scambiato è di tipo non-giornaliero (*Balance of Month* - BoM¹⁶, mensile, trimestrale, semestrale, annuale sia termico che calendariale) con regola di prezzo di tipo "pay-as-bid".

Nelle contrattazioni dei prodotti gas si assume come periodo rilevante il giorno-gas (periodo di 24 ore consecutive con inizio alle ore 06.00 del giorno calendariale)¹⁷. In sede di offerta, l'unità base di prezzo è l'euro/MWh¹⁸. Quindi, il volume contrattualizzato per ciascun periodo rilevante rappresenta una quantità destinata al consumo giornaliero; tale volume può essere riportato equivalentemente in MW per ciascun intervallo orario dividendo l'intero volume per 24 ore. Il prezzo di offerta su M-GAS è limitato ad un massimo di 500 euro/MWh.

3.1.2 Domanda nazionale e acquisti di gas all'ingrosso

In Figura 3.2 è mostrato l'andamento della domanda nazionale e delle quote acquistate nella/fuori dalla Borsa del gas naturale nel sistema Italia nel periodo 2010-2023. Dal 2010, anno di avvio della Borsa gas, a livello nazionale i consumi annui di gas naturale hanno mostrato un *trend* prima in diminuzione da 86 GSmc a 63,4 GSmc (2014), per poi riaumentare sensibilmente (2015-2017) e assestarsi attorno a circa 73 GSmc (periodo 2018-2022) con una flessione puntuale nel 2023 a 63 GSmc¹⁹.

¹⁶ Il "Balance of Month" (BoM) è un contratto a termine avente come periodo di consegna l'insieme dei giorni gas mancanti al termine del mese di riferimento (giorni non ancora oggetto di consegna).

¹⁷ Il giorno-gas di 24 ore consecutive ha inizio alle ore 06.00 di un giorno di calendario per le contrattazioni e termine alla stessa ora del giorno di calendario successivo.

¹⁸ Il GME fornisce informazioni sugli scambi all'ingrosso di gas naturale anche in termini di volume, espresso in Smc; la conversione da MWh a Smc avviene facendo riferimento al valore convenzionale di potere calorifico superiore (PCS) pari a 9.100 kcal/Smc (corrispondenti a 0,038100 GJ/Smc), ossia al valore convenzionale di PCS adottato in ambito Energy Information Administration (EIA) per identificare il gas naturale scambiato in Italia. A livello di contatore dell'utente finale, invece, occorre fare riferimento alle deliberazioni n. 501/2014/R/com ("Bolletta 2.0: criteri di trasparenza") del 16 ottobre 2014 e n. 366/2018/R/com del 28 giugno 2018 ("Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità allegata al Codice di condotta commerciale"); in base a tali delibere, nelle offerte e nei contratti di vendita finale il prezzo al MWh del gas naturale deve essere convertito in prezzo al metro cubo standard (Smc) applicando un valore convenzionale di PCS uguale in tutta Italia e pari a 9.200 kcal/Smc (corrispondente a 0,03852 GJ/Smc).

¹⁹ Dato pre-consuntivo del GME come riportato nel report mensile di dicembre 2023.

Con riferimento ai volumi scambiati in Borsa (P-GAS, M-GAS, PB-GAS), la quantità è andata aumentando "quasi linearmente" raggiungendo una quota di 16,74 GSmc nel 2022, con una flessione a circa 14,68 GSmc nel 2023; la sola quota di gas scambiata su MGP Gas è andata crescendo da 1,2 GSmc nel 2018 a 7,4 GSmc nel 2023²⁰. Tuttavia, rispetto all'intera domanda nazionale e agli scambi fuori Borsa (riferibili principalmente a contratti di tipo OTC registrati sul PSV), il volume di gas scambiato sulle piattaforme gestite dal GME, e soprattutto quello relativo al MGP Gas, risulta ancora minoritario.

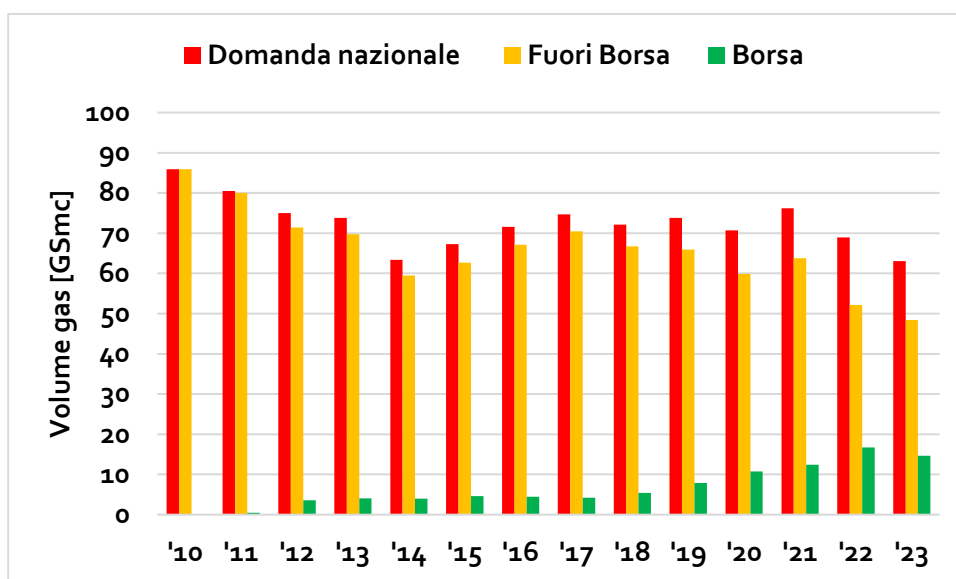


Figura 3.2 – Andamento della domanda nazionale e delle quote acquistate all'ingrosso in/fuori Borsa di gas naturale nel periodo 2010 – 2023. Fonte: elaborazione dati GME.

3.1.3 Costo della materia energia (gas naturale)

Volendo quantificare il costo di approvvigionamento all'ingrosso, una prima indicazione della spesa da compravendita a mercato può essere ottenuta considerando un prezzo medio annuo degli scambi complessivi effettuati in Borsa e sul PSV, tenendo conto del fatto che, su base annua, i livelli di prezzo dei diversi comparti si mostrano sufficientemente allineati [24].

Come è mostrato in Figura 3.3, nell'arco di 14 anni (2010 - 2023) il costo di approvvigionamento è stimabile in 23 mld euro medi annui nel periodo 2010-2013 per poi diminuire sensibilmente attestandosi attorno a 15,1 mld medi annui nel periodo 2014-2019 ed infine impennarsi in maniera straordinaria fino 90,5 mld euro nel 2022 (quasi 6 volte il costo medio annuo di acquisto dei 6 anni che hanno preceduto il 2020, anno della pandemia da COVID-19). Infatti, sebbene la domanda nazionale sia rimasta abbastanza costante, negli ultimi anni il contesto internazionale ha influito molto sul prezzo: prima una contrazione nel 2020 per le incertezze dovute alla pandemia da COVID-19 (spesa per l'approvvigionamento di gas ai minimi pari a 7,9 mld euro), poi la ripresa post-pandemia nel 2021 (37,9 mld euro) fino all'innalzamento repentino nel 2022 per effetto delle sanzioni economiche imposte alla Russia per la crisi politico-militare innescata in Ucraina (nel 2023 si assiste ad una situazione di parziale assestamento con un valore di 25,5 mld euro).

²⁰ Per l'anno 2023 il dato è un pre-consuntivo come riportato nel report mensile del GME di dicembre 2023.

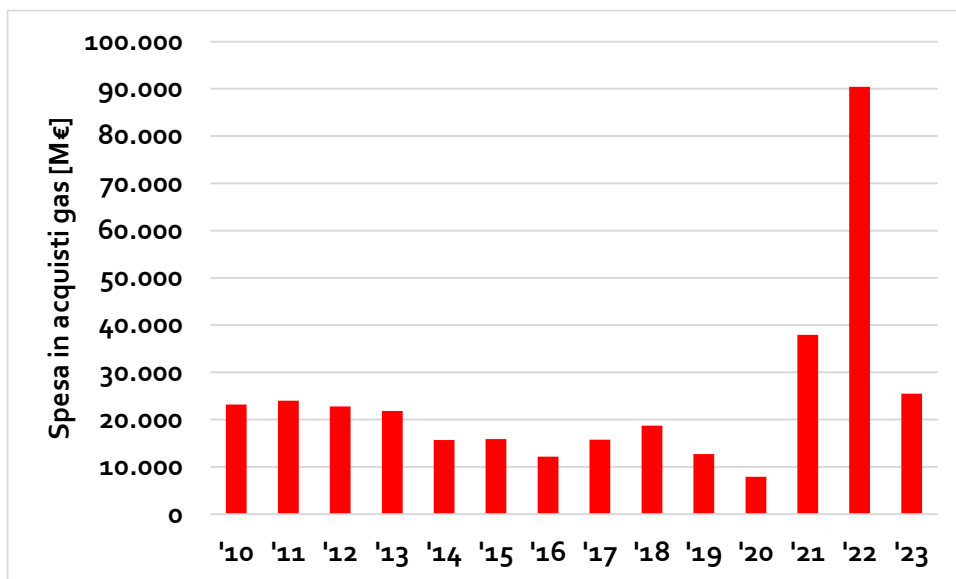


Figura 3.3 – Andamento della spesa in acquisti di gas naturale all'ingrosso nel periodo 2010 – 2023. Fonte: elaborazione dati GME, ARERA.

3.1.4 Commercializzazione e vendita

Al costo della materia energia occorre poi aggiungere una componente di costo di commercializzazione applicata dai venditori nella vendita al dettaglio. Per semplicità, la componente di commercializzazione applicata ai clienti serviti nel mercato libero può essere commisurata a quella applicata ai clienti in regime di Servizio di Tutela, ossia ai corrispettivi CCR²¹ (a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio) e QVD²² (commercializzazione della vendita al dettaglio) applicati appunto al mercato in regime di Servizio di Tutela ai sensi del TIVG [25].

Quindi, applicando il corrispettivo medio trimestrale di CCR e QVD al volume di gas trattato nella vendita finale (curva mostrata in Figura 3.4 nel periodo 2010-2023), si ottiene un costo annuo di commercializzazione e vendita il cui andamento è mostrato in Figura 3.5. Si osserva che i volumi consegnati in vendita finale hanno subito una sensibile diminuzione nel periodo 2010-2014 passando da 72 GSmc (2010) a 54 GSmc (2014) per poi attestarsi attorno a 56 GSmc nel periodo 2015-2023 (con un minimo di 51 GSmc nel 2022). Per quanto riguarda, invece, il montante costo di commercializzazione e vendita, si osserva innanzitutto che esso è andato aumentando dal 2010 al 2015 passando da poco più di 1,1 mld euro a 4,3 mld euro. Tale costo ha avuto un aumento significativo fino al 2014, anno in cui l'Autorità ha completato una serie di provvedimenti volti a mitigare i costanti aumenti di prezzo del gas legati alla sua indicizzazione alle quotazioni internazionali di petrolio, olio combustibile e gasolio [1]; in particolare l'ultimo provvedimento è consistito nella ridefinizione del calcolo della componente tariffaria a copertura dei costi di

²¹ La componente CCR, quota a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio, è introdotta con la deliberazione n. 196/2013/R/ GAS del 9 maggio 2013 di modifica del TIVG con effetto dal 1° ottobre 2013. Come specificato nel documento di consultazione n. 58/2013/R/GAS del 14 febbraio 2013, tale componente comprende le voci di a) copertura di partite relative all'attività di vendita all'ingrosso, b) rischio di livello, c) rischio pro die, d) rischio bilanciamento, e) rischio profilo, f) rischio eventi climatici.

²² La componente QVD, quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito, è introdotta con la deliberazione n. 237/00 del 28 dicembre 2000 "Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato". Tale componente è stata oggetto di revisione nel corso degli anni (si vedano il documento di consultazione n. 5/09 del 1° aprile 2009 di supporto all'approvazione del TIVG con deliberazione n. 64/09 - Allegato A del 28 maggio 2009 e il documento di consultazione n. 58/2013/R/GAS del 14 febbraio 2013 di supporto all'approvazione della deliberazione n. 196/2013/R/ GAS del 9 maggio 2013).

approvvigionamento del gas naturale da applicare ai clienti in regime di Servizio di Tutela²³. Infatti, tale componente tariffaria era definita inizialmente dal termine CCI (Componente Commercializzazione all'Ingrosso - CCI), scomposta in parte fissa (QC_t) e variabile (QE_t), a copertura, rispettivamente, degli oneri di commercializzazione all'ingrosso (principalmente trasporto internazionale) e degli oneri relativi all'attività operativa della commercializzazione all'ingrosso (compresa la gestione del rischio e una congrua remunerazione), e dei costi di approvvigionamento del gas naturale sui mercati all'ingrosso. In particolare, la parte variabile risultava legata ai contratti pluriennali di importazione mediante un indice che teneva conto dei prezzi di scambio di un paniere di prodotti petroliferi (indice "I" definito su un paniere di tre prodotti petroliferi: gasolio, olio combustibile BTZ e petrolio). Nel IV trimestre 2013 l'Autorità dispone una revisione della componente tariffaria CCI; in particolare, l'Autorità introduce il termine " C_{MEM} " (Costo Medio Efficiente di Mercato), espresso come somma di una parte fissa (QT_{INT} , QT_{PSV}) e di una parte variabile (QT_{MCV} , P_{FOR}) [1]. Più precisamente la nuova componente " P_{FOR} ", che sostituisce l'indice preesistente "I", è ora agganciata ai prezzi *spot* di un *hub* di riferimento, ossia l'*hub* TTF olandese in quanto ritenuto la sede del mercato europeo del gas maggiormente liquido; l'indice " P_{FOR} " è quindi espresso come media aritmetica delle quotazioni del gas *forward* trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo presso l'*hub* TTF. Dal 2016 al 2020 il montante si attesta attorno a 3,6 mld euro, un valore di poco superiore a quello del 2014. Successivamente si assiste ad un progressivo aumento fino al 2023 (4,2 mld euro). In particolare, nel 2022, in considerazione dell'aggravarsi del contesto dei prezzi del mercato all'ingrosso e delle criticità negli approvvigionamenti per la crisi energetica innescata dal conflitto in Ucraina, l'Autorità è intervenuta in via di urgenza introducendo una revisione delle modalità di determinazione della componente variabile della materia prima gas (C_{MEM}) destinata al Servizio di Tutela. Nello specifico, con la deliberazione n. 374/22 del 29 luglio 2022 l'Autorità ha disposto che, a decorrere dal 1° ottobre 2022, l'indice " P_{FOR} " fosse sostituito con un altro indice calcolato su prodotti gas scambiati mensilmente nel *hub* PSV italiano invece di quelli trimestrali scambiati nel *hub* TTF.

²³ Il regime amministrato di Tutela gas terminerà in data 31 dicembre 2023 ai sensi della deliberazione n. 100/2023/R/COM del 14 marzo 2023 [60]; dal 1 gennaio 2024 i clienti non vulnerabili dovranno passare al mercato libero oppure, se non sottoscrivono le nuove condizioni previste per il nuovo regime, passeranno automaticamente a condizioni che prevedono una componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale equivalente a quella impiegata per le offerte PLACET a prezzo variabile, pari alla media mensile del prezzo giornaliero al PSV (Day Ahead), una componente in quota energia data dalla somma delle componenti di approvvigionamento e commercializzazione al dettaglio già definite per il servizio di tutela attuale e una componente in quota fissa (€/anno) stabilita liberamente dal venditore e monitorata da ARERA. Per i clienti vulnerabili forniti nel servizio di tutela, dal 1° gennaio 2024 il venditore continuerà ad erogare la fornitura con il servizio di tutela della vulnerabilità, alle condizioni economiche previste per il servizio di tutela gas definite dall'Autorità e con le condizioni contrattuali dell'offerta PLACET.

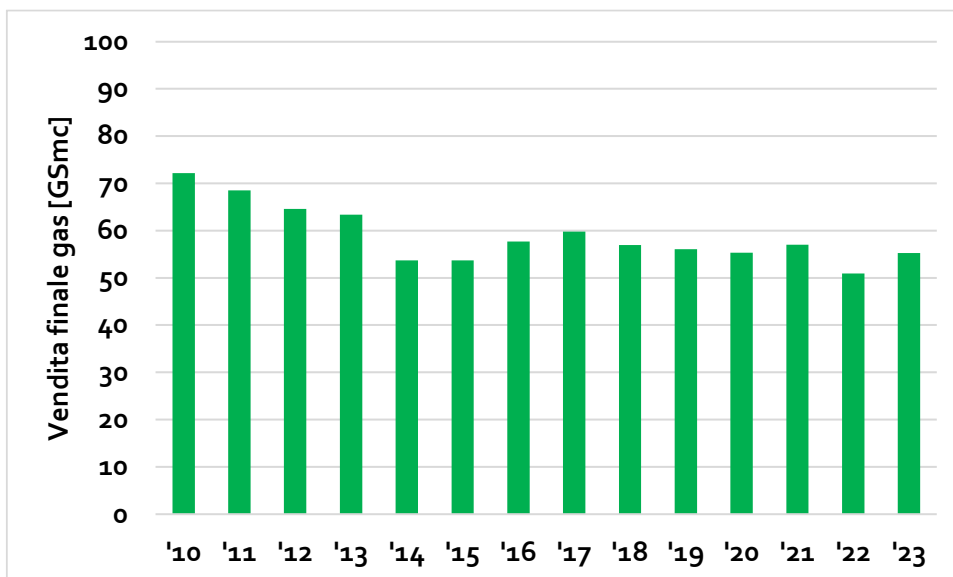


Figura 3.4 – Andamento del volume di gas naturale nella vendita finale (al netto degli autoconsumi) nel periodo 2010 – 2023. Fonte: elaborazione dati GME, ARERA.

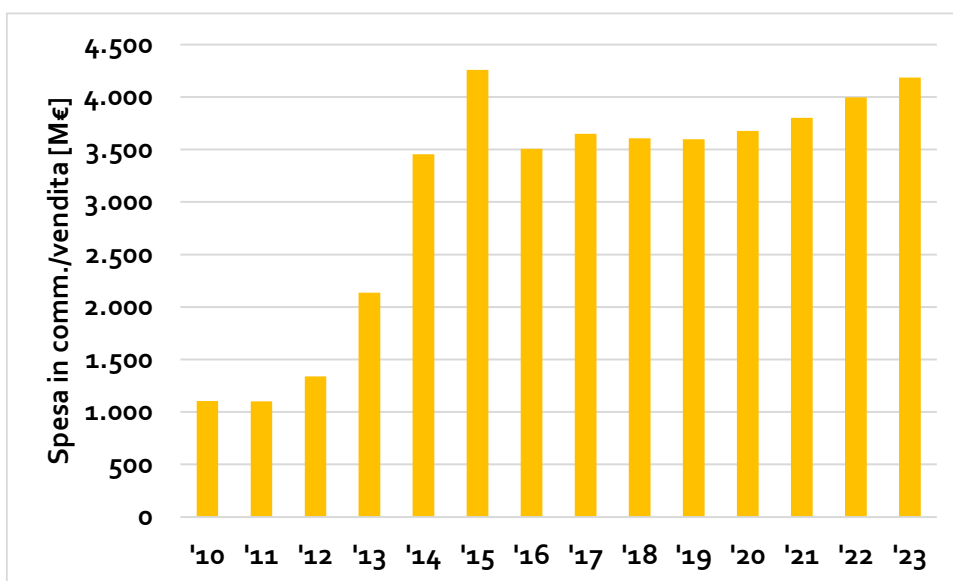


Figura 3.5 – Andamento della spesa a copertura dell'attività di commercializzazione e vendita al dettaglio nel periodo 2010 – 2023. Fonte: elaborazione dati GME, ARERA.

3.2 Costo del servizio di trasporto, distribuzione e misura

3.2.1 Servizio di trasporto

L'attività di trasporto è considerata come attività data in concessione ad un operatore (gestore) al quale viene riconosciuta un'adeguata remunerazione a copertura dei costi per lo sviluppo, la gestione e l'esercizio della rete di trasporto finalizzata alla consegna del gas alle reti di distribuzione; a copertura della remunerazione per l'attività svolta dal trasportatore è applicata al cliente finale una componente tariffaria per il servizio di trasporto e misura. Tale componente

tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità sulla base di un sistema di remunerazione che è revisionato anch'esso periodicamente (la revisione ha effetto per un dato periodo, denominato Periodo di Regolazione).

Il sistema tariffario vigente fa riferimento al V Periodo di Regolazione (2020-2023) ai sensi della deliberazione n. 114/2019 del 28 marzo 2019 "Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto del gas naturale" [26]. Le componenti tariffarie²⁴ applicate al cliente finale sono suddivise in:

- componenti a copertura dei costi del servizio di trasporto e misura;
- altre componenti (addizionali) a copertura dei costi del servizio di trasporto.

