







IL PIANO ENERGETICO REGIONALE 2030

RAPPORTO ANNUALE DI MONITORAGGIO 2026

LUGLIO 2026

ART-ER ATTRATTIVITÀ RICERCA TERRITORIO | RE:R

Il Piano Energetico Regionale 2030:

Rapporto Annuale di Monitoraggio 2026

Luglio 2026

Il presente lavoro è stato realizzato nell'ambito delle attività regolate dalla convenzione tra la Regione Emilia-Romagna ed ART-ER S.Cons.p.a.

I contenuti del presente lavoro sono liberamente riproducibili, con l'obbligo di citarne la fonte.

Il Piano Energetico Regionale 2030: Rapporto Annuale di Monitoraggio 2026

Coordinamento per la Regione Emilia-Romagna: Giovanna Claudia Rosa Romano

Redazione a cura di: Caterina Calò e Davide Scapinelli

Supervisione: Enrico Cancila e Fabrizio Tollari

Si ringraziano i componenti del Comitato Tecnico Scientifico del PER. Un ringraziamento particolare a coloro che hanno contribuito alla realizzazione del presente rapporto.

Si ringraziano inoltre per la collaborazione: Angela Amorusi, Cecilia Bartolini, Valerio Grego, Cosimo Marinosci, Matteo Michetti, Claudio Mura, Riccardo Ottaviani, Paola Sanapo, Francesco Tanzillo, Stefano Valentini (ART-ER S.Cons.p.a.), Giulia Aspiranti, Rosalia Costantino, Roberta De Nardo, Francesca Lussu e Simonetta Tugnoli (ARPAE), Valeria Bruni, Antonella Cataldi, Gabriele Cosentini, Alex Lambruschi, Emanuela Lischi, Letizia Zavatti (Regione Emilia-Romagna, Settore Energia e Transizione Ecologica delle Imprese), Alessandro Meggiato, Tommaso Simeoni (Regione Emilia-Romagna, Settore Trasporti, Infrastrutture e Mobilitá Sostenibile), Paola Bissi e Stefano Trota (Regione Emilia-Romagna, Settore Turismo, Commercio, Artigianato e Sport), Marco Borioni (Regione Emilia-Romagna, Settore Affari Generali, Giuridici e Strumenti Finanziari), Fabio Longo (Regione Emilia-Romagna, Area Sport e Organizzazione Turistica), Silvia Ballabeni e Francesca Bergamini (Regione Emilia-Romagna, Settore Programmazione e Regolazione Delle Politiche Educative e Formative), Daniele Almerinda, Cecilia Guaitoli, Katia Raffaelli e Lucia Ramponi (Regione Emilia-Romagna, Settore Tutela dell'Ambiente ed Economia Circolare), Elisabetta Maini, Francesco Tutino, (Regione Emilia-Romagna, Settore Ricerca e Internazionalizzazione delle Imprese), Massimiliano Tuzzi (Regione Emilia-Romagna, Settore innovazione sostenibile, imprese, filiere produttive), Teresa Schipani, Giampaolo Sarno, Luca Buzzoni (Regione Emilia-Romagna, Settore programmazione, Sviluppo del territorio e Sostenibilità delle produzioni), Magnani Sonja, Elisa Tommasini (Regione Emilia-Romagna, Settore Patrimonio, Lavori Pubblici, Logistica, Sicurezza e Appalti), Isabella Calamelli, Maria Gamberini, (Regione Emilia-Romagna, Settore Infrastrutture e Tecnologie Sanitarie), Giulia Angelelli (Regione Emilia-Romagna, Settore Politiche per l'Abitare), Serena Sgallari (Regione Emilia-Romagna, Settore Governo e Qualità del Territorio).

Luglio 2026

® ART-ER S.Cons.p.a.

Via Gobetti, 101

40129 Bologna, Italy

P.I. 03786281208

Indice

Premessa **5**

1 Gli obiettivi dell'UE e del PER al 2030: il punto in Emilia-Romagna al 2022 **6**
1.1 Il bilancio energetico regionale del 2023 e la stima dei consumi al 2025 8
1.2 La riduzione delle emissioni di gas serra 11
1.3 L'efficienza energetica 13
1.4 Le fonti rinnovabili 16
1.4.1 Le fonti rinnovabili per la produzione elettrica 20
1.4.1.1 I sistemi di accumulo dell'energia elettrica 27
1.4.1.2 Gli impianti alimentati a fonti rinnovabili autorizzati e in corso di autorizzazione 27
1.4.2 Le fonti rinnovabili per la produzione termica 30
1.5 Le infrastrutture di rete 31
1.5.1 L'energia elettrica 31
1.5.2 Gas naturale 36
1.5.3 Infrastrutture per l'energia termica: reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento 39
1.5.4 Cattura, uso e stoccaggio CO2 43
1.6 Domanda e offerta di energia in Emilia-Romagna, dipendenza e fattura energetica 44

