

Le emissioni di CO₂ nel settore elettrico nazionale e regionale

Le emissioni di CO₂ nel settore elettrico nazionale e regionale

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), insieme alle 21 Agenzie Regionali (ARPA) e Provinciali (APPA) per la protezione dell'ambiente, a partire dal 14 gennaio 2017 fa parte del Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), istituito con la Legge 28 giugno 2016, n.132.

Le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questa pubblicazione.

ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

ISPRA, Rapporti 413/2025
ISBN 978-88-448-1256-0

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Alessia Marinelli - ISPRA – Area Comunicazione Ufficio Grafica
Immagine di copertina: Elaborazione di Antonio Caputo da immagine generata con ChatGPT

Coordinamento pubblicazione online:

Daria Mazzella

ISPRA – Area Comunicazione

Maggio 2025

Autori

Antonio Caputo

Ringraziamenti

Ogni idea, per dirsi tale, ha bisogno di confronto e con Emanuele Peschi il confronto è assiduo. Di questo confronto, che a volte diventa un piacevole duello, lo ringrazio sinceramente.

Contatti:

Antonio Caputo

Tel. 0650072540

e-mail antonio.caputo@isprambiente.it

Area VAL-ATM

Sezione scenari di emissione, modelli integrati e indicatori

“Tu porgimi attento l’orecchio e accorto lo spirito
così che non neghi che quanto propongo
accada e da me ti distolga scacciando
dal cuore queste che ti dico parole veraci
per non aver, con tua colpa, saputo comprenderle.”

Tito Lucrezio Caro, De rerum natura, IV, 915-915, I sec a.C.

“Non possiamo lavorare senza sperare che altri procedano
più avanti di noi.”

Max Weber, La scienza come professione, 1917.

INDICE

INTRODUZIONE	6
1 SETTORE ELETTRICO NAZIONALE: PRODUZIONE ELETTRICA ED EMISSIONI DI CO₂	8
1.1 Produzione elettrica	10
1.1.1 Potenza installata	12
1.2 Fattori di emissione di CO ₂ per energia primaria dei combustibili	14
1.3 Emissioni e fattori di emissione di CO ₂ e altri GHG del settore elettrico	16
2 PRODUZIONE E CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA NELLE REGIONI ITALIANE	26
2.1 Produzione elettrica	27
2.1.1 Produzione rinnovabile	28
2.2 Consumi elettrici	31
3 EMISSIONI REGIONALI DI CO₂ NEL SETTORE ELETTRICO	40
3.1 Modello concettuale e approccio metodologico	40
3.2 Emissioni regionali	42
CONCLUSIONI	55
BIBLIOGRAFIA	56

INTRODUZIONE

Il settore della generazione elettrica rappresenta uno dei principali attori nel comparto energetico nazionale. Dagli anni '90 le emissioni di gas serra da produzione di energia elettrica sono mediamente il 23% delle emissioni nazionali e i consumi energetici del settore, comprensivi dei consumi per la produzione di calore, rappresentano il 33% del consumo interno lordo di energia. La quota delle emissioni per la generazione elettrica ha fatto registrare una costante diminuzione dal 2008, per il significativo incremento dell'efficienza di trasformazione elettrica dei combustibili e soprattutto per il rilevante incremento delle fonti rinnovabili. Dal 1990 al 2008 la quota media di gas serra da generazione elettrica è stata del 25%, mentre negli ultimi cinque anni il settore ha emesso il 18% dei gas serra nazionali.

Il vettore elettrico costituisce una delle principali risorse da sviluppare per la decarbonizzazione del sistema energetico di ogni Paese, se la generazione elettrica avviene da fonti rinnovabili. Il conseguimento degli impegnativi obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 e oltre non può quindi prescindere da una forte elettrificazione dei consumi finali e da una corrispondente crescita della produzione elettrica rinnovabile. Tali indirizzi sono considerati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), trasmesso dall'Italia alla Commissione Europea nel luglio 2024, che definisce la traiettoria nazionale per il conseguimento degli obiettivi europei al 2030: riduzione delle emissioni di gas serra, incremento di fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Nell'ottica di un costante monitoraggio delle emissioni dal settore elettrico, il Decreto Ministeriale del MASE n. 224 del 14 luglio 2023, all'art. 8, comma 1, introduce l'obbligo per le società di vendita di energia elettrica di fornire ai propri clienti finali le informazioni relative a:

- "a) composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita nell'anno precedente, anche con riferimento a ciascun contratto, in modo comprensibile e facilmente confrontabile;
- b) impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix energetico complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente."

Il comma 4 dell'art. 8 del suddetto DM prescrive: "Entro il 30 giugno di ogni anno, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), in collaborazione con il GSE, elabora e trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica uno studio che valuta l'impatto ambientale della produzione di energia elettrica dell'anno precedente. Per le finalità di cui al comma 1, lettera b) del presente articolo, le società di vendita fanno riferimento a tali studi."

In ottemperanza a quanto previsto dalla suddetta normativa, per quanto concerne le emissioni nazionali di CO₂ dal settore elettrico, ISPRA predispose il capitolo 1 del presente rapporto e il file Excel pubblicato nel sito <https://emissioni.sina.isprambiente.it/inventario-nazionale/> nella sezione dedicata ai "Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia".

I restanti capitoli del presente studio saranno invece dedicati all'analisi delle emissioni dal settore elettrico a livello regionale. L'analisi si rende necessaria alla luce della normativa relativa alla promozione delle fonti rinnovabili. In particolare, il decreto legislativo n. 199 del 2021, decreto di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'energia rinnovabile, stabilisce la ripartizione fra Regioni e Province autonome della potenza minima di impianti alimentati da energia rinnovabile. In seguito al suddetto decreto legislativo, il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) del 21 giugno 2024, individua la ripartizione fra Regioni e Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 della potenza aggiuntiva di 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del "Fit for 55", anche alla luce del "Repower EU". Il monitoraggio e la verifica degli adempimenti stabiliti dal Decreto del 21 giugno 2024 sono in capo al MASE, con il supporto di GSE e RSE.

Nel contesto più ampio che riguarda la decarbonizzazione del comparto elettrico è quindi utile la conoscenza delle emissioni per la produzione e il consumo di energia elettrica a livello regionale. L'analisi condotta ha pertanto l'obiettivo di definire il quadro emissivo del comparto elettrico di ogni regione,

tenendo conto della domanda elettrica e del rapporto tra produzione interna e quota derivante dal saldo con l'estero e con le altre regioni.

L'approccio metodologico adottato, sebbene riferito a un modello concettuale semplificato, mette in evidenza la compensazione tra regioni con surplus e deficit di produzione elettrica rispetto alla domanda interna, al netto del contributo dell'importazione estera. Analogamente le emissioni di gas serra del parco termoelettrico delle regioni con surplus sono dovute alla domanda interna delle regioni con deficit. In tale contesto è stato messo a punto un algoritmo di calcolo per stimare le emissioni indirette per i consumi regionali di energia elettrica. Nel modello concettuale adottato le emissioni dalle regioni con surplus sono contabilizzate nelle regioni con deficit, in relazione alla domanda elettrica della regione.

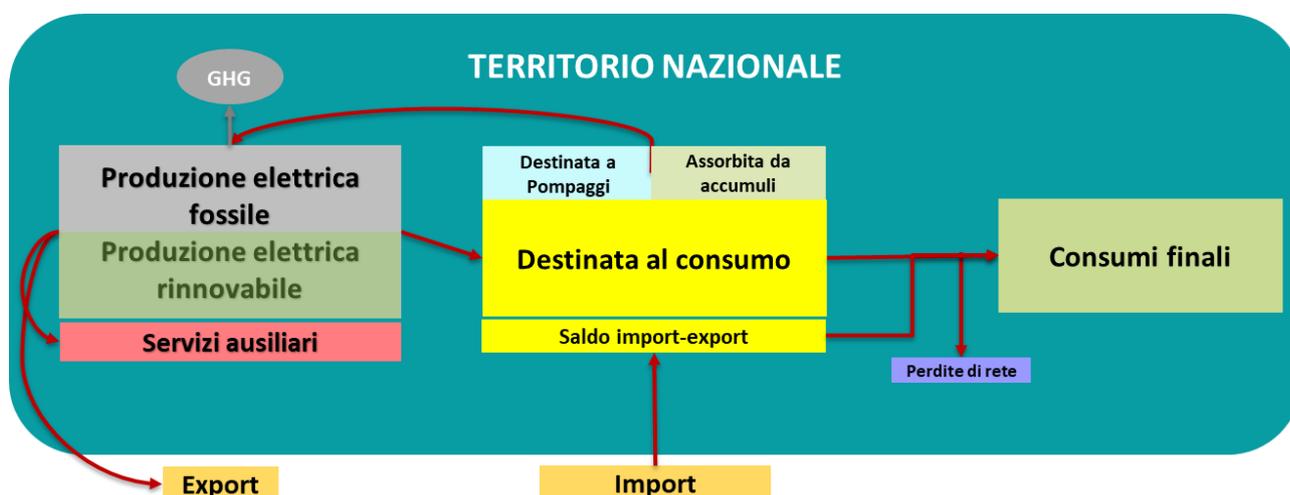
Sebbene gli obiettivi di riduzione delle emissioni siano riferiti all'intero Paese, la conoscenza del quadro emissivo delle diverse realtà territoriali può supportare i decisori politici nella definizione di politiche e misure indirizzate al conseguimento degli obiettivi, nell'ottica di una ripartizione equa degli sforzi che ogni regione dovrà sostenere. La metodologia messa a punto nel presente lavoro definisce un quadro semplificato che tuttavia individua un punto di partenza per successivi contributi alla tematica, anche di carattere modellistico.

1 SETTORE ELETTRICO NAZIONALE: PRODUZIONE ELETTRICA ED EMISSIONI DI CO₂

I dati della produzione e del consumo di energia elettrica sono pubblicati da TERNA con cadenza annuale. Di seguito sono analizzati i dati consuntivi fino al 2023 e le stime preliminari per il 2024, elaborate da ISPRA in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2025 con dati aggiornati fino a dicembre 2024 e in base ai dati preliminari dei consumi energetici mensili per i principali combustibili pubblicati dal Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), pubblicati fino a febbraio 2025, aggiornati a dicembre 2024. I dati della quota normalizzata di energia elettrica da fonti rinnovabili sono tratti da SHARES aggiornati al 21 gennaio 2025, disponibili al sito <https://shorturl.at/ZFSvg>.

Di seguito è illustrato il diagramma di flusso dei dati analizzati dalla produzione al consumo di energia elettrica. Lo schema illustra che le emissioni di gas serra sono stimate solo per la fase di combustione di fonti fossili per la produzione di energia elettrica nel territorio nazionale, secondo l'approccio richiesto da UNFCCC per la compilazione degli Inventari Nazionali delle emissioni di gas serra.

Figura 1.1 – Diagramma di flusso dei dati dalla produzione al consumo di energia elettrica.



I combustibili utilizzati dal 1990 per la produzione termoelettrica sono stati raggruppati in 5 macrocategorie, secondo la classificazione adottata da EUROSTAT in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, altri combustibili. In Tabella 2.1 sono illustrati i combustibili secondo le classificazioni adottate da EUROSTAT e TERNA. La classificazione dei combustibili EUROSTAT rende possibile l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche per l'intera serie storica dal 1990 e garantisce la coerenza con la serie storica pubblicata da EUROSTAT. La principale differenza rispetto alla classificazione dei combustibili adottata da TERNA è relativa ai gas di sintesi da processi di gassificazione e gas residui da processi chimici che TERNA considera tra gli "altri combustibili", mentre EUROSTAT include nei "prodotti petroliferi". Gli "altri combustibili" nella classificazione EUROSTAT sono costituiti esclusivamente dalle diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e rifiuti (CDR, rifiuti solidi urbani e industriali). D'altra parte, TERNA presenta le voci "altri combustibili solidi" e "altri combustibili liquidi", dove insieme alle bioenergie sono considerati anche altri combustibili fossili (TERNA, comunicazione personale). Nel presente documento ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili sono utilizzate le categorie EUROSTAT, salvo dove diversamente indicato.

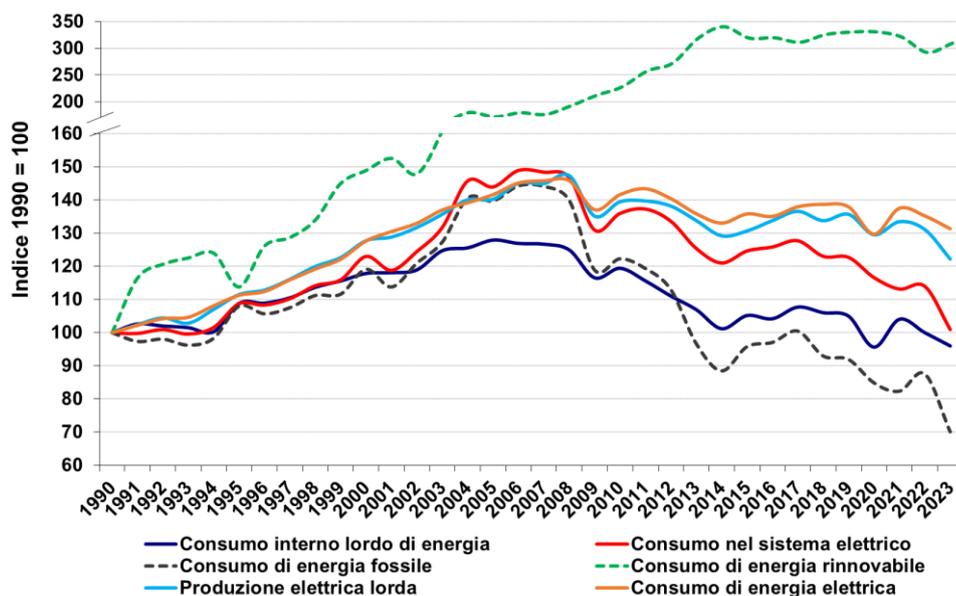
Tabella 1.1 – Raggruppamento dei combustibili secondo le categorie utilizzate da TERNA e da EUROSTAT. Nelle successive tabelle e grafici sono utilizzate le categorie EUROSTAT se non diversamente indicato.

TERNA		EUROSTAT	
Solidi	Carbone	Solidi	Carbone
	Carbone sub-bituminoso		Carbone sub-bituminoso
	Lignite		Lignite
Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno	Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno
	Gas da estrazione		Gas d'altoforno
	Gas d'altoforno		Gas di cokeria
	Gas di cokeria		
Petroliiferi	Benzina	Petroliiferi	Altri combustibili gassosi
	Cherosene		Altri combustibili solidi
	Coke di petrolio		Benzina
	Distillati leggeri		Cherosene
	Gas di petrolio liquefatto		Coke di petrolio
	Gas di raffineria		Distillati leggeri
	Gasolio		Gas da estrazione
	Liquidi da gas naturale		Gas di petrolio liquefatto
	Nafta		Gas di raffineria
	Olio combustibile		Gas di sintesi da processi di gassificazione
	Orimulsion		Gas residui di processi chimici
Altri combustibili (solidi)	Petrolio grezzo	Altri combustibili	Gasolio
	Altri bioliquidi		Idrogeno
	Altri combustibili solidi		Liquidi da gas naturale
	Biodiesel		Nafta
	Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili		Olio combustibile
	CDR		Orimulsion
	Colture e rifiuti agro industriali		Petrolio grezzo
	Gas di sintesi da processi di gassificazione		Altri bioliquidi
	Gas residui di processi chimici		Biodiesel
	Oli vegetali grezzi		Biogas da attività agricole e forestali
	Rifiuti generici CER non altrove classificati		Biogas da deiezioni animali
	Rifiuti industriali non biodegradabili		Biogas da fanghi di depurazione
	Rifiuti liquidi biodegradabili		Biogas da FORSU
	RSU/RSAU		Biogas da rifiuti non RSU
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	Altri combustibili	Biogas da rsu smaltiti in discarica
	Biogas da attività agricole e forestali		Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili
	Biogas da deiezioni animali		CDR
	Biogas da fanghi di depurazione		Colture e rifiuti agro industriali
	Biogas da FORSU		Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti
	Biogas da rifiuti non RSU		Oli vegetali grezzi
	Biogas da rsu smaltiti in discarica		Rifiuti generici CER non altrove classificati
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti		Rifiuti industriali non biodegradabili
	Idrogeno		Rifiuti liquidi biodegradabili
Biometano	RSU/RSAU		
	Biometano		

1.1 Produzione elettrica

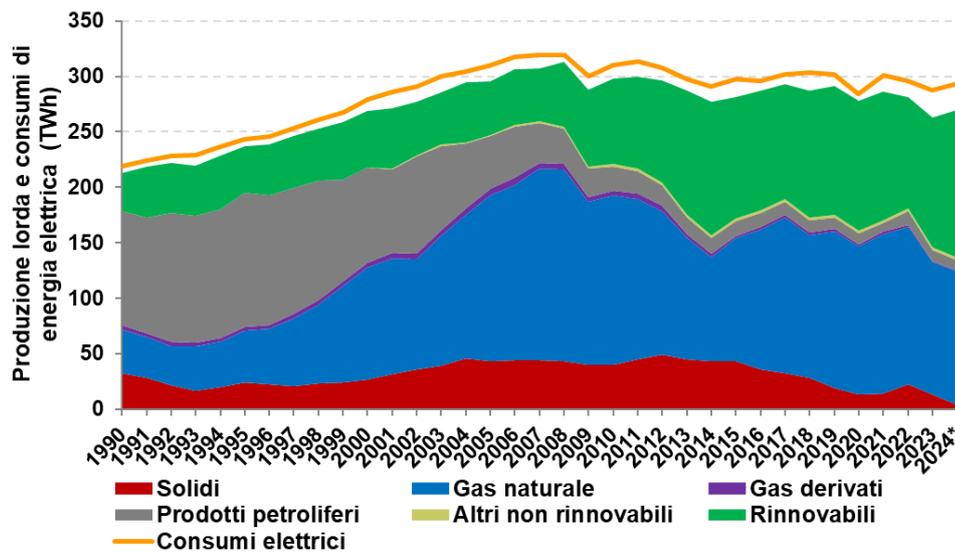
La crescita dei consumi di energia elettrica nei consumi finali di energia rende il settore della generazione elettrica uno dei principali attori del sistema energetico nazionale. Dal 2001 il consumo di energia per la produzione di energia elettrica è aumentato a tassi superiori a quelli registrati per il consumo interno lordo di energia. La crescita del consumo di energia rinnovabile corrisponde alla diminuzione di energia fossile.

Figura 1.2 – Andamenti indicizzati del consumo interno lordo di energia, del consumo di energia nel settore elettrico per la produzione di elettricità e calore, della produzione e consumo di energia elettrica.



La produzione lorda di energia elettrica è passata dal 1990 al 2023 da 216.6 TWh a 264.7 TWh (+22.2%). Nello stesso periodo, il consumo di energia elettrica è passato da 218.8 TWh a 287.4 TWh (+31.4%). Dopo una crescita costante della produzione e del consumo lordo di energia elettrica fino al 2008, si registra la drastica contrazione a causa della crisi economica i cui effetti hanno avuto durata fino al 2014 (Figura 1.3). Dopo la fase di ripresa e stabilizzazione la produzione e il consumo di energia elettrica hanno subito la contrazione nel 2020 per le misure di lockdown per fermare la pandemia di SARS-CoV-2. Nell'anno successivo si registra il recupero della produzione elettrica seguito da una ulteriore riduzione fino al 2023. I dati preliminari del 2024 mostrano un incremento rispetto all'anno precedente (+2.7% per la produzione lorda e +2% per i consumi). La quota media delle importazioni nette di energia elettrica dal 1990 è pari a circa il 15% del consumo di energia elettrica, con ampie fluttuazioni e una sensibile riduzione dal 2018 (14.5%) al 2020 (11.3%). Negli ultimi anni si osserva un incremento della quota di energia importata (17.8% nel 2023).

Figura 1.3 – Produzione lorda di energia elettrica per fonte e consumi elettrici.

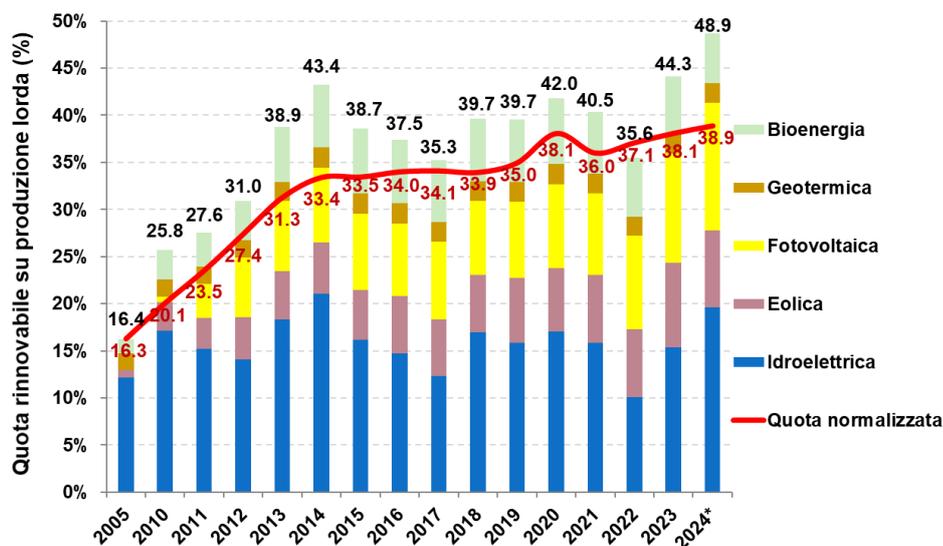


* Dati preliminari

Per quanto riguarda il mix energetico utilizzato nel settore elettrico, è evidente l'incremento dal 1990 della quota di gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi (45% della produzione di energia elettrica da gas naturale e 3.9% da prodotti petroliferi nel 2023, mentre nel 1990 le due percentuali erano rispettivamente del 18.3% e del 47.4%). I combustibili solidi nel 2023 hanno contribuito al 5% della produzione elettrica e, fatto salvo l'incremento osservato nel 2022, la quota è in costante diminuzione dal 2012, quando raggiunse la vetta della serie storica, con il 16.4%. I dati preliminari per il 2024 mostrano una diminuzione della quota dei prodotti petroliferi e una quota di gas naturale sostanzialmente invariata. Per i combustibili solidi è stimata una consistente riduzione (circa 1.5%).

Nel 2005 la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rappresentava solo il 16.4% della produzione nazionale, al netto degli apporti da pompaggio. Dopo il 2007 la quota delle fonti rinnovabili è salita fino al 2014, quando ha raggiunto il 43.4%. Nel 2023 la quota di energia rinnovabile nella produzione di energia elettrica, al netto degli apporti da pompaggio e degli accumuli stand alone, è stata del 44.3%. I dati preliminari del 2024 mostrano un incremento della produzione rinnovabile la cui quota dovrebbe raggiungere un nuovo massimo, vicino al 49%, superiore a quello raggiunto nel 2014.

Figura 1.4 – Quota di produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili per fonte (etichette nere) e quota normalizzata (linea ed etichette rosse) ai sensi della direttiva 2009/28/CE fino al 2020 e della direttiva (UE) 2018/2001 dal 2021.



* Dati preliminari.

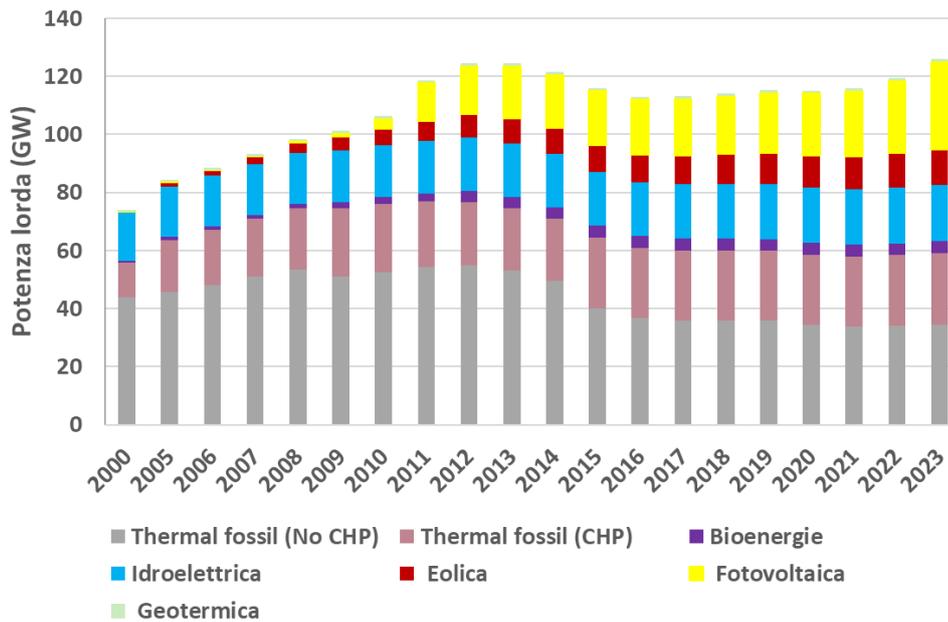
Secondo la metodologia di monitoraggio degli obiettivi europei per il 2020 (Direttiva 2009/28/CE), nel 2020 la quota normalizzata di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia elettrica è stata del 38.1%, un valore simile è stato registrato nel 2023, calcolato secondo la Direttiva (UE) 2018/2001. I dati preliminari per il 2024 mostrano un incremento della quota vicino al 39%.