Nello specifico le componenti a copertura dei costi del servizio di trasporto e misura sono^{25,26}:

- " CP_u " (espressa in euro/anno/Smc/giorno) di corrispettivo in capacità associato alla capacità di gas conferita nel punto di uscita dalla rete;
- " CV_u " (espressa in euro/Smc) di corrispettivo variabile di *commodity* associato al volume di gas prelevato dalla rete nel punto di uscita;
- " CV_{fc} " (espressa in euro/Smc) di corrispettivo variabile di *commodity* (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) di corrispettivo per il servizio di misura (attività di *reading* e *metering*).

Le altre componenti (addizionali) a copertura dei costi del servizio di trasporto sono^{27,28}:

- " CRV_{fg} " (espressa in euro/Smc) a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl;
- " CRV_i " (espressa in euro/Smc) 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) 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 conguaglio dei costi di ripristino;
- " CRV_{bl} " (espressa in euro/Smc) a copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;
- " CRV_{st} " (espressa in euro/Smc) a copertura degli oneri connessi al *settlement* gas;
- " CRV_{cs} " (espressa in euro/Smc) a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico.

Ai clienti finali in regime di Servizio di Tutela i corrispettivi di trasporto e misura sono applicati in forma aggregata di " QT_t ", somma di " QT_{trasp} " e " QT_{add} ", entrambe espresse in €/GJ²⁹, come specificato nel TIVG [25].

²⁴ I corrispettivi unitari di trasporto sono espressi con riferimento al Smc di gas, ossia alla quantità di gas contenuta in un metro cubo alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15 °C.

²⁵ Si veda anche il Documento di Consultazione n. 512/2018/R/GAS del 16 ottobre 2018.

²⁶ Le componenti " CP_u ", " CV_u " e " CV_{fc} " sono introdotte con la deliberazione n. 120/01 del 30 maggio 2001 con effetto dal 1° ottobre 2001 mentre la componente " CM_t " è introdotta con deliberazione n. 184/09 del 1° dicembre 2013.

²⁷ Le componenti " CRV_{fg} ", " CRV_i " e " CRV_{os} " sono introdotte con la deliberazione n. 184/09 del 1° dicembre 2009 con etichetta " CV_{fg} ", " CV_i " e " CV_{os} "; la ridenominazione avviene con deliberazione n. 514/13 del 14 novembre 2013 (" CRV_i ", " CRV_{os} ") e deliberazione n. 114/19 del 28 marzo 2019 (" CRV_{fg} ").

²⁸ Le altre componenti addizionali sono introdotte con deliberazioni n. 514/13 del 14 novembre 2013 (" CRV_{bl} "), n. 575/17 del 3 agosto 2017 (" CRV_{st} ") e n. 114/19 del 26 marzo 2019 (" CRV_{cs} ").

²⁹ Come specificato nel TIVG, la conversione in €/GJ avviene assumendo un valore convenzionale di PCS di 0,0381 GJ/Smc.

Ai fini della stima del costo per servizio di trasporto e misura è possibile fare riferimento al ricavo da tariffa riconosciuto al gestore da parte dell'Autorità. Come è mostrato in Figura 3.6, da poco meno di 2 mld euro per gli anni 2014-2015, il costo per servizio di trasporto e misura è diminuito a 1,8 mld euro nel 2016 per poi aumentare quasi linearmente fino al 2022 raggiungendo quota 2,2 mld euro circa (per l'anno 2023 la stima è prossima al valore del 2020) [24] [27] [28].

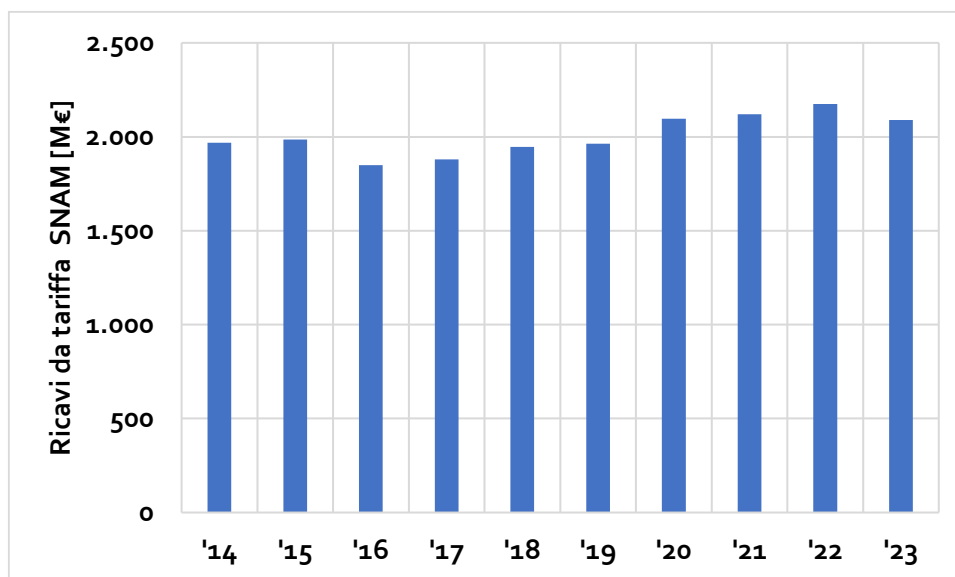


Figura 3.6 – Andamento dei ricavi riconosciuti al principale gestore di rete SNAM Rete Gas nel periodo 2014 – 2023. Fonte: elaborazione dati SNAM Rete Gas.

3.2.2 Servizio di distribuzione

Come l'attività di trasporto, anche l'attività di distribuzione del gas è data in concessione ad un operatore (gestore locale) al quale viene riconosciuta un'adeguata remunerazione a copertura dei costi per lo sviluppo, la gestione e l'esercizio della rete di distribuzione finalizzata alla consegna del gas nei punti di prelievo presso i clienti finali; a copertura della remunerazione per l'attività svolta dal distributore è applicata al cliente finale una componente tariffaria per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione. Tale componente tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità sulla base di un sistema di remunerazione che è revisionato anch'esso periodicamente (la revisione ha effetto per un dato periodo, denominato Periodo di Regolazione).

Il sistema tariffario vigente fa riferimento al sistema di remunerazione valido per il V Periodo di Regolazione (2020-2023) ai sensi della deliberazione n. 570/2019 [29] del 27 dicembre 2019 "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura". La tariffa si declina nelle singole componenti tariffarie:

- componente in quota fissa (espressa in euro/punto di consegna) a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura (tale quota comprende: capitale/investimento, costi operativi e commercializzazione);
- componente in quota variabile (espressa in cent. euro/Smc) a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura (tale quota comprende: capitale/investimento e costi operativi).

Le suddette voci tariffarie sono composte dalle seguenti sottocomponenti tariffarie:

- componente "t₁" (espressa in euro/punto di consegna), costituita dai termini di "t_{1dis}" a copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, "t_{1mis}" a

copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura, " t_{1cot} " a copertura dei costi di commercializzazione;

- componente " t_{3dis} " (espressa in cent. euro/Smc) a copertura dei costi operativi e di altra quota parte dei costi di capitale;
- altre sottocomponenti³⁰, costituita da " UG_1 " (espressa in cent. euro/Smc) a copertura di eventuali squilibri derivanti dai meccanismi perequativi e da eventuali conguagli, " RS " (espressa in cent. euro/Smc) a copertura dei costi derivanti da attività di qualità di servizio, " ST " (espressa in euro/punto di consegna) a copertura di uno sconto tariffario, " VR " (espressa in euro/punto di consegna) a copertura della compensazione della differenza tra le componenti di VIR³¹ e RAB³², " CE " (espressa in euro/punto di consegna) a copertura della compensazione per aree di nuova metanizzazione.

Inoltre, in sede di applicazione al cliente finale, le tariffe obbligatorie di distribuzione e misura sono differenziate per ambiti tariffari regionali (attualmente in numero di 7):

- Nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria);
- Nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna);
- Centrale (Toscana, Umbria, Marche);
- Centro-sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata);
- Centro-sud-occidentale (Lazio, Campania);
- Meridionale (Calabria, Sicilia);
- Sardegna.

Moltiplicando quindi i volumi di gas consegnati e i punti di prelievo identificati per fasce di consumo e per ambito territoriale è possibile stimare il costo del servizio di distribuzione ottenuto dai corrispettivi unitari, come è mostrato in Figura 3.7. Il costo è passato dai circa 2 mld euro nel periodo 2014-2016 a circa 4 mld euro nel periodo 2017-2023 (i valori del 2021-2023 escludono il contributo della componente CE applicata ai clienti serviti in Sardegna).

³⁰ Si tratta di sottocomponenti introdotte con i seguenti provvedimenti ARERA: deliberazione n. 159/08 del 6 novembre 2008 (componente " UG_1 "), deliberazione n. 168/04 del 29 settembre 2004 (componente " RS "), deliberazione n. 367/14 del 24 luglio 2014 (componente " TS "), deliberazione n. 367/14 del 24 luglio 2014 (componente " VR "), deliberazione n. 570/19 del 27 dicembre 2019 (componente " CE ").

³¹ Si tratta del valore commerciale residuo (ossia il Valore Industriale Residuo - VIR) attribuito agli impianti di distribuzione del gas; tale termine è stato introdotto nel Regio Decreto n. 2578 del 15 ottobre 1925 (Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei Comuni e delle Provincie) per calcolare l'entità del riscatto da riconoscere al distributore da parte dei comuni in caso di cessazione anticipata della concessione. Il VIR è richiamato anche nel decreto liberalizzazione per il calcolo del montante di rimborso da versare al gestore di rete uscente mentre la metodologia di calcolo è stata ridefinita nel decreto MiSE n. 226 del 12 novembre 2011, come è richiamato dal decreto-legge n. 145 del 23/12/2013 all'interno della delibera ARERA n. 367/14 del 24 luglio 2014.

<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34394/VIR+o+RAB:+questo+%C3%A8+il+dilemma/Cav.+Gravaghi>

³² RAB è l'acronimo di Regulatory Asset Base ed è un metodo di rivalutazione del valore economico degli impianti basato sui costi storici rivalutati; tale metodo, di derivazione anglosassone, è denominato anche Current Cost Accounting (CCA). Nel caso di un distributore di gas il metodo consente una stima del valore del capitale investito negli impianti, un termine fondamentale in sede di determinazione dell'entità della remunerazione da trasferire in tariffa.

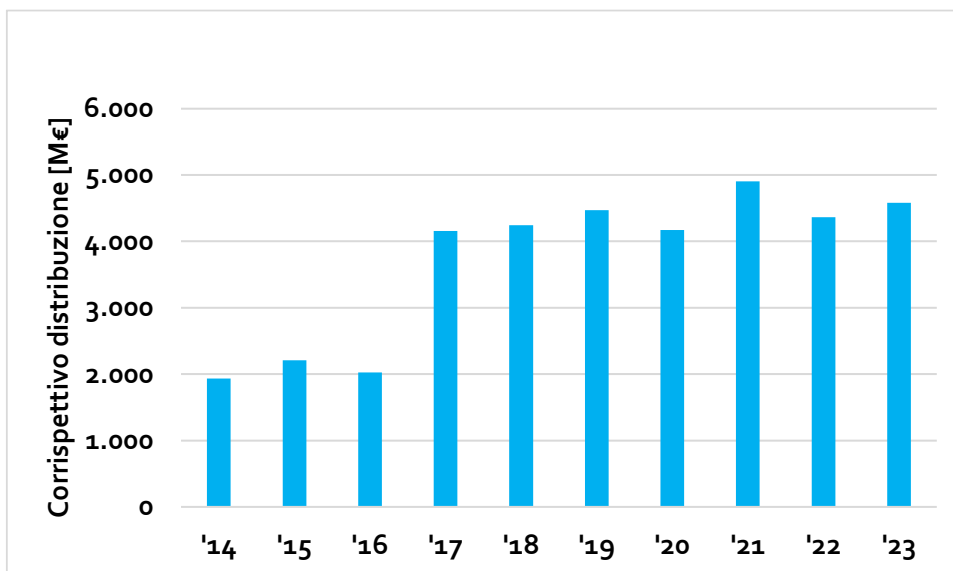


Figura 3.7 – Andamento del costo del corrispettivo per il servizio di distribuzione nel periodo 2014 – 2023. Fonte: elaborazione dati ARERA.

3.3 Oneri di sistema

Il costo degli oneri di sistema, in quanto relativo ad attività di interesse generale, è posto a carico di tutti i consumatori finali che usufruiscono dei benefici attesi e non è legato specificamente alle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita della *commodity* gas naturale. Similmente a quanto avviene per il settore elettrico, il recupero del costo avviene applicando agli utenti in prelievo una componente tariffaria denominata "oneri di sistema". Il meccanismo prevede che ogni consumatore versi una quota in relazione al volume di gas naturale prelevato. L'insieme delle voci che costituiscono tale componente è definito mediante disposizioni legislative e dell'Autorità regolatoria, mentre i valori unitari sono fissati periodicamente dall'Autorità regolatoria stessa. In particolare, i valori unitari sono determinati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema; in genere, l'aggiornamento avviene su base trimestrale e le voci sono distinte in una quota fissa (euro/anno) e in una quota energia (euro/Smc).

In particolare, sono previste le seguenti voci relative a "oneri di sistema":

- "UG₂"³³ (espressa in cent. euro/Smc) a compensazione dei costi di commercializzazione;
- "UG₃"³⁴ (espressa in cent. euro/Smc) a recupero oneri di morosità per gli esercenti i servizi di ultima istanza;
- "RE"³⁵ (espressa in cent. euro/Smc) a compensazione dei costi per risparmio energetico;

³³ La componente "UG₂" è istituita con deliberazione n. 64/09 (approvazione de TIVG); successivamente, con deliberazione n. 32/2019 del 29 gennaio 2019 tale voce viene ulteriormente ridefinita in "UG_{2a}" e "UG_{2b}".

³⁴ La componente "UG₃" è istituita con deliberazione n. 166/12 del 26 aprile 2012; successivamente, con deliberazione n. 352/12 del 3 agosto 2012, tale voce è scomposta in due sotto-componenti, "UG_{3INT}" (a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione) e "UG_{3ULI}" (a copertura degli oneri connessi a: a) anticipo crediti non riscossi del "Servizio Default", b) oneri della morosità sostenuti dai distributori per "Servizio di Default", c) eventuali squilibri di perequazione, d) oneri di morosità sostenuti dai fornitori da "Servizio di Ultima Istanza"). Facendo seguito alle disposizioni contenute nella deliberazione n. 363/2012/R/gas del 12 settembre 2012, con deliberazione n.134/14 del 27 marzo 2014 viene istituito l'ulteriore componente "UG_{3FT}" di alimentazione del "Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto".

³⁵ La componente "RE" è istituita con deliberazione n. 170/04 del 29 settembre 2004 ai sensi dell'art. 9 comma 1 del Decreto MAP del 20 luglio 2004 (Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999).

- "GS"³⁶ (espressa in cent. euro/Smc) a copertura dei costi per la compensazione del bonus gas.

Facendo riferimento ai valori indicati dall'Autorità per i clienti finali domestici, è possibile effettuare una stima del gettito complessivo da oneri di sistema, come è mostrato in Figura 3.8. Il gettito è andato aumentando quasi linearmente da poco meno di 500 mln euro nel 2014 a oltre 2 mld euro nel 2023 (stima a preconsuntivo), con un picco di 3,2 mld euro nel 2022.

Il montante calcolato per il 2022 e 2023 tiene conto degli effetti di alcune disposizioni introdotte dall'Autorità a fine 2021 e nel 2022 al fine di contenere l'impatto dei rialzi del costo dell'energia; in particolare, a partire dal IV trimestre 2021 l'Autorità ha disposto l'annullamento delle componenti "RE" e "GS" e di "UG₃" per tutti gli utenti del settore gas [30] [31]. A partire dal 2022, invece, l'Autorità ha disposto per il periodo compreso tra il II trimestre 2022 e il II trimestre 2023 un aggiornamento della componente "UG₂" con l'introduzione di valori con segno negativo applicati alle utenze con scaglioni di consumo fino a 5.000 Smc/annui [32] [33]. Per garantire una confrontabilità tra i diversi anni³⁷, nel costo complessivo mostrato in figura non si è tenuto conto del contributo negativo della "UG₂" pari a 0,6 mld euro nel 2022 e a 1,5 mld euro nel 2023 (tali quote sono state sostituite dal costo medio annuo calcolato sul periodo 2018-2021).

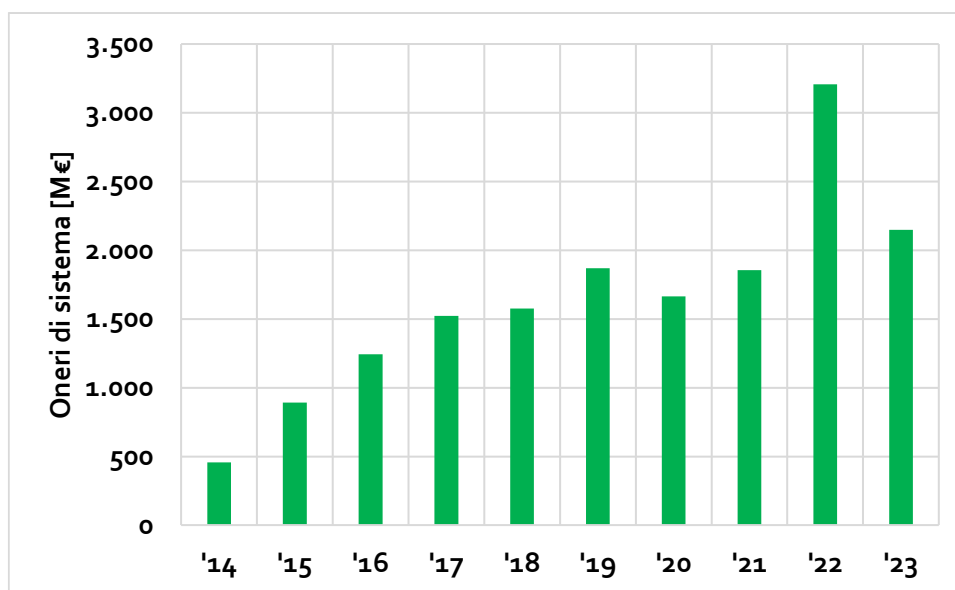


Figura 3.8 – Andamento del costo per oneri di sistema nel periodo 2014 – 2023. Fonte: elaborazione dati SNAM Rete Gas, ARERA.

3.4 Oneri fiscali

Gli oneri fiscali riguardano l'imposta sul consumo (accisa), l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto (IVA), il cui gettito complessivo è riportato in Figura 3.9 e di cui si riporta un dettaglio nei successivi paragrafi. Fatto salvo l'anno eccezionale 2022 con quasi 20 mld euro, l'onere fiscale complessivo si è mantenuto poco sotto i 10 mld euro nel periodo 2014 – 2023.

³⁶ La componente GS è introdotta con deliberazione n. 159/08 del 6 novembre 2008.

³⁷ Una componente di costo negativa corrisponderebbe ad un versamento verso il cliente finale il quale, tuttavia, lo vede in termini di riduzione di un costo finale sempre positivo.

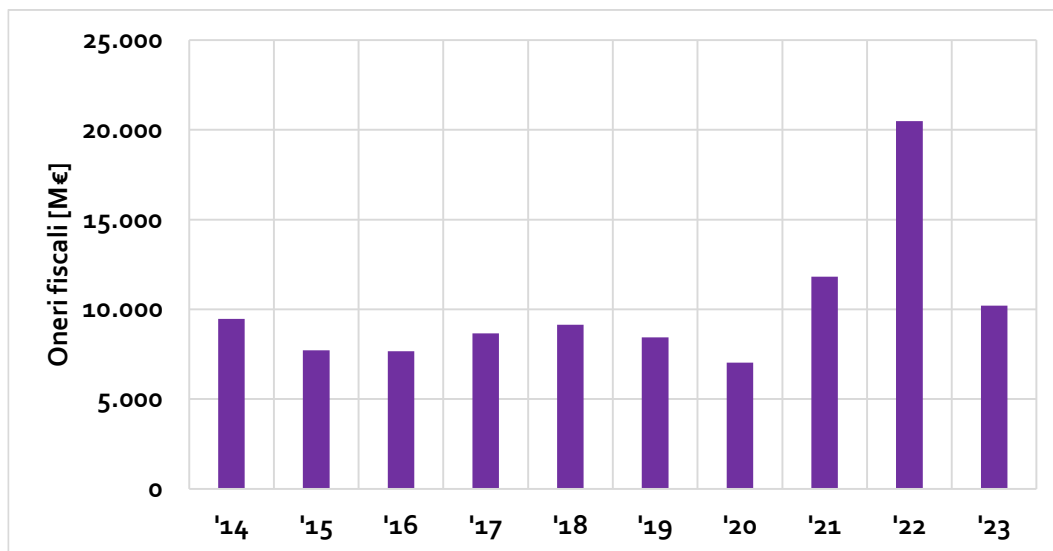


Figura 3.9 – Andamento del gettito da oneri fiscali nel periodo 2014 – 2023. Fonte: MEF, GME, ARERA.