2 Il monitoraggio del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024 e delle altre misure in materia di energia **47**
2.1 Le misure regionali del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024 47
2.1.1 Asse 1. Ricerca, innovazione e formazione 50
2.1.1.1 Il ruolo dell'idrogeno tra ricerca e applicazioni attuali e prospettiche 53
2.1.2 Asse 2. Infrastrutture, reti e aree produttive 55
2.1.2.1 L'autoconsumo diffuso 55
2.1.2.2 Infrastrutture di rete 59
2.1.3 Asse 3. Transizione energetica delle imprese 59
2.1.3.1 Il settore industria e servizi 59
2.1.3.2 Il settore agricoltura 60
2.1.3.3 Il settore terziario 60
2.1.4 Asse 4. Riqualificazione del patrimonio privato 60
2.1.4.1 Le prestazioni energetiche degli edifici privati e pubblici 61
2.1.4.2 L'efficienza energetica degli impianti di climatizzazione 67
2.1.5 Asse 5. Rigenerazione urbana e riqualificazione del patrimonio pubblico 69
2.1.5.1 Il settore Sanità 70
2.1.5.2 Il patrimonio edilizio della Regione 71
2.1.6 Asse 6. Mobilità intelligente e sostenibile 71
2.1.6.1 Rinnovo parco autobus 74
2.1.6.2 Rinnovo parco ferroviario 75
2.1.6.3 Mobilità ciclabile e smart 77
2.1.7 Asse 7. Azioni di sistema e rapporti con gli Enti locali 77
2.1.7.1 I Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima 77
2.1.7.2 I Climate City Contract 80
2.1.8 Asse 8. Azioni trasversali e di sistema 81
2.1.8.1 La transizione ecologica del sistema produttivo regionale e le analisi dell'Osservatorio GreenER 81
2.1.8.2 Il contributo del Comitato Tecnico-Scientifico e del Tavolo di Monitoraggio 84
2.2 I risultati raggiunti 84
2.3 Le misure nazionali sull'energia 86
2.3.1 I Certificati Bianchi 86
2.3.2 Il Conto Termico 86

2.3.3 Il PNRR 88

3 Andamento economico e indicatori di efficienza regionali 92
3.1 L'andamento dei prezzi dell'energia 92
3.1.1 Elettricità 92
3.1.2 Gas naturale 92
3.1.3 Petrolio 93
3.1.4 Permessi di emissione di CO2 93
3.1.5 Benzina 97
3.1.6 Gasolio 97
3.1.7 GPL 98
3.1.8 Metano CNG e GNL autotrazione 98
3.2 Indicatori di efficienza del sistema energetico regionale 100
3.3 Impatto economico sulle famiglie delle misure di efficientamento energetico 102
3.4 Impatto economico per le imprese delle misure di efficientamento energetico 104
3.5 La decarbonizzazione per alcuni settori chiave ed emergenti in Emilia-Romagna 116
3.5.1 Il settore ceramico in Emilia-Romagna 116
3.5.2 I Data Center in Emilia-Romagna 120

4 Le novità normative e di regolazione in materia di energia e clima 122
4.1 Le criticità nell'attuazione della L.R. 26/2004 122
4.1.1 L'evoluzione della politica energetica UE 123
4.1.2 L'evoluzione della politica energetica nazionale 125
4.1.3 L'evoluzione della politica energetica regionale 126

5 Le azioni di sviluppo della pianificazione energetica regionale 129

Appendice 131
I Principali fonti e piattaforme dati energetici e di monitoraggio 131
II Glossario dei principali termini energetici 137
III Bussola delle principali tecnologie energetiche 143

Premessa

Il presente documento costituisce il **Rapporto di monitoraggio** del Piano Energetico Regionale dell'Emilia-Romagna approvato con D.A.L. n. 111 del 1° marzo 2017, che fissa la strategia e gli obiettivi regionali in materia di clima ed energia fino al 2030, e dei relativi Piani Triennali di Attuazione (PTA).

In un'ottica di continuo miglioramento delle politiche energetiche regionali, il presente documento riporta allo stato attuale i progressi compiuti a livello regionale rispetto agli obiettivi del PER, sia grazie alle misure introdotte dalla Regione sia grazie alle misure nazionali in materia di risparmio energetico, sviluppo delle fonti rinnovabili, mobilità sostenibile, ricerca e innovazione, formazione e orientamento.

I dati e le informazioni riportate nel presente documento sono da ritenere le più aggiornate al momento della stesura dello stesso. Si riporta nella seguente tabella l'ultimo anno di aggiornamento dei dati e delle informazioni utilizzate nel presente Rapporto.

Dato	2022	2023	2024	2025	Fonte
Bilancio energetico regionale	X	X			ARPAE
Dati sulle fonti rinnovabili elettriche	X	X	X		ARPAE, Terna,
Dati sulle fonti rinnovabili termiche	X	X			ARPAE, GSE
Dati sulle fonti rinnovabili nei trasporti	X	X			ARPAE, Eurostat
Inventario regionale delle emissioni di gas serra	X	X			ARPAE
Azioni e misure regionali (bandi, incentivi, studi, ecc.)	X	X	X	X	Regione Emilia-Romagna
Azioni e misure nazionali (Certificati Bianchi, Conto Termico, Detrazioni fiscali, ecc.)	X	X	X		ENEA, GSE
Misure PNRR	x	X	X	X	Regione Emilia-Romagna

Tabella 1 – Quadro sinottico delle informazioni considerate nel presente Rapporto e relativo aggiornamento

Fonte: elaborazioni ART-ER

1 Gli obiettivi dell'UE e del PER al 2030: il punto in Emilia-Romagna al 2022

Il Piano Energetico Regionale (PER) approvato con D.A.L. n. 111 del 01/03/2017 ha fissato la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima e energia fino al 2030 in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

In particolare, il PER ha fatto propri gli obiettivi europei in materia di clima ed energia vigenti nel momento in cui è stato predisposto, fissando per l'Emilia-Romagna i seguenti target:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del **20%** al 2020 e del **40%** al 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al **20%** al 2020 e al **27%** al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al **20%** al 2020 e al **27%** al 2030[1].