1.1.1 Potenza installata

La potenza termoelettrica totale nel 2023 è di 63.2 GW con una forte contrazione dal 2012, quando la capacità installata raggiunse il picco di 80.6 GW. Gli impianti a ciclo combinato, indipendentemente dalla cogenerazione o dalla sola produzione di energia elettrica, evidenziano un significativo incremento della potenza efficiente lorda, passando da 7.9 GW nel 2000 a un massimo di 43.4 GW nel 2011-2012. Nel 2023 la potenza di questi impianti è stata di 41.8 GW.

La potenza degli impianti CHP è aumentata del 14.1% dal 2012, mentre gli impianti che producono solo energia elettrica sono diminuiti del 36.2%, dimostrando che la quasi totalità dei nuovi impianti è in cogenerazione.

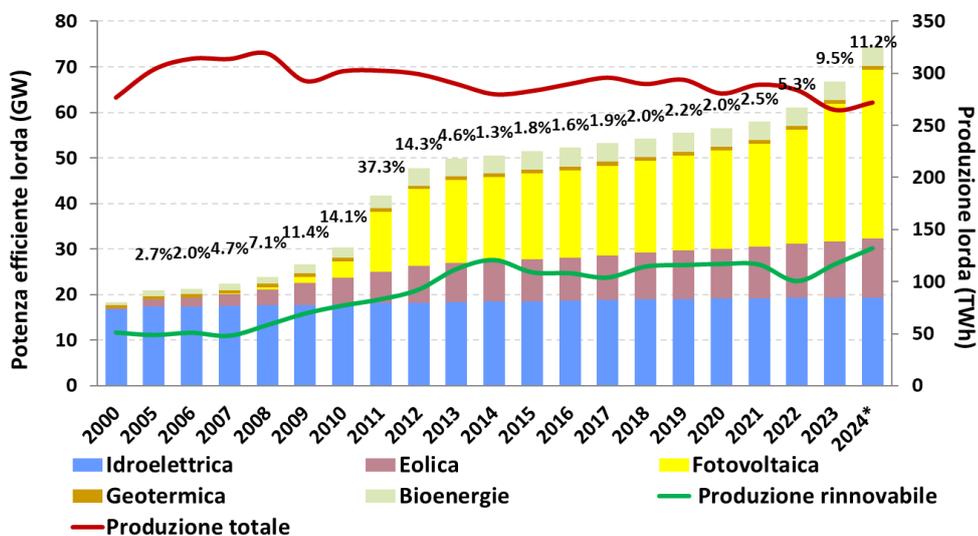
Figura 1.5 – Potenza efficiente lorda.



Per quanto riguarda l'energia rinnovabile, si osserva un aumento significativo dal 2000. Nel 2023 la potenza efficiente lorda rinnovabile è stata di 66.8 GW. Il tasso di crescita annuo più elevato è stato registrato nel 2011, quando la nuova potenza rispetto all'anno precedente è stata di 11.3 GW, di cui 9.5 GW di impianti fotovoltaici e 1.1 GW di impianti eolici. Dopo il 2014, la potenza aggiuntiva all'anno è stata di circa 1 GW fino al 2021. Dal 2022 si registra un incremento della potenza aggiuntiva annua: 3.1 GW nel 2022 e 5.8 GW nel 2023. L'incremento osservato è prevalentemente dovuto a impianti fotovoltaici.

I dati preliminari di TERNA evidenziano un ulteriore aumento della nuova potenza di circa 7.5 GW nel 2024, la maggior parte da impianti fotovoltaici (circa 6.8 GW). La potenza fotovoltaica dovrebbe pertanto essere di circa 37 GW, mentre quella eolico si attesta intorno a 13 GW. La potenza rinnovabile totale nel 2024 dovrebbe essere maggiore di 74 GW.

Figura 1.6 – Potenza efficiente lorda degli impianti rinnovabili (asse a sinistra) e produzione elettrica lorda (asse a destra). La percentuale si riferisce al tasso medio annuo di variazione della potenza totale.



* Dati preliminari.

Per quanto riguarda gli impianti alimentati a bioenergia, va sottolineato il rapido aumento dal 2008 al 2013 e la conseguente stabilizzazione della potenza efficiente lorda con nuove installazioni di pochi MW all'anno fino al 2018 e una diminuzione negli ultimi anni. Gli impianti alimentati a biogas sono passati da 0.37 GW nel 2008 a 1.46 GW nel 2023. La crescita degli impianti alimentati con biocombustibili liquidi nel periodo 2008-2013 è particolarmente rapida, passando da 0.12 GW a 1.04 GW, per poi ridursi a 0.93 GW nel 2023. Gli impianti alimentati da biomasse solide e rifiuti sono aumentati da 1.07 GW nel 2008 a 1.73 GW nel 2018. Dal 2018 l'energia mostra un andamento oscillante e nel 2023 la potenza è di 1.69 GW, di cui 0.91 alimentati da rifiuti. Tali tendenze possono essere spiegate dalla riduzione degli incentivi per gli impianti alimentati a bioenergia. Lo sviluppo di tali impianti non sembra indipendente da qualche forma di incentivazione.

1.2 Fattori di emissione di CO₂ per energia primaria dei combustibili

In Tabella 1.2 sono riportati i fattori di emissione nazionali dei principali combustibili utilizzati per la generazione elettrica.

Tabella 1.2 – Fattori di emissione per contenuto di energia primaria dei combustibili utilizzati nel settore elettrico.

Combustibile	U.M.	Anno	t CO ₂ /TJ	t CO ₂ /U.M.	t CO ₂ /tep
Gas naturale (pci 8190 kcal/m ³)	10 ³ Sm ³	2020	57.910	1.986	2.425
		2021	58.504	2.006	2.449
		2022	58.918	2.020	2.467
		2023	59.182	2.029	2.478
Olio combustibile	t	2020	76.497	3.143	3.203
		2021	76.501	3.143	3.203
		2022	76.609	3.144	3.207
		2023	76.427	3.136	3.200
Carbone da vapore	t	2020	94.013	2.356	3.936
		2021	93.078	2.334	3.897
		2022	93.233	2.310	3.903
		2023	93.395	2.302	3.910
Gas di raffineria	t	2020	56.146	2.639	2.351
		2021	56.014	2.649	2.345
		2022	56.531	2.665	2.367
		2023	56.497	2.666	2.365
Gas di cokeria	10 ³ Sm ³	2020	45.854	0.844	1.920
		2021	45.490	0.830	1.905
		2022	44.925	0.805	1.881
		2023	44.857	0.756	1.878
Gas di altoforno	10 ³ Sm ³	2020	251.043	0.883	10.511
		2021	247.920	0.918	10.380
		2022	250.750	0.911	10.498
		2023	254.347	0.897	10.649
Gas di acciaieria	10 ³ Sm ³	2020	195.877	1.353	8.201
		2021	192.710	1.397	8.068
		2022	191.486	1.414	8.017
		2023	199.069	1.354	8.335
Idrocarburi pesanti per gassificazione	t	2020	80.211	3.124	3.358
		2021	79.606	3.100	3.333
		2022	80.480	3.134	3.370
		2023	80.611	3.139	3.375
Gas di sintesi	t	2020	102.912	0.870	4.309
		2021	97.899	1.196	4.099
		2022	99.071	0.926	4.148
		2023	97.875	0.864	4.098
	t	2020	86.665	1.666	3.628
		2021	79.606	3.100	3.333

Combustibile	U.M.	Anno	t CO ₂ /TJ	t CO ₂ /U.M.	t CO ₂ /tep
Media ponderata: Idrocarburi pesanti per gassificazione e Gas di sintesi		2022	86.887	1.618	3.638
		2023	86.531	1.553	3.623
Gas residui da processi chimici	t	2020	48.229	2.189	2.019
		2021	47.589	2.204	1.992
		2022	48.935	2.216	2.049
		2023	49.736	2.226	2.082
Coke di petrolio (nelle raffinerie)	t	2020	97.082	3.442	4.065
		2021	96.536	3.423	4.042
		2022	96.855	3.435	4.055
		2023	95.672	3.393	4.006
CDR-CSS	t	2020	44.831	1.102	1.877
		2021	46.489	1.169	1.946
		2022	47.674	1.190	1.996
		2023	47.471	1.186	1.987
Rifiuti industriali	t	2020	79.915	2.070	3.346
		2021	81.473	2.027	3.411
		2022	81.504	2.054	3.412
		2023	81.721	2.014	3.421
Rifiuti solidi urbani (quota fossile)	t	2020	68.395	0.782	2.864
		2021	67.829	0.772	2.840
		2022	68.503	0.772	2.868
		2023	68.953	0.777	2.887
Lignite	t		101.000	1.202	4.229
Benzina	t	Valori di default per tutti gli anni (IPCC, 2006)	69.300	3.070	2.901
GPL/Distillati leggeri	t		63.100	2.985	2.642
Gasolio	t		74.100	3.186	3.102
Naphta	t		73.300	3.262	3.069
Kerosene	t		71.500	3.153	2.994

Il fattore di emissione per unità di energia primaria del gas naturale è stato calcolato a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico inferiore. Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). La composizione chimica e il potere calorifico del gas importato e di quello prodotto sul territorio nazionale sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas nei rapporti di sostenibilità ambientale o comunicati ad ISPRA. È quindi possibile stimare il contenuto medio di carbonio ed il fattore di emissione del gas naturale utilizzato in Italia su base annuale.

Dal 2005 i fattori di emissione di una serie di combustibili (carbone da vapore, coke di petrolio, gas derivati, gas di raffineria, gas di sintesi, gas residui da processi chimici, ecc.) sono stati calcolati in base ai dati comunicati al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE dagli impianti stazionari che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS). Tali dati sono soggetti ad un processo di verifica che *"accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio, dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto."* (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216, art. 16, c.1). La verifica dei dati pervenuti al Comitato rende i dati particolarmente utili e affidabili per valutare le caratteristiche dei diversi combustibili e il relativo uso nel parco termoelettrico italiano. Precedentemente al 2005 sono stati utilizzati i fattori di emissione disponibili in letteratura o da raccolte dati presso gli impianti industriali.

I coefficienti di ossidazione dei combustibili sono stati aggiornati secondo le indicazioni delle linee guida IPCC 2006 per la realizzazione degli inventari nazionali (IPCC, 2006). Tali linee guida considerano il fattore di ossidazione dei combustibili pari a 1 se non sono disponibili informazioni più dettagliate. In altre parole, il contenuto di carbonio del combustibile si considera interamente convertito in anidride carbonica durante il processo di combustione.

Le emissioni del settore elettrico sono elaborate separatamente per la produzione di elettricità e calore. Sebbene energia elettrica e calore siano cogenerati, appare opportuno separare le due entità

considerando la peculiarità degli usi finali delle due tipologie di energia. A tal proposito la quantità di combustibile destinato alla generazione di energia elettrica nelle centrali cogenerative può essere calcolata scorpendo la quota destinata alla generazione di calore. Lo scorporo dei combustibili è elaborato da TERNA che comunica a ISPRA i dati sul consumo energetico per combustibile del settore elettrico.

1.3 Emissioni e fattori di emissione di CO₂ e altri GHG del settore elettrico

Le emissioni di CO₂ sono stimate a livello nazionale secondo l'approccio richiesto da UNFCCC per la realizzazione degli Inventari Nazionali delle emissioni di gas serra (ISPRA, 2025), sono quindi conteggiati solo i gas serra rilasciati sul territorio nazionale. Le emissioni dovute alla produzione di elettricità importata sono a carico del Paese produttore. Sono considerate esclusivamente le emissioni da combustione dei combustibili fossili e della componente fossile dei rifiuti. In merito alle bioenergie (biogas, biomasse solide, quota rinnovabile dei rifiuti) le emissioni nette di CO₂ per la combustione sono considerate zero, perché pari alla CO₂ immagazzinata durante la formazione della bioenergia. Secondo la metodologia adottata sono da considerarsi nulle le emissioni da altre fonti rinnovabili: idroelettrico, geotermia, fotovoltaico, eolico.

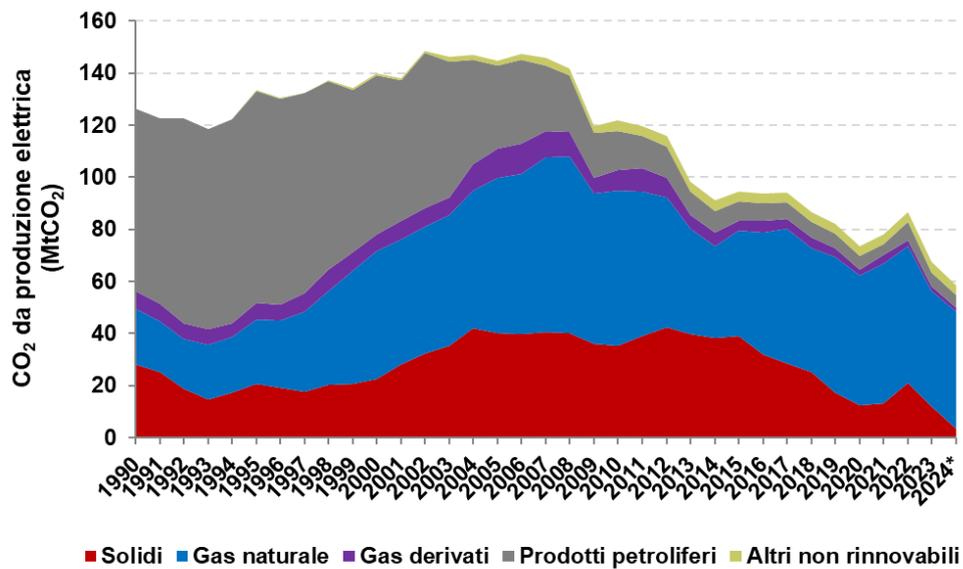
Come già riportato in Figura 1.1, la produzione di energia elettrica sul territorio nazionale è quindi la sola fase cui sono associate le emissioni di gas serra. Le emissioni sono calcolate moltiplicando i fattori di emissione nazionali dei singoli combustibili (Tabella 1.2; riportati anche in Annex 6 del National Inventory Document, 2025) per il rispettivo consumo di energia primaria. Il fattore di emissione per la produzione elettrica è quindi il rapporto tra le emissioni da combustione e l'energia elettrica lorda prodotta. Il fattore di emissione per i consumi elettrici considera il contributo dei consumi ausiliari, l'apporto della quota di elettricità importata e le perdite di rete. Alla produzione lorda è sommata la quota importata e sono sottratti i consumi ausiliari, l'energia destinata ai pompaggi e le perdite di rete.

Le stime riferite all'anno precedente (2024 in questo rapporto), come richiesto dal DM n. 224 del 14 luglio 2023, si basano su dati preliminari della produzione elettrica; pertanto, sono caratterizzate dall'incertezza che dipende dai dati di origine. Inoltre, per la stima delle emissioni sono utilizzati i fattori di emissione dei combustibili per unità di energia primaria dell'ultimo anno al consuntivo (2023 in questo rapporto). Le stime preliminari saranno ricalcolate con i dati definitivi nell'anno successivo.

La quantità di CO₂ del settore elettrico nel 2023 è stata di 78.9 Mt (di cui 67.5 Mt per la produzione di energia elettrica e 11.4 Mt per la produzione di calore), pari a circa il 21% dei gas serra nazionali. Le emissioni di CO₂ nel settore elettrico costituiscono circa il 99.5% delle emissioni di gas serra del settore, le emissioni di CH₄ e N₂O rappresentano quindi una quota marginale.

Fino alla prima metà degli anni '90, le emissioni di CO₂ da petrolio e prodotti petroliferi rappresentavano una quota significativa delle emissioni totali del settore. Nel 1995, la quota di emissioni di tali combustibili ammontava al 61% delle emissioni. In seguito, la quota di CO₂ proveniente da queste fonti è diminuita fino al 6.5% nel 2021, con un aumento negli ultimi anni (9.7% nel 2023). In particolare, le emissioni da olio combustibile sono diminuite dal 61% a 1.7% dal 1995 al 2023. La quota di emissioni di gas naturale è passata dal 18.5% del 1995 al 66.3% del 2023. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone bituminoso, è aumentata costantemente fino al 2014, quando ha raggiunto il picco del 37.2%, ma negli anni successivi è stata registrata una forte riduzione fino al 15.4% nel 2023. Nel 2022 si è registrata un'impennata della quota di combustibili solidi (21.2%), dovuta alla guerra Russia-Ucraina che ha comportato la contrazione del gas naturale. Le stime preliminari per il 2024 mostrano una forte riduzione della quota di emissioni da combustibili solidi che dovrebbe attestarsi a circa il 5%. La quota da prodotti petroliferi diminuisce da 9.7% a circa 8%. Per quanto riguarda le emissioni da gas naturale si stima un sensibile incremento della quota (circa il 78%). Complessivamente nel 2024 si stima un calo delle emissioni di CO₂ del settore elettrico di circa -12% rispetto all'anno precedente (circa 70 Mt, di cui 58 Mt per la produzione di energia elettrica).

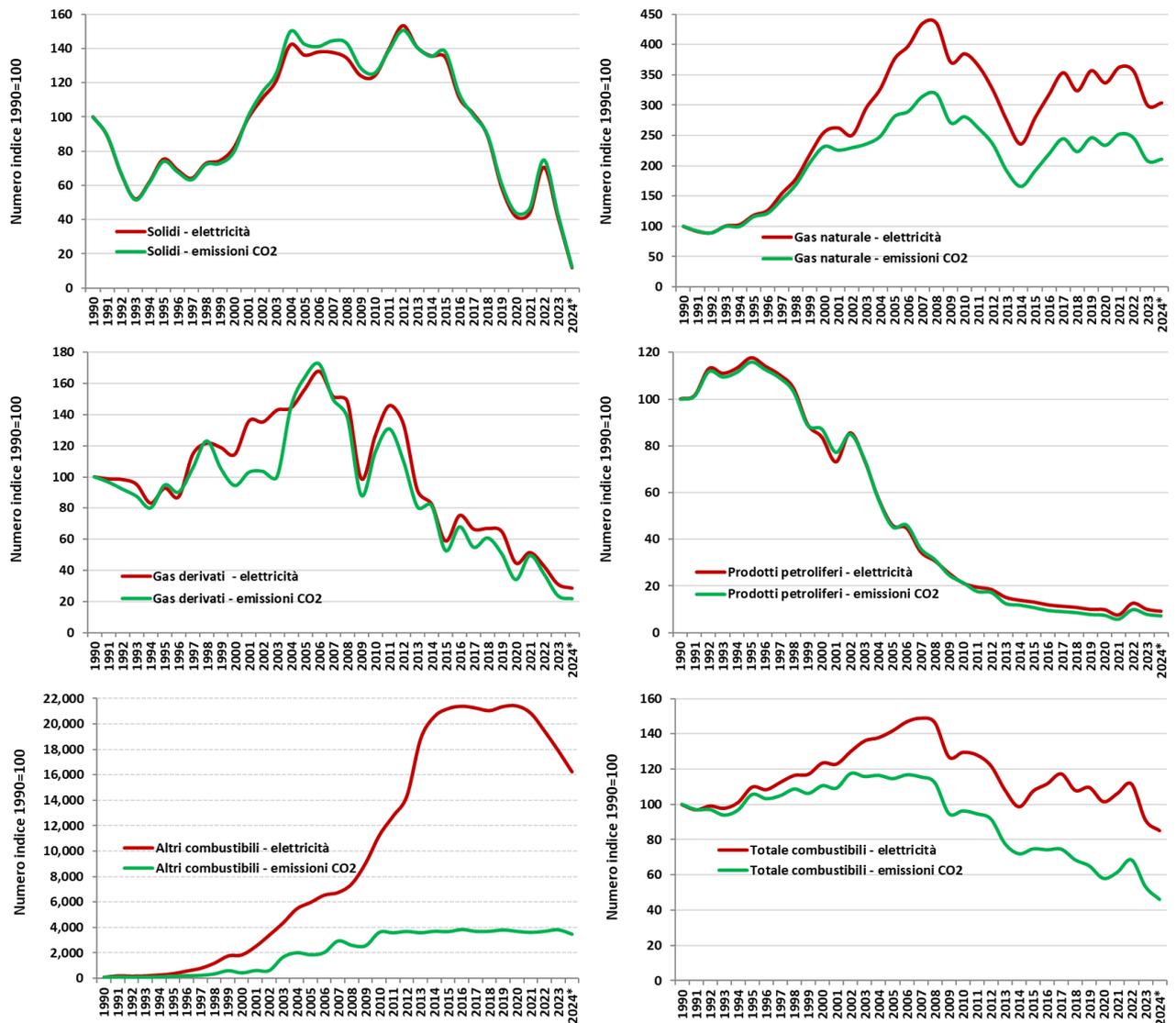
Figura 1.7 – Quota di emissioni di CO₂ per fonte.



* Dati preliminari.

La produzione di energia elettrica e le relative emissioni di CO₂ mostrano un rilevante disaccoppiamento per il gas naturale, mentre per i combustibili solidi, i prodotti petroliferi e i gas derivati si registra una sostanziale covariazione dei due parametri (Figura 1.8). Anche per la categoria "altri combustibili" si osserva un notevole disaccoppiamento. Il disaccoppiamento complessivo è dovuto quindi all'aumento dell'efficienza delle centrali elettriche alimentate a gas naturale e all'aumento della quota di bioenergia, sebbene dal 2020 la quota elettrica da queste ultime sia in diminuzione.

Figura 1.8 – Variazione annuale rispetto al 1990 della produzione termoelettrica e delle emissioni di CO₂ per combustibile (1990=100).

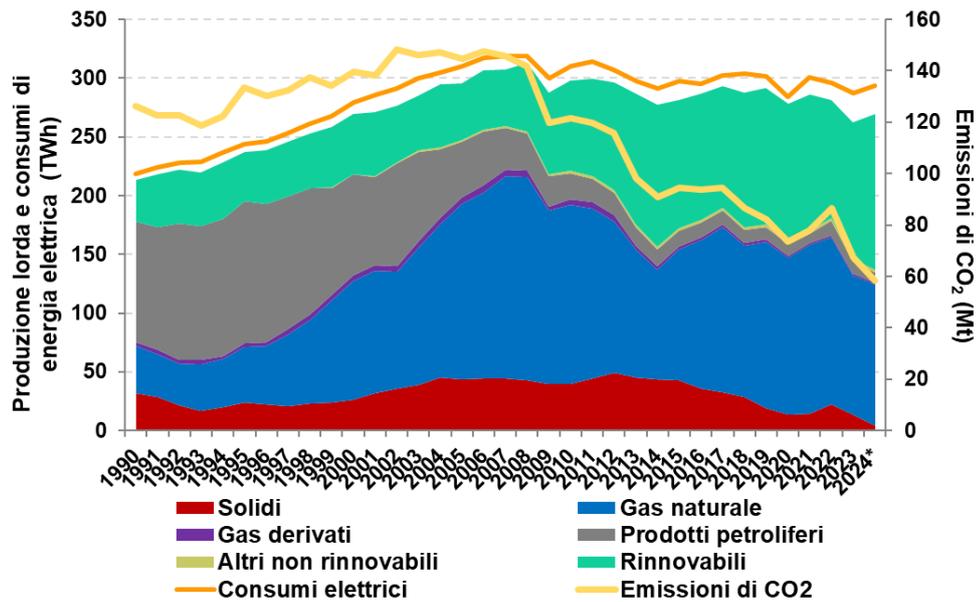


* Dati preliminari.