3.4.1 Accisa

L'imposta sul consumo è applicata al volume di gas naturale prelevato dalla rete dal cliente finale tenendo conto della destinazione d'uso della fornitura, "uso industriale" o "uso civile" (Testo Unico delle Accise - TUA³⁸ [34]).

Nello specifico, appartiene alla destinazione di "uso civile" l'impiego in combustione del gas naturale per riscaldamento individuale o centralizzato (compreso eventuale uso di cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria), ossia tutti gli usi non attribuibili ad attività industriali [35] [36]. Inoltre, si considera con destinazione "uso civile" anche l'impiego del gas naturale presso clienti finali non-domestici (es. imprese industriali, imprese artigiane, imprese agricole) in cui la combustione avviene esternamente ai locali adibiti all'attività produttiva (es. locali esterni allo stabilimento e ai laboratori) e con produzione anche di acqua calda, di altri vettori termici o di calore, non utilizzati in impieghi produttivi dell'impresa, ma ceduti a terzi per usi civili [34].

Sono considerati invece compresi negli usi industriali gli impieghi del gas naturale destinato alla combustione in tutte le attività industriali produttive di beni e servizi e nelle attività artigianali ed agricole, nonché gli impieghi nel settore alberghiero, nel settore della distribuzione commerciale, negli esercizi di ristorazione, negli impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche e gestiti senza fini di lucro, nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione che abbiano le caratteristiche tecniche indicate nella lettera b) del comma 2 dell'articolo 11 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, anche se riforniscono utenze civili. Si considerano, altresì, compresi negli usi industriali, anche quando non è previsto lo scopo di lucro, gli impieghi del gas naturale, destinato alla combustione, nelle attività ricettive svolte da istituzioni finalizzate all'assistenza dei disabili, degli orfani, degli anziani e degli indigenti.

L'imposta applicata ai clienti con destinazione "uso civile" è distinta per due macro-zone geografiche di appartenenza [37]:

- macro-zona del Centro-Nord (area identificata anche come con aliquota "normale");

³⁸ Decreto Legislativo n. 504 del 26 ottobre 1995 (articolo 21, 26, Allegato I).

- macro-zona dei Territori del Sud (come è indicata dalla ex Cassa del Mezzogiorno³⁹). L'imposta è differenziata per scaglioni di volume di gas consumato annualmente [37] [38]:
 - 1° scaglione per consumo annuo fino a 120 Smc;
 - 2° scaglione per consumo annuo compreso tra 121 e 480 Smc;
 - 3° scaglione per consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 Smc;
 - 4° scaglione per consumo annuo oltre 1.560 Smc.

Ai clienti con destinazione d'uso industriale è applicata, invece, un'imposta il cui valore è distinto solo per due scaglioni di volume di consumo di gas:

- 1° scaglione per consumo annuo fino a 1.200 Smc;
- 2° scaglione per consumo annuo oltre 1.200 Smc.

I clienti appartenenti al 2° scaglione hanno diritto ad una riduzione dell'aliquota.

In Tabella 3.1 vengono riportati i valori d'imposta per le due categorie di cui sopra (uso civile, uso industriale) differenziate in base al livello di consumo annuo.

Tabella 3.1 – Accisa 2022. Fonte: DEF [38], VIVIENERGIA [37].

Area di pertinenza	Usi civili ⁴⁰ [c€/Smc]				Usi industriali [c€/Smc]	
	I	II	III	IV	V	VI
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,74988
Territori ex Cassa del Mezzogiorno (A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,74988
Legenda: I – consumo annuo per uso civile fino a 120 Smc; II - consumo annuo per uso civile compreso tra 120 e 480 Smc; III - consumo annuo per uso civile compreso tra 480 e 1.560 Smc; IV - consumo annuo per uso civile oltre 1.560 Smc; V - consumo annuo per uso industriale fino a 1,2 mil. Smc; VI - consumo annuo per uso industriale oltre 1,2 mil. Smc.						

Con riferimento ai dati dei rapporti annuali del rapporto del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), in Figura 3.10 è mostrato l'andamento del gettito da accisa applicato sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2023 (in assenza di dati più aggiornati, il valore del 2023 è calcolato come media annua sugli ultimi 3 anni) [39]. Nel corso degli anni l'accisa si è mantenuta attorno ad un valore annuo di 3,5 mld euro.

³⁹ 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). L'introduzione delle macro-zone deriva dalla volontà di favorire la diffusione del metano nelle regioni del sud dell'Italia, in particolare nei territori "ex Cassa del Mezzogiorno".

⁴⁰ I valori dell'accisa sul gas per i clienti civili (inclusi i clienti domestici) sono definiti dal Decreto Legislativo n. 26 del 2 febbraio 2007 di modifica del TUA.

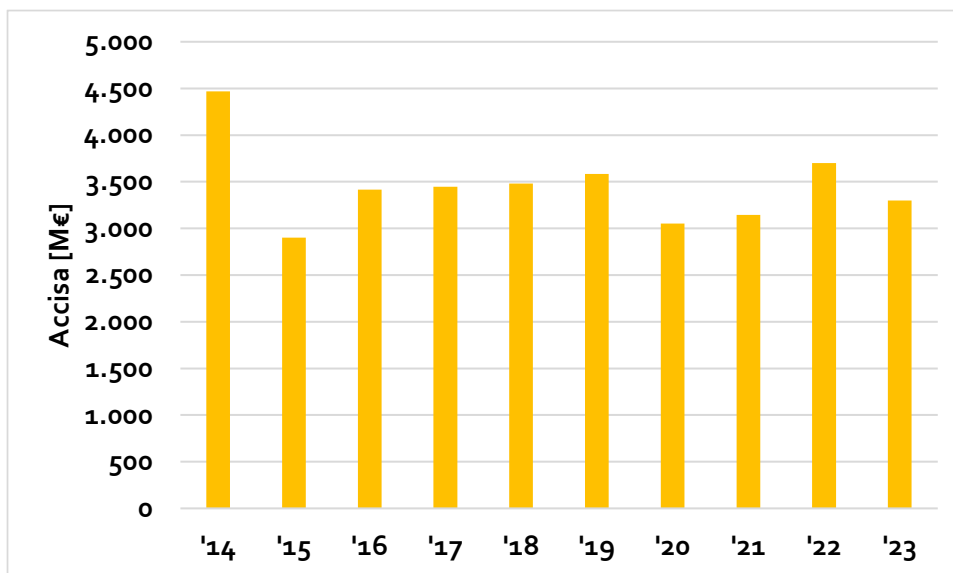


Figura 3.10 – Andamento del montante da accisa nel periodo 2014 – 2023. Fonte: MEF [39].

3.4.2 Addizionale regionale

L'addizionale regionale è stabilita da ciascuna Regione nei limiti fissati dalla legge ed è applicata alla quantità di gas consumato [37]. 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. Inoltre, in Abruzzo ed in Liguria l'addizionale è applicata per fasce climatiche (fasce "E" ed "F" in Abruzzo, fasce "C", "D", "E" ed "F" in Liguria); nel Lazio è applicata, invece, un'imposta regionale differenziata per area "ex Cassa Mezzogiorno" e area "altre zone".

In Tabella 3.2 vengono riportati i valori dell'addizionale regionale per le diverse categorie di clienti finali.

È possibile effettuare una stima dell'ammontare delle imposte addizionali regionali sul volume di gas distribuito nelle diverse regioni in cui tali imposte sono applicate. Inoltre, ai fini del calcolo, l'aliquota addizionale da applicare al consumo di gas è stata semplificata in un'aliquota unica per uso civile (media aritmetica delle diverse aliquote per categoria di consumo previste per uso civile) e in un'aliquota unica per uso industriale (media aritmetica delle diverse aliquote per categoria di consumo previste per uso industriale). In Figura 3.11 è mostrato l'andamento del gettito da addizionale regionale applicata sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2023. Nel corso degli anni l'accisa si è mantenuta attorno ad un valore annuo di 560 mln euro circa.

Tabella 3.2 – Addizionale regionale 2022. Fonte: VIVIENERGIA [37].

Area di pertinenza	Usi civili [c€/Smc]				Usi industriali [c€/Smc]	
	I	II	III	IV	V	VI
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E ed F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51650
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650

Legenda:
I – consumo annuo per uso civile fino a 120 Smc;
II - consumo annuo per uso civile compreso tra 120 e 480 Smc;
III - consumo annuo per uso civile compreso tra 480 e 1.560 Smc;
IV - consumo annuo per uso civile oltre 1.560 Smc;
V - consumo annuo per uso industriale fino a 1,2 mil. Smc;
VI - consumo annuo per uso industriale oltre 1,2 mil. Smc.

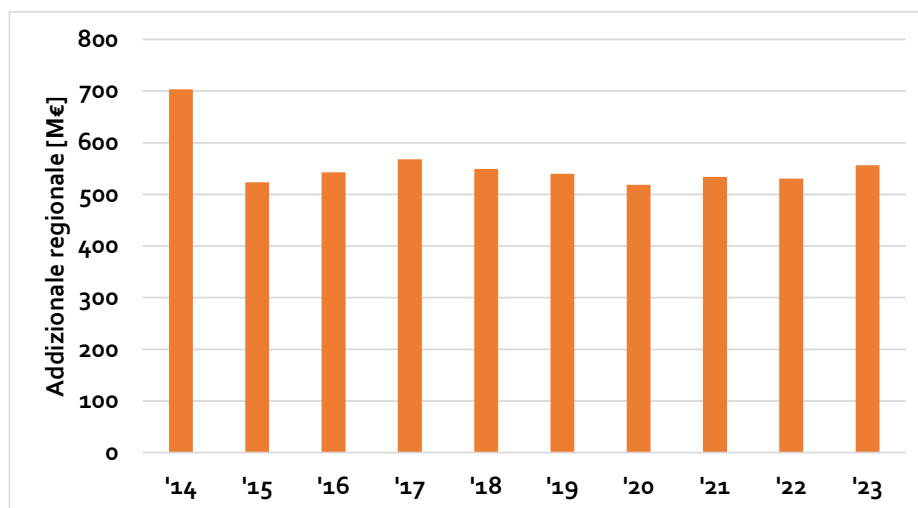


Figura 3.11 – Andamento del gettito da addizionale regionale nel periodo 2014 – 2023. Fonte: GME, ARERA, VIVIENERGIA [37].

3.4.3 Imposta sul valore aggiunto

L'imposta sul valore aggiunto (IVA) si applica al valore del servizio, ossia al costo complessivo del gas naturale derivante dalla somma delle componenti di acquisto della *commodity* energetica sul mercato all'ingrosso, del costo di trasporto e misura, degli oneri generali di sistema, più l'accisa e le eventuali addizionali regionali. In particolare, per il consumo di gas ai clienti finali è applicata un'aliquota IVA del 22%, ridotta al 10% per i clienti domestici con consumi fino a 480 Smc/anno e per alcune tipologie di clienti non-domestici (es. titolari di centrali elettriche di produzione a gas, anche di tipo cogenerativo). In Tabella 3.3 vengono riportati i valori dell'IVA per le diverse categorie di clienti finali.

In Figura 3.12 è mostrato l'andamento del gettito da IVA applicata sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2023. Nel periodo 2014-2020 il gettito IVA si è mantenuto attorno ad un valore annuo di 4,5 mld euro circa, con un incremento di poco sotto i 6,5 mld euro nel 2021 fino al picco di 16,2 mld euro nel 2022 e di nuovo quasi 7 mld euro nel 2023.

Tabella 3.3 – IVA 2022. Fonte: ARERA.

	Usi civili [c€/Smc]				Usi industriali [c€/Smc]	
	I	II	III	IV	V	VI
Aliquota IVA%	10	10	22	22	10*	10*
Legenda: I – consumo annuo per uso civile fino a 120 Smc; II - consumo annuo per uso civile compreso tra 120 e 480 Smc; III - consumo annuo per uso civile compreso tra 480 e 1.560 Smc; IV - consumo annuo per uso civile oltre 1.560 Smc; V - consumo annuo per uso industriale fino a 1,2 mil. Smc; VI - consumo annuo per uso industriale oltre 1,2 mil. Smc. (*) il valore indicato si riferisce alle imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese si applica l'aliquota ordinaria.						

Nel presente rapporto l'aliquota IVA è stata per semplicità fissata al 15% (valore intermedio tra 10% e 22%), in mancanza di ulteriori dettagli sui consumi di gas per categoria di clienti finali ai fini fiscali. Essa è stata applicata all'imponibile dato dalla somma di:

- costo per l'approvvigionamento all'ingrosso della materia prima gas;
- costo dei servizi di trasporto e distribuzione e misura;
- costo degli oneri generali di sistema;
- accise;
- costo delle addizionali regionali.

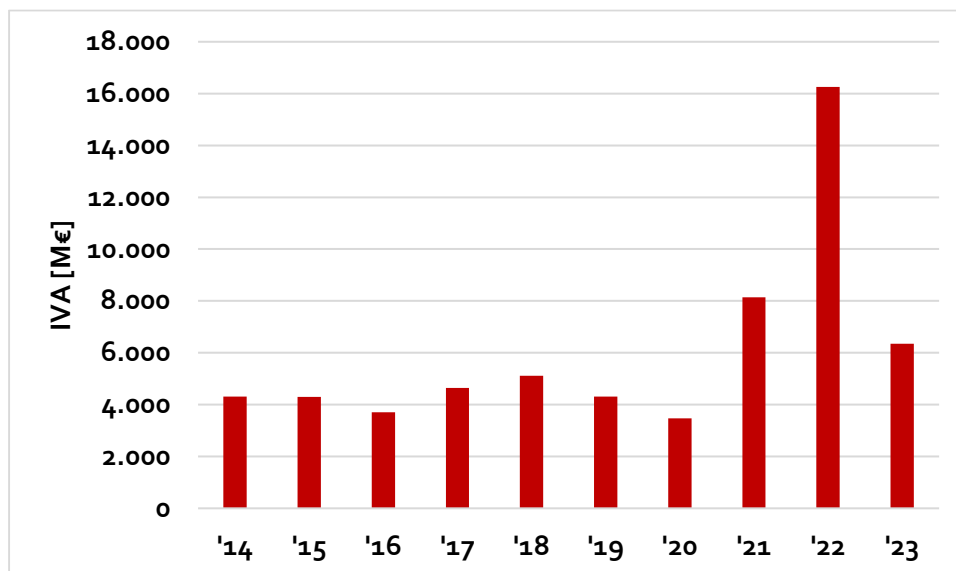


Figura 3.12 – Andamento del gettito IVA nel periodo 2014 – 2023. Fonte: GME, ARERA, VIVIENERGIA [37].

3.5 Bolletta complessiva

In Figura 3.13 è mostrata la sintesi della bolletta nazionale derivante dal consumo di gas naturale nel periodo 2014-2023, sulla base delle stime delle voci di costo di cui ai precedenti paragrafi.

Prima della crisi pandemica da COVID-19 (2014-2019) la bolletta gas si è mantenuta mediamente attorno a 33,7 mld euro, toccando un massimo di 39,3 mld euro nel 2018 ed un minimo di 28,4 mld euro nel 2016. Nell'anno della chiusura temporanea delle principali attività produttive per le restrizioni imposte dal Governo per l'emergenza da COVID-19 (2020) tale spesa si è leggermente contratta a 26,6 mld euro; successivamente, la fine della situazione emergenziale ha dato un impulso alla ripresa della domanda con conseguente innalzamento del prezzo dell'energia, portando la spesa totale a 62,4 mld euro. Nel 2022, per effetto delle sanzioni economiche imposte alla Russia per la crisi politico-militare innescata ad inizio anno in Ucraina, il cui riflesso immediato è stato un innalzamento repentino del prezzo della fonte energetica primaria da importazione (gas naturale), la spesa totale è balzata a quasi 124,7 mld euro. Nel 2023 tale spesa, grazie anche ad alcune misure prese a livello sia europeo, sia nazionale, il mercato del gas naturale si è portato in una situazione di parziale assestamento con conseguente contrazione anche della spesa totale attorno a 48,7 mld euro.

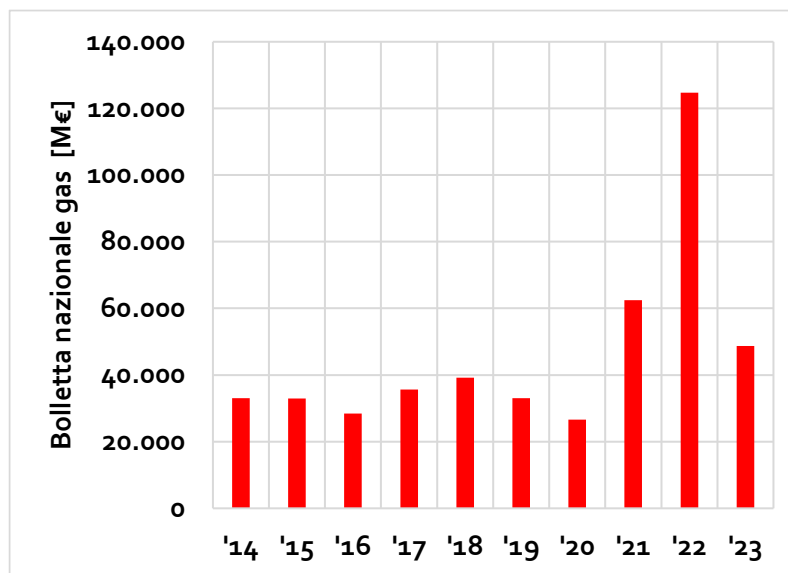


Figura 3.13 – Andamento della spesa totale per il consumo di gas naturale nel periodo 2014-2023.

In termini di incidenza, la quota maggiore è rappresentata dalla componente “energia” derivante dalla spesa di approvvigionamento all’ingrosso; infatti, nel 2014-2019 la quota percentuale si è mantenuta attorno a una media annuale del 45% e nel 2021-2023 attorno al 62% (solo nel 2020 si è avuta una contrazione al 30%). Assumendo come riferimento la spesa media totale dei tre anni precedenti il 2020, anno del COVID-19 (circa 36 mld euro, con una componente “energia” di 16 mld euro), il balzo nel 2022 corrisponde ad un incremento di 88,7 mld euro di cui la sola componente “energia” vale circa 74,7 mld euro circa (due volte il costo totale medio nazionale 2017-2019).

La seconda voce importante è quella relativa agli oneri fiscali, che fino al 2020 si è mantenuta attorno al 25,5% per poi diminuire nel 2021-2022 a 18,9 e 16,4% e aumentare al 21,0% nel 2023.

La componente di commercializzazione-vendita vale circa l’11,4% nel periodo 2014-2020 per poi diminuire nel 2021 e 2022 al 6,1 e 3,2% e aumentare all’8,6% nel 2023.

Similmente, anche la componente trasporto si è mantenuta attorno al 6,1% nel periodo 2014-2020 per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 3,4 e 1,7% e aumentare a 4,3% nel 2023. La componente di distribuzione, invece, è andata aumentando sensibilmente passando da 5,9% nel 2014 al 15,7% nel 2020, per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 7,9 e 3,5% e risalire a 9,4% nel 2023. Infine, la componente “oneri generali” ha avuto un andamento in peso percentuale simile alla “distribuzione”: essa è aumentata da 1,4% nel 2014 a 6,3% nel 2020, per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 3,0 e 2,6% e risalire a 4,4% nel 2023.

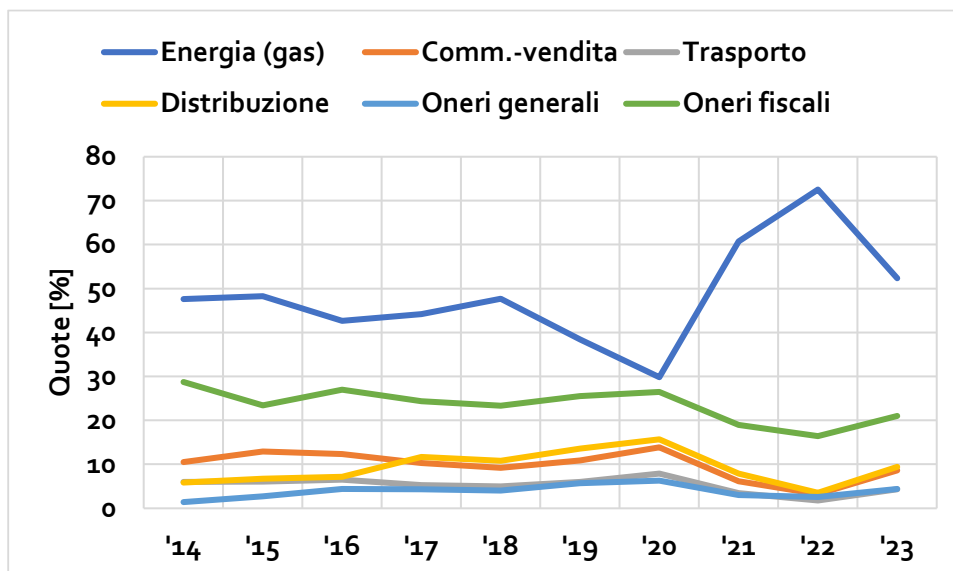


Figura 3.14 – Incidenza delle diverse voci di spesa sulla spesa totale nel periodo 2014-2023. Fonte: elaborazione dati GME, ARERA, MEF.