L'attuale contesto regolatorio e programmatico è tuttavia mutato in maniera significativa da quando è stato approvato il PER.

A livello europeo, prima con il Clean Energy Package del 2018, poi con l'approvazione del Green Deal nel 2019 e del pacchetto "Fit for 55" a partire dal 2021, per proseguire con il pacchetto REPower EU, l'UE ha rinnovato i propri obiettivi in materia di clima ed energia al 2030. Ad oggi, questi sono:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del **55%** rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al **42,5%** della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- una riduzione dei consumi energetici finali dell'**11,7%** rispetto alle previsioni (basate sullo scenario EU Reference 2020).

Per l'Emilia-Romagna, il quadro complessivo relativo al livello di raggiungimento degli obiettivi al 2030 è riportato nella tabella che segue.

[1] Il target relativo all'efficienza energetica nel PER 2030, per poter traguardare la riduzione delle emissioni serra del 40% nel 2030, prevedeva in realtà un obiettivo ancora più ambizioso di quello europeo, e pari al 47%. Con la revisione degli obiettivi europei, che hanno modificato la base di riferimento su cui calcolare questo obiettivo, è stato aggiornato anche il target previsto dal PER 2030, che risulta pari al 23% nel 2030 rispetto allo scenario EU Reference 2020.

Target	Monitoraggio		Obiettivi PER 2030		
	Dato PER[1] (2014)	2023	Target UE 2030	Scenario tendenziale	Scenario obiettivo
Riduzione delle emissioni serra (escl. assorbimenti)[2]	-11%	**-7%** (37,4 $MtCO_2eq$)	-	-23% su base ENEA -13% su base ISPRA (35,0 $MtCO_2eq$)	-41% su base ENEA -34% su base ISPRA (26,7 $MtCO_2eq$)
Riduzione delle emissioni serra (incl. assorbimenti)	-14%	**-19%** (33,9 $MtCO_2eq$)	**-55%**	-	-
Risparmio energetico[3]	n.d.	**-7%** (11,9 Mtep)	**-11,7%** (10,5 Mtep)	-5% (11,3 Mtep)	-23%[4] (9,2 Mtep)
Copertura dei consumi finali con fonti rinnovabili	11%	**14%**	**42,5%**	18%	27%

[1] dato ricalcolato secondo l'aggiornamento della metodologia di costruzione del bilancio energetico regionale (ARPAE) e della baseline GHG al 1990 (ISPRA).
[2] dato ricalcolato secondo l'aggiornamento della metodologia di costruzione del bilancio energetico regionale (ARPAE) e della baseline GHG al 1990 (ISPRA). Per ulteriori dettagli si veda anche il PTA 2022-2024 approvato con DAL 112/2022.
[3] valore ricalcolato sulla base dell'aggiornamento delle proiezioni di riferimenti (EU Reference 2020).
[4] il target relativo all'efficienza energetica nel PER 2030, per poter traguardare la riduzione delle emissioni serra del 40% nel 2030, prevedeva in realtà un obiettivo ancora più ambizioso di quello europeo, e pari al 47%. Con la revisione degli obiettivi europei, che hanno modificato la base di riferimento su cui calcolare questo obiettivo, è stato aggiornato anche il target previsto dal PER 2030, che risulta pari al 23% nel 2030 rispetto allo scenario EU Reference 2020.

Tabella 2 - Raggiungimento degli obiettivi clima-energia per l'Emilia-Romagna al 2030

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Eurostat, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

Rispetto a questi obiettivi, l'Emilia-Romagna si trova ad un buon livello per quanto riguarda i target sul risparmio energetico, mentre per quello sulle rinnovabili è ancora a metà dell'obiettivo indicato per il 2030 dal PER (27% di copertura dei consumi energetici totali) e registra un lieve peggioramento dell'indicatore delle emissioni di gas serra l'obiettivo al 2020 risulta più distante.

1.1 Il bilancio energetico regionale del 2023 e la stima dei consumi al 2025

Annualmente ARPAE pubblica il bilancio energetico regionale dell'Emilia-Romagna[2], il quale, al momento della redazione del presente Rapporto, risulta aggiornato al 2023.
Si riporta nella seguente Tabella 3 il bilancio energetico regionale di sintesi come pubblicato da ARPAE.

Come per gli anni precedenti, anche nel presente Rapporto si riporta nel seguente grafico (Figura 1) una stima preliminare dei consumi energetici finali lordi (al 2025), sulla base dei dati disponibili al momento della redazione relativamente ai consumi di energia elettrica, energia termica e di carburanti.