Le emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica hanno raggiunto il punto più alto nel 2002, con un aumento del 17.4% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica ha mostrato un aumento del 30.1% nello stesso periodo. Tra il 2002 e il 2008 le emissioni diminuiscono del 4.4%, a fronte di un incremento della produzione termoelettrica del 12.7%. Dopo il 2008 è stata registrata una significativa riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂ a causa della crisi economica. L'andamento decrescente è stato interrotto solo nel 2014 e fino al 2018 si registra un lieve incremento della produzione elettrica seguito da un ulteriore andamento decrescente, fatta eccezione per il rimbalzo del 2021-2022, dopo la forte contrazione del 2020. Dal 1990 al 2023 le emissioni per la produzione termoelettrica sono diminuite del 46.6%, a fronte dell'incremento del 22.2% della produzione elettrica.

Una visione d'insieme è fornita dal seguente grafico che riporta la produzione elettrica per fonte insieme all'andamento dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂.

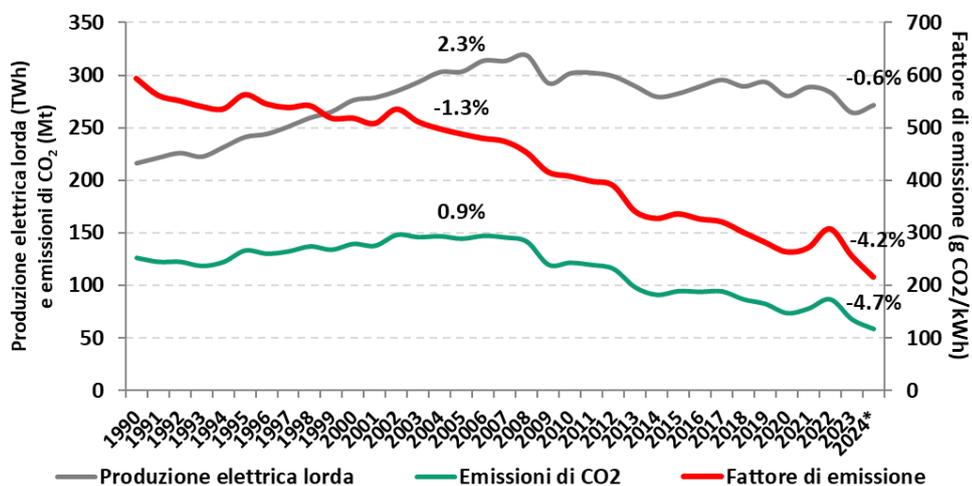
Figura 1.9 – Produzione lorda di energia elettrica per fonte, consumi elettrici e emissioni di CO₂ per la generazione elettrica.



* Dati preliminari

La Figura 1.10 illustra l'andamento del fattore di emissione dal 1990. I tassi di variazione media annuale del fattore di emissione mostrano chiaramente l'accelerazione della riduzione dopo il 2005.

Figura 1.10 – Andamento della produzione elettrica lorda, emissioni di CO₂ (asse a sinistra) e fattori de emissione (asse a destra). Le etichette si riferiscono al tasso di variazione media annuale, dal 1990 al 2005 e dal 2005 al 2024.

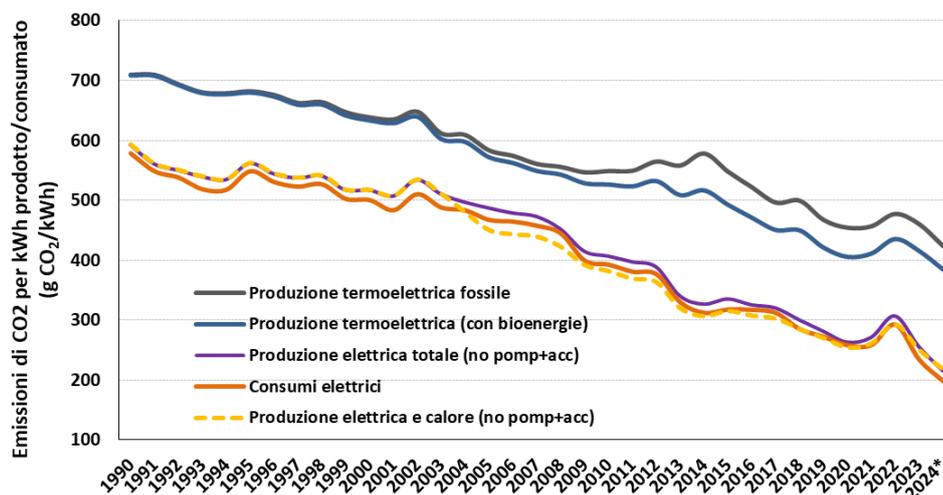


* Dati preliminari.

Il fattore di emissione nazionale per la produzione lorda di energia elettrica da centrali termoelettriche è diminuito dal 1990 al 2023 da 709 g CO₂/kWh a 414.9 g CO₂/kWh. L'andamento decrescente di lungo termine è dovuto principalmente all'aumento della quota di gas naturale e alla continua riduzione del fattore di emissione specifica di questo combustibile, che a sua volta è dovuto all'aumento dell'efficienza elettrica degli impianti. Un ruolo importante è svolto anche dalle bioenergie, considerate a zero emissioni nette di CO₂. Le bioenergie rappresentano il 9.9% della produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici nel 2023. La differenza tra il fattore di emissione con o senza il loro contributo mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione (Figura 1.11). La differenza diventa rilevante

dopo il 2000 a causa dell'aumento della quantità di biomassa solida e di rifiuti solidi urbani e dell'aumento ancora maggiore dei bioliquidi e del biogas dopo il 2008. Dal 2020 la quota di bioenergia mostra una tendenza al ribasso.

Figura 1.11 – Andamento dei fattori di emissione nel settore elettrico.



* Dati preliminari.

Le fonti rinnovabili riducono il fattore di emissione per la produzione di energia elettrica poiché, secondo l'approccio adottato, non hanno emissioni di CO₂. Il fattore di emissione per i consumi di energia elettrica è ulteriormente ridotto per effetto della quota di energia elettrica importata dall'estero, le cui emissioni non vengono conteggiate nel territorio nazionale ma nel territorio di produzione dell'energia elettrica. È stato inoltre calcolato il fattore di emissione per le perdite di rete applicando il fattore di emissione per la produzione elettrica solo alla quota di perdita di energia elettrica prodotta nel territorio nazionale, poiché alla quota importata non sono assegnate emissioni.

Dal 1990 al 2023 l'elettricità prodotta è aumentata di 48.1 TWh, a fronte della diminuzione delle emissioni di CO₂ di 59 Mt. In sintesi, la riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica è dovuta al contributo di fattori quali l'incremento delle fonti rinnovabili, l'aumento della quota di gas naturale e dell'efficienza degli impianti. Le stime preliminari mostrano che nel 2024 le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica dovrebbero diminuire ulteriormente (circa 59 Mt contro 67.5 Mt nel 2023). Si prevede pertanto la riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica lorda (circa -16% rispetto all'anno precedente), a seguito dell'aumento della produzione rinnovabile e della diminuzione della quota di combustibili solidi.

Tabella 1.3 – Fattori di emissione nel settore elettrico (g CO₂/kWh).

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Consumi elettrici ³	Perdite di rete ⁴	Produzione termoelettrica lorda e calore ^{1,5}	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,5}	Produzione di calore ⁵
1990	709.2	709.0	593.0	577.8	505.6	709.0	593.0	
1995	681.5	681.7	562.2	548.1	481.6	681.7	562.2	
2000	638.1	636.0	517.6	500.2	440.7	636.0	517.6	
2005	583.1	574.5	487.6	467.2	415.1	516.5	450.4	244.4
2010	548.7	528.1	407.4	392.8	352.9	473.3	382.3	249.0
2015	547.6	493.8	335.8	318.2	286.7	429.5	316.0	221.7
2020	454.4	405.2	263.7	258.8	235.5	358.3	255.2	215.0
2021	456.8	410.9	271.6	259.0	235.3	364.9	261.9	213.7

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Consumi elettrici ³	Perdite di rete ⁴	Produzione termoelettrica lorda e calore ^{1,5}	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,5}	Produzione di calore ⁵
2022	477.4	435.1	307.3	293.0	265.4	388.3	293.4	223.8
2023	460.2	414.9	256.3	234.7	213.3	369.6	251.3	225.1
2024*	422.4	382.2	215.9	198.9	180.6	344.2	217.7	227.4

¹ Inclusa elettricità da bioenergia.

² Incluse rinnovabili, al netto di apporti da pompaggio e da accumulo stand alone.

³ Incluse le perdite di rete e la quota importata.

⁴ Fattore di emissione della produzione elettrica per la quota di perdite di energia elettrica prodotta.

⁵ Incluse le emissioni di CO₂ per la produzione di calore.

* Dati preliminari.

Il ruolo dei diversi fattori che hanno contribuito alla riduzione delle emissioni dal settore elettrico è stato esaminato con l'analisi della decomposizione. In questo lavoro è stata effettuata l'analisi di decomposizione per indici (*Index decomposition analysis* IDA; Hoekstra, van der Bergh, 2003). In particolare, è stato adottato il metodo *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) proposto da Ang e Zhang, 2000; Ang, 2005. Per maggiori dettagli sull'applicazione al sistema elettrico nazionale si rimanda a ISPRA, 2022.

L'analisi è stata condotta attraverso una equazione identità che decompone la variazione delle emissioni in quattro fattori determinanti. L'identità individuata nel presente studio è la seguente:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CO_{2i}}{E.E.i} \times \frac{E.E.i}{E.E.F} \times \frac{E.E.F}{E.E.T} \times E.E.T$$

CO_{2i} è l'anidride carbonica emessa dalla tipologia di combustibile fossile i;

E.E.i è l'energia elettrica prodotta dalla tipologia di combustibile fossile i;

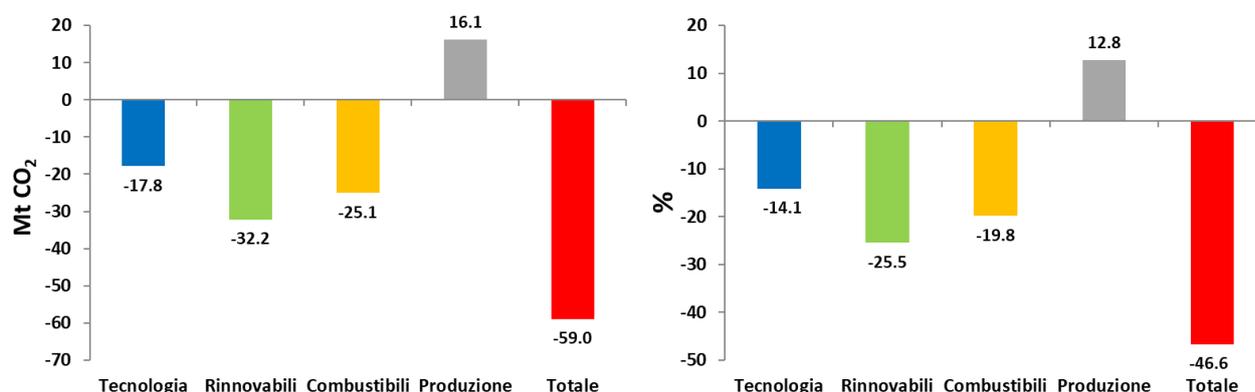
E.E.F è l'energia elettrica prodotta dai combustibili fossili;

E.E.T è l'energia elettrica totale prodotta, comprese le fonti rinnovabili.

Il primo fattore valuta l'effetto tecnologico, in termini di variazione temporale dei fattori di emissione delle diverse tipologie di combustibili fossili. Tale variazione è un indicatore dell'incremento di efficienza degli impianti termoelettrici nel processo di trasformazione delle fonti fossili in energia elettrica. In altri termini viene valutato l'effetto della variazione dell'intensità di carbonio nella generazione elettrica. Il secondo fattore prende in considerazione l'effetto della variazione del mix combustibile, ovvero la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili caratterizzati da diverso contenuto di carbonio e quindi diversi fattori di emissione. Il terzo fattore valuta l'effetto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili considerando la variazione del rapporto tra energia elettrica da fonte fossile ed energia elettrica totale. Infine, il quarto fattore considera l'effetto della variazione di energia elettrica totale prodotta.

La variazione delle emissioni è decomposta nei diversi fattori determinanti per valutare l'effetto della variazione di un fattore lasciando invariati gli altri fattori. Nell'analisi di decomposizione effettuata si assume quindi un contributo indipendente dei quattro fattori sulla variazione delle emissioni. L'effetto finale è valutato in termini additivi per i fattori considerati. I fattori considerati nell'analisi (tecnologia, tipologia di combustibile, fonti rinnovabili, produzione elettrica totale) concorrono alla riduzione delle emissioni atmosferiche laddove l'incremento della produzione elettrica determina un effetto contrario (Figura 1.12).

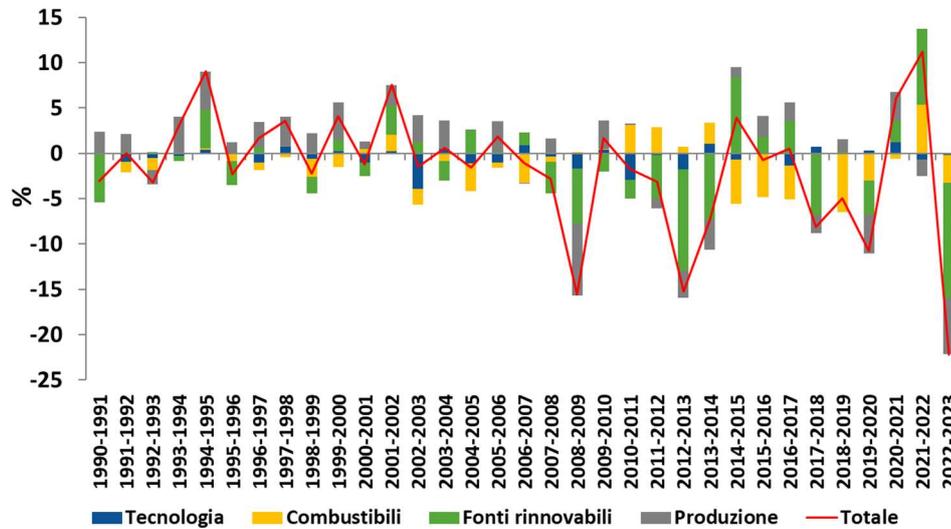
Figura 1.12 – Analisi di decomposizione delle emissioni di CO₂ nel periodo 1990-2023. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni rispetto al 1990, in termini assoluti e percentuali, per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.



I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 14.1%, 25.5% e 19.8%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 12.8%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2023 per la produzione elettrica del 46.6% rispetto alle emissioni osservate nel 1990 (-59 MtCO₂). In altre parole, la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2023 sarebbe stata di 17.8 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla variazione del mix combustibile sarebbe stata di 25.1 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili avrebbe determinato una riduzione delle emissioni di 32.2 MtCO₂. Gli effetti di riduzione delle emissioni sono "compensati" da un aumento netto della produzione di energia elettrica che avrebbe comportato un incremento delle emissioni atmosferiche di 16.1 MtCO₂ in assenza del contributo degli altri fattori.

In Figura 1.13 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990. I dati mostrano che il fattore tecnologico ha determinato la maggiore riduzione delle emissioni nel periodo dal 2000 al 2003. Dal 2000 al 2001 sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati prevalentemente da gas di sintesi da gassificazione di prodotti petroliferi, mentre negli anni successivi sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Tali impianti sono caratterizzati da maggiore efficienza rispetto ai cicli a vapore tradizionali. Il crescente utilizzo dei gas di sintesi e dei rifiuti solidi urbani a partire dal 2000 spiega inoltre l'incremento delle emissioni dovute alla variazione dei combustibili nel periodo 1999-2001, dovuto in parte anche all'incremento della quota di combustibili solidi nel 2001. Per quel che concerne il contributo della variazione dei combustibili fossili nell'intero periodo esaminato è evidente che la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili, con l'aumento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi, determina una corrispondente variazione del contributo emissivo con una diminuzione netta delle emissioni. Di particolare rilievo appare il contributo delle fonti rinnovabili. I valori relativi a tale fattore mostrano una oscillazione che riflette la variabilità della produzione elettrica, soprattutto in relazione alla componente idroelettrica che dipende a sua volta dalle condizioni meteorologiche. A partire dal periodo 2007-2008 l'apporto delle fonti rinnovabili assume un ruolo dominante, con un contributo alla riduzione delle emissioni superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Nel periodo 2008-2009 è evidente anche la riduzione della produzione elettrica in seguito alla crisi economica, così come nel periodo 2012-2013 diventa determinante alla riduzione delle emissioni un picco di produzione idroelettrica. D'altra parte, la siccità del 2022 ha determinato una forte contrazione della produzione idroelettrica; tale fattore, insieme all'aumento di combustibili solidi, ha determinato l'incremento delle emissioni osservato nel periodo 2021-2022. Infine, nel 2023 si registra una forte riduzione delle emissioni grazie al contributo di tutti i fattori considerati.

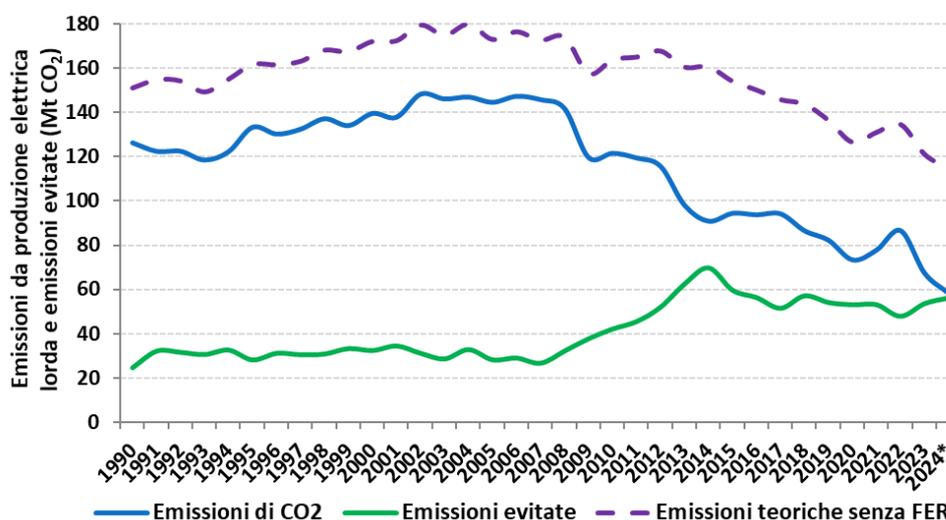
Figura 1.13 – Analisi di decomposizione delle emissioni per intervalli annuali. Per ogni intervallo sono riportati i contributi percentuali alla variazione delle emissioni dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rossa rappresenta la variazione totale osservata.



Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha quindi fornito il principale contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra. Per valutare l'impatto di tali fonti, sono state calcolate le emissioni di CO₂ evitate ogni anno. Queste statistiche sono elaborate dal GSE (2024), sia per le emissioni dirette che per le emissioni LCA (*Life Cycle Assessment*). Secondo la metodologia adottata dal GSE, le emissioni evitate dipendono principalmente dal mix fossile marginale sostituito da fonti rinnovabili. La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con quella sviluppata dall'Agenzia Europea dell'Ambiente (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia prodotta con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di elettricità deve essere prodotta dal mix fossile. I due approcci forniscono valori diversi di emissioni evitate, ma non è scopo di questo lavoro confrontare le due metodologie, bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, indipendentemente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'elettricità.

Dal 1990 al 2007 le emissioni medie evitate nel settore energetico da fonti rinnovabili sono cambiate intorno a un valore medio di 30.6 Mt CO₂, parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo di fonti non tradizionali ha portato al picco registrato nel 2014, quando le emissioni di CO₂ evitate ammontavano a 69.8 Mt. Negli anni successivi è stata registrata una diminuzione delle emissioni annuali evitate, a seguito della contrazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Il valore medio dal 2015 al 2023 è stato di 54.1 Mt CO₂. Nel 2022 il valore è sceso a 48 Mt CO₂, a causa della mancanza di energia idroelettrica, mentre nel 2023 è risalito a 53.7 Mt CO₂. Secondo i dati preliminari, le emissioni evitate nel 2024 dovrebbero attestarsi intorno a 56 Mt CO₂.

Figura 1.14 – Andamento delle emissioni di CO₂ dal settore elettrico e delle emissioni evitate.



* Dati preliminari.

La generazione elettrica emette altri gas serra oltre alla CO₂, come il metano (CH₄) e il protossido di azoto (N₂O). Sebbene CH₄ e N₂O siano emessi in quantità limitate rispetto alla CO₂, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (28 per il metano e 265 per il protossido di azoto).

Le emissioni di CH₄ e N₂O rappresentano dallo 0.4% allo 0.7% del totale dei gas serra del settore elettrico. Il settore è responsabile delle emissioni di altri inquinanti atmosferici come gli ossidi di azoto (NO_x), gli ossidi di zolfo (SO_x), i composti organici volatili non metanici (NMVOC), il monossido di carbonio (CO), l'ammoniaca (NH₃) e il particolato (PM₁₀). Gli inquinanti considerati hanno ridotto le emissioni nel 2023 rispetto al 2005, da -26.9% per CO a -92.9% per SO_x, con l'eccezione dei COVNM, aumentati del 62.7%.

Tabella 1.4 – Emissioni di gas serra nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità e calore (Mt CO₂eq).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
CO ₂	157.85	135.72	107.69	107.51	107.67	99.36	95.36	86.21	90.27	99.38	78.90	69.64
CH ₄	0.18	0.19	0.25	0.26	0.26	0.25	0.25	0.24	0.24	0.23	0.20	0.18
N ₂ O	0.44	0.46	0.50	0.50	0.47	0.45	0.42	0.39	0.37	0.40	0.34	0.29
GHG	158.46	136.37	108.44	108.27	108.40	100.06	96.03	86.85	90.88	100.00	79.44	70.12

* Dati preliminari.

Tabella 1.5 – Fattori di emissione di gas serra nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità e calore (g CO₂eq/kWh).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
CO ₂	450.39	382.27	315.96	308.06	303.23	285.83	270.70	255.16	261.91	293.36	251.27	217.70
CH ₄	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.68	0.65	0.56
N ₂ O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.08	1.17	1.08	0.92
GHG	452.14	384.10	318.17	310.23	305.27	287.84	272.59	257.04	263.68	295.22	253.00	219.18

* Dati preliminari.

Tabella 1.6 – Emissioni di inquinanti atmosferici nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità e calore (kt).

Inquinante	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NO _x	129.13	102.22	86.27	82.94	80.57	75.89	74.07	67.90	68.74	70.43	62.01
SO _x	183.91	78.95	32.52	25.03	22.48	20.30	16.86	14.44	13.45	16.80	13.11
COVNM	17.86	25.06	27.46	29.89	29.99	29.67	30.83	30.29	29.49	28.71	29.05
CO	36.97	35.88	32.15	33.61	34.66	32.46	33.34	31.25	31.86	31.75	27.02
NH ₃	0.23	0.23	0.24	0.21	0.19	0.17	0.13	0.11	0.10	0.14	0.10
PM ₁₀	5.93	2.87	1.42	1.26	1.19	1.03	0.96	0.82	0.85	0.91	0.74

Tabella 1.7 – Fattori di emissione di inquinanti atmosferici nel settore termoelettrico per la produzione di elettricità e calore (mg/kWh).

Inquinante	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022	2023
NO _x	368.44	287.92	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.45	207.91	197.47
SO _x	524.75	222.37	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	39.03	49.58	41.75
COVNM	50.95	70.58	80.57	85.65	84.45	85.34	87.53	89.65	85.57	84.75	92.51
CO	105.49	101.07	94.32	96.30	97.61	93.37	94.63	92.50	92.44	93.72	86.05
NH ₃	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.30	0.41	0.30
PM ₁₀	16.91	8.07	4.17	3.60	3.36	2.97	2.71	2.43	2.47	2.69	2.35

L'emissione di ossidi di zolfo è dovuta fundamentalmente ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno inoltre contribuito a una significativa riduzione delle emissioni di PM₁₀ e dei relativi fattori di emissione, rispettivamente -87.5% e -86.1% dal 2005.

2 PRODUZIONE E CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA NELLE REGIONI ITALIANE

I dati della produzione e consumo di energia elettrica a livello regionale sono pubblicati da TERNA con cadenza annuale. L'analisi si concentra sui dati del 2023, sebbene sia stata considerata anche la serie storica dal 2020. Le aree del territorio nazionale saranno ripartite secondo la nomenclatura ISTAT:

- Nord-Ovest: Liguria, Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta;
- Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto;
- Centro: Lazio, Marche, Toscana, Umbria;
- Sud e Isole: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia.