Come è mostrato in Figura 3.15, il costo medio unitario del gas naturale prelevato dalla collettività, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo nazionale di gas, nel periodo 2014-2020 si è mantenuto tra 37 e 55 cent. euro/Smc per poi balzare a 82 cent. euro/Smc nel 2021 e a 190 cent. euro/Smc nel 2022. Per l'anno 2023 si stima un valore di circa 78 cent. euro/Smc.

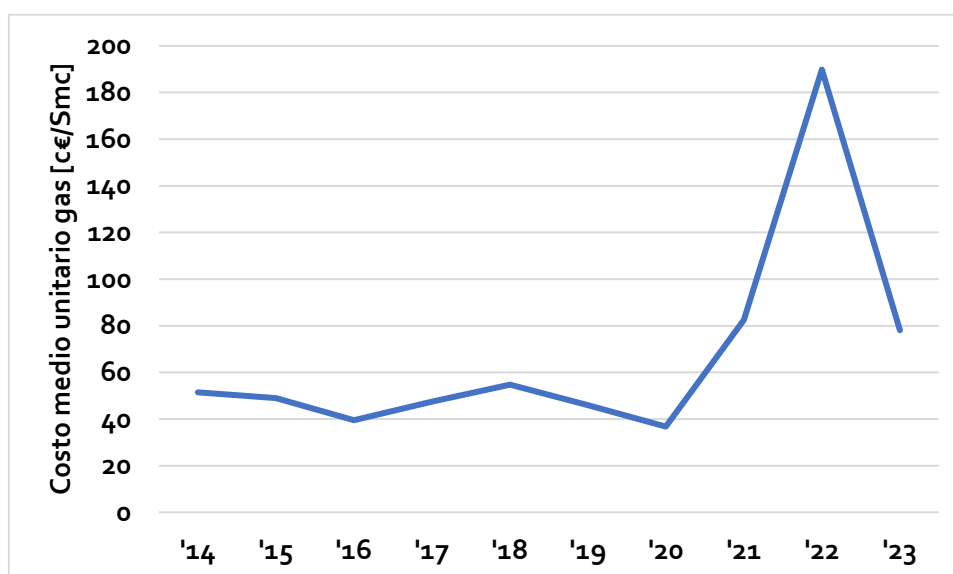


Figura 3.15 – Andamento del costo medio unitario nazionale del prelievo di 1 Smc di gas naturale dalla rete nazionale nel periodo 2014-2023.

4 - BOLLETTA ELETTRICA

Il Capitolo descrive l'aggiornamento all'anno 2022 (più il pre-consuntivo dei primi 9 mesi del 2023) delle più significative voci di costo riportate al capitolo 4 ("La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti") della monografia *RSEview* dal titolo "Energia elettrica, anatomia dei costi", pubblicata a inizio 2014 [6] e successivamente aggiornata [7].

In particolare, attraverso un'analisi dell'evoluzione subita negli ultimi anni dalle voci di costo nel Sistema Italia, si vuole valutare l'andamento del montante di costo totale, rappresentativo, in prima approssimazione, di una bolletta nazionale, espresso anche in termini di costo medio unitario del kWh prelevato dall'intera collettività.

La bolletta nazionale verrà illustrata quindi nelle sue principali componenti che contribuiscono alla formazione del costo finale del kWh consumato:

- costo di approvvigionamento dell'energia sul mercato all'ingrosso;
- costo dei servizi di dispacciamento;
- costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura;
- oneri generali di sistema;
- oneri fiscali.

La prima voce è relativa al costo di approvvigionamento dell'energia da consumare e include, oltre al costo della *commodity*, anche i costi di commercializzazione e vendita sostenuti dal fornitore di energia. Il costo dei servizi di dispacciamento è a copertura delle risorse acquisite dal gestore di rete di trasmissione per garantire la gestione del sistema elettrico. La terza voce include i costi connessi alle infrastrutture (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori finali e misurarne le quantità fornite. La quarta voce include gli oneri di interesse generale per il sistema Paese, introdotti da atti legislativi, come gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine, la bolletta nazionale include anche la componente fiscale relativa alle imposte erariali (accisa) e all'imposta sul valore aggiunto (IVA).

4.1 Costo di acquisto all'ingrosso

4.1.1 Piattaforme di scambio

In un regime di mercato liberalizzato l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia elettrica avviene attraverso meccanismi di mercato, in cui il prezzo è determinato sulla base della domanda e dell'offerta. I soggetti coinvolti nel meccanismo di scambio sono i produttori di energia, gli importatori, i grossisti (o *trader*) e gli utenti finali (consumatori).

In Italia l'intera filiera del settore elettrico è stata liberalizzata per effetto del Decreto Legislativo n. 79 del 16 del marzo 1999 [40], nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (96/92/CE). Ai sensi di tale Decreto Legislativo dal 1° aprile 2004 è pienamente operativa la Borsa elettrica per l'approvvigionamento all'ingrosso, costituita da un Mercato elettrico a pronti (MPE) e da un Mercato elettrico a termine (MTE) secondo la struttura attuale riportata in Figura 4.1 [41].

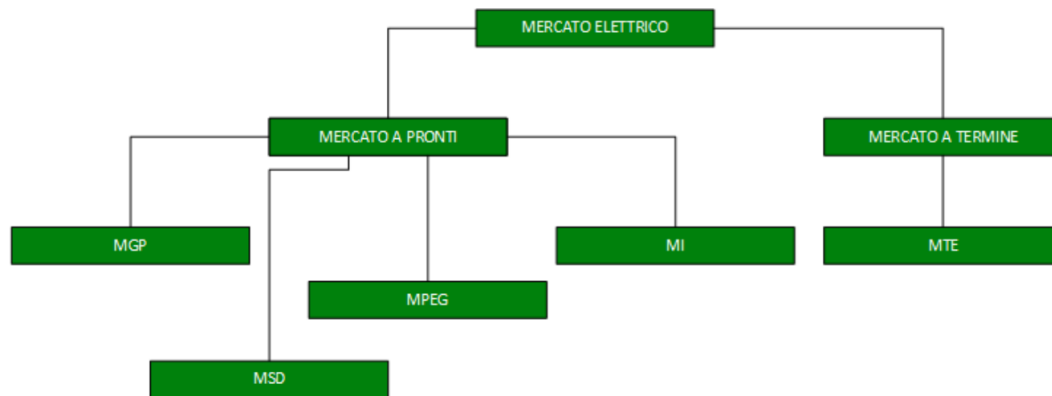


Figura 4.1 – Struttura attuale del mercato elettrico. Fonte: GME [41].

Più precisamente, la contrattazione in Borsa per l’approvvigionamento all’ingrosso di energia elettrica avviene sul mercato a pronti di MGP (Mercato del giorno prima), MI (Mercato infragiornaliero), MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) e sul MTE (Mercato a Termine); la piattaforma MSD, invece, è riservata alla negoziazione di prodotti energetici destinati alla regolazione del sistema da parte del gestore di rete Terna.

Sul mercato a pronti MGP si effettuano contrattazioni tra acquirenti e venditori per lo scambio di blocchi orari di energia elettrica (prodotto orario espresso in MWh) per una consegna nel giorno successivo. I partecipanti al mercato presentano offerte in quantità (volume di energia) e prezzo massimo/minimo (espressi in €/MWh). Le contrattazioni sul MGP si aprono alle 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiudono alle 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna. In sede di risoluzione del mercato, le offerte presentate sono trattate sulla base del merito economico, oltre che nel rispetto dei limiti di capacità di transito sulle sezioni di separazione delle zone di mercato. Il mercato MGP è quindi di tipo ad asta con regola di prezzo al “prezzo marginale” [20] [42]. Inoltre, a regole vigenti tutte le offerte accettate in vendita e quelle accettate in acquisto, queste ultime solamente per la parte riferita alle unità di generazione e pompaggio e alle unità di consumo appartenenti alle zone virtuali estere, sono accettate e valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona di appartenenza; tutte le altre offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al PUN, pari alla media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate in tali zone.

Sul mercato a pronti MI è consentito ai partecipanti di apportare modifiche ai programmi definiti sul MGP attraverso ulteriori offerte in acquisto o in vendita. A regole vigenti le negoziazioni sul MI avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d’asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID. Le sessioni d’asta a prezzo marginale e le fasi di negoziazione continua si svolgono in modo sequenziale, non sovrapponibile.

Sul MPEG si svolgono le negoziazioni dei prodotti energetici con obbligo di consegna dell’energia come prodotto giornaliero (definito con profilo *baseload* e *peakload*). La regola di prezzo è di tipo “*pay-as-bid*”.

Sul MTE avviene la negoziazione di contratti a termine dell’energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro di prodotti annuali, trimestrali e mensili. La negoziazione è di tipo continua con regola di prezzo “*pay-as-bid*”.

Il resto degli approvvigionamenti energetici avviene fuori mercato tramite contratti OTC (contratti bilaterali) e registrati sulla piattaforma PCE gestita dal GME.

In Italia gli utenti finali allacciati alla rete elettrica nazionale possono rifornirsi attraverso il mercato libero oppure attraverso un regime amministrato: nel primo caso i clienti finali usufruiscono di condizioni economiche determinate in regime concorrenziale fra gli operatori; nel secondo, invece, i clienti finali godono di un servizio erogato secondo disposizioni dell'Autorità regolatoria (ARERA). Il regime amministrato prevede due tipologie di servizio⁴¹, Maggior Tutela e Salvaguardia, mentre il regime di mercato libero ammette tre tipologie di modelli contrattuali: un modello pienamente libero, un modello semi-libero "a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela" - PLACET⁴² e un modello semi-libero di Servizio a Tutele Graduali⁴³.

Nonostante ci sia una diversificazione degli utenti finali per tipologia di consumo e di trattamento tariffario, tutti sono accomunati dalla stessa struttura di costo finale. In particolare, a tutti è applicata una componente di costo che riflette la spesa di acquisto dell'energia sul mercato da parte del fornitore (o dell'AU nel caso del mercato tutelato). Inoltre, il fornitore stesso applica ai propri clienti finali un costo aggiuntivo a copertura delle attività di commercializzazione e vendita.

Di seguito si riporta quindi una stima, per gli ultimi anni, dei costi per la componente energia e commercializzazione/vendita, suddivisa per le due categorie di mercato più rilevanti: mercato libero e mercato tutelato. La stima dei costi annui (al netto delle imposte) è effettuata con i dati raccolti sui consumi e sui servizi per il dispacciamento dichiarati mensilmente/annualmente dal gestore della rete di trasmissione Terna, con i valori dei corrispettivi unitari pubblicati trimestralmente/annualmente da ARERA, con i dati di mercato elettrico pubblicati mensilmente/annualmente dal GME e con i dati pubblicati annualmente dall'AU.

⁴¹ Il regime amministrato di Servizio di Maggior Tutela e di Servizio di Salvaguardia è istituito dal 1° luglio 2007 ai sensi dell'art. 1 comma 2 del decreto-legge n. 73 del 18 giugno 2007 (convertito in legge dalla Legge n. 125 del 3 agosto 2007). Al regime di Maggior Tutela appartengono sia le utenze domestiche sia quelle industriali/commerciali alimentate in BT con non più di 50 dipendenti e non più di 10 mil. euro di fatturato annuo che sono sprovviste di un fornitore sul mercato libero, mentre al Servizio di Salvaguardia solo utenze industriali/commerciali che non abbiano esercitato il diritto di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero e siano intestatarie di almeno un sito in MT oppure in AT, nonché quelle connesse solo in BT con numero di dipendenti maggiore di 50 e un fatturato annuo superiore a 10 mil. euro. Con deliberazione n. 362/2023/R/EEL del 3 agosto 2023 il regime di Maggior Tutela ha termine in data 31 marzo 2024 [61]; tale data è stata posticipata al 30 giugno 2024 ai sensi della deliberazione n. 600/2023/R/eel del 19 dicembre 2023 [62]. Dal 1° luglio 2024 i clienti finali uscenti dal regime amministrato dovranno scegliere un proprio fornitore nel mercato libero oppure, in caso di mancata scelta, passeranno automaticamente al regime di Servizio a Tutele Graduali; inoltre, ai clienti vulnerabili, ossia i clienti domestici che soddisfano almeno una delle condizioni di cui all'art. 11, comma 1 del Decreto Legislativo 210/21, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di Maggior Tutela sarà obbligatoriamente applicato un servizio di fornitura secondo condizioni specificate da ARERA.

⁴² Il modello contrattuale di tipo PLACET, in vigore dal 1° gennaio 2018 con il provvedimento ARERA n. 555/2017 (Allegato A - Disciplina delle offerte PLACET) del 27 luglio 2017 ai sensi della Legge n. 124 del 4 agosto 2017 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza), è rivolto ai clienti di piccola dimensione (domestici e non-domestici connessi in BT) serviti nel mercato libero. Tale modello è stato introdotto per rafforzare la capacità di scelta dei clienti finali e per superare la "Tutela Simile a una fornitura del Mercato Italiano Libero di Energia elettrica" (Tutela SIMILE), a sua volta un modello contrattuale istituito transitoriamente (durata massima 1 anno non rinnovabile) con il provvedimento ARERA n. 369/2016 del 7 luglio 2016 (dopo una prima proposta nel Documento di consultazione-DCO n. 421/2015 del 29 ottobre 2015 - Mercato dell'energia elettrica: revisione dei prezzi e delle componenti per la commercializzazione al dettaglio - PCV e RCV, nell'ambito della revisione componenti tariffarie per l'anno 2016) e rivolto ai clienti domestici e non-domestici provenienti dal regime di Maggior Tutela. Infatti, le disposizioni ARERA obbligano il potenziale fornitore ad offrire, in aggiunta alle proprie offerte, almeno un'offerta "standard" a prezzo fisso e almeno un'offerta "standard" a prezzo variabile.

⁴³ Il modello contrattuale di tipo Servizio a Tutele Graduali, istituito dal 1° gennaio 2021 con il provvedimento n. 491/2020 del 24 novembre 2020 ai sensi della Legge n. 124 del 4 agosto 2017 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza), è rivolto ai clienti non-domestici connessi in BT (piccola impresa: numero dipendenti non superiore a 50 e non inferiore a 10 e/o un fatturato annuo non superiore a 10 mil. euro e non inferiore a 2 mil. euro; micro-impresa: meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 mil. euro e almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW) che, a seguito della rimozione del regime di tutela di prezzo (mercato tutelato), al 1° gennaio 2021 non hanno un fornitore di energia elettrica sul mercato libero. Tale modello è stato introdotto per accompagnare il passaggio al mercato libero delle micro/piccole imprese e prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura, a seguito dell'eliminazione da tale data del regime di Maggior Tutela per i clienti non-domestici (si osserva che, in caso di mancanza dei requisiti all'accesso al Servizio a Tutele Graduali, è prevista l'attribuzione del cliente al Servizio di Salvaguardia). Le condizioni del Servizio a Tutele Graduali corrispondono a quelle del modello contrattuale PLACET; inoltre, gli esercenti (venditori) del servizio sono selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali (fino al 30 giugno 2021 la figura dell'esercente coincideva con l'esercente la Maggior Tutela).

4.1.2 Domanda nazionale e acquisti all'ingrosso

Con riferimento ai volumi complessivi scambiati sul MGP, si osserva che tale volume comprende una componente propriamente di Borsa (ossia relativa a contratti chiusi in Borsa) ed una fuori Borsa (relativa a contratti OTC che poi vengono registrati sulla piattaforma PCE gestita dal GME). L'insieme dei volumi scambiati in Borsa e di quelli relativi alla PCE costituiscono l'intero volume sul quale è determinato l'equilibrio di prezzo sul MGP. D'altra parte, informazioni sul prezzo in vendita e in acquisto sono disponibili solamente per i volumi relativi a contratti chiusi sul MGP. Quindi, volendo stimare un costo approssimativo per l'acquisto di energia all'ingrosso (mercato libero), è possibile ipotizzare che tutti gli acquisti nazionali passino dalla Borsa elettrica (MGP)⁴⁴; sotto questa ipotesi il volume approvvigionato per il mercato libero sarà la differenza tra gli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) e le quantità approvvigionate dall'AU per il regime amministrato (principalmente per la Maggior Tutela); tale differenza potrà essere poi monetizzata con la media pesata annua del PUN risultante dal MGP. In Figura 4.2 è mostrato l'andamento nel periodo 2009-2023 dei volumi scambiati sul MGP, distinti in "Domanda nazionale" (comprensivo della quota di domanda da unità di generazione e pompaggio), "Acquisti MGP" relativi ai volumi acquistati sul MGP al netto della quota acquistata da AU, "Acquisti AU" relativi ai volumi acquistati sul MGP dall'AU. Nel 2022 l'energia acquistata in Borsa sul MGP, al netto degli acquisti dell'AU e del pompaggio (stimato in 2,5 TWh), è risultata di 253,4 TWh (+4,3% rispetto al 2021 e +12,6% rispetto all'anno 2020 di piena pandemia da COVID-19); la quota acquistata dall'AU, invece, si è attestata a 27,7 TWh (-31% rispetto al 2021 e -36% rispetto al 2020). Inoltre, in base ad una prima stima sui consumi nazionali (con dati pre-consuntivi dei primi 10 mesi 2023), per il 2023 tale volume di energia dovrebbe essere intorno a 255 TWh; per gli acquisti dell'AU, invece, si stima un volume di circa 18 TWh. In termini di andamento annuo negli ultimi 15 anni, mentre il volume degli acquisti dell'AU è andato progressivamente diminuendo da 95 TWh del 2009 a circa 18 TWh della stima pre-consuntiva 2023 (con una variazione media annua sopra i 10 TWh negli anni 2022-2023 rispetto ai circa 5-6 TWh nel periodo 2010-2014 e 2018-2019, e ai 3 TWh nel periodo 2015-2017 e 2020-2021), la restante parte di volume acquistato in Borsa ha avuto un *trend* di crescita con assorbimento parziale della riduzione di volume acquistato dall'AU.

⁴⁴ In realtà, sebbene negli ultimi anni le contrattazioni chiuse sul MGP rappresentino una percentuale poco sopra il 70% del volume complessivo passante sul MGP, tale ipotesi è forte. Il GME stesso definisce un indice di liquidità della Borsa come rapporto tra i volumi scambiati sul MGP e quelli complessivi scambiati sulla piattaforma PCE e MGP; tale indice valeva il 68% nel 2009 e il 72,9% nel 2022.

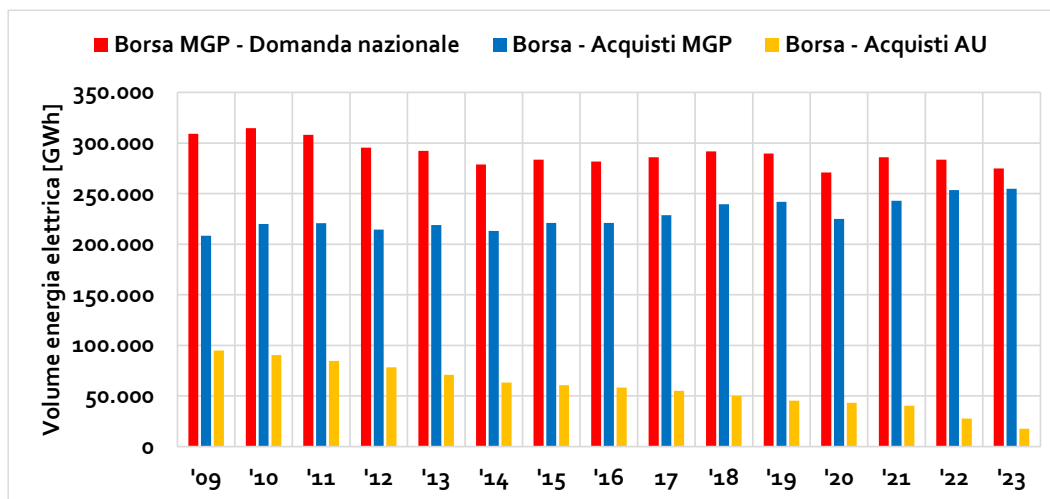


Figura 4.2 – Andamento dei volumi complessivi scambiati sul MGP (acquisti nazionali sul MGP, acquisti sul MGP al netto della quota AU, acquisti sul MGP di AU) nel periodo 2009-2023. Fonte: elaborazione dati GME, AU.