Come si può osservare, i consumi nel 2024 e nel 2025 risultano, in via preliminare, in linea rispetto a quelli del 2023. Se da un lato si osserva un lieve contenimento dei consumi termici, i consumi elettrici e, soprattutto i consumi per trasporti, compensano questo lieve calo, mantenendo sostanzialmente stabili i consumi finali nel loro complesso.

[2] Bilanci energetici regionali disponibili sul sito di ARPAE (link).

Bilancio energetico (unità ktep)	Totale	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Rinnovabili (totale)	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Elettricità
Consumo interno lordo	**14.496**	**4.626**	**7.178**	**2.079**	**92**		**522**
Ingresso di trasformazione	4.677	396	2.925	1.317	36		3
Uscita di trasformazione	2.870	520		102		243	2.004
Consumo del settore energetico	179	22	39			41	77
Perdite di distribuzione	189		32			22	135
Disponibile per il consumo finale	**12.323**	**4.730**	**4.181**	**864**	**56**	**181**	**2.312**
Consumo finale non energetico	**426**	**370**	**56**				
Consumo finale di energia	**11.897**	**4.360**	**4.125**	**863**	**56**	**181**	**2.312**
Industria	3.393	329	1.811	29	56	106	1.062
Trasporti	3.849	3.517	146	102			83
Altri settori	4.655	514	2.168	732		75	1.166
Commercio e servizi pubblici	*1.832*	*24*	*798*	*294*		*37*	*680*
Residenziale	*2.305*	*97*	*1.318*	*434*		*38*	*417*
Agricoltura e foreste	*466*	*341*	*52*	*4*			*69*
Pesca	*14*	*14*					
Altri settori non specificati	*37*	*37*					
NB: eventuali mancate quadrature di bilancio derivano dagli arrotondamenti dei dati							