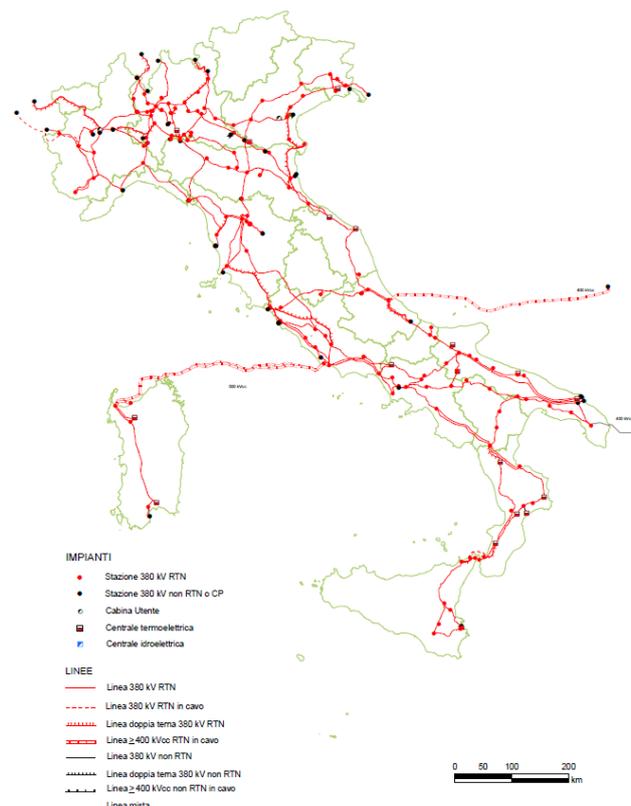
Per mettere in evidenza il fabbisogno elettrico delle regioni, i grafici di seguito presentati mostreranno sempre le regioni in ordine decrescente dei consumi elettrici registrati nel 2020. L'ordine delle regioni secondo i consumi non mostra variazioni significative nel periodo considerato, lievi variazioni si registrano negli anni più recenti. In particolare, i consumi del Trentino-Alto Adige hanno superato quelli delle Marche.

Le mappe di seguito riportate, estratte dall'Annuario statistico di TERNA (2025), mostrano la rete di trasmissione elettrica del territorio nazionali con tensione di esercizio a 380 kV e 220 kV. Sono evidenti le connessioni interregionali e le connessioni con l'estero.

Figura 2.1 – Diagramma di flusso dei dati dalla produzione al consumo di energia elettrica (TERNA).

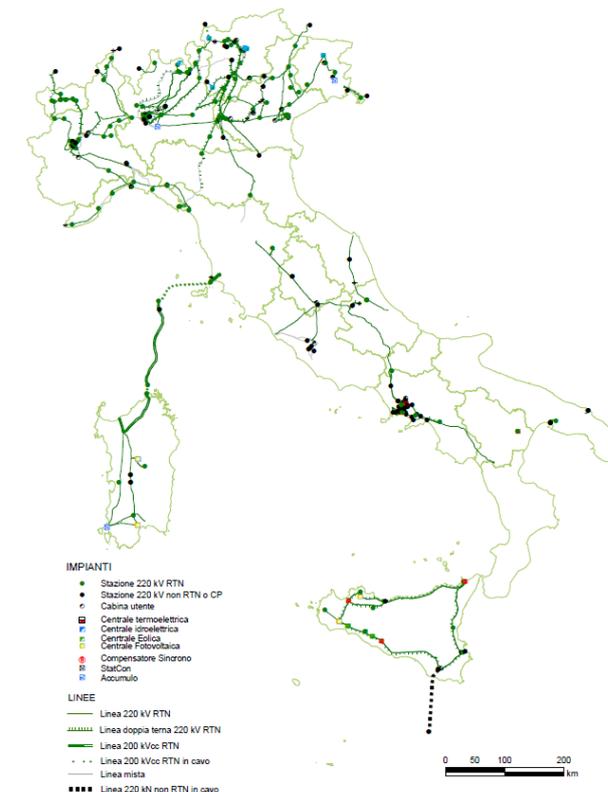
Rete italiana a 380 kV al 31.12.2023

Grafico 5



Rete italiana a 220 kV al 31.12.2023

Grafico 6

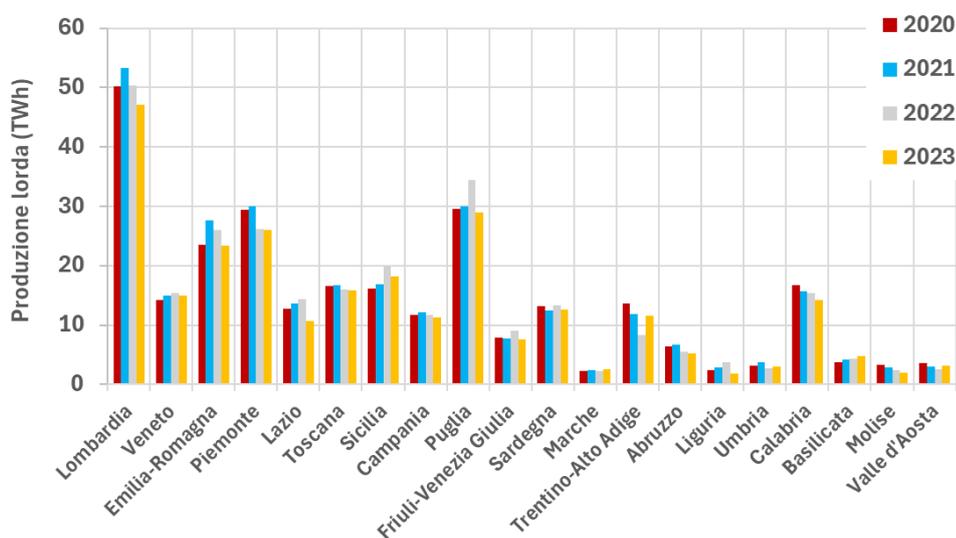


2.1 Produzione elettrica

Data la varietà della dimensione territoriale delle regioni italiane la distribuzione della produzione elettrica è estremamente eterogenea. La Figura 2.2 mostra che le regioni hanno livelli di produzione elettrica molto differenti. Emerge inoltre la variabilità temporale della generazione elettrica, espressione della variabilità dei fattori che determinano il fabbisogno elettrico.

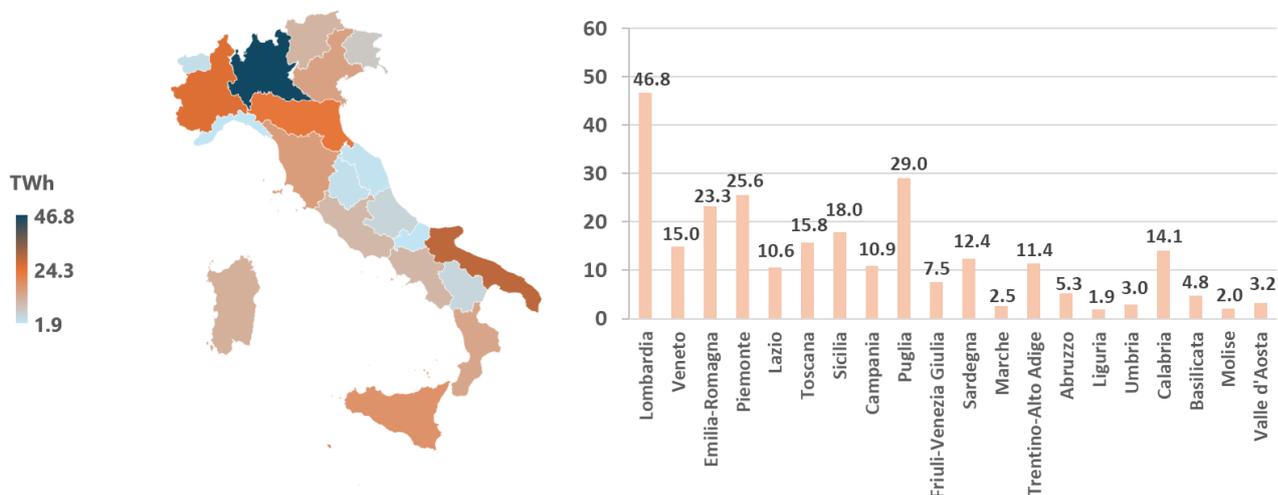
La ripartizione per macroaree della produzione elettrica vede il Nord-Ovest con circa il 30% del totale nazionale, il Nord-Est intorno al 21%, il Centro con 12%, Sud e Isole con 36%, di cui 11% delle isole. A livello regionale emergono i dati della Lombardia, che rappresenta circa il 18% della produzione elettrica nazionale, della Puglia con 11%, del Piemonte con 10% e dell'Emilia-Romagna con il 9%.

Figura 2.2 – Produzione elettrica lorda nelle regioni.



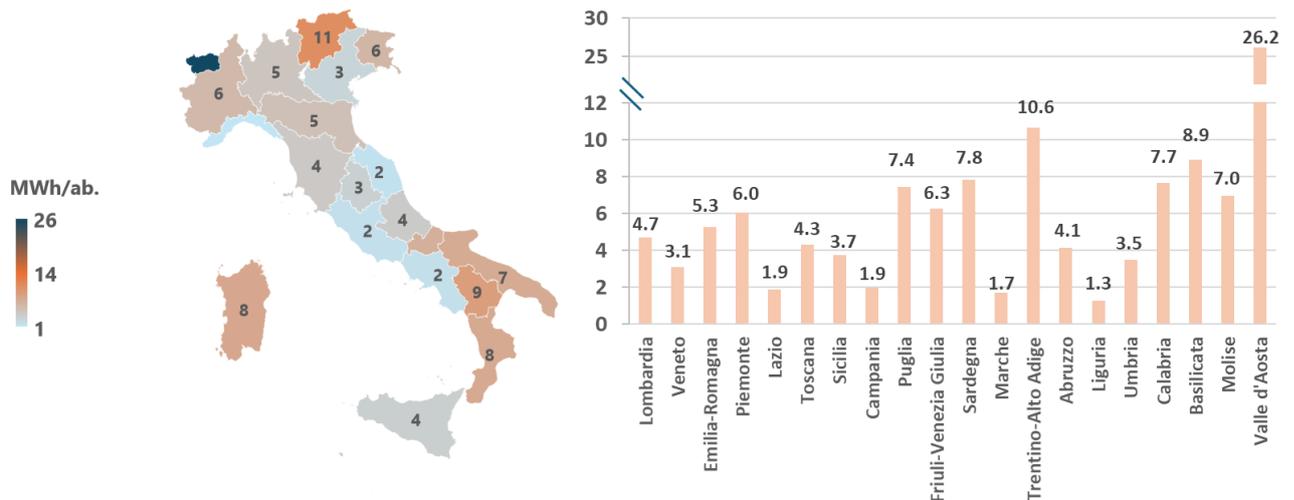
Di seguito è illustrata la ripartizione regionale della produzione elettrica del 2023, al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone. Quest'ultima voce è entrata nelle statistiche di TERNA con i dati del 2023. La mappa mette in evidenza le regioni con i valori estremi di produzione elettrica, mentre nel grafico a destra sono riportati i valori effettivi.

Figura 2.3 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone (2023).



La produzione elettrica pro capite mostra sensibili differenze tra le regioni, con valori che vanno da 1,252 kWh/ab. in Liguria a 26,163 kWh/ab. in Valle d'Aosta. In termini generali la Figura 2.4 mette in evidenza che le regioni con i maggiori consumi di energia elettrica, dalla Lombardia alla Campania, siano caratterizzate da valori di produzione pro capite inferiori rispetto alle regioni con minori consumi elettrici. Le regioni con produzione elettrica pro capite più elevata sono Valle d'Aosta, come già riportato, e Trentino-Alto Adige nel Nord, mentre nel Sud e Isole spiccano i valori di Puglia, Sardegna, Calabria, Basilicata e Molise.

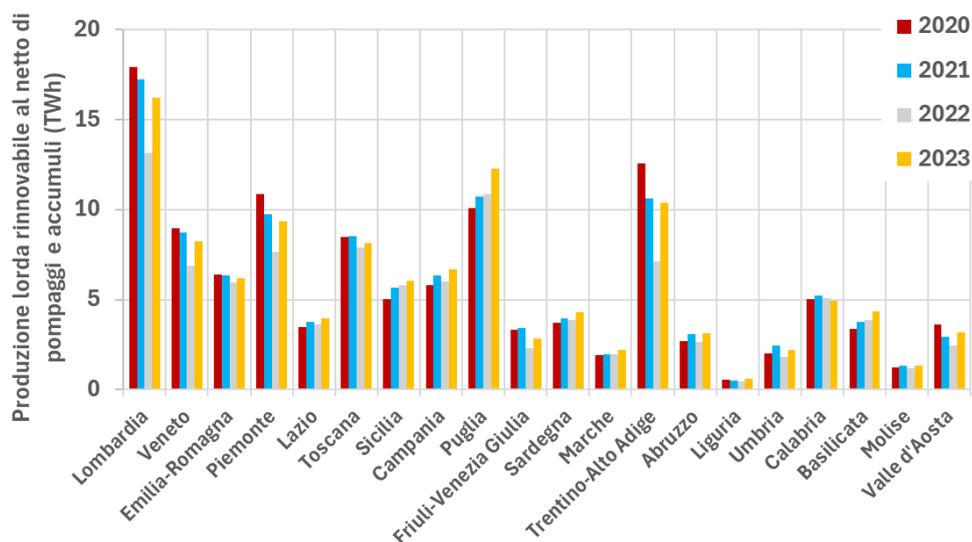
Figura 2.4 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda per abitante al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone (2023).



2.1.1 Produzione rinnovabile

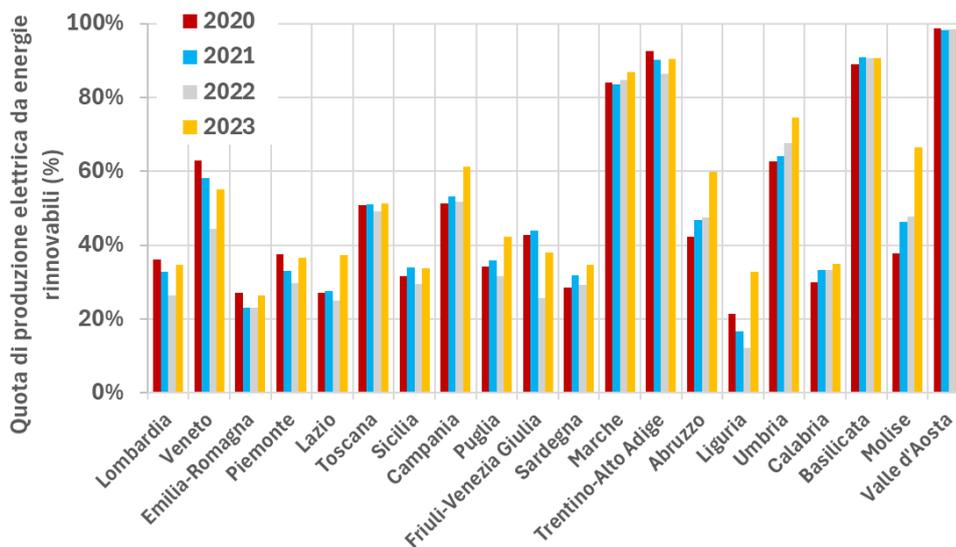
La generazione elettrica da fonti rinnovabili è altrettanto eterogenea a livello regionale, come illustra la Figura 2.5. L'elettricità prodotta da fonti rinnovabili ricalca grosso modo la ripartizione regionale vista precedentemente per la produzione totale (Figura 2.2), sebbene emergano peculiarità importanti in alcune regioni.

Figura 2.5 – Produzione elettrica lorda da energie rinnovabili al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone nelle regioni.



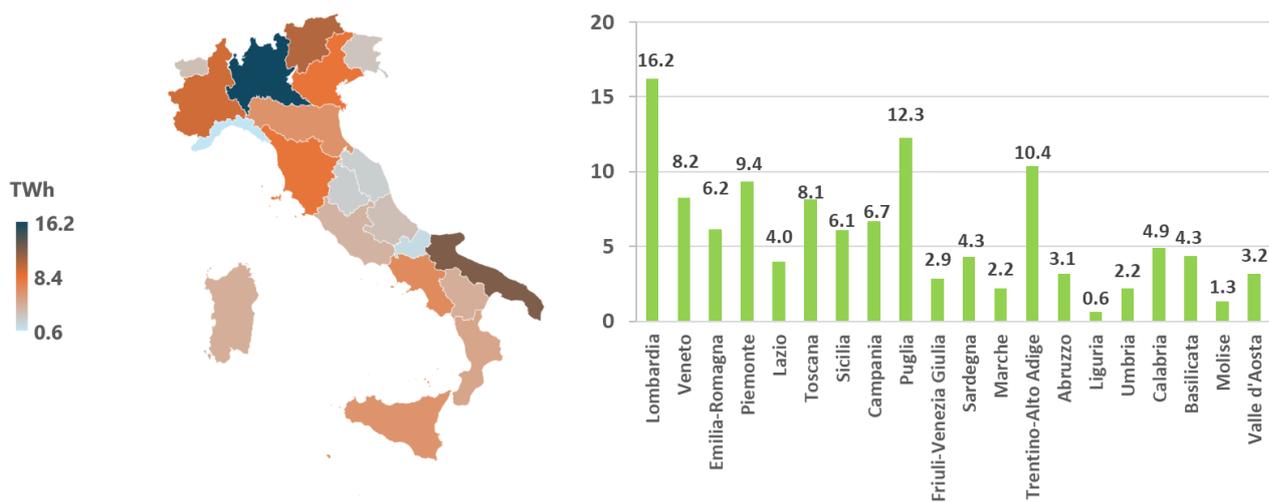
Il seguente grafico mostra la quota di produzione elettrica da energia rinnovabile. Quattro regioni (Marche, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Val d’Aosta) fanno registrare quote superiori all’80%, con la Val d’Aosta prossima alla produzione totalmente rinnovabile, soprattutto grazie all’energia idroelettrica. La media nazionale negli anni considerati è intorno al 41% con una ripartizione per macroaree del 35% nel Nord-Ovest, 46% sia nel Nord-Est che nel Centro, 40% nel Sud e Isole.

Figura 2.6 – Quota regionale di produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone.



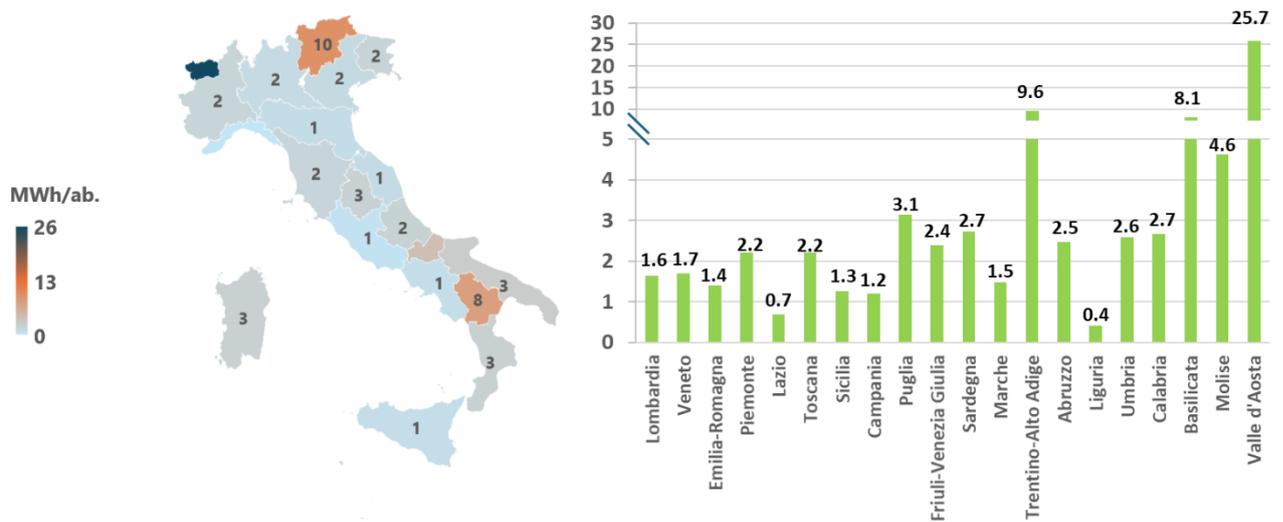
La seguente mappa illustra la ripartizione regionale della generazione elettrica rinnovabile nel 2023.

Figura 2.7 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone (2023).



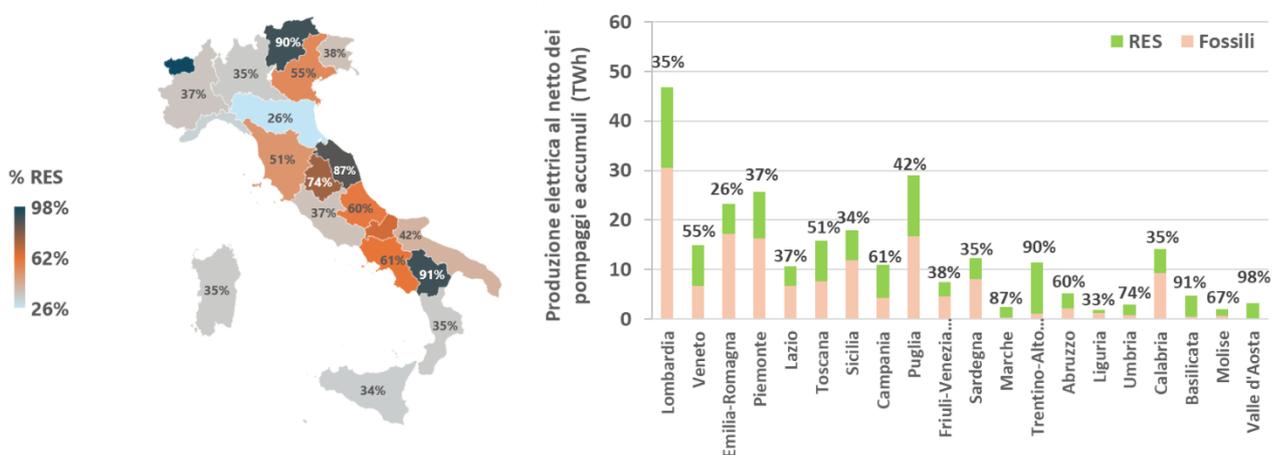
Anche per la produzione pro capite di energia elettrica da fonti rinnovabili si registra una notevole eterogeneità regionale. I valori coprono un ampio intervallo: da 410 kWh/ab., registrato in Liguria, a 25,747 kWh/ab., registrato in Valle d’Aosta. Oltre che in Valle d’Aosta, i valori più elevati si registrano in Trentino-Alto Adige e in Basilicata, mentre tra le regioni con i valori più bassi, oltre alla Liguria, sono da menzionare Lazio, Campania, Sicilia ed Emilia-Romagna.

Figura 2.8 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda per abitante da fonti rinnovabili al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone (2023).



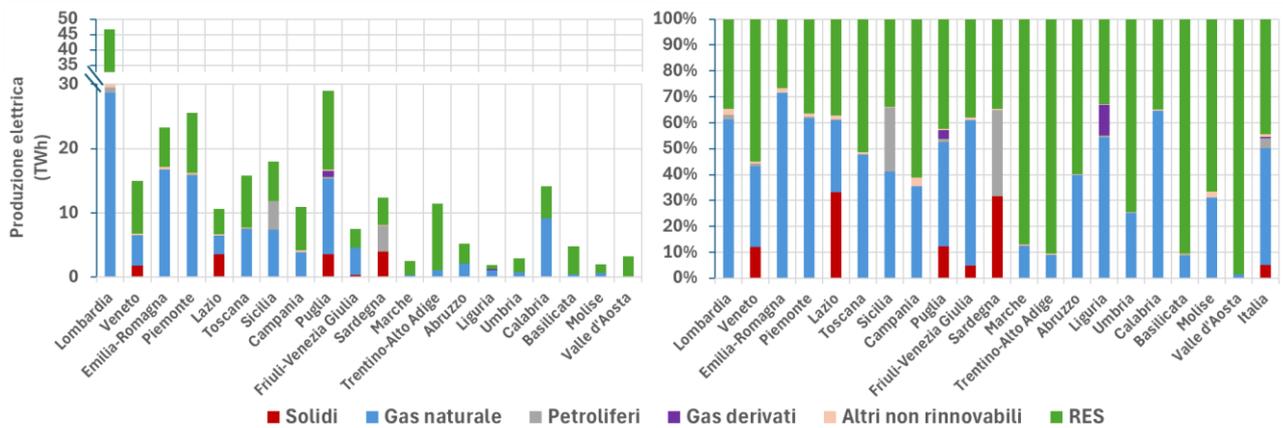
Come già accennato, la quota regionale della produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione totale è molto variabile da regione a regione. La Figura 2.9 mostra la produzione lorda del 2023 per ogni regione, ripartita per fonti fossili e fonti rinnovabili.