4.1.3 Costo della materia energia

In Figura 4.3 è mostrato l'andamento nel periodo 2009-2023 del prezzo medio pesato degli scambi in acquisto sul MGP, distinti in "acquisti MGP" relativi ai volumi acquistati sul MGP al netto della quota acquistata da AU e "acquisti AU" relativi ai volumi acquistati sul MGP dall'AU. L'andamento annuo negli ultimi 15 anni mostra un allineamento fra i due prezzi; in particolare, si può cogliere un significativo rialzo negli anni 2021 e 2023 (attorno a 130 euro/MWh) ed una impennata nel 2022 (314 euro/MWh), rispetto ad un prezzo medio annuo attorno a 50 euro/MWh nel periodo 2014-2019 e attorno a 70 euro/MWh nel periodo 2009-2013. Moltiplicando il valore medio annuo del PUN per il volume scambiato sul MGP (al netto degli acquisti dell'AU), si trova il volume di spesa di acquisto all'ingrosso, come è mostrato in Figura 4.4. In particolare, gli acquisti sul MGP (al netto della quota AU) si sono attestati attorno a 15 mld euro nel periodo 2009-2013 e attorno a 12 mld euro nel periodo 2014-2020 per poi aumentare a 31-32 mld euro nel 2021-2023 ed impennarsi a quasi 80 mld euro nel 2022. In particolare, si può cogliere l'incremento significativo della spesa sostenuta dall'AU, che, dal valore di 2,5 mld euro del 2019 per l'acquisto di 45,4 TWh (addirittura di 1,8 mld euro per l'acquisto di 43,2 TWh nel 2020), è passata a 4,9 mld euro nel 2021 e a 8,6 mld euro nel 2022 per l'acquisto di 40,2 TWh e di 27,7 TWh rispettivamente. In pratica, assumendo come termine di confronto un prezzo di acquisto pari alla media del prezzo medio annuo di acquisto nel periodo 2014-2020 (55 euro/MWh circa), per l'impennata di prezzo dell'energia l'acquisto nel 2022 è stato effettuato con un sovra-costi netto di 7,1 mld euro (rispetto al valore atteso di 1,5 mld euro); analogamente, per gli acquisti sul MGP (al netto della quota di AU) nello stesso periodo, assumendo un riferimento di 52 euro/MWh (media del prezzo medio annuo di acquisto nel periodo 2014-2020), si è trattato di un sovra-costi netto di 66,3 mld euro (rispetto ai 13,3 mld attesi).

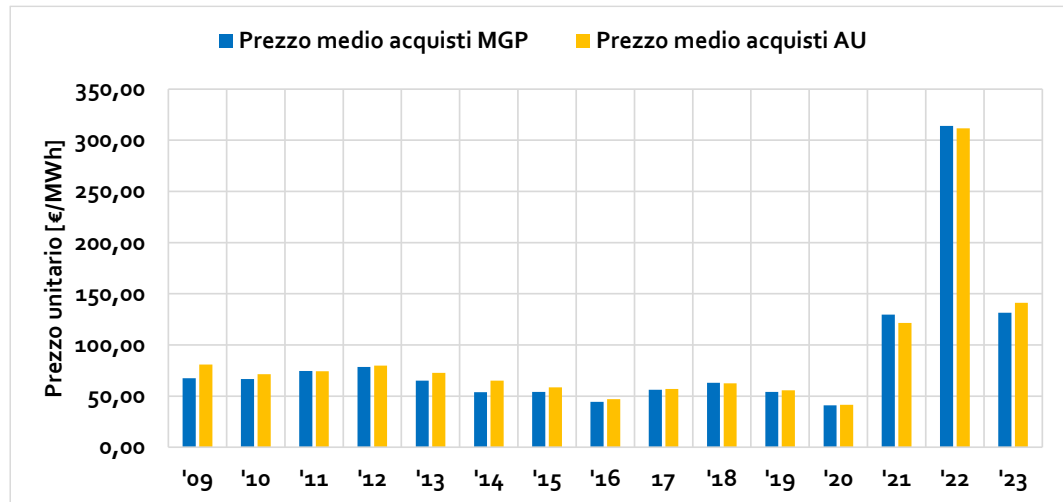


Figura 4.3 – Andamento del prezzo medio pesato degli acquisti sul MGP (acquisti sul MGP al netto della quota AU, acquisti sul MGP di AU) nel periodo 2009-2023. Fonte: elaborazione dati GME, AU.

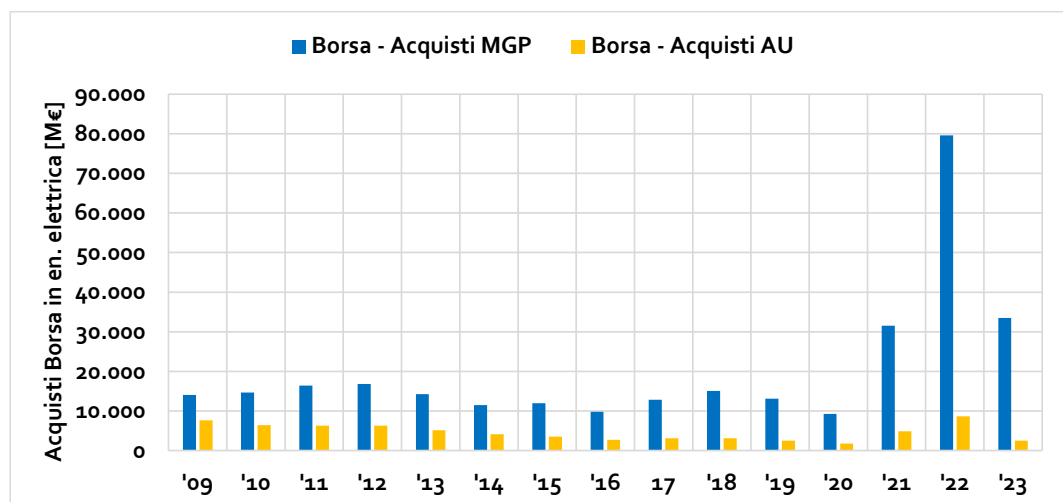


Figura 4.4 – Andamento dei volumi di spesa da acquisti sul MGP (acquisti sul MGP al netto della quota AU, acquisti sul MGP di AU) nel periodo 2009-2023. Fonte: elaborazione dati GME, AU.

4.1.4 Commercializzazione e vendita

Al costo della materia energia occorre poi aggiungere una componente di costo di commercializzazione applicata dai venditori nella vendita al dettaglio. Come si è visto con la *commodity* gas naturale, tale componente risulta molto difficile da quantificare per i clienti serviti nel mercato libero; infatti, non essendo una voce regolata come lo è per i clienti finali in regime amministrato, tale voce dipende esclusivamente dalle condizioni contrattuali pattuite tra venditori e consumatori. Tuttavia, come si è visto per il settore gas naturale, si può ottenere un'approssimazione di tale componente di costo applicando per il mercato libero gli stessi valori della componente di commercializzazione/vendita del Servizio di Maggior Tutela, essendo tale voce calcolata sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel mercato libero. In tal caso occorre riferire la relativa quota di spesa al corrispettivo unitario di PCV indicato nel TIV⁴⁵ [43]; tale

⁴⁵ Il Testo Integrato Vendite (TIV) è stato approvato con delibera n. 156/07 del 27 giugno 2007 e successivamente modificato ai sensi della n. 301/2012; è rimasto in vigore fino al 31 dicembre 2022; dal 1° gennaio 2023 le disposizioni sono contenute nel nuovo TIV ai sensi della delibera n. 208/2022 per TIV.

corrispettivo è appunto regolamentato dall’Autorità e definito per tipologia di clienti per i punti di prelievo in bassa tensione (BT): domestico, non domestico e illuminazione pubblica. In Figura 4.5 è mostrato l’andamento della spesa per commercializzazione-vendita derivante da acquisti all’ingrosso (acquisti destinati ai clienti finali serviti nel mercato libero, acquisti destinati al mercato amministrato, principalmente del Servizio di Maggiore Tutela) nel periodo 2009-2023. L’andamento annuo negli ultimi 15 anni mostra un sostanziale incremento della quota di spesa per l’energia destinata ai clienti finali del mercato libero, passando da poco meno di 0,2 mld euro nel 2009 a circa 2 mld euro nel 2022 (una prima stima di 1,7 mld euro nel 2023); la quota relativa all’energia destinata al Servizio di Maggiore Tutela, invece, si mostra in progressiva diminuzione, con una pendenza particolarmente accentuata nel periodo 2016-2023 (infatti, la quota passa da 1 mld euro a 0,9 mld euro nel periodo 2009-2015 e da 1,5 mld euro a 0,9 mld nel periodo 2016-2023).

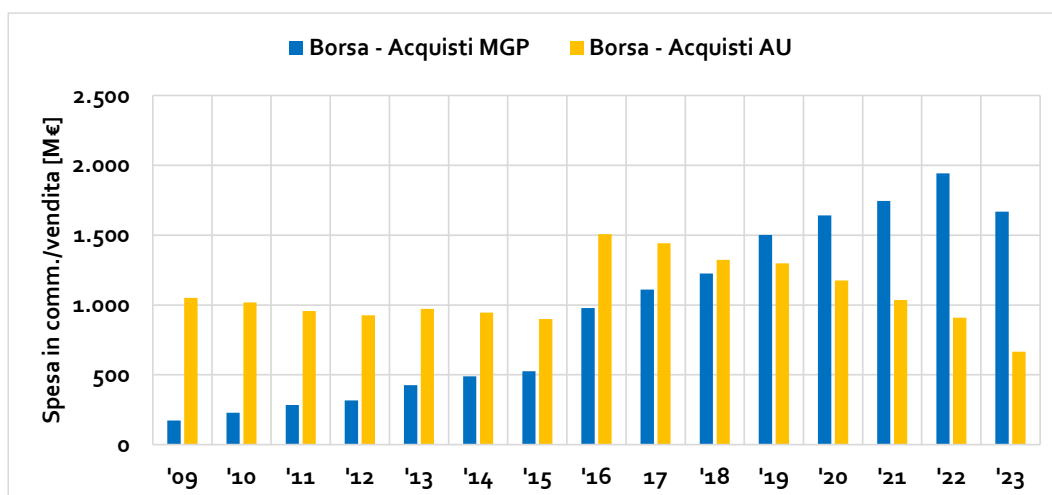


Figura 4.5 – Andamento dei volumi di spesa per comm.-vendita (acquisti sul MGP al netto della quota AU, acquisti sul MGP di AU) nel periodo 2009-2023. Fonte: elaborazione dati GME, AU.

4.1.5 Spesa di acquisto all’ingrosso del Sistema Italia

La Figura 4.6 fornisce un quadro generale dei costi sostenuti dal Sistema Italia nel periodo 2009-2023 per l’acquisto e la commercializzazione-vendita, sommando i contributi afferenti al mercato libero e al regime amministrato (principalmente del Servizio di Maggiore Tutela). Nel 2022 la spesa complessiva ammonta a 88,2 mld euro (nel 2023 la stima è di 36 mld euro). Il rialzo degli anni 2021-2022 ribalta completamente quanto osservato fino al 2020. Infatti, dopo un sostanziale mantenimento del costo attorno a 22 mld euro nel periodo 2009-2013 e attorno a 16 mld euro nel periodo 2014-2019 (con un minimo a 11 mld euro nel 2020), la spesa aumenta a 36,4 mld euro nel 2021 fino ad impennarsi nel 2022, sotto la spinta dell’aumento dei prezzi energetici dovuta alla particolare situazione congiunturale a livello internazionale.

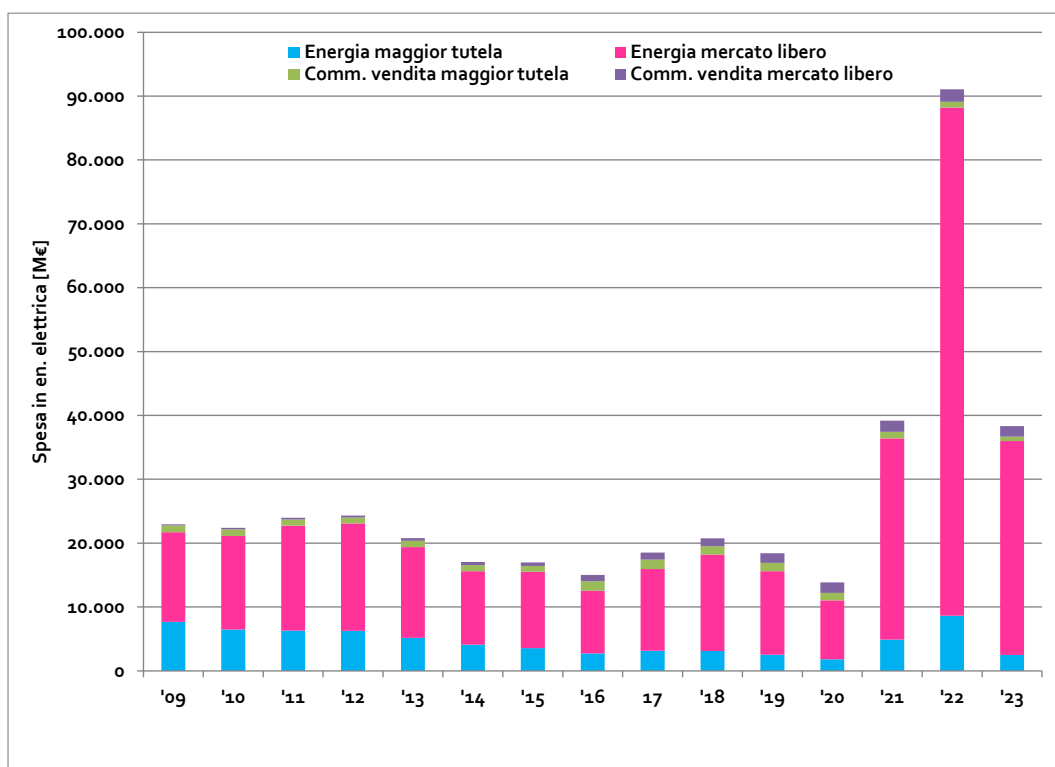


Figura 4.6 – Costo per energia, commercializzazione e vendita del Sistema Italia. Fonte: elaborazione RSE su dati AU, GME, ARERA.

4.2 Costo a copertura della remunerazione dei servizi di dispacciamento

L'energia elettrica consumata dagli utenti finali necessita di essere generata, trasportata e, infine, distribuita fino al punto di consegna rispettando adeguati *standard* del servizio di fornitura. A tal fine l'operatore di rete preposto all'erogazione del servizio di trasporto dell'energia fino al punto di consegna è tenuto ad adottare opportune azioni di regolazione e controllo avvalendosi di adeguate risorse flessibili il cui costo è recuperato presso il cliente in prelievo.

4.2.1 Servizi "ancillari"

Per garantire la qualità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica, i gestori delle reti di trasmissione⁴⁶ predispongono opportune regole tecniche, che specificano fra l'altro alcuni limiti operativi che, in sede di esercizio, devono essere assolutamente rispettati, come i limiti sulla tensione nodale, sulla frequenza di rete e sulla capacità di transito su direttrici particolarmente critiche. Allo scopo di poter rispettare tali limiti operativi, il gestore di rete di trasmissione (Terna nel caso italiano) richiede opportune risorse di regolazione [44], denominate genericamente "servizi ausiliari" (o "servizi *ancillari*") oppure servizi di dispacciamento come indicato nel Codice di rete Terna, e necessarie alla regolazione della frequenza di rete (servizi di bilanciamento, in energia od in potenza attiva) oppure alla regolazione della tensione nodale o per altre finalità

⁴⁶ Per garantire la qualità del servizio e la continuità della fornitura anche i gestori delle reti di distribuzione operano una supervisione e un controllo; a tal fine si avvalgono di manovre telecontrollate su elementi delle loro reti (es. trasformatori e altri dispositivi controllabili) oppure di manovre sui loro impianti con azioni concordate con il titolare di impianto (proprietario) oppure con il gestore di rete di trasmissione. In pratica, il distributore locale non ha ancora la facoltà di approvvigionare sistematicamente delle risorse specifiche (c.d. servizi *ancillari* locali) per il controllo della propria rete.

(servizi non relativi alla frequenza, ossia intesi come margini potenza reattiva e risorse di modulazione lenta/rapida della corrente reattiva, servizi di riaccensione ecc.)^{47,48} [40] [45].

Tali risorse sono nella disponibilità di impianti abilitati alla fornitura di servizi di regolazione al sistema, quali gli impianti programmabili di grossa taglia e alcune unità di consumo particolarmente flessibili^{49,50} [44]; la risorsa richiesta agli impianti è la disponibilità di un adeguato margine di modulazione entro cui poter variare la potenza scambiata in rete (variazioni in aumento/in diminuzione dell'immissione di potenza).

A regole vigenti alcuni dei servizi di dispacciamento definiti dal gestore di rete Terna sono oggetto di remunerazione tramite contrattazione diretta su un'apposita piattaforma di scambio (Mercato per il Servizio di Dispacciamento - MSD⁵¹) o mediante procedura concorsuale oppure tramite un regime amministrato in cui l'Autorità fissa il prezzo del servizio; altri servizi, invece, sono trattati come obbligatorie senza remunerazione.

I servizi scambiati a mercato sul MSD sono declinati in prodotti energetici (espressi in MWh) a cui corrispondono offerte di Riserva Secondaria, di Gradino, di Minimo/Spegnimento, di Accensione e di Cambio Assetto [44].

4.2.2 Piattaforma di scambio

Con riferimento alla struttura attuale del mercato elettrico riportata in Figura 4.1 [41], sul mercato a pronti MSD il gestore di rete di trasmissione Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (approvvigionamento a mercato dei servizi di dispacciamento). La modalità della contrattazione è ad asta con regola di prezzo "pay-as-bid". In fase di compravendita sul MSD, il gestore di rete, unica figura che agisce come controparte nella contrattazione con i numerosi fornitori, sostiene un esborso nel caso di acquisto di un margine a salire dell'immissione in rete e percepisce un ricavo nel caso, invece, di vendita di un margine a scendere dell'immissione in rete. Essendo più alto l'esborso del ricavo (ossia i fornitori riacquistano a scendere ad un prezzo inferiore rispetto al prezzo a salire), il saldo netto tra esborso e ricavo rappresenta l'onere netto sostenuto dall'operatore di rete, che viene recuperato nella bolletta dei consumatori tramite l'applicazione di opportuni corrispettivi a copertura della remunerazione dei servizi di dispacciamento approvvigionati e/o attivati.

⁴⁷ La specifica di "servizi non relativi alla frequenza" è introdotta dal Decreto Legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 (in G.U. 11/12/2021, n. 294) con riferimento alla Direttiva (UE) 2019/944 in cui si precisa che il servizio non relativo alla frequenza include "un servizio utilizzato da un gestore del sistema di trasmissione o un gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di black start e la capacità di funzionamento in isola".

⁴⁸ Il Codice di rete vigente di Terna declina le "risorse per il dispacciamento" in: risorse per riserva primaria, secondaria, terziaria di potenza attiva, per la risoluzione delle congestioni a programma, risorse per il bilanciamento, riserva reattiva per la regolazione primaria/secondaria di tensione, servizio di interrompibilità (del carico), rifiuto del carico, partecipazione alla rialimentazione del sistema, disponibilità del telescatto.

⁴⁹ Come specificato nell'Allegato Tecnico A.15 al Codice di rete di Terna, a regole vigenti la fornitura dei servizi di dispacciamento è riservata agli impianti regolanti, dispacciabili e di taglia di almeno 10 MW (non partecipano gli impianti alimentati a fonte rinnovabile non programmabile quale: solare, eolica, maremotrice, da moto ondoso, da gas di discarica, da gas residuati dei processi di depurazione, da biogas, da geotermia o da energia idraulica ma limitatamente agli impianti idroelettrici ad acqua fluente).

⁵⁰ Si precisa, inoltre, che solo recentemente (2017) l'Autorità regolatoria (ARERA) ha disposto l'avvio, tramite il provvedimento n. 300/2017 [63], di Progetti Pilota per l'allargamento della platea dei fornitori dei servizi di dispacciamento, includendo anche gli impianti di generazione non rilevanti (generazione distribuita), gli impianti di generazione rinnovabili non programmabili (rilevanti e non), i sistemi di accumulo elettrochimico e tutti i centri di consumo, anche in forma aggregata. In particolare, dalla seconda metà del 2018 l'Autorità ha approvato alcuni Progetti Pilota di Terna che prevedono la sperimentazione della fornitura dei servizi di dispacciamento da parte di impianti non già abilitati, fra cui quella di maggior rilevanza è il Progetto Pilota di fornitura delle risorse di regolazione da impianti non già abilitati ed aggregati in forma di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) [64].

⁵¹ Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è distinto in MSD ex-ante (programmazione dei margini di riserva) e MSD ex-post (Mercato di Bilanciamento, MB) per la gestione nel tempo reale.