Tabella 3 – Bilancio energetico regionale dell'Emilia-Romagna del 2023

Fonte: ARPAE

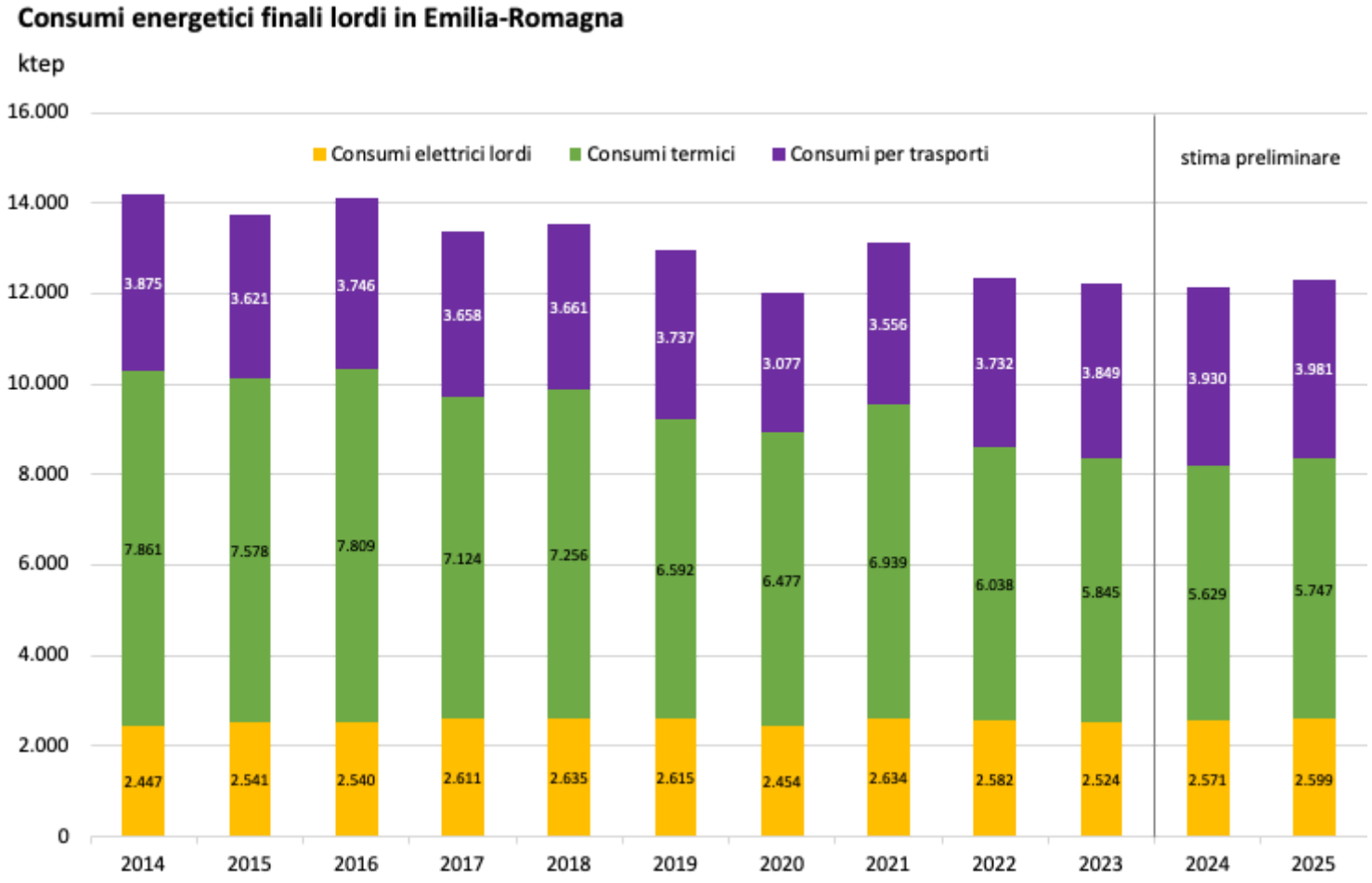


Figura 1 – Andamento dei consumi energetici finali lordi in Emilia-Romagna (stima preliminare al 2025)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Terna, GSE

1.2 La riduzione delle emissioni di gas serra

Con l'approvazione del Green Deal e della Legge europea sul clima, l'UE ha innalzato i propri target di decarbonizzazione, fissando al **55% la riduzione netta delle emissioni di gas serra entro il 2030** (inclusi gli assorbimenti) rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo a lungo termine, posto al 2050, è il raggiungimento della neutralità climatica.

In relazione al target relativo alle emissioni di gas ad effetto serra, sulla base dei dati pubblicati da ARPAE nell'ambito dell'inventario delle emissioni di gas serra in Emilia-Romagna[3], risultano nel **2023** circa **37,4 $MtCO_2eq$** (esclusi gli assorbimenti) e circa **33,9 $MtCO_2eq$** (inclusi gli assorbimenti).

Ciò si traduce in una riduzione, rispetto ai corrispondenti valori del 1990, pari rispettivamente al **-7%** e al **-19%**.

[3] Inventari disponibili sul sito di ARPAE (link).

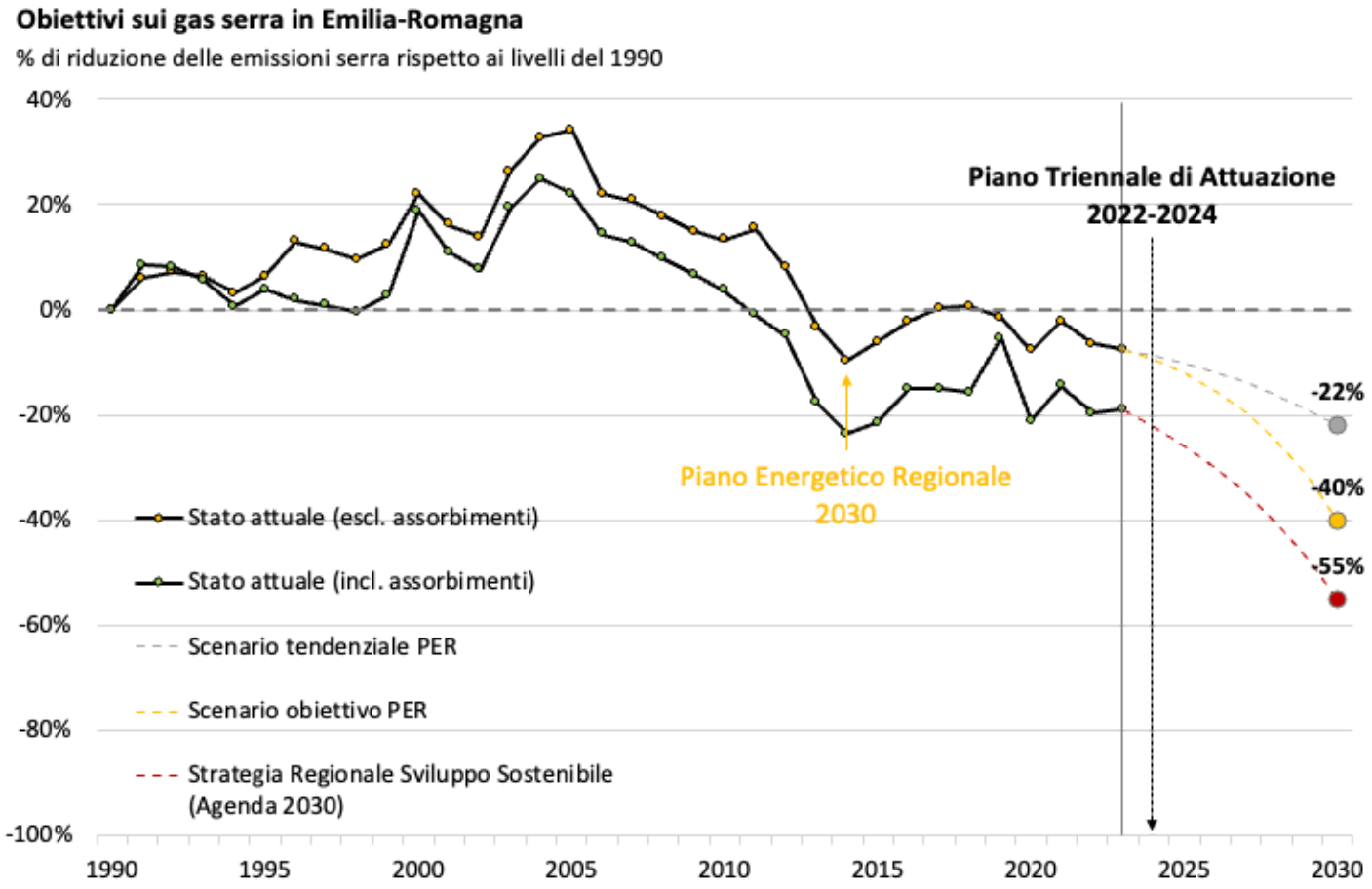


Figura 2 – Andamento delle emissioni di gas serra in Emilia-Romagna rispetto al 1990