Figura 2.9 – Mappa regionale della quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili (2023). Il grafico a destra riporta la produzione elettrica lorda ripartita per quota fossile e rinnovabile. Le etichette si riferiscono alla quota rinnovabile rispetto alla produzione totale al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone.



In Figura 2.10 è riportato il dettaglio della produzione elettrica per fonte. La disaggregazione presentata è il risultato della stima eseguita con le variabili proxy, come riportato nel successivo paragrafo 3.1. La disaggregazione ha quindi l'incertezza associata alle proxy utilizzate.

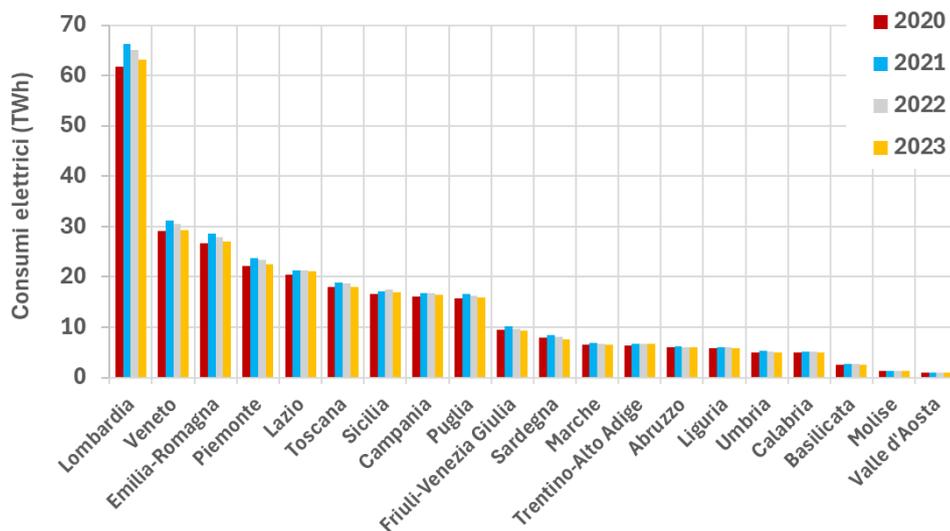
Figura 2.10 – Produzione elettrica lorda per fonte (2023).



2.2 Consumi elettrici

Il Nord-Ovest assorbe quasi un terzo dei consumi nazionali (~32%), i consumi del Nord-Est ammontano a circa il 25%, come Sud e Isole, mentre il Centro assorbe intorno al 18%. Anche per i consumi emerge il dato della Lombardia, che rappresenta circa il 22% dei consumi nazionali, seguita da Veneto con il 10% e Emilia-Romagna con il 9%.

Figura 2.11 – Consumi elettrici per regione.



I consumi elettrici nazionali per settore mostrano che l'agricoltura rappresenta il 2.2% dei consumi nel 2023, i consumi dell'industria rappresentano il 43.3%, i servizi il 32.5%, infine i consumi del settore domestico sono il 22%. La struttura regionale dei consumi è estremamente eterogenea, con regioni che hanno differenti assetti riguardo ai settori produttivi (Figura 2.12). Se da un lato sono individuabili regioni con quote di consumi nei servizi sensibilmente superiori alla media nazionale (Lazio, Trentino-Alto Adige, Liguria e Calabria), d'altro canto vi sono regioni con consumi più elevati nell'industria (Lombardia, Veneto, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Umbria, Basilicata e Molise). Anche nel settore domestico sono evidenti significative differenze a livello regionale rispetto alla quota nazionale, con regioni come Sicilia, Campania e Calabria che mostrano quote di consumi sensibilmente più elevate rispetto alla media nazionale.

In Figura 2.13 è riportato per ogni regione lo scarto dalla quota media nazionale dei consumi per settore.

Figura 2.12 – Consumi elettrici per settore (2023).

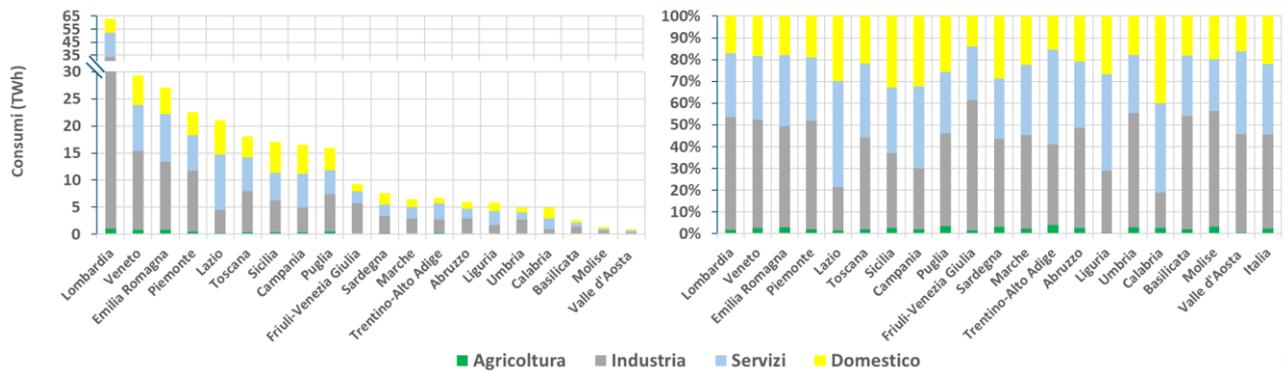
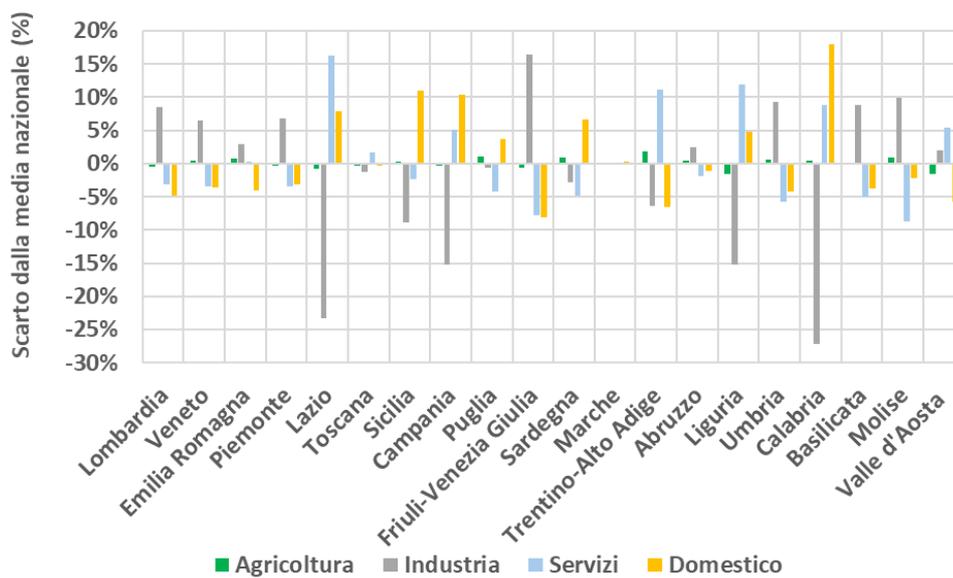
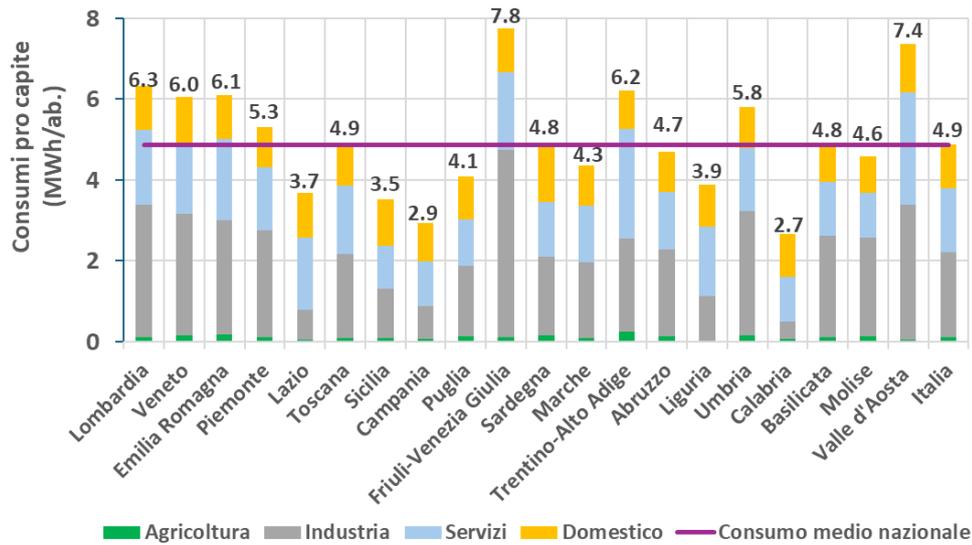


Figura 2.13 – Scarto dalla media nazionale della quota di consumi regionali per settore (2023).



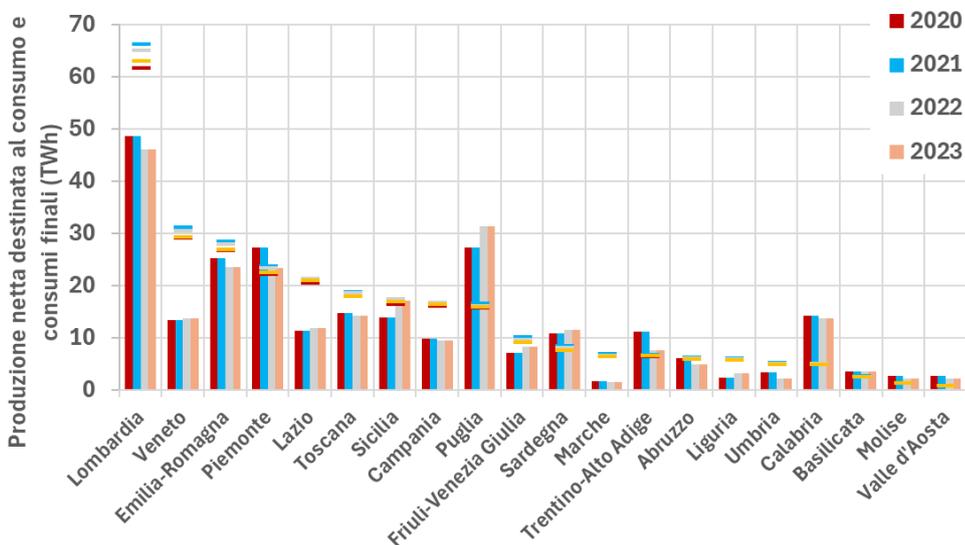
La Figura 2.14 mostra i consumi elettrici pro capite ripartiti per settore e mette in evidenza la distanza dei consumi regionali dalla media nazionale. A fronte di una media nazionale dei consumi pari a 4,871 kWh/ab., i consumi regionali vanno da 2,674 kWh/ab., registrato in Calabria, a 7,754 kWh/ab., registrato in Friuli-Venezia Giulia.

Figura 2.14 – Consumi elettrici pro capite per settore (2023); le etichette si riferiscono ai consumi totali pro capite.



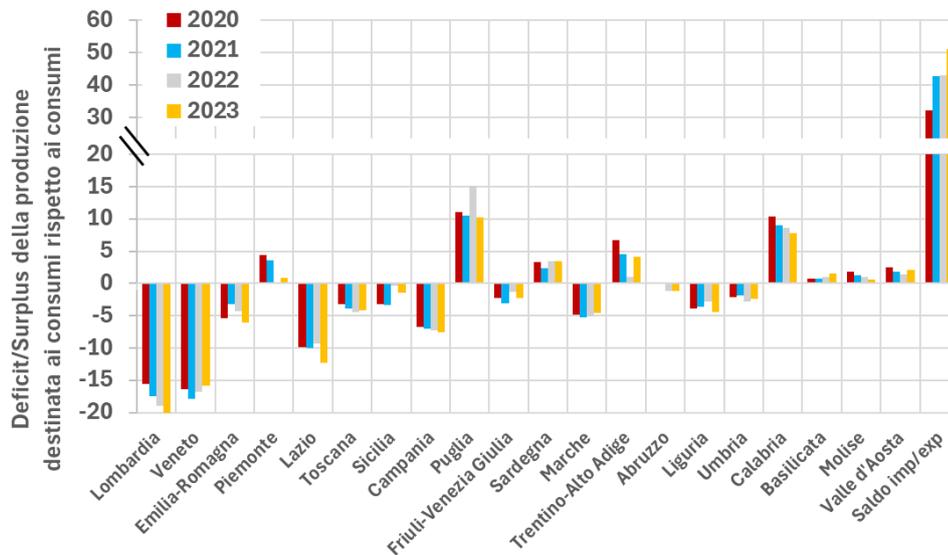
In Figura 2.15 sono confrontati i consumi finali di energia elettrica e la produzione interna destinata ai consumi, al netto delle perdite di rete. Diverse regioni consumano più elettricità di quanta ne producono, mentre altre regioni producono un surplus di elettricità rispetto alla domanda interna. Tale surplus, insieme all’apporto del saldo import-export dall’estero, soddisfa la domanda delle regioni con deficit di produzione interna.

Figura 2.15 – Confronto tra consumi finali di energia elettrica (linee) e produzione interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete (barre).



La Figura 2.16 illustra il deficit/surplus registrato per ogni regione nel periodo considerato. Diverse regioni fanno registrare deficit dal 2020, mentre altre regioni mostrano un costante surplus di produzione. Considerando solo la produzione interna, il bilancio nazionale mostra quindi un deficit compensato dal saldo import-export con l’estero. Inoltre, la soddisfazione della domanda elettrica comporta scambi interni da regioni con surplus a regioni con deficit.

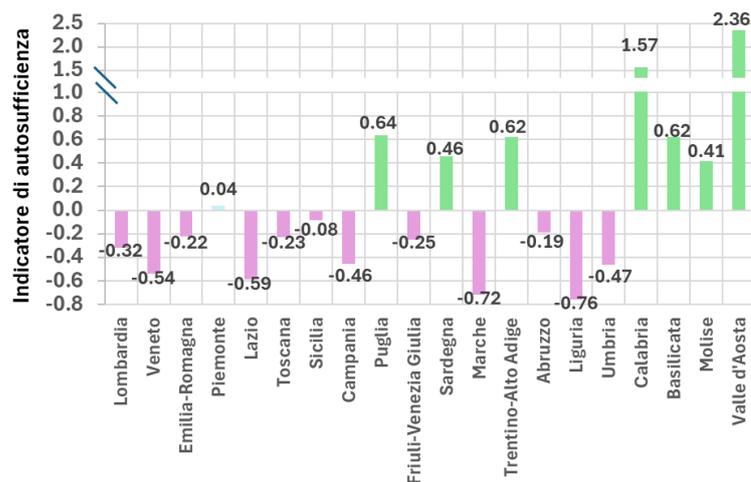
Figura 2.16 – Deficit/Surplus della produzione elettrica interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete rispetto al consumo finale.



I consumi elettrici di ogni regione saranno quindi il risultato del bilancio tra produzione interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete e il contributo del saldo dall'estero o da altre regioni.

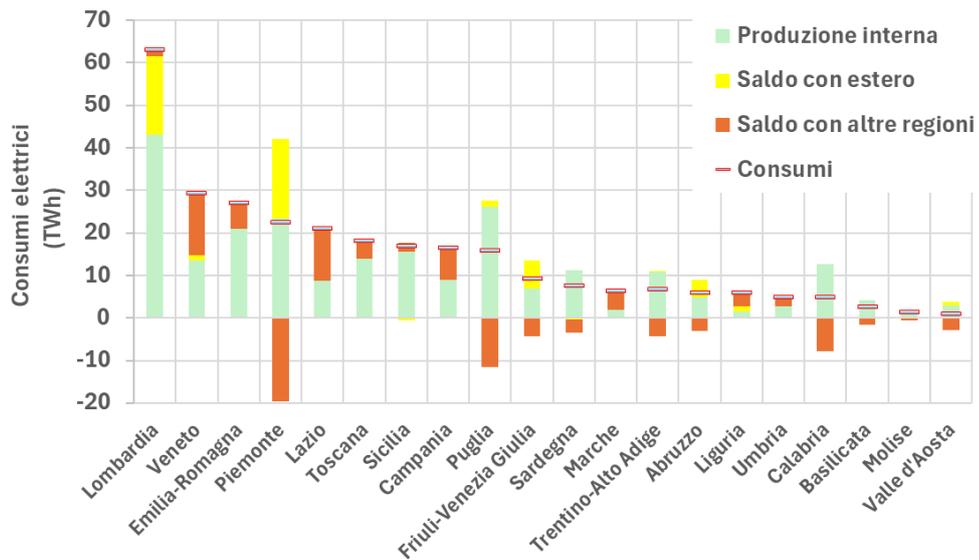
Un indicatore può esprimere la distanza dall'autosufficienza elettrica delle regioni, al netto del contributo dell'importazione di energia elettrica dall'estero o da altre regioni. L'indicatore (DA), elaborato in termini di rapporto tra produzione netta regionale destinata al consumo (PNC) e consumi della regione (CE), esprime la distanza della domanda di energia elettrica dalla produzione interna ($DA = PNC/CE - 1$). Le regioni con un valore dell'indicatore >0 hanno una produzione interna maggiore del proprio consumo; pertanto, dispongono di un surplus di produzione rispetto alla domanda elettrica interna. D'altra parte, le regioni valore <0 hanno una produzione interna insufficiente a soddisfare il proprio fabbisogno.

Figura 2.17 – Indicatore di autosufficienza della produzione netta regionale destinata al consumo per soddisfare il fabbisogno elettrico della regione.



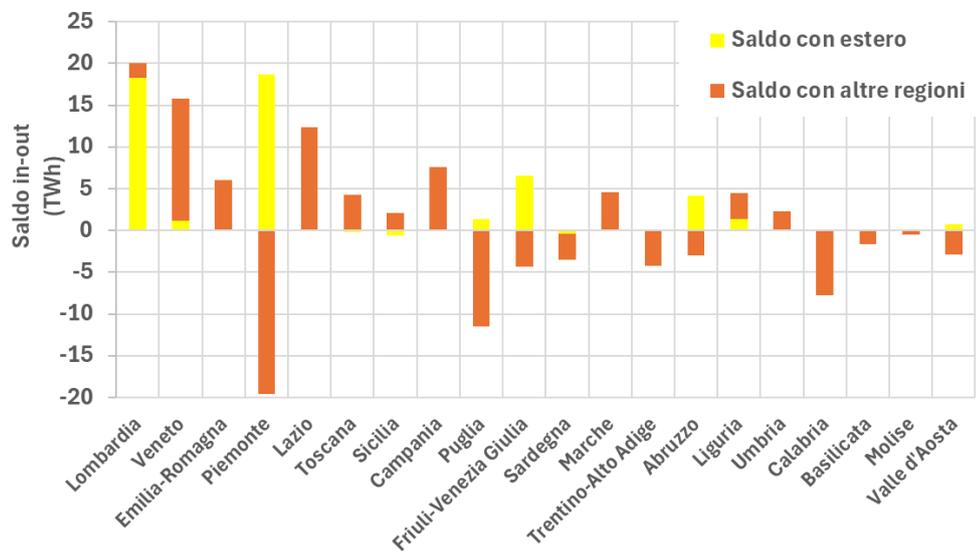
In Figura 2.18 è mostrata il ruolo del saldo import-export dall'estero o da altre regioni per soddisfare il fabbisogno delle regioni con deficit di produzione interna. Nel primo caso rientra la Lombardia, nel secondo rientrano Veneto, Emilia-Romagna, Lazio, ecc. Piemonte e Friuli-Venezia Giulia presentano un bilancio netto tra saldo estero e saldo da altre regioni prossimo a zero, indice di una condizione in cui l'energia elettrica ricevuta dall'estero è ceduta ad altre regioni. D'altra parte, regioni come ad esempio Puglia, Calabria e Trentino-Alto Adige mostrano una cessione netta di energia elettrica ad altre regioni.

Figura 2.18 – Consumi elettrici delle regioni espressi in termini di produzione interna (energia destinata al consumo al netto delle perdite di rete) e saldo import-export con l'estero o con altre regioni (2023).



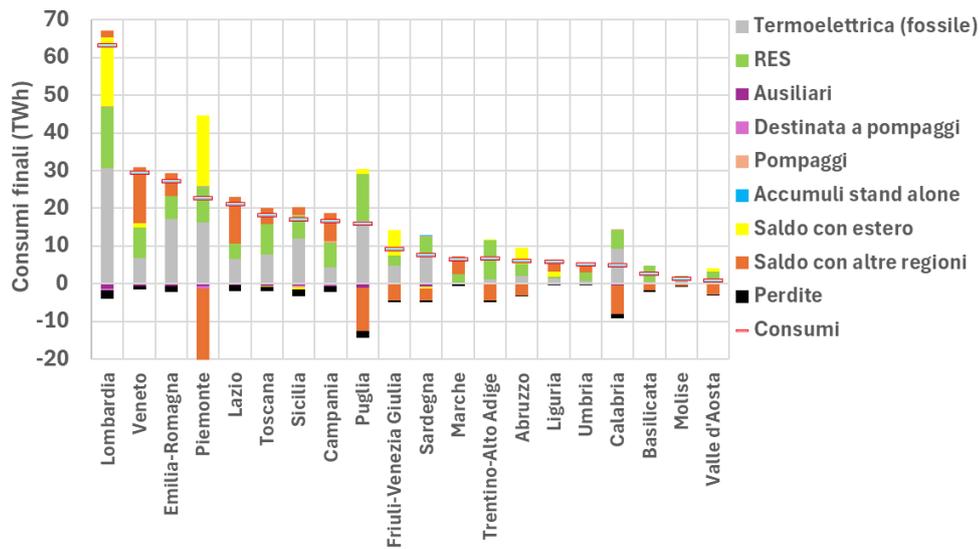
Quanto affermato risulta più evidente in Figura 2.19, dove è rappresentato solo il saldo input-output regionale. In altre parole, per ogni regione la somma del saldo dall'estero e da altre regioni soddisfa la domanda interna di consumi elettrici. Complessivamente il dipartimento Nord ha un saldo positivo con l'estero di 48.6 TWh.

Figura 2.19 – Saldo import-export con estero e con altre regioni. Regioni in ordine decrescente dei consumi elettrici (2023).



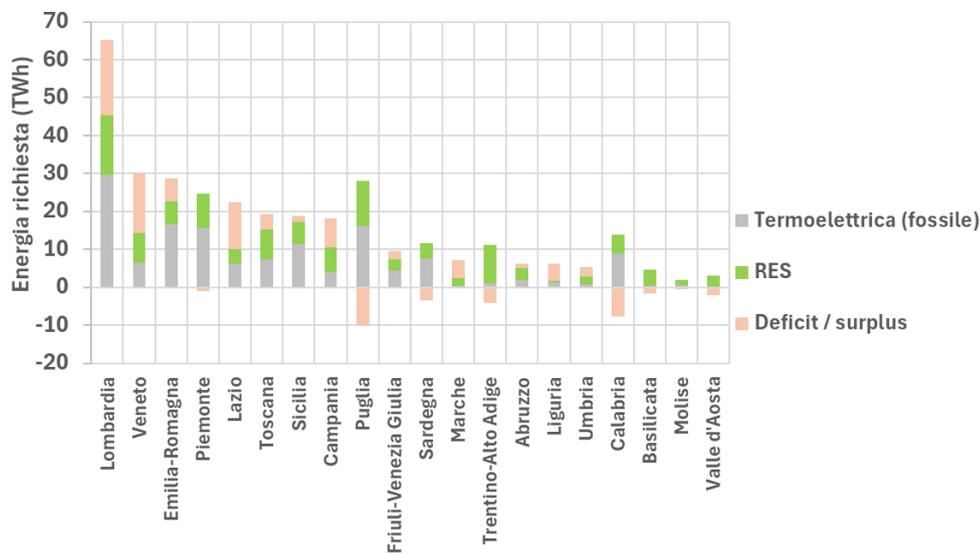
I consumi elettrici possono essere rappresentati con un ulteriore dettaglio, in relazione alle diverse voci che li compongono.

Figura 2.20 – Produzione elettrica destinata al consumo al netto delle perdite di rete e saldo import-export con estero e con altre regioni (2023).