4.2.3 Corrispettivi

A regole vigenti contenute nella disciplina del servizio di dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e s.m.i., Allegato A del 9 giugno 2006 [46]) la copertura dell'onere netto avviene applicando ai clienti finali (consumatori) un corrispettivo unitario di dispacciamento; tale corrispettivo si declina nelle seguenti voci:

- un corrispettivo ("UPLIFT") di *uplift* a copertura dell'onere per la compravendita di risorse di dispacciamento tramite, ma non solo, il MSD⁵²;
- corrispettivo ("MOD-EOL") a copertura dell'onere di Mancata Produzione Eolica (MPE), ossia a copertura della remunerazione dei produttori che hanno subito, su ordine del gestore di rete Terna, l'interruzione dell'immissione in rete di energia da impianti eolici;
- corrispettivo ("UESS") a copertura della remunerazione dei produttori che hanno prestato il loro impianto per garantire il servizio di essenzialità al sistema;
- corrispettivo ("CD") di capacità (o di *capacity payment*) a copertura della remunerazione dei produttori che hanno reso il servizio in capacità con il loro impianto tenuto in servizio nei periodi concordati con il gestore di rete Terna;
- corrispettivo ("INT") a copertura della remunerazione del servizio di interrompibilità fornita da alcune unità di consumo particolarmente flessibili, ossia unità di carico capaci di rispondere tempestivamente ad un ordine del gestore di rete Terna di interruzione istantanea/in emergenza della potenza prelevata;
- corrispettivo ("DIS") a copertura della remunerazione dell'attività di dispacciamento svolta dal gestore di rete Terna.

Alcune voci di corrispettivo sono determinate direttamente, su base annuale, dall'Autorità regolatoria (INT, componente fissa UESS, DIS e, fino, al 31 dicembre 2021, CD⁵³) mentre le altre voci sono determinate, su base trimestrale, dal gestore di rete Terna (UPLIFT, MOD-EOL, componente variabile UESS).

4.2.4 Gettito complessivo

Moltiplicando ciascuna voce di corrispettivo unitario per il volume di consumo nazionale di energia elettrica⁵⁴ è possibile effettuare una stima del gettito, come è mostrato in Figura 4.7.

⁵² Il corrispettivo di *uplift* è, a sua volta, composto da diverse sotto-componenti come specificato nella disciplina del dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e s.m.i.), Allegato A, art. 44.

⁵³ A seguito dell'avvio del Mercato della Capacità nel 2019, dal 2022 Terna determina un corrispettivo di Capacity Market a copertura della remunerazione della capacità contrattata sul medesimo mercato per l'intero periodo (diversi anni) di consegna concordato; tale corrispettivo ha una parte fissa annua ed una variabile aggiornata trimestralmente. Inoltre, in base alle disposizioni della deliberazione n. 365/2019, nelle ore di picco deve essere allocata una frazione non inferiore al 70% del montante di onere netto annuo stimato (il resto va allocato nelle ore non di picco); per gli anni di consegna 2022 e 2023 della capacità contrattualizzata tale frazione è fissata proprio al 70%. Quindi, il calcolo del corrispettivo unitario (espresso in euro/MWh) è determinato, rispettivamente, per le ore di picco e per quelle fuori picco, come rapporto tra la quota di onere netto e la corrispondente quota in energia nell'anno di consegna in esame; ogni trimestre Terna aggiorna il valore del corrispettivo da applicarsi agli intervalli orari fuori picco per tener conto delle partite economiche riferite ai mesi sino a quel momento consuntivate. Per ogni mese al cliente finale è applicato, per ciascuna ora di interesse (picco, fuori picco), il corrispettivo unitario a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità produttiva moltiplicato per l'energia prelevata. Qui, per semplicità di calcolo la stima della spesa per la disponibilità di capacità resa negli anni dal 2022 si considera un valore medio unitario unico.

⁵⁴ Ai fini del calcolo si utilizza il dato di consumo mensile pubblicato dal gestore di rete Terna; inoltre, per il 2023 sono stati utilizzati i dati mensili provvisori nei primi 11 mesi.

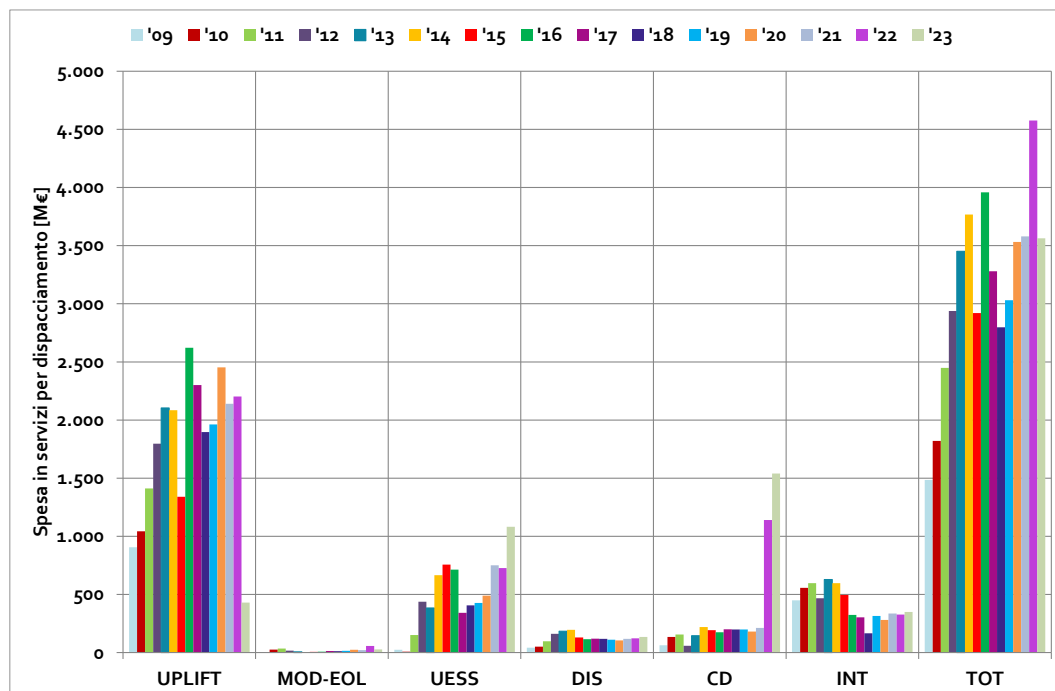


Figura 4.7 – Stima del gettito annuo derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2023. Fonte: elaborazione RSE su dati Terna.

Complessivamente, il montante prelevato in bolletta nel 2022 a copertura del costo di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento ammonta a circa 4,6 mld euro, il valore più elevato mai raggiunto dal 2009 (primo anno analizzato da RSE). Tale balzo risente sicuramente anche degli effetti dello straordinario aumento dei prezzi dell'energia registrato nel corso del 2022. Una prima stima di tale montante di costo per il 2023 dovrebbe riportare ad un valore più vicino a quello calcolato per gli anni 2020-2021 (circa 3,5 mld euro).

In generale, il montante complessivo mostra un andamento crescente fino al 2016 (da 1,5 mld euro nel 2009 fino a quasi 4 mld euro nel 2016) per poi diminuire a 2,8 mld nel 2018 e nuovamente riaumentare fino al valore di picco del 2022.

Fino al 2021, la componente di costo più rilevante è quella relativa all'*uplift*, con un valore percentuale, rispetto al totale, compreso tra il 46 e il 70%, corrispondente ad una forchetta, in valore assoluto, compresa tra 0,9 e 2,6 mld euro; nel 2022, a seguito dell'applicazione del nuovo meccanismo di copertura della remunerazione della capacità annua in consegna secondo gli accordi contrattuali del *Capacity Market*, la quota di *uplift* risulta leggermente ridimensionata al 48% (ossia 2,2 mld euro) per effetto dell'aumento del corrispettivo "*capacity market*", che, secondo il meccanismo vigente fino al 2021, da un montante medio annuo di 200 mln euro (ossia una quota percentuale media annua del 6%) per la messa a disposizione di capacità produttiva nei periodi maggiormente critici identificati da Terna si passa a 1,1 mld euro (ossia il 25%) nel 2022 e 1,5 mld euro (ossia il 43%) nel 2023⁵⁵. Nel 2023, per effetto del meccanismo di incentivazione applicato ai risultati di gestione del sistema da parte di Terna con conseguente obiettivo di riduzione della spesa di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, la quota di gettito da *uplift* subisce un crollo a 431 mln euro circa (ossia il 12% dell'intero gettito da servizio di dispacciamento), un valore nettamente inferiore ai 900 mln euro stimati da RSE per il 2009. Infatti,

⁵⁵ La differenza di montante è da ricondurre al fatto che con il vecchio meccanismo Terna remunera gli operatori solamente per gli intervalli orari sull'anno ritenuti maggiormente critici, mentre con la remunerazione di *Capacity Market* l'operatore è remunerato per l'intero periodo di consegna relativo all'anno in esame.

con provvedimento n. 597/2021/R/eel [47], nel 2021 l'Autorità ha integrato lo schema di incentivazione introdotto nel 2018 con deliberazione n. 699/2018/R/eel [48], 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, in ciascun anno del triennio 2022-2024, vengono valutati i costi complessivi del dispacciamento, opportunamente corretti per tener conto degli effetti di circostanze od attività che non dipendono dall'operato di Terna. Per i risultati del 2022 [49], a Terna sono stati riconosciuti 796 mln euro per una riduzione dei costi di dispacciamento di 2.210 mln euro, rispetto alla spesa sostenuta nel 2019. Tal risultato è giustificato da azioni che hanno prodotto quasi un azzeramento delle movimentazioni delle risorse a salire approvvigionate sul MSD per il controllo della tensione, un dimezzamento delle movimentazioni delle risorse a salire/a scendere approvvigionate sul MSD per le riserve e una riduzione significativa delle risorse a salire per le congestioni.

L'altra componente rilevante è quella relativa al gettito a copertura del servizio di essenzialità fornita da alcuni impianti selezionati da Terna; infatti, dopo una quota iniziale di appena lo 0,4% nel 2010 (e 1,7% nel 2009), dal 2012 tale componente subisce un aumento con un valore percentuale medio annuo del 17% nel periodo 2012-2023 (in termini assoluti corrisponde ad una forchetta compresa tra 340 e 760 mln euro nel periodo 2012-2022, con un picco di circa 1,1 mld nel 2023).

Seguono quindi la componente "INT" relativa alla copertura del costo per il servizio di interrompibilità (quota percentuale attorno all'8% nel periodo 2016-2023, al 17% nel periodo 2012-2015 e al 28% nel periodo 2009-2011, che, in valore assoluto, corrisponde ad una forchetta compresa tra 200 e 630 mld euro circa), la componente "DIS" (quota percentuale attorno al 4% nel periodo 2009-2023, che, in valore assoluto, corrisponde ad una forchetta fra 42 e 200 mln euro circa) e la componente "MOD-EOL" (quota percentuale attorno allo 0,6% nel periodo 2009-2023, che, in valore assoluto, corrisponde ad una forchetta fra 4 e 60 mln euro circa).

4.3 Costo del servizio di trasporto, distribuzione e misura

4.3.1 Monopolio naturale e corrispettivi di trasporto e di distribuzione

Al pari di molti altri settori che operano su infrastrutture di interesse nazionale, le attività di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono considerate universalmente dei monopoli naturali. Tali attività comportano, infatti, un elevato impegno in termini economici (elevati costi sia di investimento per la fase di sviluppo, sia di gestione in fase di esercizio) per cui risulta non praticabile l'introduzione di un meccanismo concorrenziale fra più operatori di rete che offrano lo stesso servizio nella stessa area. Risulta pertanto molto più efficiente assegnare l'attività ad un unico soggetto, ottimizzando poi le diverse funzioni attraverso una chiara regolamentazione dell'attività stessa.

Il soggetto preposto ad erogare il servizio di trasporto dell'energia elettrica attraverso il sistema di trasmissione in alta/altissima tensione⁵⁶ è Terna nella figura di "gestore di rete di trasmissione", mentre quello preposto all'erogazione del servizio di distribuzione è il distributore locale in veste

⁵⁶ A normativa vigente la rete elettrica nazionale di pertinenza del gestore Terna è caratterizzata dai seguenti livelli di tensione: 120-132-150 kV, 220 kV e 380 kV. Inoltre, un sistema si definisce di "alta tensione (AT)" quando esso è caratterizzato da un livello di tensione superiore a 35 kV ed inferiore a 220 kV mentre tale sistema è di "altissima tensione (AAT)" quando esso è caratterizzato da un livello di tensione pari o superiore a 220 kV. Nella pratica presso Terna il sistema 220-380 kV è identificato come "rete primaria" mentre quello a 120-132-150 kV è identificato come "rete di sub-trasmissione". In genere il punto di scambio con la rete di media tensione avviene nell'interfaccia AT/MT di Cabina Primaria.

di "gestore di rete di distribuzione"^{57,58}. Si osserva che una molteplicità di operatori nella distribuzione non è in contrasto con il principio di monopolio naturale, dal momento che essi non sono in competizione fra di loro, operando in aree diverse di territorio.

L'Autorità regolatoria regola i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura); in particolare, ARERA definisce le modalità di remunerazione dell'attività svolta dai soggetti interessati per i servizi di rete offerti. A regole vigenti il criterio adottato è quello del costo riconosciuto, ovvero per ogni periodo regolatorio (durata di quattro anni) ARERA fissa il valore del ricavo massimo concesso ai soggetti regolati, in modo da consentire una copertura dei costi, la remunerazione del capitale investito e un equo margine di profitto. In generale, il costo riconosciuto per i servizi di rete può essere scomposto in tre voci: costi operativi, remunerazione del capitale investito e ammortamenti.

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo. ARERA fissa annualmente i valori di riferimento di tali fattori in base a previsioni e determina il valore complessivo della remunerazione per il gestore della rete di trasmissione e per quelli della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata poi sui costi sostenuti dagli utenti finali per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità stessa e differenziate per trasmissione e distribuzione (c.d. corrispettivi di trasmissione e distribuzione)⁵⁹.

4.3.2 Costo di trasmissione, distribuzione e misura

La Figura 4.8 sintetizza i dati di costo per trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2023.

Nel 2022 il costo del servizio di trasmissione, distribuzione e misura si è attestato a 7 mld euro circa (-4% rispetto al 2021), valore in linea con quello evidenziato per gli anni precedenti. La quota per il servizio di trasmissione rappresenta il 26%; il resto è in capo al servizio di distribuzione e misura. Anche la ripartizione in percentuale è in linea con i risultati degli ultimi anni. Un risultato simile è atteso anche per il 2023.

Inoltre, si osserva come, rispetto al costo del servizio di distribuzione che in 16 anni è rimasto pressoché invariato attorno al valore di 5,4 mld euro, il costo del servizio di trasmissione sia invece andato tendenzialmente aumentando da circa 1,2 mld euro nel 2008 a quasi 2 mld euro nel 2022-2023.

⁵⁷ La rete con livello di tensione al di sotto di 35 kV è suddivisa in sistema di "media tensione (MT)" (tensione superiore a 1 kV ed inferiore o uguale a 35 kV) e di "bassa tensione (BT)" (tensione inferiore o uguale a 1 kV).

⁵⁸ Rispetto al gestore di rete di trasmissione Terna che governa l'intero sistema nazionale, la rete di distribuzione è gestita da una moltitudine di gestori locali. Tuttavia, il gestore e-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale con una quota dell'85,5% dei volumi complessivamente distribuiti nel 2021; altri gestori importanti sono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) 3,4% e Ireti (gruppo Iren) 1,3%; tutti gli altri distributori più piccoli detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1% in Italia [24].

⁵⁹ Con riferimento al provvedimento n. 654/2015 e successive modifiche/integrazioni, per la regolazione tariffaria 2016-2023 i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e misura per i clienti non domestici sono indicati nel TIT (Tabella 1, Tabella 3) e nel TIME (Tabella 1), mentre quelli per i clienti domestici sono indicati interamente nel TIT (Tabella 9).

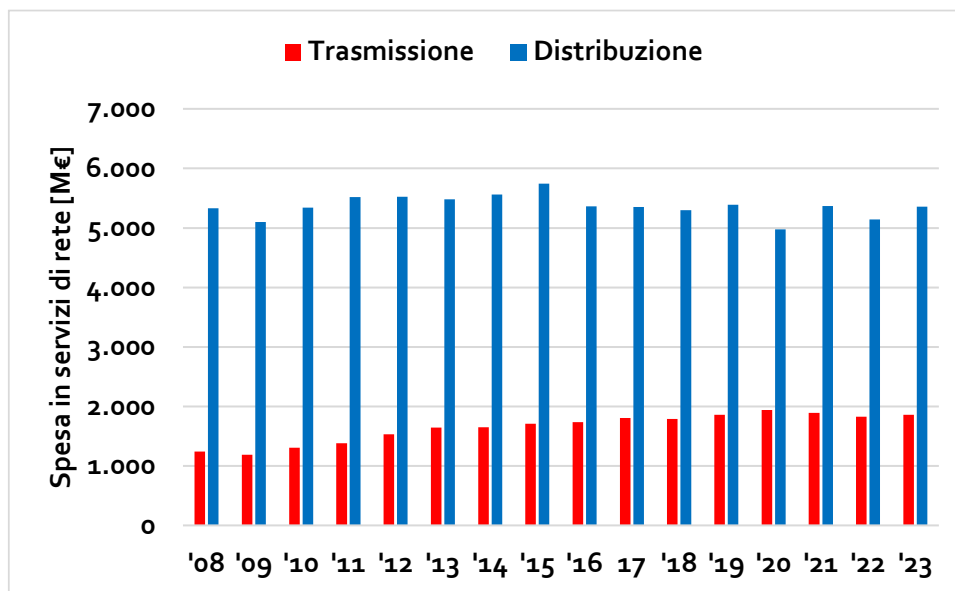


Figura 4.8 – Andamento del costo per il servizio di trasmissione e distribuzione nel periodo 2008-2023. Fonte: elaborazione RSE su dati Terna, ARERA.

4.4 Costo per oneri generali di sistema

Come richiamato per il settore gas (paragrafo 3.3), anche a livello di sistema elettrico alcune attività sono svolte a beneficio dell'intera collettività. Il costo di tali attività è posto a carico di tutti i consumatori finali che usufruiscono dei benefici attesi; tuttavia, come avviene per il gas, il recupero di tale voce di costo non è attribuibile direttamente alle attività di produzione, trasporto e vendita della *commodity* energia elettrica. Quindi, similmente al meccanismo di recupero adottato per il settore gas, al cliente finale è applicata una componente tariffaria denominata "oneri di sistema"⁶⁰.

L'insieme delle voci che costituiscono tale componente è definito mediante disposizioni legislative e dell'Autorità regolatoria, mentre i valori unitari sono fissati periodicamente dall'Autorità regolatoria stessa. In particolare, i valori unitari sono determinati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema; in genere, l'aggiornamento avviene su base trimestrale e le voci sono distinte in una quota fissa (euro/anno) e una quota energia (euro/kWh).

4.4.1 Corrispettivi

Gli oneri costituiti mediante atti di legge sono generalmente identificati dalla lettera "A", mentre le altre componenti definite da ARERA a copertura di servizi che richiedono lo stesso metodo di esazione sono generalmente indicate come Ulteriori Componenti (UC) o Misure di Compensazione Territoriale (MCT).

Nel dettaglio, le diverse componenti degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti sono identificate come segue⁶¹:

- $A_{2,}$ a copertura degli oneri per il *decommissioning* nucleare;
- $A_{3,}$ a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate;
- $A_{4,}$ a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario;

⁶⁰ Gli oneri generali di sistema sono introdotti ai sensi dell'art. 3 del Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999.

⁶¹ Nello specifico le componenti UC_3 e UC_6 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 espositive.

- A_5 , a sostegno della Ricerca di Sistema;
- A_s , a copertura degli oneri per il bonus elettrico;
- A_e , a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia;
- UC_3 , 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_4 , a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori;
- UC_6 , a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- UC_7 , per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- MCT, a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

Con deliberazione n. 481/2017⁶² [50], dal 1° gennaio 2018 le aliquote di oneri generali e di ulteriori componenti sono ristrutturare secondo il macro-raggruppamento di:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (quota parte delle componenti A , UC_4 , UC_7 e MCT etichettate "SOS");
- rimanenti oneri generali (quota parte delle componenti A , UC_4 , UC_7 e MCT etichettate "RIM");
- componenti perequative UC_3 e UC_6 .

La nuova struttura ha principalmente l'obiettivo di dare maggior evidenza agli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione, potendo però ancora ricondurre i montanti di costo alle voci precedentemente definite, come riporta anche una nota di ARERA⁶³.

4.4.2 Costo complessivo

La Tabella 4.1 riporta il costo degli oneri generali di sistema derivante da ciascuna componente tariffaria dal 2010 al 2023, come risulta da pubblicazioni da parte dell'Autorità (fino al 2022⁶⁴ [51]) e da stime preliminari per il 2023⁶⁵. Inoltre, il dato per l'anno 2021 tiene conto dei contributi a carico del Bilancio dello Stato previsti dai provvedimenti del Governo per contenere gli aumenti dei prezzi finali; tale contributo vale complessivamente 3,9 mld euro circa [24].