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Eurostat, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

1.3 L'efficienza energetica

Come detto, l'UE ha modificato anche il target relativo all'efficienza energetica, sia in termini assoluti che rispetto alle relative modalità di calcolo. Il nuovo obiettivo punta a raggiungere una riduzione del consumo energetico finale dell'UE dell'11,7% entro il 2030 rispetto al consumo energetico previsto per il 2030 (sulla base dello scenario di riferimento del 2020)[4].

A livello di UE, ciò si traduce in nuovi obiettivi vincolanti al 2030: un consumo di energia finale pari a **763 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) e un consumo di energia primaria di 992,5 Mtep.** Tali target sostituiscono i precedenti, rispettivamente di **846 Mtep e 1.128 Mtep**

A livello italiano, questo nuovo target si traduce in circa 91,2 Mtep (-11,7% rispetto al dato previsto dallo scenario EU Reference 2020 per l'Italia).

Per l'Emilia-Romagna, il target da raggiungere nel 2030 risulterebbe invece pari a circa **10,5 Mtep**.

In relazione al target relativo alla riduzione dei consumi energetici, sulla base dei dati pubblicati da ARPAE nell'ambito del bilancio energetico regionale dell'Emilia-Romagna[5], risultano nel **2023** circa **11,9 Mtep** di consumi energetici finali.

Confrontando questo dato con il rispettivo valore di scenario EU Reference 2020 per lo stesso anno per l'Emilia-Romagna risulta un livello di risparmio pari al **-7%**.

In Figura 3 sono riportati gli obiettivi di risparmio energetico in termini di consumi finali energetici (ktep), nel confronto tra i precedenti target (riferiti allo scenario PRIMES 2007) e il nuovo obiettivo al 2030 (riferito al EU Reference Scenario 2020). Come si può osservare, fino al 2021 l'andamento dei consumi finali in Emilia-Romagna è risultato sovrapponibile con l'andamento dello Scenario Reference, mentre dal 2022 risulta uno scostamento (pari appunto al **-7%** nel **2023**) tra i consumi finali regionali e quelli previsti dallo scenario di riferimento.

Viceversa, rispetto ai precedenti obiettivi riferiti allo scenario PRIMES 2007, la riduzione dei consumi è significativa, attestandosi nel 2023 a circa il -38% dello scenario di riferimento (si veda la seguente Figura 4).

[4] Si ricorda che i precedenti obiettivi di risparmio energetico calcolati sulla base dello scenario PRIMES 2007 erano del 20% nel 2020 e del 27% nel 2030.

[5] Bilanci energetici regionali disponibili sul sito di ARPAE (link).