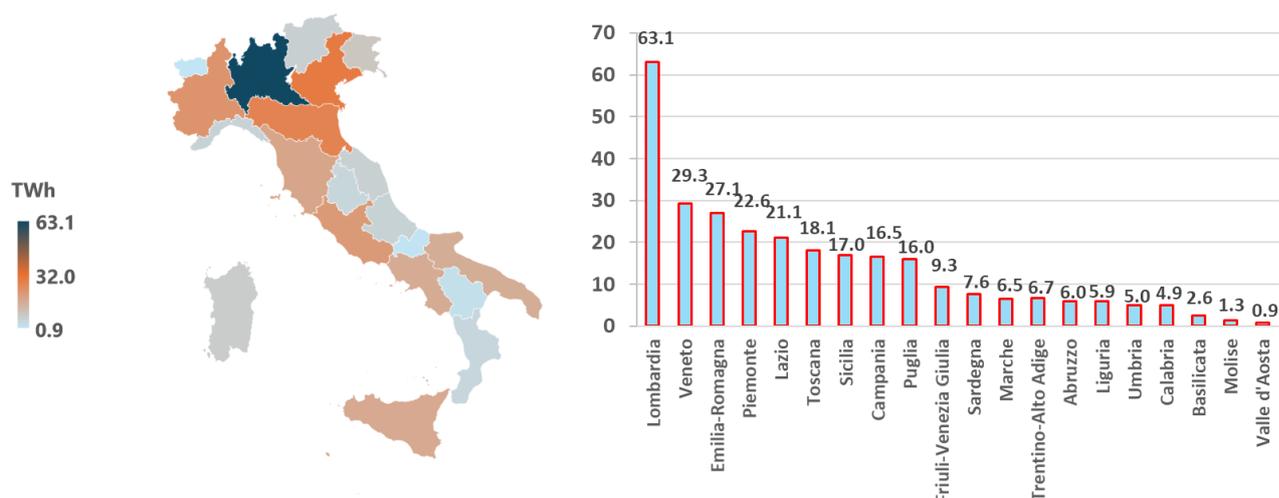
Una volta espressi i consumi in termini di energia richiesta a monte delle perdite di rete è possibile individuare le voci che contribuiscono alla copertura della domanda elettrica interna delle regioni. La Figura 2.21 mostra le regioni che esportano il proprio surplus di produzione elettrica: Puglia, Calabria, Sardegna, Trentino-Alto Adige, Basilicata, Molise e Val d’Aosta. Allo stesso modo è evidente il ruolo dell’import per la copertura della domanda di regioni come Lombardia, Veneto, Lazio, Campania, ecc.

Figura 2.21 – Produzione elettrica destinata al consumo al netto delle perdite di rete e saldo import-export con estero e con altre regioni (2023).



Di seguito è illustrata la ripartizione regionale dei consumi di energia elettrica nel 2023.

Figura 2.22 – Mappa regionale dei consumi finali di energia elettrica (2023).

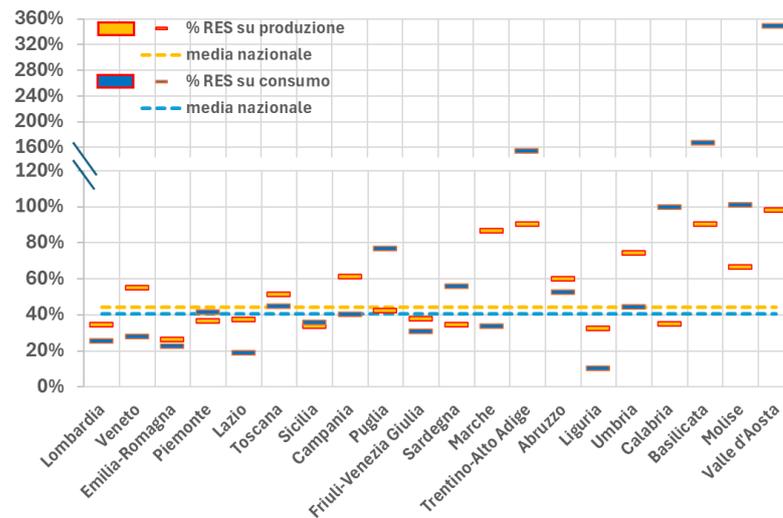


Considerata l'importanza delle fonti rinnovabili per la decarbonizzazione del settore elettrico è stato elaborato l'indicatore a livello regionale della quota di produzione interna da fonti rinnovabili rispetto alla produzione totale di elettricità al netto dei pompaggi e degli accumuli stand alone. È stato inoltre elaborato l'indicatore relativo alla quota di produzione rinnovabile rispetto ai consumi della regione. In Figura 2.23 sono illustrati i valori degli indicatori regionali rispetto alla relativa media nazionale.

In merito alla quota rinnovabile sulla produzione interna, dieci regioni sono al di sopra della media nazionale, pari al 44.3%. Spiccano in particolare Val d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Marche la cui quota va da 98.4% a 86.9%. Sul versante opposto le restanti dieci regioni hanno quote inferiori alla media nazionale. Le regioni più lontane dalla media nazionale sono Emilia-Romagna, Liguria, Sicilia, Sardegna e Lombardia, con quote che vanno da 26.5% a 34.7%.

Per quanto riguarda la quota rinnovabile rispetto ai consumi, emergono i dati di Molise, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Val d'Aosta, con percentuali superiori al 100%: da 101.1% a 349.4%, da confrontare con una media nazionale del 40.6%. Si sottolinea che l'indicatore considera la produzione elettrica rinnovabile lorda ma pur considerando la quota di elettricità che non arriva ai consumi finali, perché destinata ai servizi ausiliari o perduta dalla rete, resta vero che le regioni menzionate coprono il proprio fabbisogno elettrico prevalentemente, se non totalmente, con elettricità da fonti rinnovabili. In tale contesto appaiono altrettanto interessanti le quote di Puglia e Calabria, rispettivamente pari a 76.8% e 99.8%. Con quote inferiori alle regioni menzionate ma al di sopra della media nazionale ci sono Piemonte, Umbria, Toscana, Abruzzo e Sardegna, con percentuali da 41.5% a 56.1%. Le restanti regioni mostrano quote inferiori alla media nazionale, con il valore minimo di 10.5%, registrato dalla Liguria.

Figura 2.23 – Quota di energia elettrica rinnovabile lorda prodotta su produzione totale e consumi elettrici (2023).



La mappa in Figura 2.24 mostra la quota regionale di elettricità rinnovabile lorda prodotta rispetto ai consumi di energia elettrica della regione. Questo indicatore può essere considerato una misura dell'autosufficienza regionale in relazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili. Una analisi rigorosa dovrebbe considerare il ruolo dei consumi ausiliari e delle perdite di rete per la quota di energia rinnovabile ma in prima istanza è possibile affermare che una regione con un valore dell'indicatore prossimo o superiore al 100% soddisfa il proprio fabbisogno di energia elettrica con il solo ricorso alle fonti rinnovabili e alla produzione elettrica interna da tali fonti.

Analogamente a quanto riportato per l'indicatore di autosufficienza regionale visto in Figura 2.17, è possibile elaborare lo stesso indicatore considerando la produzione elettrica da fonti rinnovabili. L'indicatore è riportato in Figura 2.25, dove per ogni regione è illustrata la distanza dalla completa soddisfazione della domanda di consumi dalla produzione interna di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il grafico mostra che le sole regioni con il requisito indicato sono Valle d'Aosta, Basilicata, Trentino-Alto Adige, Calabria e Molise. Inoltre, le prime tre regioni menzionate mostrano una rilevante eccedenza di produzione rinnovabile rispetto ai propri consumi. D'altro canto, le restanti regioni mostrano distanze piuttosto eterogenee, con intervalli che vanno dal 23% della Puglia a 89% della Liguria.

Figura 2.24 – Mappa regionale della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali di energia elettrica (2023).

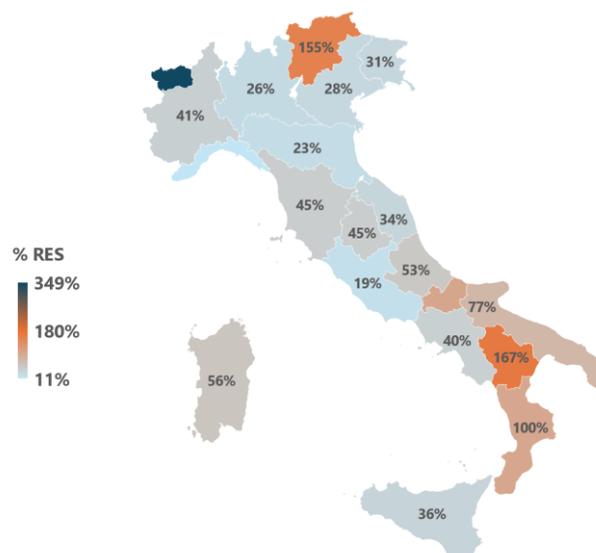
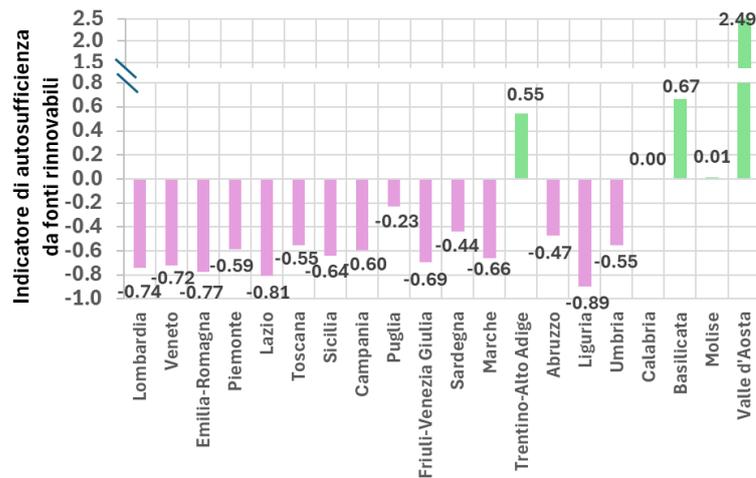
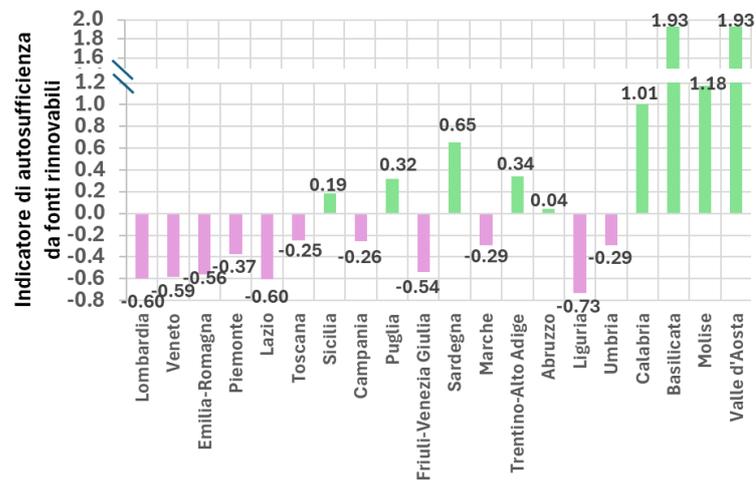


Figura 2.25 – Indicatore di autosufficienza elettrica da fonti rinnovabili lorda rispetto ai consumi regionali. (2023).



È opportuno sottolineare che la quota del 100% di elettricità rinnovabile rispetto ai consumi non rappresenta in alcun modo un obiettivo da raggiungere per le regioni. Gli obiettivi al 2030 sono fissati nel Decreto 21 giugno 2024 in termini di potenza minima rinnovabile che ogni regione deve installare. Il decreto ha elaborato gli obiettivi a valle della considerazione delle aree idonee specifiche di ciascuna regione. La proiezione a livello regionale della produzione e consumi elettrici indicati dal PNIEC per il 2030 (Figura 2.26), considerando quindi l'adempimento degli obiettivi regionali stabiliti dal Decreto 21 giugno 2024, mostra che diverse regioni superano la quota del 100% di elettricità rinnovabile rispetto ai consumi ma altre regioni riducono la loro distanza senza tuttavia raggiungere la soddisfazione della propria domanda elettrica dalla produzione rinnovabile interna, in relazione alla peculiare vocazione delle diverse regioni per l'installazione di impianti rinnovabili.

Figura 2.26 – Proiezioni al 2030 dell'indicatore di autosufficienza elettrica da fonti rinnovabili lorda rispetto ai consumi regionali.



3 EMISSIONI REGIONALI DI CO₂ NEL SETTORE ELETTRICO

3.1 Modello concettuale e approccio metodologico

Le emissioni nazionali di CO₂ per la generazione elettrica sono state ripartite a scala regionale considerando il consumo di combustibili a livello regionale. A tale scopo sono state utilizzate due fonti di dati: la distribuzione regionale dei consumi di gas naturale pubblicata dal MASE e il database ETS per i consumi di combustibili negli impianti soggetti a ETS. Il database ETS è aggiornato da ISPRA con i dati forniti annualmente dagli operatori al Comitato ETS.

In merito al gas naturale, il MASE fornisce il volume consumato a livello regionale per il settore elettrico e per il settore industriale. I volumi consumati sono stati convertiti in energia utilizzando il potere calorifico inferiore medio nazionale del gas naturale.

L'energia totale per autoconsumo nel settore industriale è stata elaborata sottraendo dal consumo totale di gas naturale, fornito da TERNA, il consumo nel settore elettrico riportato dal MASE. In una prima fase la quota media nazionale di autoconsumo per la produzione elettrica nell'industria è stata considerata uguale in tutte le regioni. Il consumo di gas naturale destinato alla produzione elettrica per ogni regione è quindi dato dalla somma del consumo nel settore elettrico e della quota consumata per l'autoproduzione di elettricità nel settore industriale. La quota di autoconsumo specifica per ogni regione è stata ricalcolata in una seconda fase, come di seguito riportato.

Per i principali combustibili fossili diversi dal gas naturale (carbone, gas derivati, syngas, olio combustibile e altri petroliferi) è stata elaborata la ripartizione regionale dei consumi energetici negli impianti soggetti a ETS con produzione di energia elettrica.

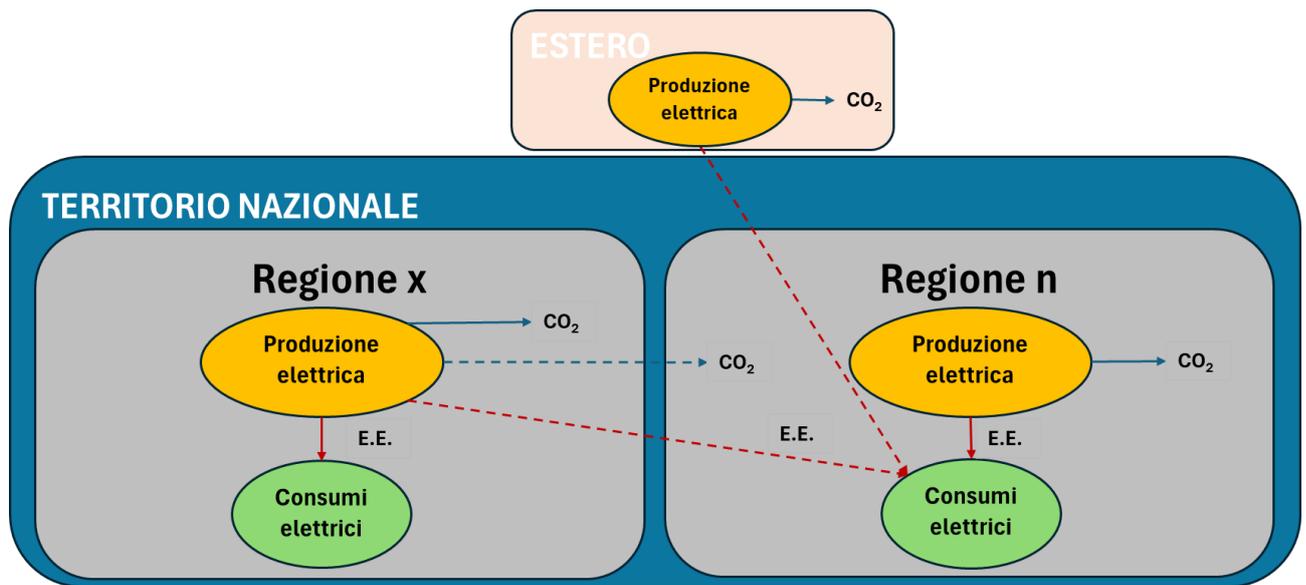
Le emissioni nazionali per la produzione elettrica da ogni combustibile fossile sono state quindi ripartite a livello regionale in base alla relativa frequenza dei consumi. Le emissioni dai combustibili fossili minori (rifiuti industriali, altri combustibili solidi o gassosi) sono state ripartite in base alla frequenza regionale della produzione termoelettrica da combustibili fossili. Le emissioni da rifiuti sono state ripartite in base alla frequenza regionale della produzione elettrica da rifiuti fornita da GSE (2025).

Dalle emissioni regionali per combustibile sono state elaborate le rispettive produzioni elettriche, dividendo le emissioni per il fattore di emissione medio nazionale del combustibile (g CO₂/kWh). La produzione elettrica regionale così elaborata ha uno scarto medio dal valore fornito da TERNA pari a 0.3%±5.2%. Lo scarto medio è azzerato intervenendo sulla quota di autoconsumo di gas naturale nell'industria per la produzione elettrica. Alla quota stimata con un coefficiente medio nazionale comune a tutte le regioni è stato applicato un coefficiente specifico per ogni regione, per ottenere la produzione elettrica regionale riportata da TERNA. Il risultato della correzione ha portato lo scarto medio dal valore fornito da TERNA a 0.0%±0.1%.

Il fattore di emissione regionale per la produzione elettrica è dato dal rapporto tra le emissioni regionali e la rispettiva produzione, al netto del contributo dei pompaggi e degli accumuli *stand alone*. Il rapporto tra emissioni e consumi elettrici della regione rappresenta il fattore di emissione "lordo", ovvero senza considerare la quota di emissioni dovute alla produzione di elettricità destinata al consumo di altre regioni o, viceversa, la quota di emissioni prodotte fuori dalla regione per soddisfare la domanda elettrica. Il modello concettuale per l'elaborazione dei fattori di emissione regionali per il consumo elettrico ricalca il diagramma di flusso visto per l'elaborazione dei dati nazionali (Figura 1.1), sintetizzato nel seguente schema, in cui sono rappresentati per ogni regione solo i comparti della produzione e del consumo.

In Figura 3.1 è riportato un caso di regione x che produce un surplus di energia elettrica rispetto alla domanda interna e che cede il surplus alla regione n in deficit. Quest'ultima regione soddisfa la domanda di consumi con il contributo da altre regioni e dall'estero. A tale modello concettuale si riferisce il calcolo dei fattori di emissione regionali "netti" per il consumo di energia elettrica, ovvero considerando le quote di energia elettrica prodotte fuori dalla regione e destinate a soddisfare la domanda elettrica della regione in deficit. Oltre al saldo import-export tra regioni è considerato il contributo del saldo import-export con l'estero, le cui emissioni di gas serra sono però a carico del paese produttore.

Figura 3.1 – Modello concettuale per la stima dei fattori di emissione regionali per la generazione elettrica e per i consumi finali.



In tale cornice le emissioni dovute alla quota di elettricità prodotta dalla regione x e destinata a soddisfare i consumi della regione n saranno assegnati a quest'ultima regione per il calcolo del fattore di emissione da consumo elettrico.

Una corretta ripartizione delle emissioni dovute alla produzione elettrica destinata ad altre regioni richiederebbe la disponibilità a scala regionale dei flussi di energia elettrica. TERNA rende disponibili i flussi tra macroaree della rete a scala oraria. Tale dettaglio esula dall'obiettivo del presente lavoro che è la stima delle emissioni regionali dovute al surplus di produzione elettrica in alcune regioni e l'assegnazione di tali emissioni alle regioni in deficit.

L'algoritmo di calcolo messo a punto per l'elaborazione dei fattori di emissione regionali per il consumo di energia elettrica prevede i seguenti passaggi:

1. Per ogni regione è calcolata la produzione elettrica interna e destinata al consumo al netto delle perdite lungo la rete.
2. Nell'ipotesi di autosufficienza dei consumi elettrici della regione è calcolato il rapporto tra energia elettrica prodotta internamente, come da punto 1, e consumi elettrici della regione (coefficiente di autosufficienza).
 - 2a. Se il coefficiente è ≥ 1 , la regione avrà un saldo elettrico in surplus disponibile per il consumo in altre regioni.
 - 2b. Se il coefficiente è < 1 , la quota complementare a 1 rappresenta il deficit di produzione elettrica della regione rispetto alla domanda di consumi.
3. Nel caso 2a, il surplus di energia elettrica prodotta dalla regione è associato alle relative emissioni, calcolate moltiplicando la produzione elettrica del surplus per il fattore di emissione regionale della produzione elettrica.
4. Nel caso 2b, si verifica se il deficit elettrico è soddisfatto da apporto estero o da altre regioni.
 - 4a. Se il saldo import-export della regione con l'estero è \geq deficit elettrico, allora il deficit regionale si considera interamente soddisfatto dall'estero.
 - 4b. Se il saldo import-export della regione con l'estero è $<$ deficit elettrico, allora il deficit regionale si considera soddisfatto dal saldo con l'estero e con altre regioni.

-
5. Al deficit elettrico soddisfatto da altre regioni (punto 4b) sono associate le relative emissioni, calcolate moltiplicando il deficit di energia elettrica soddisfatto dal saldo con altre regioni per il fattore medio nazionale, ottenuto dal rapporto tra emissioni totali dovute alla produzione del surplus (punto 3) e il totale di energia elettrica delle regioni con saldo negativo verso altre regioni. L'energia elettrica scambiata tra regioni comprende la quota di energia importata dall'estero. Il fattore di emissione elaborato considera anche tale quota di energia elettrica la cui produzione, tuttavia, non prevede la contabilizzazione delle emissioni nel territorio nazionale.
 - 5a. Risultati identici si ottengono epurando dal saldo con altre regioni la quota di saldo estero non utilizzato direttamente dalle regioni che importano elettricità dall'estero. La quota nazionale di elettricità dall'estero disponibile per il consumo in altre regioni è ripartita tra le regioni in proporzione al rispettivo deficit elettrico. Le emissioni indirette sono quindi calcolate con il fattore di emissione medio per la produzione del surplus regionale.
 6. Le emissioni regionali per il consumo di energia elettrica sono il risultato delle emissioni generate per la produzione elettrica, meno le emissioni da surplus (punto 3), più le emissioni da deficit (punto 5).

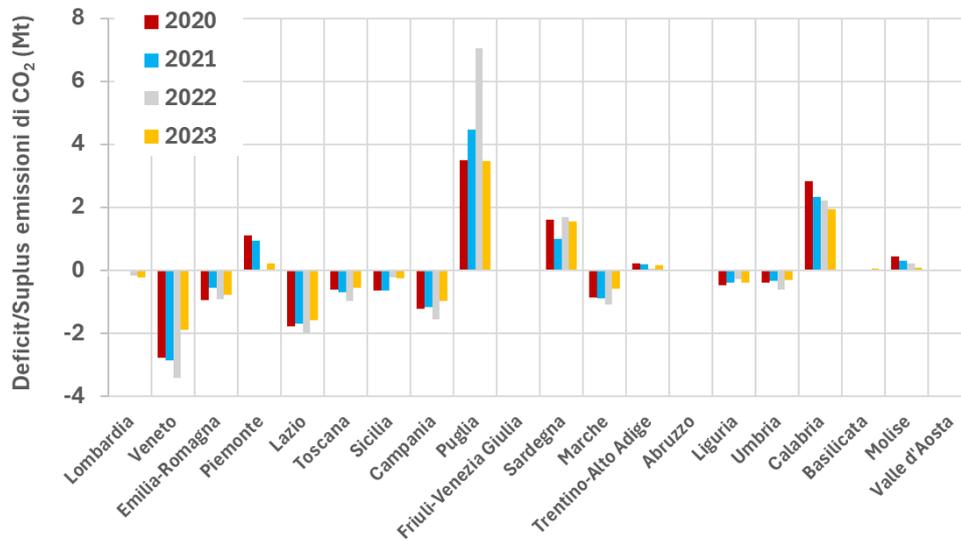
In questo modo per le regioni con surplus di produzione rispetto alla domanda interna vengono calcolate le emissioni "cedute" per il consumo di elettricità in altre regioni, mentre per le regioni con deficit di produzione sono calcolate le emissioni indirette, prodotte da altre regioni, per i consumi di energia elettrica. Il rapporto tra emissioni generate per soddisfare i consumi, comprensivi delle emissioni indirette, e l'energia elettrica consumata è il fattore di emissione regionale relativo alla domanda interna.