Nel 2022 il costo complessivo così stimato è di 13,9 mld euro, un valore che risulta in linea con il costo del periodo 2012-2021; tuttavia, il gettito è risultato di fatto pari a zero per l'applicazione delle disposizioni governative nell'anno 2022 (ma, a copertura del mancato gettito, il Governo stesso ha messo a Bilancio dello Stato un montante di spesa pari a 9 mld euro circa). Per l'anno 2023 la stima tiene conto di un montante pari a zero per il I trimestre per l'applicazione delle disposizioni governative (anche in questo caso il Governo ha provveduto a mettere a Bilancio dello Stato quasi 1 mld euro a copertura del mancato gettito) e dell'annullamento dal 1° gennaio 2023 delle componenti A_{2RIM} e A_{MCTRIM} ⁶⁶ [52].

⁶² La nuova struttura è stata introdotta ai sensi del Decreto-Legge n. 210 del 30 dicembre 2015, convertito, con modificazioni, in Legge n. 21 del 25 febbraio 2016.

⁶³ Relazione Illustrativa della deliberazione n. 923/217 del 28 dicembre 2017.

⁶⁴ Gli oneri generali nel 2022, calcolati come media degli ultimi anni pre-COVID-19, sono puramente indicativi in quanto, su disposizioni di Governo per il contenimento dello straordinario rialzo del costo dell'energia, nell'intero anno 2022 gli oneri generali sono stati annullati.

⁶⁵ La stima per l'anno 2023, calcolata come media del costo annuo nel periodo 2018-2021, è solo indicativa e tiene conto delle disposizioni di Governo per l'annullamento degli oneri generali fino al I trimestre 2023.

⁶⁶ Facendo seguito all'art. 1, comma 20 della Legge di Bilancio (c.d. DDL Bilancio), con deliberazione n. 735/2022/R/COM del 29 dicembre 2022 l'Autorità ha disposto l'annullamento a partire dal 1° gennaio 2023 delle componenti A_{2RIM} e A_{MCTRIM} ; si osserva che il finanziamento per le due voci resta comunque a carico dei consumatori finali per il tramite del conto A_2 di cui al comma 4.1.1, lettera (a) del TIT.

Appare evidente il contributo preponderante della componente A₃ relativa all'incentivazione delle fonti rinnovabili (in base ai valori stimati per il 2022 e 2023, in 15 anni la quota percentuale si è attestata tra il 66,5% e il 92% del totale).

Tabella 4.1 – Totale gettito, espresso in mln euro, degli oneri generali di sistema nel periodo 2010-2023.
Fonte: ARERA.

Componente	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
A2	410	255	151	170	323	622	563
A3	4.400	6.542	10.417	12.763	12.903	13.804	14.259
A4	376	345	295	459	435	248	243
A5	62	61	41	44	51	52	55
As	157	54	18	18	799	17	34
MCT	48	35	33	59	47	48	47
UC4	69	70	69	67	64	66	65
UC7	8	110	236	197	114	250	594
UC3+UC6	0	0	55	288	300	890	547
Ae	0	0	0	0	17	689	0
Totale	5.530	7.472	11.315	14.065	15.053	16.686	16.407

Componente	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
A2	187	94	476	443	254	274	0
A3	12.405	10.489	10.057	8.465	10.207	10.251	7.353
A4	110	106	508	444	257	290	246
A5	69	34	102	50	51	62	45
As	86	43	235	256	538	272	201
MCT	48	24	78	47	46	50	0
UC4	65	33	105	75	76	71	54
UC7	688	433	1.423	920	453	797	630
UC3+UC6	296	161	163	139	191	172	123
Ae	626	1822	1.916	1.662	1.129	1.622	1.224
Totale	14.580	13.239	15.062	12.501	13.203	13.862	9.877

4.5 Costo per 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.

4.5.1 Accisa

In sede di applicazione, l'imposta indiretta sul consumo distingue la tipologia di cliente finale:

- utente domestico;
- utente non-domestico (illuminazione pubblica, altri usi)⁶⁷.

Inoltre, nel caso di utenza domestica, occorre distinguere il tipo di abitazione tra di residenza e non di residenza: all'utenza posta in abitazione di residenza e con potenza impegnata⁶⁸ fino a 3 kW è applicata un'accisa di 2,27 cent. euro/kWh per un livello di consumo superiore a 150 kWh/mese (ai primi 150 kWh non si applica l'accisa) mentre alla stessa tipologia di utenza, ma con potenza impegnata superiore a 3 kW, è applicata l'accisa di 2,27 cent. euro/kWh per tutto il consumo. Il regime delle utenze con potenza impegnata superiore a 3 kW viene applicato anche alle utenze in abitazioni non di residenza, indipendentemente dalla potenza impegnata.

Nel caso di utenza per "altri usi" occorre distinguere tra forniture per illuminazione pubblica e altre forniture. Alle utenze per illuminazione pubblica è applicata l'accisa di 1,25 cent. euro/kWh, mentre alle utenze per altre forniture l'accisa applicata è funzione del livello di consumo mensile rispetto ad una soglia di riferimento fissata a 1,2 GWh/mese. Infatti, alle utenze con un consumo mensile fino a 1,2 GWh/mese è applicata la stessa accisa dei punti in prelievo per l'illuminazione pubblica per i primi 200 MWh/mese e 0,75 cent. euro/kWh per il restante volume di consumo mensile; alle utenze con consumo mensile superiore a 1,2 GWh/mese, invece, per i primi 200 MWh/mese è applicata la stessa accisa dei punti in prelievo per l'illuminazione pubblica, mentre è applicata una quota fissa di 4.820 euro per i volumi eccedenti.

Per semplicità la componente di costo dovuta all'accisa è valutata globalmente facendo riferimento al montante della voce "Accisa sull'energia elettrica e addiz. di cui al D.L. n. 511/88, art.6, c.7" registrata nelle Entrate Tributarie dal MEF [39].

In Figura 4.9 è mostrato l'andamento del montante di accisa nel periodo 2012-2023 (la stima per il 2023 è calcolata come media degli ultimi anni). Escludendo il 2012, il gettito da accisa vale mediamente 2,7 mld euro circa.

⁶⁷ Ulteriori dettagli sono contenuti nella Sezione di ARERA "Imposte sull'energia elettrica". Website: <https://www.arera.it/allegati/dati/ele/leep38.xls>

⁶⁸ La potenza impegnata è quella contrattuale, da non confondere con la potenza massima prelevabile (corrispondente ad una potenza più alta, del 10%, del valore contrattuale).

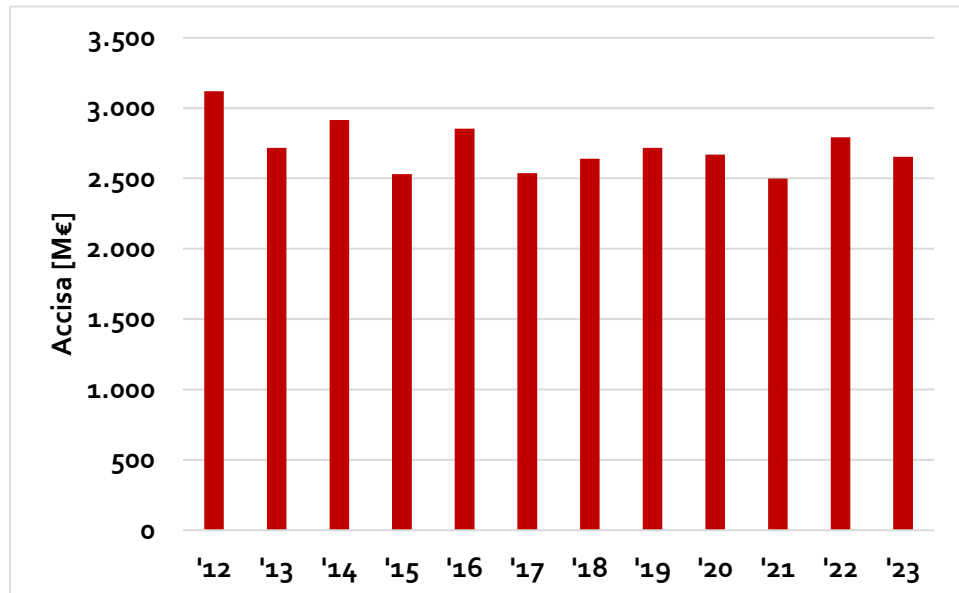


Figura 4.9 – Andamento del montante di accisa nel periodo 2012-2023. Fonte: MEF.

4.5.2 IVA

L'IVA distingue tre tipologie di utenza: utenza domestica, illuminazione pubblica e altri usi. Alle utenze domestiche è applicata un'aliquota del 10%, mentre alle forniture per l'illuminazione pubblica un'aliquota del 22%; alle utenze appartenenti alla categoria d'uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere (comprese le poligrafiche, editoriali e simili), di impianti irrigui e di sollevamento e scolo delle acque da parte di Consorzi di bonifica e Consorzi di irrigazione, è applicata l'aliquota del 10%. A tutte le altre utenze è applicata un'aliquota del 22%.

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

In Figura 4.10 è mostrato l'andamento del montante di gettito IVA nel periodo 2012-2023. Il montante annuo è calcolato su un volume di spesa che risente principalmente della voce relativa all'acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica e, quindi, tale gettito IVA risente degli andamenti dei livelli di consumo nazionale di energia e dei livelli di prezzo di acquisto all'ingrosso. Infatti, fino al 2019 tale gettito si è attestato attorno al valore di 7 mld euro per poi scendere sensibilmente a 6 mld euro nel 2020 ed impennarsi fino a 17,2 mld euro circa nel 2022 (la stima per il 2023 è riconducibile ad un effetto di assestamento dei mercati dell'energia dopo l'anno di turbolenza), proprio a causa dell'aumento del costo dell'energia.

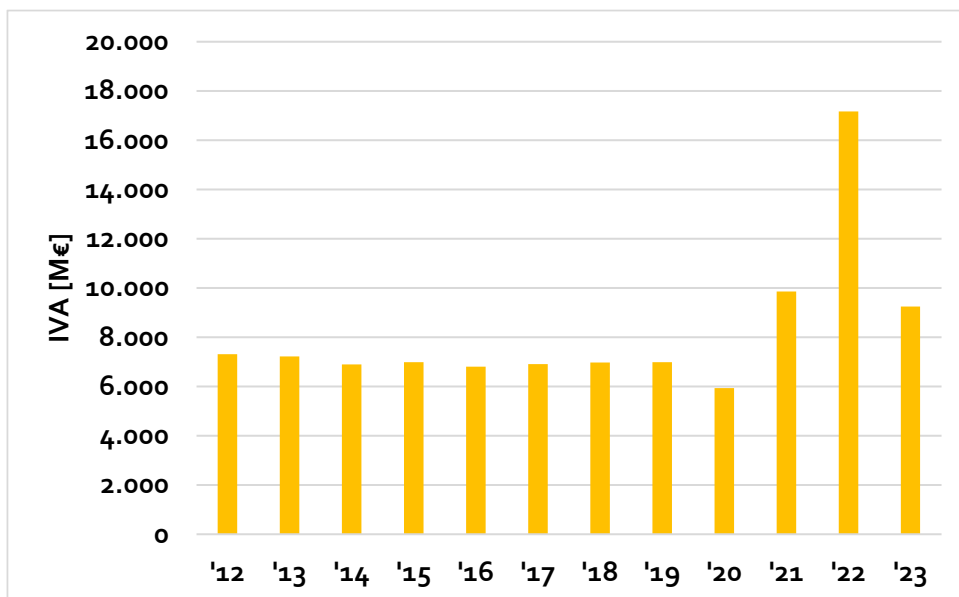


Figura 4.10 – Andamento del montante di IVA nel periodo 2012-2023. Fonte: elaborazione RSE dati GME, Terna, ARERA.

4.6 Bolletta complessiva

In Figura 4.11 è mostrata la sintesi della bolletta nazionale derivante dal consumo di energia elettrica nel periodo 2012-2023, sulla base delle stime delle voci di costo di cui ai precedenti paragrafi.

Prima della crisi pandemica da COVID-19 (2014-2019) la bolletta elettrica si è mantenuta attorno a 53,7 mld euro circa, toccando un massimo di 56 mld euro nel 2012 ed un minimo di 52,1 mld euro nel 2016. Nell'anno della chiusura temporanea delle principali attività produttive per le restrizioni imposte dal Governo per l'emergenza da COVID-19 (2020) tale spesa si è contratta a 45,5 mld euro; successivamente, la fine della situazione emergenziale ha dato un impulso alla ripresa della domanda con conseguente innalzamento del prezzo dell'energia portando così la spesa totale a quasi 75,6 mld euro (incremento del 66% rispetto al 2020 e del 41% rispetto alla media del periodo pre-COVID-19). Come si è visto per il settore del gas naturale, nel 2022, per effetto delle sanzioni economiche imposte alla Russia per la crisi politico-militare innescata ad inizio anno in Ucraina, il cui riflesso immediato è stato un innalzamento repentino del prezzo del gas naturale ripercossi su quello dell'energia elettrica, la spesa totale è balzata a quasi 131,5 mld euro. Nel 2023 tale spesa, grazie anche ad alcune misure prese a livello sia europeo, sia nazionale, il mercato del gas naturale si è parzialmente assestato con una conseguente contrazione anche della spesa totale per energia elettrica attorno a 70,9 mld euro, un valore prossimo a quello calcolato per l'anno 2021.

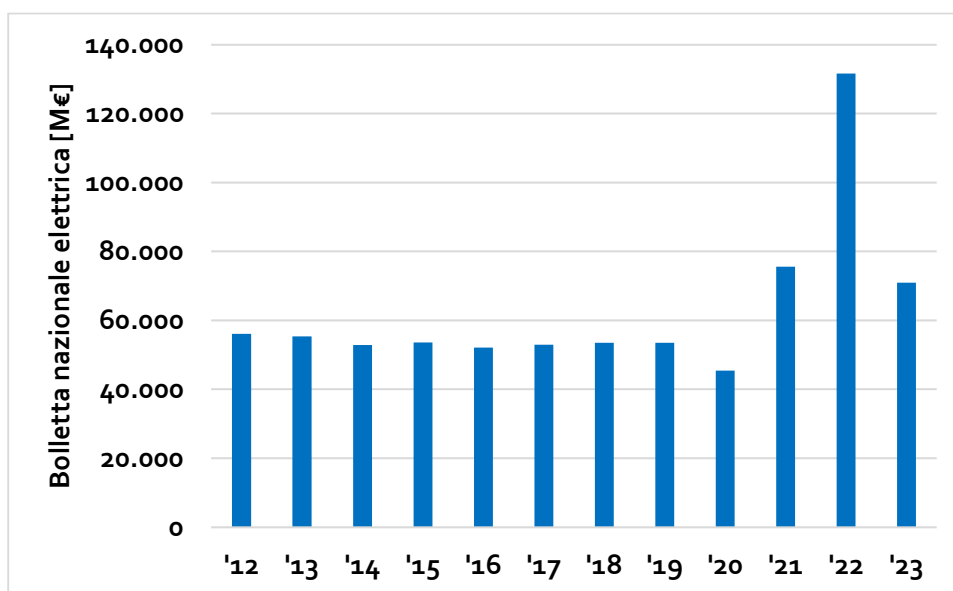


Figura 4.11 – Andamento del montante spesa totale nel periodo 2012-2023. Fonte: GME, ARERA, MEF.

In termini di incidenza, la quota maggiore è rappresentata dalla componente “energia” derivante dalla spesa di approvvigionamento all’ingrosso; infatti, la quota percentuale del 48,6% nel 2012 è andata dapprima in diminuzione graduale fino a toccare il 36,4% nel 2016, per poi riaumentare al 44% nel 2018 e nuovamente diminuire al 38,2% nel 2020; nel 2021, il peso della componente energia è balzato al 56,6% fino a toccare il 73% nel 2022 (nel 2023 la quota dovrebbe riposizionarsi sul 59%). Considerato che nel corso degli anni la spesa di approvvigionamento all’ingrosso rappresenta la principale voce che ha subito una variazione per effetto sia della domanda che del prezzo dell’energia sui principali mercati di scambio, il balzo percentuale nel 2021 e soprattutto nel 2022 è da ricondurre principalmente alla sola voce “energia”.

La seconda voce importante è quella relativa agli “oneri generali di sistema”, che, da una percentuale del 20% nel 2012, è arrivata al 31% nel 2016, mantenendosi poi poco sotto il 30% fino al 2020; il calo al 17,5% (2021) e al 7% (2022) risente del peso percentuale della componente “energia”.

Le altre componenti di “rete” e “oneri fiscali” si sono mantenute, invece, attorno al 18% e al 14% rispettivamente fino al 2020 per poi diminuire nel 2022, soprattutto la componente “rete” che si è portata al 5% (la componente “oneri fiscali” è leggermente compensata dall’aumento della voce IVA).

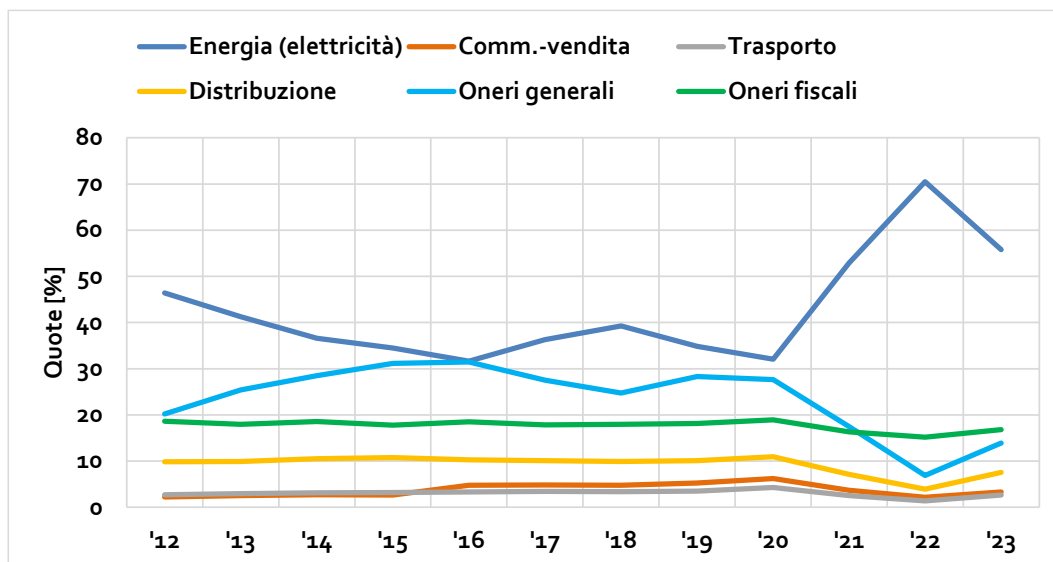


Figura 4.12 – Incidenza delle diverse voci di spesa sul montante spesa totale nel periodo 2012- 2023. Fonte: elaborazione dati GME, ARERA, MEF.

Come è mostrato in Figura 4.13, il costo medio unitario dell'energia elettrica prelevato dalla collettività, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo nazionale di energia elettrica, nel periodo 2014-2019 si è mantenuto attorno a 18 cent. euro/kWh per poi scendere leggermente a 16 cent. euro/kWh nel 2020 e balzare a 25 cent. euro/kWh nel 2021 e a 45 cent. euro/kWh nel 2022 (per l'anno 2023 si stima un valore di 24 cent. euro/kWh).

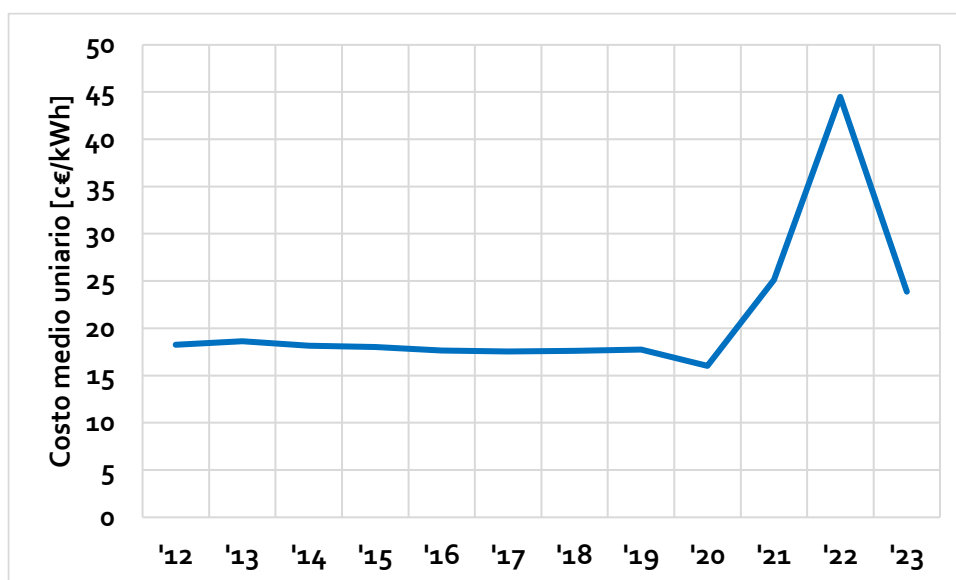


Figura 4.13 – Andamento del costo medio unitario nazionale del prelievo del kWh nel periodo 2012-2023. Fonte: elaborazione dati GME, TERNA, ARERA, MEF.