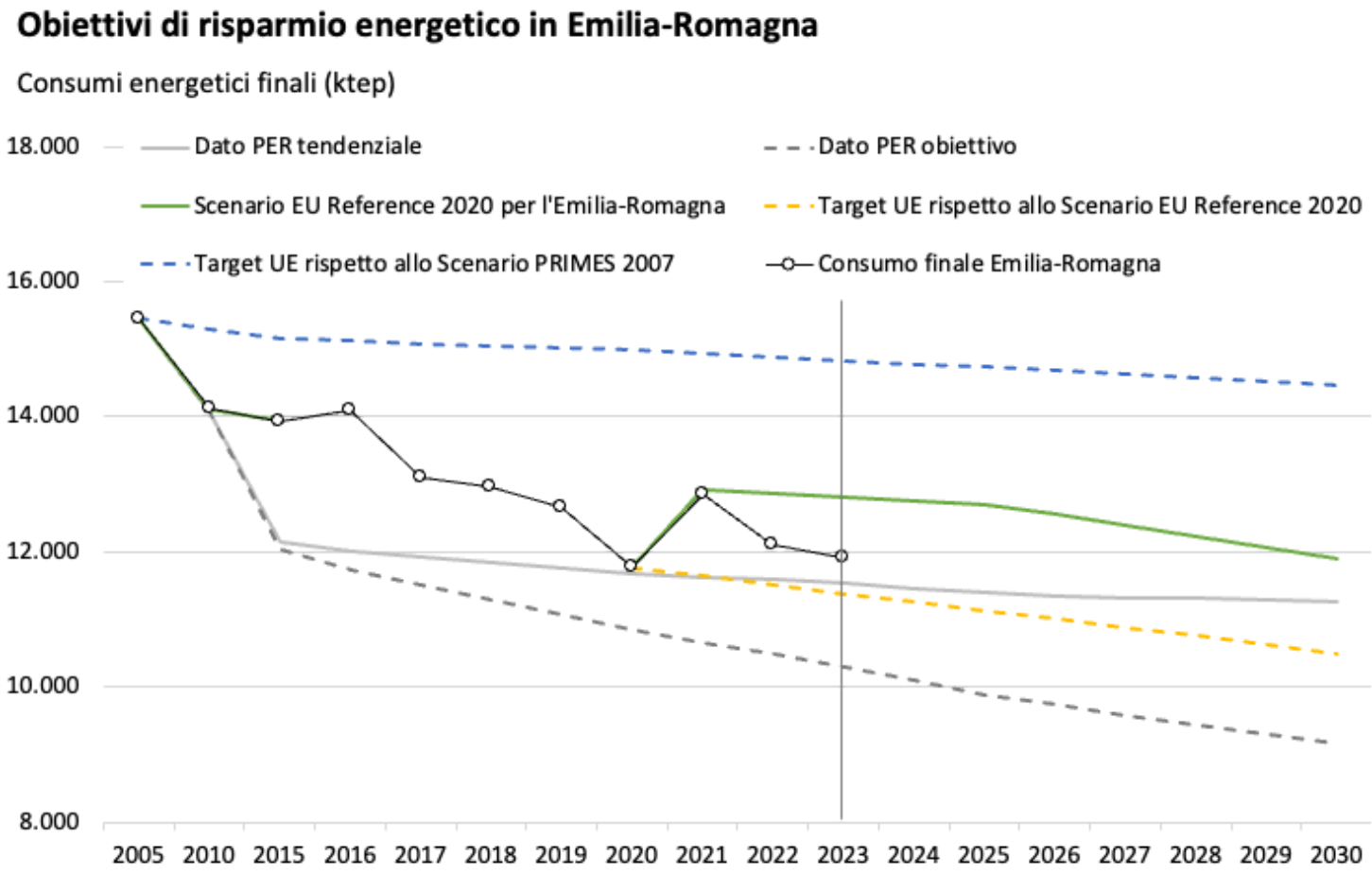


Figura 3 - Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna in termini di consumi energetici finali (ktep)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Eurostat, Ministero dello Sviluppo Economico, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