In sintesi, la stima delle emissioni regionali di CO₂ è riferita alla produzione interna di energia elettrica da fonti fossili. Le emissioni associate all'eventuale surplus di produzione elettrica sono sottratte dal budget emissivo della regione. Alle regioni con deficit emissivo coperto dal saldo con altre regioni vengono assegnate le relative emissioni. Per ogni regione è quindi possibile stabilire le emissioni di CO₂ per la produzione e per i consumi elettrici ed i relativi fattori di emissione.

3.2 Emissioni regionali

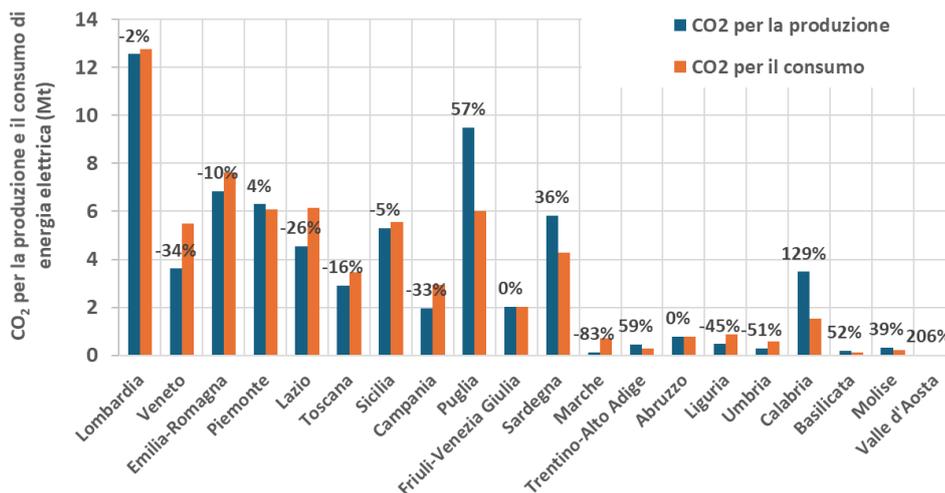
Di seguito è illustrato il deficit o surplus di CO₂ emessa in fase di produzione rispetto consumi di ogni regione. Emerge il surplus emissivo delle regioni Puglia, Sardegna e Calabria dovuto al surplus di produzione elettrica rispetto alla domanda interna. Sull'altro versante ci sono regioni come Veneto, Emilia-Romagna, Lazio, Toscana, ecc. con deficit emissivo, poiché la domanda interna è soddisfatta dall'apporto di altre regioni. Il Friuli-Venezia Giulia e l'Abruzzo non presentano alcun deficit/surplus emissivo poiché soddisfano la domanda interna con il saldo estero.

Figura 3.2 – Deficit/Surplus di CO₂ emessa in fase di produzione rispetto al consumo di energia elettrica.



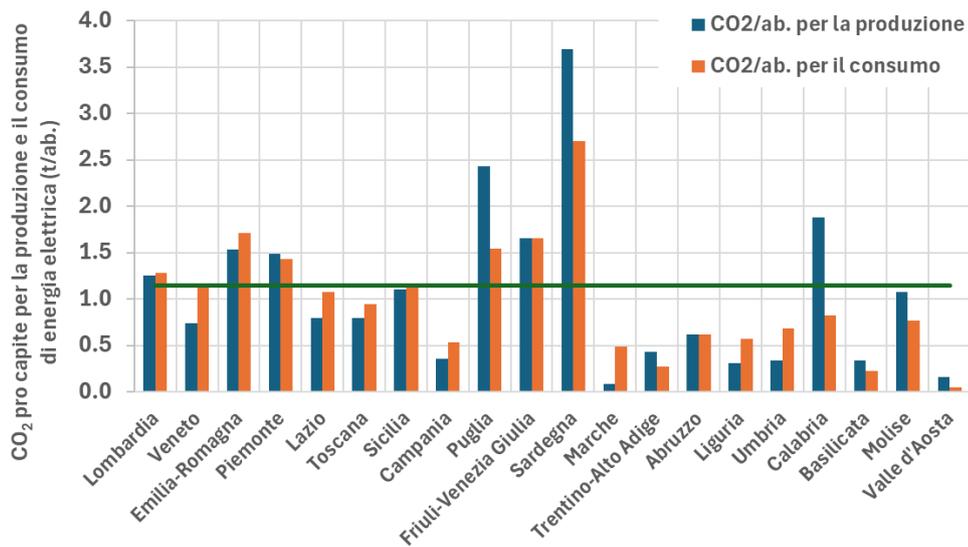
La Figura 3.3 riporta le emissioni di CO₂ per la produzione e il consumo elettrico di ogni regione. Le regioni con surplus di produzione rispetto alla domanda interna hanno emissioni per la produzione maggiori delle emissioni per i consumi. Il delta emissivi tra produzione e consumo delle regioni in surplus vanno dal 4% in Piemonte al 206% in Val d'Aosta. In termini quantitativi emergono i delta di Puglia, Sardegna e Calabria, dove la CO₂ per la produzione eccede quella per i consumi rispettivamente di 3.5 Mt, 1.6 Mt e 2.0 Mt. D'altra parte, le regioni con deficit di produzione hanno deficit emissivi fino -83%, registrato nelle Marche. In termini quantitativi le regioni con i deficit emissivi più elevati sono Veneto (-1.9 Mt CO₂), Lazio (-1.6 Mt CO₂), Campania (-1.0 Mt CO₂) e Emilia-Romagna (-0.8 Mt CO₂).

Figura 3.3 – Emissioni di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica (2023). Le etichette si riferiscono al delta percentuale tra emissioni per la produzione e emissioni per il consumo.



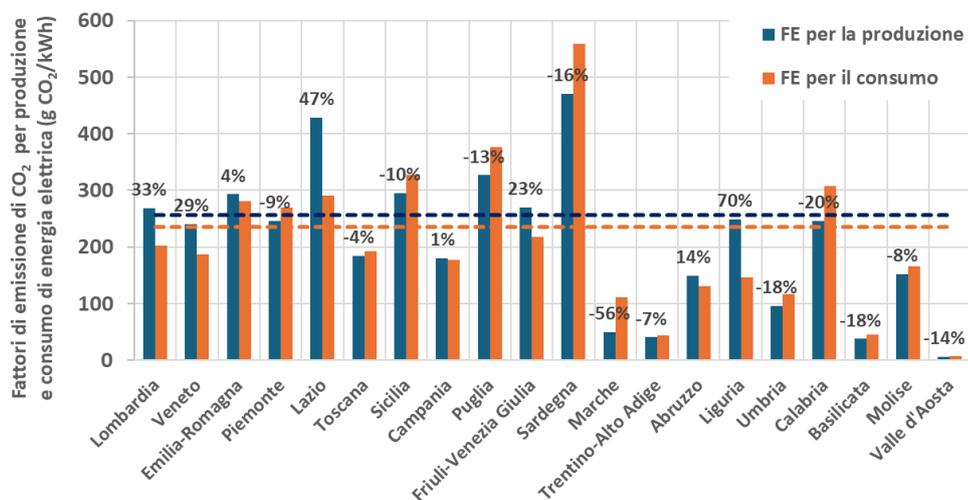
L'entità delle emissioni dipende ovviamente dalle dimensioni di ogni regione. Un confronto tra regioni può essere effettuato attraverso le emissioni pro capite. Tale indicatore dipende dalla struttura del settore elettrico, per quanto riguarda la produzione, e dalla struttura dei settori finali, per quanto riguarda i consumi. La Figura 3.4 mostra le emissioni pro capite regionali e la media nazionale, pari a 1.14 t CO₂/ab. È evidente l'estrema eterogeneità delle regioni sia per la produzione sia per il consumo di energia elettrica. Il ventaglio dei valori per la produzione va da 0.08 t CO₂/ab. nelle Marche a 3.69 t CO₂/ab. in Sardegna. Per il consumo i valori vanno da 0.05 t CO₂/ab. in Valle d'Aosta a 2.7 t CO₂/ab. in Sardegna.

Figura 3.4 – Emissioni di CO₂ pro capite per la produzione e il consumo di energia elettrica (2023).



Di seguito sono riportati i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica, confrontati con le rispettive medie nazionali. I fattori di emissione della produzione elettrica dipendono strettamente dal mix di combustibili utilizzato in ogni regione (Figura 2.10) e dalla quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili (Figura 2.9). I due fattori nazionali condividono lo stesso numeratore, ovvero le emissioni di CO₂ per la produzione elettrica. La differenza tra fattore per i consumi e per la produzione è dovuta alle perdite di rete e al contributo della quota estera, fattori che complessivamente abbassano il livello del fattore per i consumi rispetto al fattore per la produzione; le perdite di rete tendono a innalzarlo poiché riducono il denominatore, mentre la quota estera tende ad abbassarlo poiché aumenta il denominatore. Tali fattori operano anche a livello regionale, tuttavia a tale scala opera anche la ripartizione di elettricità tra regioni e quindi la cessione di CO₂ dalle regioni in surplus e assegnazione di CO₂ alle regioni in deficit. L'azione congiunta di tutti i fattori determina in diverse regioni il rovesciamento di quanto visto a scala nazionale: il fattore di emissione della produzione è minore di quello dei consumi, soprattutto nelle regioni con surplus di produzione elettrica.

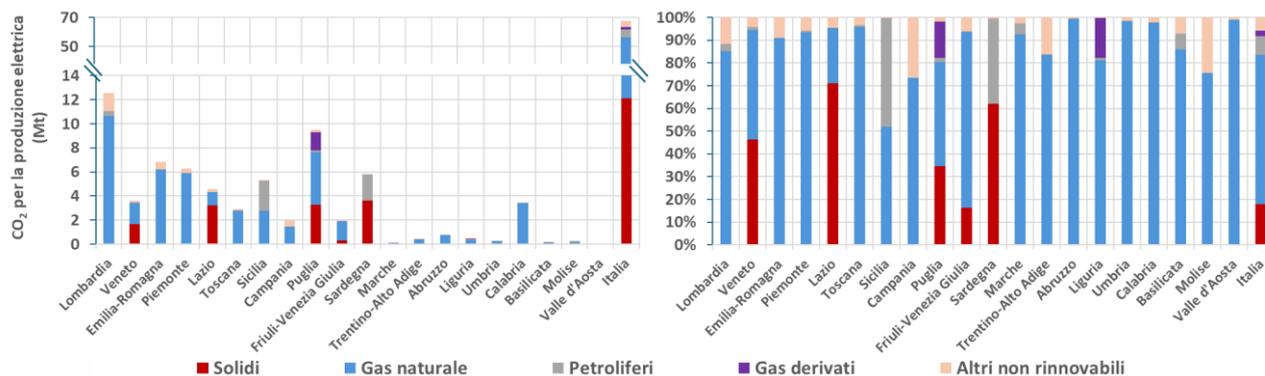
Figura 3.5 – Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica. Con le linee tratteggiate è rappresentate le medie nazionale dei due fattori di emissione (2023). Le etichette si riferiscono al delta percentuale tra fattore di emissione per la produzione e fattore di emissione per il consumo.



La Figura 3.6 riporta le emissioni regionali per tipologia di combustibile. Nel 2023 è presente una quota significativa di emissioni da combustibili solidi (carbone) in cinque regioni: Veneto, Lazio, Puglia, Friuli-

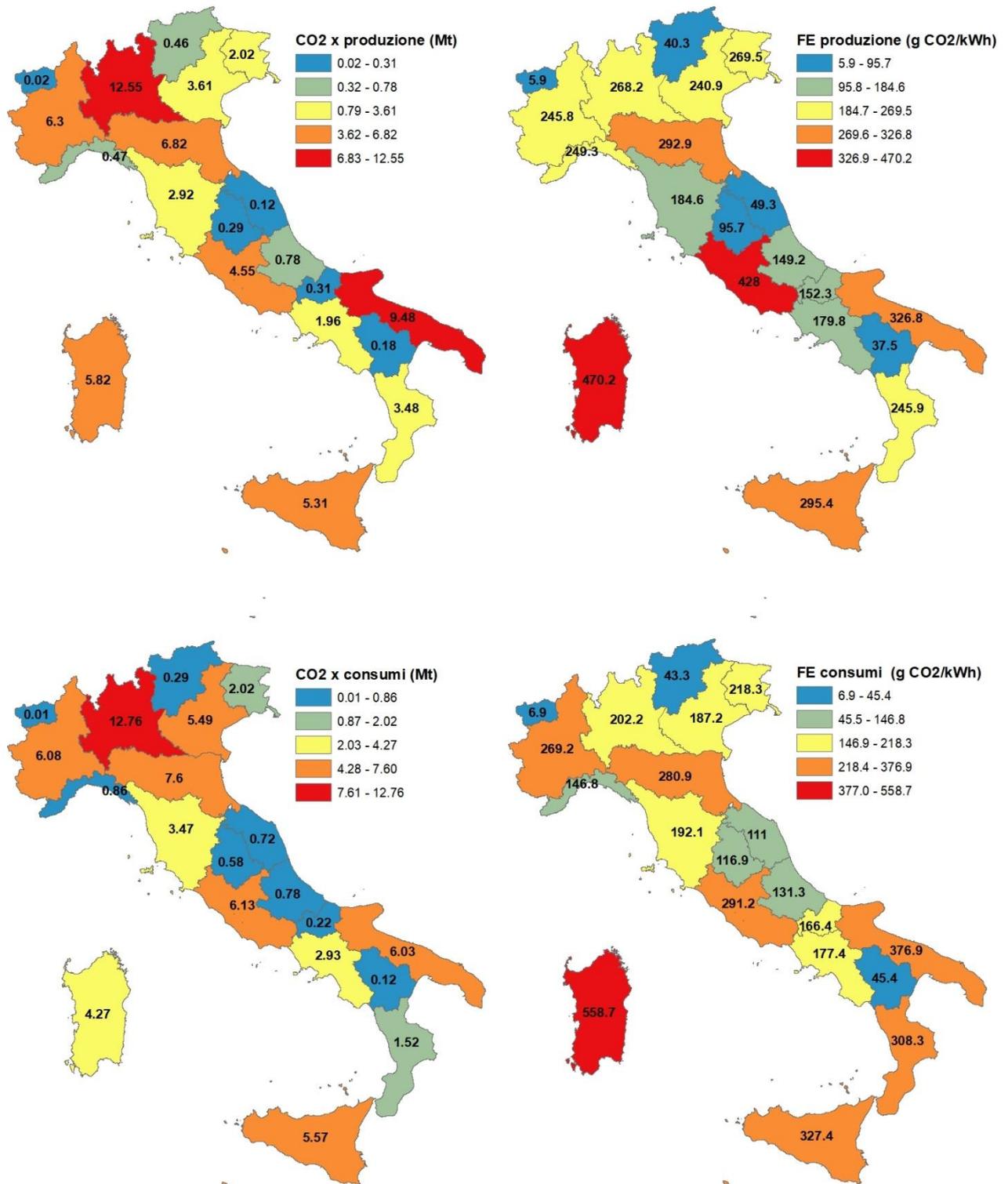
Venezia Giulia e Sardegna, ognuna con un impianto alimentato da carbone. Due regioni (Puglia e Liguria) registrano emissioni da gas derivati per la presenza di impianti siderurgici. In Sicilia e Sardegna si registrano notevoli quote di emissioni da olio combustibile e prodotti petroliferi. Le emissioni da altri combustibili non rinnovabili (componente fossile dei rifiuti) hanno un ruolo significativo in Campania, Molise, Trentino-Alto Adige e Lombardia. In quasi tutte le regioni la quota prevalente di emissioni è dovuta alla combustione di gas naturale.

Figura 3.6 – Emissione di CO₂ per la produzione elettrica per tipologia di combustibile (2023).



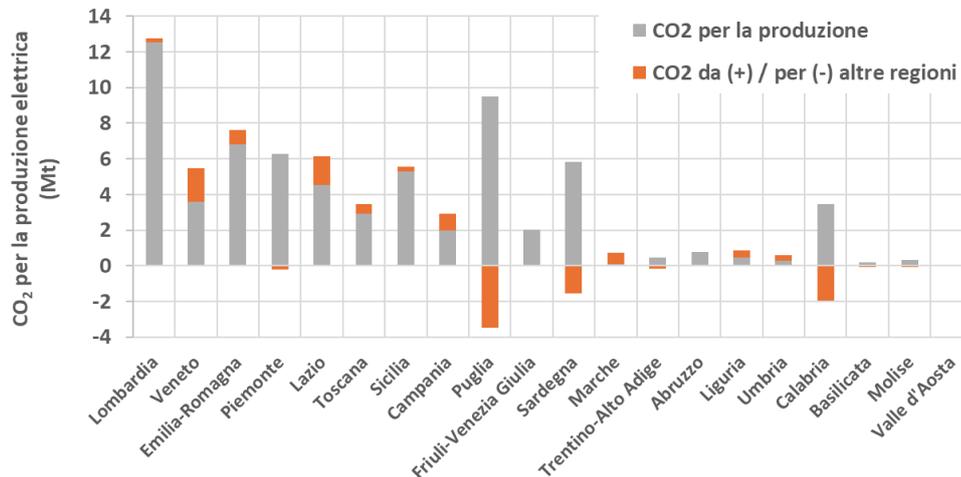
Le mappe riportate in Figura 3.7 illustrano le emissioni regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica con i rispettivi fattori di emissione.

Figura 3.7 – Mappe regionali delle emissioni di CO₂ e dei fattori di emissione per la produzione elettrica e per i consumi (2023).



Il bilancio emissivo dovuto allo scambio tra regioni nel 2023 è illustrato nella Figura 3.8 e nelle mappe in Figura 3.9. Le regioni Puglia, Calabria e Sardegna registrano la gran parte delle emissioni in surplus, rispettivamente 3.5 Mt CO₂, 2.0 Mt CO₂ e 1.6 Mt CO₂. Quote inferiori sono registrate in Molise e Basilicata per il Sud e in Piemonte, Trentino-Alto Adige e Valle d’Aosta per il Nord. Complessivamente il Sud ha un surplus emissivo di 4.6 Mt CO₂. Le emissioni in surplus (7.5 Mt CO₂) sono ripartite tra le regioni con deficit di produzione elettrica.

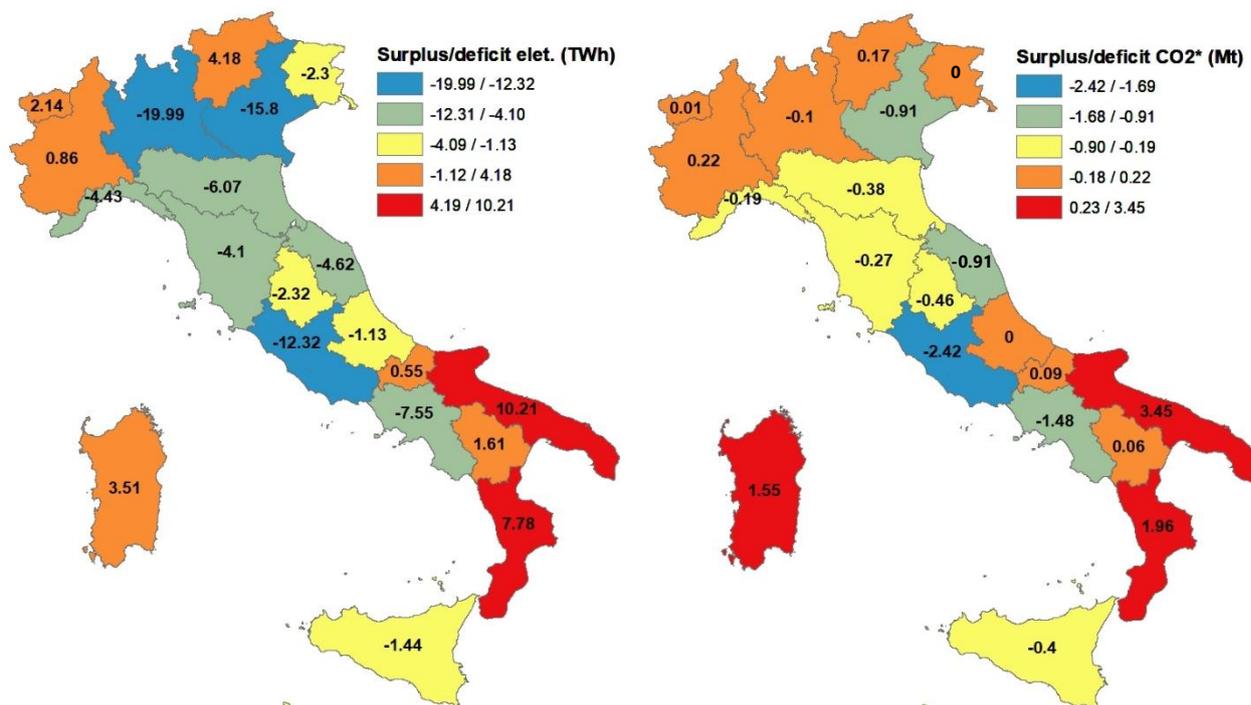
Figura 3.8 – Saldo import-export con estero e con altre regioni (2023).



Le mappe mettono in evidenza la relazione tra surplus/deficit della produzione e delle emissioni in relazione all’apporto di energia elettrica dall’estero. In particolare, la Lombardia ha un deficit di produzione di circa 20 TWh rispetto alla domanda interna di consumi ma a tale deficit sono associate ridotte emissioni da altre regioni, poiché la domanda di consumi della regione è prevalentemente soddisfatta dal saldo con l’estero.

Altro dato che le mappe mettono in rilievo è la differenza delle emissioni in surplus rispetto al surplus elettrico. Regioni come la Val d’Aosta o il Trentino-Alto Adige hanno quote rilevanti di surplus elettrico ma, data la rilevanza delle fonti rinnovabili in queste regioni, a tali valori corrispondono emissioni in surplus di ridotta entità.

Figura 3.9 – Mappe regionali del surplus/deficit della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂ rispetto ai consumi interni del 2023.



In Tabella 3.1 sono riportate le emissioni per produzione e consumo dal 2020 al 2023. A livello nazionale le emissioni per la produzione elettrica sono uguali alle emissioni per il consumo, poiché le emissioni dovute al surplus di produzione elettrica sono assegnate alle regioni con deficit, utilizzando il fattore di emissione medio nazionale della produzione in surplus. Nel 2023 tale fattore di emissione è pari a 247 g CO₂/kWh, inferiore al fattore medio nazionale della produzione totale (256.3 g CO₂/kWh), poiché il surplus elettrico è generato da regioni la cui quota media di elettricità da fonti rinnovabili è 48.8%, a fronte di una media nazionale del 44.3%.

Tabella 3.1 – Emissioni dal settore elettrico (Mt CO₂). A sinistra sono riportate le emissioni per la produzione elettrica, a destra sono riportate le emissioni per il consumo, al netto delle emissioni in surplus.

Regione	Produzione				Consumi			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Piemonte	7.00	7.62	6.91	6.30	5.89	6.68	6.91	6.08
Valle d'Aosta	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Lombardia	12.94	14.16	14.67	12.55	12.94	14.19	14.85	12.76
Trentino-Alto Adige	0.43	0.49	0.47	0.46	0.22	0.29	0.42	0.29
Veneto	2.33	3.05	5.03	3.61	5.11	5.92	8.43	5.49
Friuli-Venezia Giulia	1.83	1.77	2.93	2.02	1.83	1.77	2.93	2.02
Liguria	0.87	1.02	1.21	0.47	1.35	1.41	1.49	0.86
Emilia-Romagna	6.81	8.33	7.78	6.82	7.77	8.88	8.72	7.60
Toscana	3.11	3.12	3.07	2.92	3.73	3.82	4.05	3.47
Umbria	0.44	0.51	0.32	0.29	0.83	0.84	0.93	0.58
Marche	0.14	0.15	0.13	0.12	1.01	1.05	1.23	0.72
Lazio	5.80	6.23	7.43	4.55	7.57	7.93	9.44	6.13
Abruzzo	1.37	1.31	1.07	0.78	1.36	1.31	1.07	0.78
Molise	0.80	0.63	0.54	0.31	0.35	0.34	0.32	0.22
Campania	2.45	2.48	2.49	1.96	3.67	3.66	4.04	2.93
Puglia	11.22	12.24	15.35	9.48	7.74	7.77	8.31	6.03
Basilicata	0.17	0.16	0.16	0.18	0.14	0.13	0.12	0.12
Calabria	4.39	3.97	3.83	3.48	1.57	1.63	1.61	1.52
Sicilia	4.64	4.76	6.44	5.31	5.29	5.41	6.66	5.57
Sardegna	6.71	5.93	6.83	5.82	5.10	4.93	5.15	4.27
Italia	73.46	77.94	86.69	67.45	5.89	6.68	6.91	6.08

Tabella 3.2 – Fattori di emissione dal settore elettrico (g CO₂/kWh) per la produzione di elettricità da fonti fossili, per la produzione elettrica totale e i consumi elettrici (2023).