5 - CONCLUSIONI

Il rapporto ha descritto le principali voci di costo associate al consumo di gas naturale e di elettricità in Italia negli ultimi anni, con particolare *focus* sul 2022, più una stima pre-consuntiva per il 2023. In particolare, il costo complessivo calcolato a partire da tali voci fornisce una prima approssimazione della spesa sostenuta dalla collettività (bolletta nazionale); tale spesa è stata espressa anche in termini di costo medio unitario del prelievo di gas (espresso in cent. euro/Smc) e di energia elettrica (espresso in cent. euro/kWh).

Più precisamente, la bolletta gas e quella elettrica sono state illustrate nelle principali componenti di costo:

- acquisto all'ingrosso della *commodity* (gas naturale, energia elettrica);
- servizi per il dispacciamento (solo per il settore elettrico);
- servizio di trasmissione, distribuzione e misura;
- oneri generali di sistema;
- oneri fiscali.

Tali componenti di costo contribuiscono appunto alla formazione del costo finale dello Smc o del kWh consumato dal cliente finale.

Alla luce dei rialzi importanti del prezzo dell'energia (gas, energia elettrica) osservati negli ultimi anni sui mercati internazionali, in particolare per il gas naturale in Europa nel 2022 per effetto prima della crescita della domanda post-COVID-19 e poi anche della crisi in Ucraina (2022), è emersa la rilevanza del peso degli andamenti del mercato del gas nella bolletta sia del gas che dell'energia elettrica, soprattutto tenuto conto della quota rilevante delle tecnologie di generazione a gas (in particolare di impianti a ciclo combinato) nella composizione del *mix* del parco produttivo elettrico nazionale e del loro ruolo prevalente nella fissazione dei prezzi marginali di mercato. Pertanto, è stata condotta un'analisi dell'andamento dei prezzi storici sui due mercati a pronti, gas ed elettricità; in particolare, l'analisi ha preso in esame i prezzi medi giornalieri in esito al MGP Gas e al MGP elettricità nel periodo 2018-2023. L'andamento dei prezzi considerati evidenzia un legame forte fra i due mercati: infatti, fra tali prezzi si è trovato un indice di correlazione di 0,979.

Riguardo alla bolletta gas, negli anni prima della crisi pandemica da COVID-19 (2014-2019) la spesa complessiva annua si è mantenuta attorno a 33,7 mld euro, con un massimo di 39,3 mld euro nel 2018 ed un minimo di 28,4 mld euro nel 2016. Nel 2020, anno di chiusura temporanea delle principali attività produttive per l'emergenza da COVID-19, tale spesa è leggermente diminuita a 26,6 mld euro. Nel 2021 la ripresa "quasi normale" post-COVID-19 delle principali attività produttive si è tradotta in un sensibile aumento della domanda di energia con conseguente riflesso sul prezzo del gas; infatti, la spesa complessiva si è portata a 62,4 mld euro (+135% rispetto al 2020 e +85% rispetto alla media del periodo 2014-2019). A inizio 2022 è scoppiata la crisi in Ucraina con immediato impatto sui mercati energetici (soprattutto i mercati europei del gas, come quello olandese TTF assunto dal 2013 come riferimento per la componente energia da gas naturale applicata in tariffa ai clienti finali serviti in regime di tutela), che già comunque risentivano di aumenti di prezzo iniziati verso la fine del 2021; in Europa, ma soprattutto in Italia, tali impatti si sono tradotti in un innalzamento forte del prezzo del gas naturale per l'intero anno e, quindi, la bolletta gas è balzata a 124,7 mld euro, un valore circa 3,7 volte la spesa media annua sostenuta nel periodo pre-COVID-19. Nel 2023 si stima un valore di spesa più vicino al risultato del 2021 (48,7 mld euro), grazie ad una situazione di assestamento parziale della situazione internazionale. In termini di incidenza, nel montante di spesa totale prevale la componente "energia" da acquisti all'ingrosso; infatti, nel corso degli anni tale componente è passata dal 45%, percentuale media annua nel periodo 2014-2019, al 62% circa del periodo 2021-2023 (solo nel 2020 si è avuta una

contrazione al 30%). Alla componente "energia" occorre aggiungere anche una quota di "commercializzazione-vendita", che nel periodo 2014-2020 ha pesato per l'11,4% nel periodo 2014-2020 per poi diminuire nel 2021 e 2022 al 6,1 e 3,2% e aumentare all'8,6% nel 2023. La seconda voce importante è quella relativa agli "oneri fiscali", che fino al 2020 hanno pesato per il 25,5% per poi diminuire nel 2021-2022 a 18,9 e 16,4% e aumentare al 21% nel 2023. La componente "trasporto" si è mantenuta attorno al 6,1% nel periodo 2014-2020 per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 3,4 e 1,7% e aumentare a 4,3% nel 2023. La componente "distribuzione", invece, è andata aumentando sensibilmente di peso passando da una media annua del 5,9% nel 2014 al 15,7% nel 2020, per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 7,9 e 3,5% e risalire a 9,4% nel 2023. Infine, la componente "oneri generali" ha avuto un andamento percentuale simile alla "distribuzione": è aumentata dal 1,4% nel 2014 a 6,3% nel periodo 2020, per poi diminuire nel 2021 e 2022 a 3 e 2,6% e risalire a 4,4% nel 2023.

In termini di costo medio unitario, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo nazionale di gas, la spesa per il prelievo di 1 Smc di gas naturale da parte della collettività si è mantenuta tra 37 e 55 cent. euro/Smc nel periodo 2014-2020 per poi balzare a 82 cent. euro/Smc nel 2021 e a 190 cent. euro/Smc nel 2022; per l'anno 2023 si stima un valore di circa 78 cent. euro/Smc.

La bolletta elettrica si è mantenuta attorno a 53,7 mld euro nel periodo 2012-2019 con un massimo di 56 mld euro nel 2012 ed un minimo di 52,1 mld euro nel 2016. Come si è visto per la bolletta gas, nel 2020 la chiusura temporanea delle principali attività produttive per l'emergenza da COVID-19 ha generato una leggera flessione a 45,5 mld euro della spesa complessiva. Nel 2021, la ripresa della domanda di energia post-COVID-19 ha aumentato sensibilmente il prezzo dell'energia portando così la spesa totale a quasi 75,6 mld euro (incremento del 66% rispetto al 2020 e del 41% rispetto alla media del periodo pre-COVID-19). Nel 2022, a causa dell'innalzamento improvviso e rapido del prezzo del gas naturale e, quindi, dell'aumento anche del prezzo di acquisto dell'energia elettrica, la spesa totale è balzata a quasi 131,5 mld euro. Per il 2023 tale spesa è stimata attorno a 70,9 mld euro.

In termini di incidenza sulla bolletta elettrica totale, la quota maggiore è rappresentata dalla componente "energia" derivante dalla spesa per l'approvvigionamento all'ingrosso; infatti, tale componente, a partire da una quota percentuale del 48,6% nel 2012, è diminuita gradualmente fino al 36,4% nel 2016 e nuovamente riammentata al 44% nel 2018 e ri-diminuita al 38,2% nel 2020; nel 2021 il peso della componente energia è balzato al 56,6% fino a toccare il 72,7% nel 2022 (una stima per il 2023 è di 59,1%). La seconda voce importante è quella relativa agli "oneri generali di sistema" che dal 20,1% del 2012 è passata al 31,5% del 2016, mantenendosi poi poco sotto il 30% fino al 2020; dal 2021 il calo è in parte riconducibile all'aumento della componente "energia", per cui nel 2021 la percentuale scende al 17,5%, scendendo poi ulteriormente al 6,8% nel 2022 per risalire al 13,9% nel 2023. Le altre componenti di "rete" e "oneri fiscali" si sono mantenute, invece, attorno al 13,6% e 18,2% rispettivamente fino al 2020, per poi diminuire leggermente nel 2022-2023, in particolare la componente "rete" che si è ridotta al 5% nel 2022 (la componente "oneri fiscali" è leggermente compensata dall'aumento della voce IVA).

In termini di costo medio unitario, ottenuto come rapporto tra il costo totale e il consumo nazionale di energia elettrica, il prelievo del kWh da parte della collettività si è mantenuto attorno a 17,95 cent. euro/kWh nel periodo 2014-2019 per poi scendere leggermente a 16,01 cent. euro/kWh nel 2020 e balzare a 25,12 cent. euro/kWh nel 2021 e a 44,47 cent. euro/kWh nel 2022. Per l'anno 2023 si stima un valore di 23,86 cent. euro/kWh.

6 - BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Gatti e S. Canevese, «Bolletta nazionale dell'energia elettrica e del gas: principali voci per il 2021,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22014075, Milano, 2022 .
- [2] European Commission, «Energy - Clean energy for all Europeans package,» European Commission, [Online]. Available: website: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en. [Consultato il giorno 11 novembre 2023].
- [3] European Commission (EC), «The European Green Deal,» [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en. [Consultato il giorno 11 novembre 2023].
- [4] European Commission (EC), «Cronistoria – Green Deal europeo e pacchetto Pronti per il 55%,» [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/>. [Consultato il giorno 11 novembre 2023].
- [5] MASE, «LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2022,» https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Archivio_Energia/LA%20RELAZIONE%20SULLA%20SITUAZIONE%20ENERGETICA%20NAZIONALE%20NEL%202022_MASE%20Luglio%202023.pdf.
- [6] RSE - Ricerca Sistema Elettrico, «Energia elettrica, anatomia dei costi,» Editrice Alkes, ISBN 978-88-907527-7-3, Prima edizione, Ottobre 2014.
- [7] RSE Ricerca Sistema Energetico, «Anatomia dei costi dell'energia: online la nuova edizione 2021,» 2022. [Online]. Available: https://www.rse-web.it/prodotti_editoriali/anatomia-dei-costi-dellenergia-on-line-la-nuova-edizione-2021/. [Consultato il giorno 1 dicembre 2022].
- [8] IEA, «World Energy Outlook 2022,» <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>, Report, November 2022.
- [9] OPEC, «Member Countries,» [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm.
- [10] GECF, «Overview,» [Online]. Available: <https://www.gecf.org/about/overview.aspx>.
- [11] EIA, «What is OPEC+ and how is it different from OPEC?,» EIA, [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56420>.
- [12] IlSole24Ore, «Tutti i conflitti del mondo in una infografica,» [Online]. Available: <https://www.infodata.ilssole24ore.com/2021/10/16/tutti-conflitti-del-mondo-infografica/>.
- [13] Gas Sales Energia, «Indici dei mercati a consuntivo,» [Online]. Available: https://www.gassalesenergia.it/info_energia/indici_mercato.php.
- [14] GME, «Relazione Annuale 2010,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [15] GME, «Relazione Annuale 2011,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [16] GME, «Relazione Annuale 2012,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [17] GME, «Relazione Annuale 2013,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [18] GME, «Avvio operativo della fase di regime del nuovo sistema di bilanciamento del gas,» GME, News 7.03.17; website: <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=316>. [Online].
- [19] ARERA, «Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionali all'avvio del regime di bilanciamento,» *Delibera n. 66/2017/R/gas; 16.02.17*, website: <https://www.arera.it/it/docs/17/o66-17.htm>.
- [20] GME, «Relazione Annuale 2021,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [21] GME, «M-GAS,» GME, website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MGAS/MGAS.aspx> . [Online].

- [22] GME, «Relazione Annuale 2019,» website: <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [23] ARERA, «Ulteriori disposizioni in tema di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas da parte del responsabile del bilanciamento,» *Delibera nr. 451/2019/R/gas; 05.11.19*, website: <https://www.arera.it/it/docs/19/451-19.htm>.
- [24] ARERA, «Relazione Annuale 2022,» website: https://www.arera.it/it/relaz_ann/22/22.htm.
- [25] 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),» *Delibera n. ARG/gas 64/09; 28.05.09*, website: <https://www.arera.it/allegati/docs/09/064-09arg.pdf>.
- [26] ARERA, «Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023),» *Delibera n. 114/2019/R/gas; 28.03.19*, website: <https://www.arera.it/it/docs/19/114-19.htm>.
- [27] ARERA, «Approvazione dei ricavi riconosciuti e determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021,» *Delibera n. 180/2020/R/gas; 26.05.2020*, website: <https://www.arera.it/it/docs/20/180-20.htm>.
- [28] SNAM, «Bilanci annuali (finanziari e di sostenibilità),» [Online]. Available: <https://www.snam.it/it/documenti/bilancio-annuale.html>.
- [29] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025,» *Delibera n. 570/2019/R/gas; 27.12.19*, website: <https://www.arera.it/it/docs/19/570-19.htm>.
- [30] 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,» *Delibera n. 396/2021/R/com, 28.09.2021*, pp. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/396-21>.
- [31] ARERA, «Aggiornamento, per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2021, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela,» *Delibera n. 401/2021/R/gas, 28.09.2021*, pp. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/401-21>.
- [32] ARERA, «Interventi urgenti e straordinari a favore dei consumatori in relazione all'eccezionale situazione di tensione nel funzionamento dei mercati del gas,» *Delibera n. 148/2022/R/GAS, 30.03.2022*, pp. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/148-22.pdf>.
- [33] 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,» *Delibera n. 297/2023/R/COM, 28.06.2023*, pp. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/297-23.pdf>.
- [34] 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; 26.10.95*, website: [https://www.normattiva.it/GU n.279 - Suppl. Ordinario n. 143; 29.11.95](https://www.normattiva.it/GU%20n.279-%20Suppl.%20Ordinario%20n.143;29.11.95).
- [35] ARERA, «Glossario della bolletta,» [Online]. Available: <https://www.asmvenditaeservizi.it/wp-content/uploads/2022/09/glossario-bolletta.pdf>.
- [36] E-diEnergia, «IMPOSTE SUL GAS NATURALE,» [Online]. Available: <https://www.e-dienergia.it/wp-content/uploads/2023/04/Accise.pdf>.
- [37] VIVIENERGIA, «Normativa,» VIVIENERGIA, website: <https://www.vivienergia.it/normativa/n-imposte-sul-gas-quali-sono-e-quanto-incidono-sulla-bolletta-1>. [Online].
- [38] DEF, «Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità,» *Decreto Legislativo n. 26, 02.02.2007*. [Online]. Available: <https://def.finanze.it/DocTribFrontend/decodeurn?urn=urn:doctrib::DLG:2007-02-02;26>.
- [39] Ministero dell'Economia e delle Finanze, «Bollettino delle entrate tributarie 2022,» website: https://www.finanze.gov.it/export/sites/finanze/.galleries/Documenti/entrate_tributarie_2021/Bollettino-entrate-Dicembre2021.pdf, marzo 2023.

- [40] Ministero delle Attività Produttive, «Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica,» *Decreto Legislativo n. 79, 16.03.1999, Normativa*, pp. <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:1999-03-16;79>.
- [41] GME, «Mercato elettrico,» GME, [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>.
- [42] GME, «Relazione Annuale 2022,» 2022.
- [43] 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),» *Delibera n. 301/2012/R/EEL; 19.07.2012*, website: <https://www.arera.it/it/docs/12/301-12.htm>.
- [44] Terna, «Codice di rete,» 2023. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>. [Consultato il giorno 15 dicembre 2022].
- [45] European Union (EU), «Common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU,» *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019*, Official Journal of the European Union, L 158/125 EN, 14.6.2019, <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html>.
- [46] ARERA, «Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale.» *Delibera n. 111/2006, 9.06.2006*, <https://www.arera.it/it/elenchi.htm?type=atti-21>.
- [47] ARERA, «Delibera 597/2021/R/eel. Definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento,» 21 dicembre 2021. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/21/597-21.htm>. [Consultato il giorno 5 novembre 2023].
- [48] ARERA, «Delibera 699/2018/R/eel. Disposizioni in ordine a meccanismi di incentivazione secondo la logica output based di interventi finalizzati a promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento,» 20 dicembre 2018. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/18/699-18.htm>. [Consultato il giorno 5 novembre 2023].
- [49] ARERA, «Delibera 367/2023/R/eel. Riconoscimento a Terna degli incentivi di cui alla deliberazione dell'Autorità 597/2021/R/eel,» 3 agosto 2023. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/23/367-23.htm>. [Consultato il giorno 5 novembre 2023].
- [50] 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,» *Delibera n. 481/2017/R/eel; 28.06.17*, website: <https://www.arera.it/it/docs/17/481-17.htm>.
- [51] ARERA, «Relazione Annuale 2023,» <https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2023>.
- [52] ARERA, «Aggiornamento, dal 1° gennaio 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas,» *Delibera n. 735/2022/R/COM, 29.12.2022*, pp. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/735-22.pdf>.
- [53] Futurecoal, «Our mission,» [Online]. Available: <https://www.futurecoal.org/about-us/our-mission-our-members/>.
- [54] BP, «Statistical Review 2022,» <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
- [55] EIA, «Europe Brent Spot Price FOB,» [Online]. Available: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/rbrteM.htm>.
- [56] ARERA, «Modifiche urgenti al TIVG: nuova modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela a decorrere dall'1 ottobre 2022,» *Delibera n. 374/2022/R/gas; 29.07.22*, website: <https://www.arera.it/it/docs/22/374-22.htm>.
- [57] Repubblica Italiana, «Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144,» *Decreto legislativo n. 164 del 23.05.2000*, GU Serie Generale n.142; 20.06.2000; website: <https://www.gazzettaufficiale.it>.
- [58] ARERA, «Relazione Annuale 2004,» website: https://www.arera.it/it/relaz_ann/04/04.htm.
- [59] ARERA, «Disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas di cui all'art. 13 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002, n. 137/02,» *Delibera n. 22/04; 26.02.04*, website: <https://www.arera.it/it/docs/04/022-04.htm>.

- [60] 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, 14.03.2023*, <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/100-23>.
- [61] 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,» *Delibera nr. 362/2023/R/eel; 31.03.24*, <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/362-23>.
- [62] 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, 19.12.23*, <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/600-23>.
- [63] ARERA, «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota.» *Delibera n. 300/2017/R/EEL, 5.5.2017*, <https://www.arera.it/it/elenchi.htm?type=atti-21>.
- [64] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A. ai sensi della 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).» *Delibera n. 422/2018/R/eel; 02.08.18*, website: <https://arera.it/it/docs/18/422-18.htm>.

7 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
AAT	Altissima Tensione
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
AU	Acquirente Unico
BoM	<i>Balance of Month</i>
BT	Bassa Tensione
CCA	<i>Current Cost Accounting</i>
CCI	Componente Commercializzazione all'Ingrosso
CCR	Componente Copertura Rischi
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi
CIPE	Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica
C _{MEM}	Costo Medio Efficiente di Mercato
CM	Corrispettivo di Misura
CP	Corrispettivo in Capacità
CV	Corrispettivo Variabile
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
DTF	Disposizione Tecnica di Funzionamento
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
GECF	<i>Gas Exporting Countries' Forum</i>
GME	Gestore dei Mercati Energetici
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MB	Mercato di Bilanciamento
MCT	Misure di Compensazione Territoriale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MGP	Mercato del Giorno Prima
MGS	Mercato organizzato per la negoziazione di Gas in Stoccaggio
MI	Mercato Infragiornaliero
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico

Acronimo	Descrizione
MPE	Mercato a Pronti Elettrico
MPEG	Mercato dei Prodotti Elettrici Giornalieri
MPL	Mercato dei Prodotti <i>Locational</i>
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT	Media Tensione
MTG	Mercato a Termine Gas
MTE	Mercato a Termine Elettrico
NBP	<i>National Balancing Point</i>
OPEC	<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>
OTC	<i>Over The Counter</i>
PB	Piattaforma per il Bilanciamento
PCE	Piattaforma Conti Energia a termine
PCS	Potere Calorifico Superiore
PLACET	<i>Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela</i>
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
QVD	Quota di Vendita al Dettaglio
RAB	<i>Regulatory Asset Base</i>
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SdD	Servizio di <i>Default</i>
SFUI	Servizio di Fornitura di Ultima Istanza
SRG	Snam Rete Gas
TES	<i>Total Energy Supply</i>
TIB	Testo Integrato del Bilanciamento
TIME	Testo Integrato Misura Elettrica
TIT	Testo Integrato Trasporto
TIV	Testo Integrato Vendita
TIVG	Testo Integrato Vendita Gas
ToP	<i>Take or Pay</i>
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
TUA	Testo Unico delle Accise
UdD	Utenti di Dispacciamento

Acronimo	Descrizione
UE	Unione Europea
UC	Ulteriori Componenti
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
VIR	Valore Industriale Residuo
WCA	<i>World Coal Association</i>