Regione	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione elettrica lorda ¹	Consumi elettrici ²
Piemonte	387.3	245.8	269.2
Valle d'Aosta	373.1	5.9	6.9
Lombardia	410.8	268.2	202.2
Trentino-Alto Adige	423.1	40.3	43.3
Veneto	535.5	240.9	187.2
Friuli-Venezia Giulia	435.0	269.5	218.3
Liguria	370.7	249.3	146.8
Emilia-Romagna	398.6	292.9	280.9
Toscana	379.9	184.6	192.1
Umbria	374.8	95.7	116.9
Marche	376.0	49.3	111.0
Lazio	682.5	428.0	291.2
Abruzzo	371.6	149.2	131.3
Molise	455.7	152.3	166.4
Campania	464.4	179.8	177.4
Puglia	566.7	326.8	376.9
Basilicata	397.1	37.5	45.4
Calabria	377.4	245.9	308.3
Sicilia	446.2	295.4	327.4
Sardegna	719.3	470.2	558.7
Italia	460.2	256.3	234.7

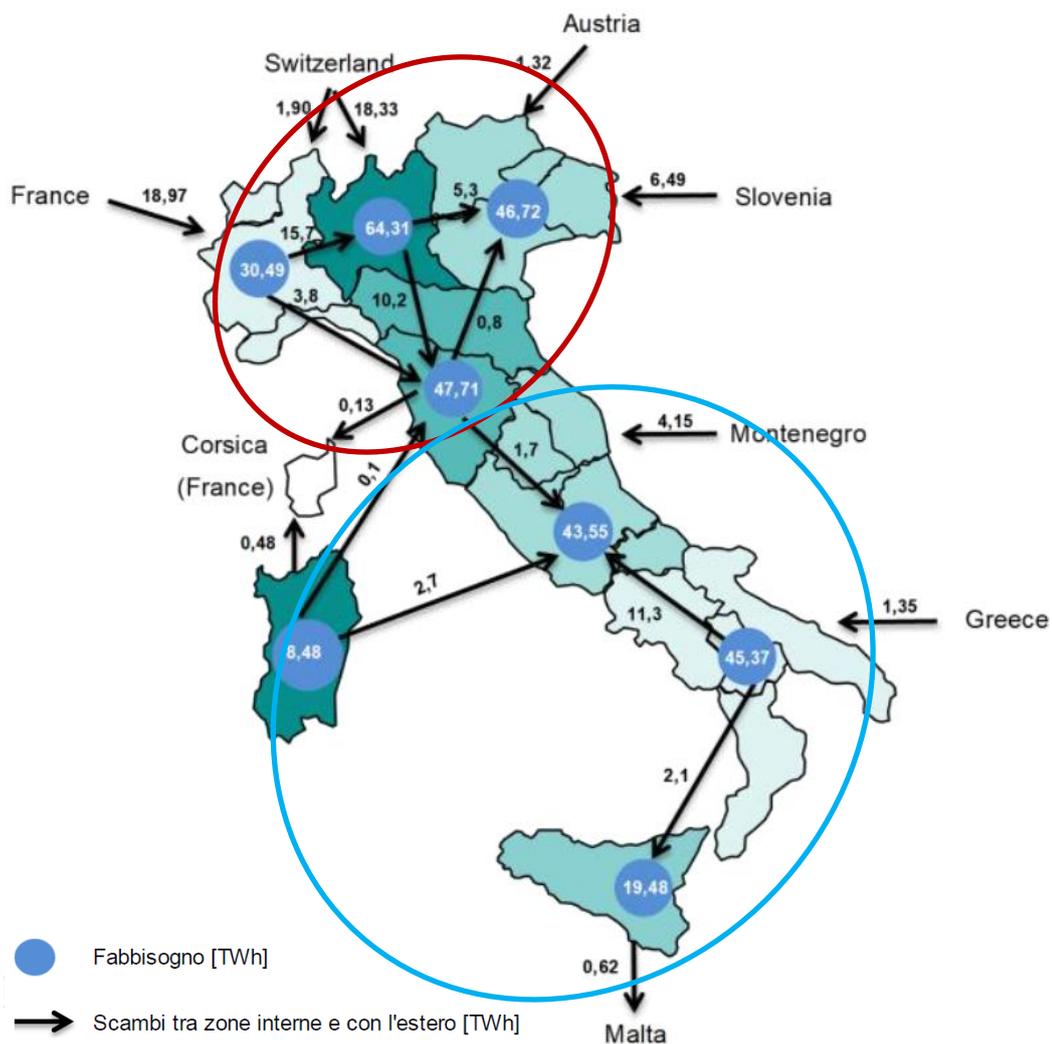
¹ incluse rinnovabili, al netto di apporti da pompaggio e da accumulo

² incluse le perdite di rete e la quota importata

La ripartizione tra regioni della quota di elettricità importata dall'estero, punto 5a dell'algoritmo riportato al paragrafo 3.1, è un fattore chiave per l'assegnazione delle emissioni indirette per il consumo di elettricità nelle diverse regioni. La seguente mappa pubblicata da TERNA (2024), mostra lo scambio fisico

di energia tra regioni nel 2023. L'entità degli scambi tra le diverse aree territoriali consente di individuare due macro-compartmenti. Nel primo, costituito dalle regioni del Nord e dalla Toscana, la quota di elettricità importata da Francia, Svizzera, Austria e Slovenia è prevalentemente destinata a soddisfare il fabbisogno delle stesse regioni, mentre nel secondo, il fabbisogno delle restanti regioni è prevalentemente soddisfatto dall'elettricità importata da Montenegro e Grecia e dal surplus delle regioni Puglia, Calabria, Sardegna, Basilicata e Molise, con un ulteriore contributo di 1.7 TWh provenienti dal primo compartimento. I due compartimenti non sono separati ma la loro definizione è una approssimazione utile a indagare come le emissioni indirette delle regioni risentano dell'apporto di energia elettrica dall'estero e dalle modalità di ripartizione di tale quota tra le regioni.

Figura 3.10 – Saldo dei movimenti fisici di energia nel 2023 (TERNA, 2024). Le ellissi circoscrivono i due macro-compartmenti considerati per la ripartizione della quota elettrica importata dall'estero.

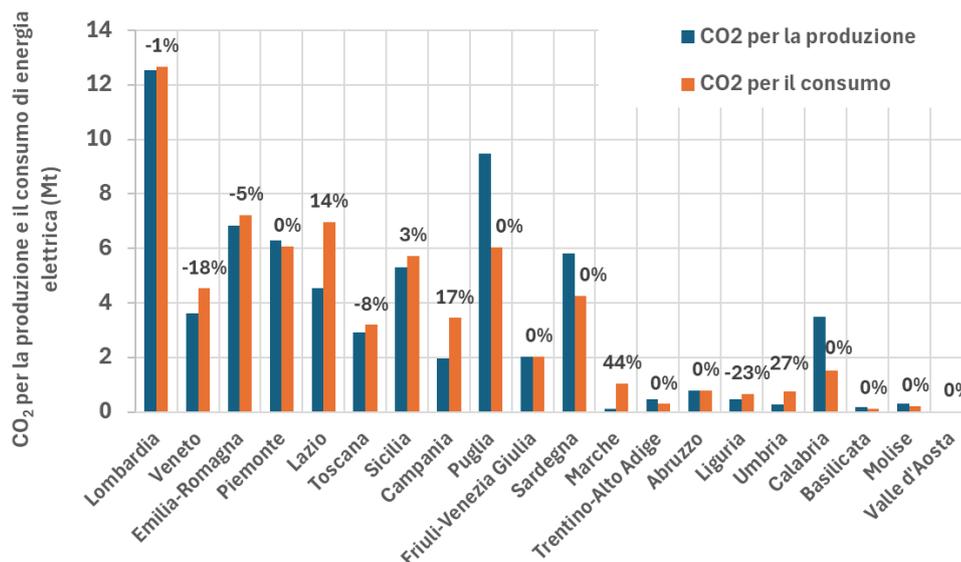


Se si considera l'import estero del Nord disponibile all'interno del gruppo di regioni del Nord e della Toscana, emerge che in tali regioni la domanda di elettricità è prevalentemente, se non totalmente, soddisfatta senza ricorso al surplus di produzione da altre regioni. In tal caso le emissioni da surplus delle restanti regioni verrebbero ripartite all'interno delle stesse.

La Figura 3.11, analogamente a quanto illustrato in Figura 3.3, riporta le emissioni di CO₂ per la produzione e il consumo elettrico di ogni regione. Le emissioni per la produzione elettrica restano invariate, mentre le emissioni per il consumo subiscono variazioni in relazione al diverso contributo del flusso di energia dall'estero nei due macro-compartmenti. Le regioni del Nord (Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna,

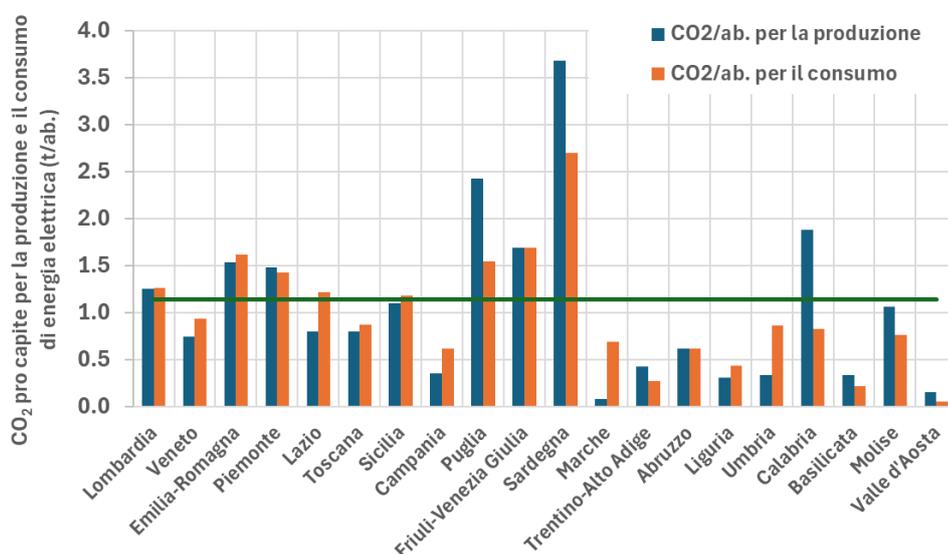
Liguria) e la Toscana mostrano una diminuzione delle emissioni per il consumo elettrico, poiché la gran parte dell'energia dall'estero, proveniente da Francia, Svizzera, Austria e Slovenia ($\approx 90\%$ dell'elettricità importata), è disponibile per la soddisfazione del fabbisogno delle regioni con deficit di produzione interna rispetto al proprio fabbisogno. D'altra parte nelle restanti regioni con deficit di produzione interna rispetto al fabbisogno (Lazio, Sicilia, Campania, Marche, Umbria) si osservano rilevanti incrementi, poiché il contributo dell'energia dall'estero (Montenegro e Grecia) è molto inferiore rispetto al surplus di produzione delle altre regioni del macro-compartmento.

Figura 3.11 – Emissioni di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartmenti individuati (2023). Le etichette si riferiscono alla variazione della CO₂ emessa per i consumi rispetto al dato riportato in Figura 3.3.



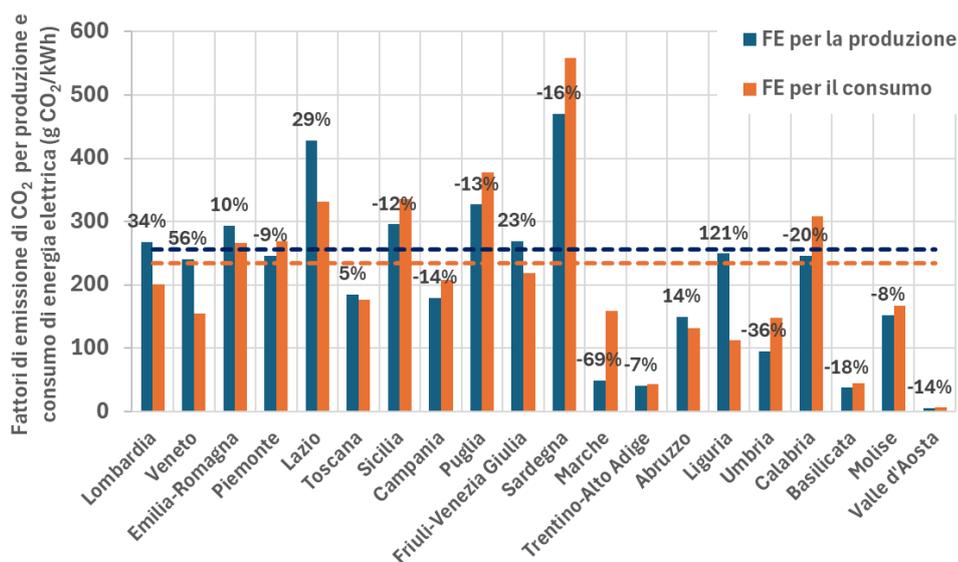
La Figura 3.12 mostra le emissioni pro capite delle regioni e la media nazionale che resta invariata. Le emissioni pro capite per i consumi di elettricità subiscono le stesse variazioni osservate nel grafico precedente rispetto all'analoga Figura 3.4.

Figura 3.12 – Emissioni di CO₂ pro capite per la produzione e il consumo di energia elettrica ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartmenti individuati (2023).



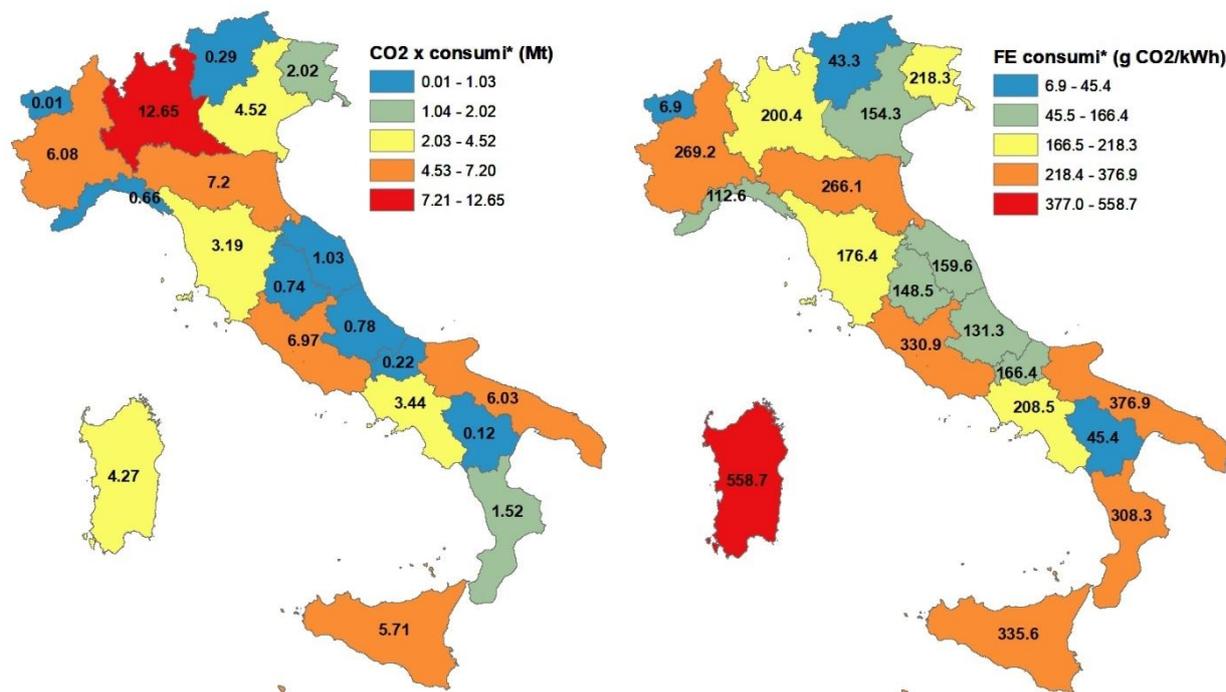
La Figura 3.13 riporta i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica, confrontati con le rispettive medie nazionali. Analogamente a quanto osservato per le emissioni di CO₂, i fattori di emissione per il consumo elettrico delle regioni del Nord e della Toscana si riducono sensibilmente, mentre i fattori di emissione delle restanti regioni con deficit di produzione interna subiscono un significativo incremento.

Figura 3.13 – Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartmenti individuati. Con le linee tratteggiate è rappresentate le medie nazionale dei due fattori di emissione (2023). Le etichette si riferiscono al delta percentuale tra fattore di emissione per la produzione e fattore di emissione per il consumo.



La distribuzione delle emissioni di CO₂ per i consumi e dei rispettivi fattori di emissione in Figura 3.14 sono da confrontare con le analoghe mappe in Figura 3.7. Le mappe mettono in evidenza le differenze dei fattori di emissione con le due modalità di ripartizione del contributo dell'import estero nella soddisfazione del deficit elettrico.

Figura 3.14 – Mappe regionali delle emissioni di CO₂ e dei fattori di emissione per i consumi (2023) ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartimenti individuati.



Di seguito è invece riportata la mappa dei surplus/deficit delle emissioni di CO₂ rispetto ai consumi interni, da confrontare con l'analogia Figura 3.9.

Figura 3.15 – Mappa regionale del surplus/deficit della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂ rispetto ai consumi interni del 2023.

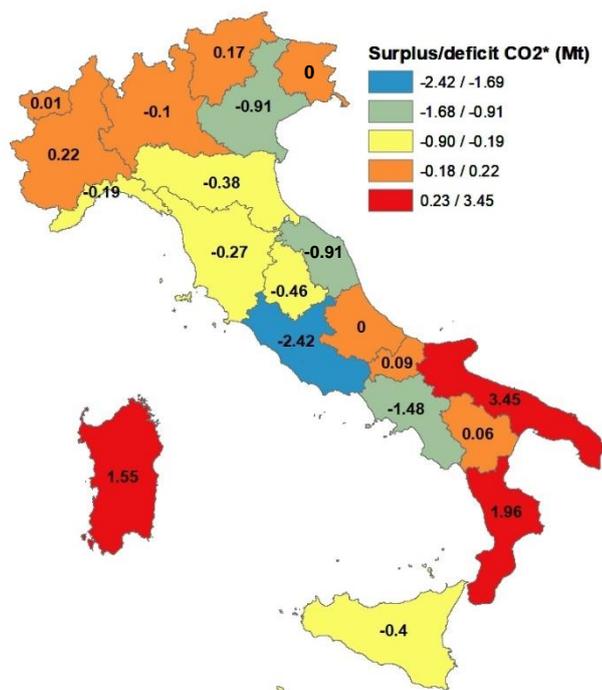


Tabella 3.3 – Fattori di emissione dal settore elettrico (g CO₂/kWh) per la produzione di elettricità da fonti fossili, per la produzione elettrica totale e per i consumi elettrici ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartmenti individuati. (2023).

Regione	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione elettrica lorda ¹	Consumi elettrici ²
Piemonte	387.3	245.8	269.2
Valle d'Aosta	373.1	5.9	6.9
Lombardia	410.8	268.2	200.4
Trentino-Alto Adige	423.1	40.3	43.3
Veneto	535.5	240.9	154.3
Friuli-Venezia Giulia	435.0	269.5	218.3
Liguria	370.7	249.3	112.6
Emilia-Romagna	398.6	292.9	266.1
Toscana	379.9	184.6	176.4
Umbria	374.8	95.7	148.5
Marche	376.0	49.3	159.6
Lazio	682.5	428.0	330.9
Abruzzo	371.6	149.2	131.3
Molise	455.7	152.3	166.4
Campania	464.4	179.8	208.5
Puglia	566.7	326.8	376.9
Basilicata	397.1	37.5	45.4
Calabria	377.4	245.9	308.3
Sicilia	446.2	295.4	335.6
Sardegna	719.3	470.2	558.7
Italia	460.2	256.3	234.7

¹ include rinnovabili, al netto di apporti da pompaggio e da accumulo

² include le perdite di rete e la quota importata

Alla luce del flusso di energia osservato in Figura 3.10 i fattori di emissione regionali per i consumi di energia elettrica riportati in Tabella 3.3 sono più realistici di quelli riportati in Tabella 3.2, mentre le emissioni dovute alla produzione restano invariate poiché dipendono dal parco termoelettrico regionale e sono indipendenti dai flussi di energia.

La differenza dei risultati illustrati con i due metodi di ripartizione dei flussi di energia elettrica mette in evidenza la necessità di ulteriori analisi sulla tematica delle emissioni per i consumi elettrici nelle regioni italiane. In particolare, per il corretto calcolo delle emissioni indirette di ogni regione, emerge l'utilità di un approfondimento dei flussi di energia elettrica importata e tra le regioni. Tale analisi non potrà prescindere dalla disponibilità di un modello di flussi di rete più aderente alla realtà del modello concettuale semplificato utilizzato nel presente studio.

CONCLUSIONI

Dati nazionali

Le fonti rinnovabili nel settore elettrico hanno avuto un notevole impulso dal 2007, a seguito dell'adozione di politiche per la riduzione dei gas serra e per il raggiungimento dell'obiettivo della quota di energia elettrica rinnovabile nei consumi finali. L'aumento delle energie rinnovabili è stato raggiunto attraverso diverse misure, come gli incentivi e il dispacciamento prioritario. Nel 2023 la quota rinnovabile nella produzione di energia elettrica è stata del 44.3%. I dati preliminari per il 2024 mostrano un incremento della quota intorno al 49%, principalmente dovuto a una forte crescita della produzione idroelettrica e all'aumento della produzione fotovoltaica.

Il fattore di emissione di CO₂ per la generazione elettrica è diminuito dal 1990 con un forte disaccoppiamento tra produzione elettrica ed emissioni, a causa della crescente quota di elettricità rinnovabile, dello spostamento del mix fossile verso combustibili a basse emissioni di carbonio, come il gas naturale, e dell'aumento dell'efficienza delle centrali elettriche alimentate a gas naturale.

I fattori di emissione del settore energetico sono utili per pianificare e monitorare le iniziative volte a ridurre i gas serra. In termini pratici, i fattori di emissione permettono di calcolare le emissioni evitate sostituendo le fonti fossili con fonti rinnovabili dal lato della produzione o risparmiando energia elettrica dal lato dei consumi.

Dati regionali

I dati regionali di produzione e consumo di energia elettrica mostrano che in diverse regioni italiane la produzione elettrica interna non soddisfa la domanda di consumi. Il deficit di produzione è compensato dal saldo con l'estero e/o dal saldo con altre regioni.

Analogamente al vettore elettrico, le emissioni di CO₂ per il surplus di produzione elettrica sono prodotte per compensare il deficit di altre regioni. Tale quota emissiva può quindi essere virtualmente assegnata alle regioni in relazione al deficit compensato dal saldo con altre regioni.

La metodologia di calcolo messa a punto consente di elaborare i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica. I fattori di emissione per la produzione sono calcolati a partire dal mix energetico regionale: combustibili fossili e fonti rinnovabili. Pertanto, consentono di valutare la pressione del settore elettrico, in termini di emissioni di CO₂, a livello regionale. I fattori di emissione per il consumo di energia elettrica considerano esclusivamente le emissioni prodotte in relazione alla domanda interna, siano tali emissioni prodotte dalla stessa regione o dalle regioni con surplus.

Come per i fattori di emissione nazionali, i fattori di emissione regionali consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate a scala regionale in relazione a misure di efficientamento o risparmio di energia elettrica.

I fattori di emissione per i consumi elettrici possono essere letti in termini di CO₂ evitata per kWh non consumato a livello di utenza media. D'altra parte, a livello di produzione elettrica la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione del rispettivo fattore di emissione. Tali dati possono quindi essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

BIBLIOGRAFIA

Ang B.W., 2005. The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. *Energy Policy* 33, 867–871.

Ang B.W., Zhang F.Q., 2000. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy* 25, 1149–1176.

EEA, 2015. Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects. Technical report No 1/2015.

GSE, 2024. Energia e clima in Italia. Rapporto periodico. Primo semestre 2023.

GSE, 2025. Energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2023.

IPCC, 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

ISPRA, 2022. Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico. Rapporti 363/2022.

ISPRA, 2025. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2023. National Inventory Document 2025. Rapporti 411/2025.

TERNA, 2024. Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico. Dicembre 2023.

TERNA, 2025. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2023.