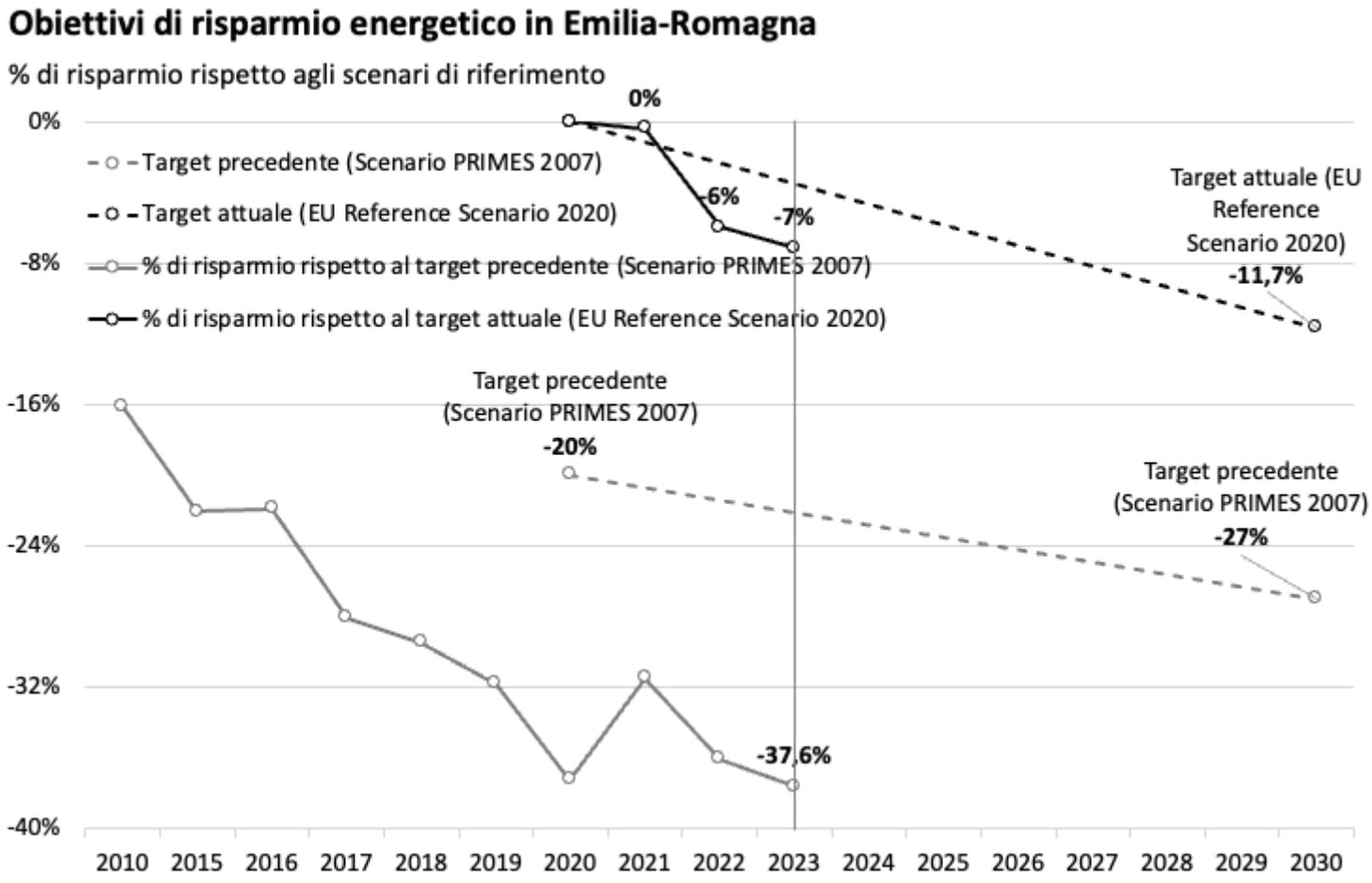


Figura 4 - Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna in % di risparmio rispetto agli scenari di riferimento (%)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Eurostat, Ministero dello Sviluppo Economico, Terna, GSE, Enea, Snam, ARERA, Ispra, Istat

1.4 Le fonti rinnovabili

Gli obiettivi sulle fonti rinnovabili sono probabilmente quelli mutati in maniera più repentina in questi ultimi anni.

L'attuale contesto regolatorio e programmatico, infatti, si è evoluto in maniera significativa da quando è stato approvato il Piano Energetico Regionale 2030 (marzo 2017).

A livello europeo, l'obiettivo in materia copertura dei consumi finali lordi attraverso fonti rinnovabili è stato innalzato prima con il Clean Energy Package del 2018 (portando il target al **32%** rispetto al 27% precedentemente in vigore), poi con il Green Deal e il pacchetto Fit for 55 (**40%**) e quindi con il REPowerEU (**45%**). L'attuale target in vigore in UE è stato definito con l'approvazione della Direttiva 2023/2413 (c.d. RED III), la quale ha modificato la precedente Direttiva RED II portando il target al **42,5%**, e chiedendo gli Stati membri di impegnarsi a raggiungere il **45%**.

A livello nazionale, occorre segnalare, a questo proposito, che lo stesso Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), aggiornato nel 2024, prevede di raggiungere un livello di copertura dei consumi energetici finali lordi con fonti rinnovabili del **39,4%** nel 2030.

A livello regionale, in relazione agli impegni in materia di clima ed energia, è da segnalare che la Regione Emilia-Romagna, nel dicembre 2020, ha siglato, insieme ad altri 58 firmatari[6], il Patto per il Lavoro e il Clima[7] dove ci si è posti "*l'obiettivo di raggiungere la decarbonizzazione prima del 2050 e passare al **100%** di energie rinnovabili entro il 2035*".

Il **Patto** è attualmente in fase di nuova discussione con le parti interessate per il suo rinnovo, sulla base del documento sottoposto in via ufficiale, che, in merito agli obiettivi di sviluppo rinnovabili, riporta obiettivi che derivano dallo **scenario energetico Policy 2**, elaborato da RSE, e incluso come **Allegato 1 al Quadro Conoscitivo per il nuovo Piano Energetico Regionale 2035**, la cui illustrazione è stata fatta nel marzo 2026 nell'ambito della seconda convocazione del "Gruppo di lavoro Interdirezione transizione ecologica e cambiamenti climatici", nominato con DD n. 22459/2025 del Gabinetto del Presidente della Giunta, ed è stata fatta alla Giunta nel maggio 2026.

Si tratta di un obiettivo sfidante per una realtà come quella dell'Emilia-Romagna, e tuttavia tecnicamente raggiungibile, in base alle ipotesi e alle verifiche condotte con il lavoro di elaborazione del Quadro Conoscitivo.

In relazione al target relativo alla copertura dei consumi energetici finali lordi con fonti rinnovabili, sulla base dei dati pubblicati da ARPAE nell'ambito del bilancio energetico regionale dell'Emilia-Romagna[8] e dal GSE nell'ambito del monitoraggio del *burden sharing*[9], risultano nel **2023** circa **1,7 Mtep** di consumi energetici da fonti rinnovabili, a fronte di un consumo finale lordo pari a circa **12,2 Mtep**. Ciò si traduce in un livello di copertura dei consumi energetici finali lordi con fonti rinnovabili pari, nel 2023, a circa il **13,8%** (arrotondato a 14% nelle tabelle e grafici precedenti).

[6] Enti locali, Sindacati, Imprese (industria, artigianato, commercio, cooperazione), i quattro Atenei regionali (Bologna, Modena e Reggio Emilia, Ferrara, Parma), l'Ufficio scolastico regionale, Associazioni ambientaliste (Legambiente, Rete Comuni Rifiuti Zero), Terzo settore e volontariato, Professioni, Camere di commercio e Banche (ABI).

[7] https://www.regione.emilia-romagna.it/pattolavoroeclima/patto_lavoroclima_2020.pdf

[8] Bilanci energetici regionali disponibili sul sito di ARPAE (link).

[9] Dati di monitoraggio della diffusione delle fonti energetiche rinnovabili nelle regioni italiane disponibili sul sito del GSE (link).

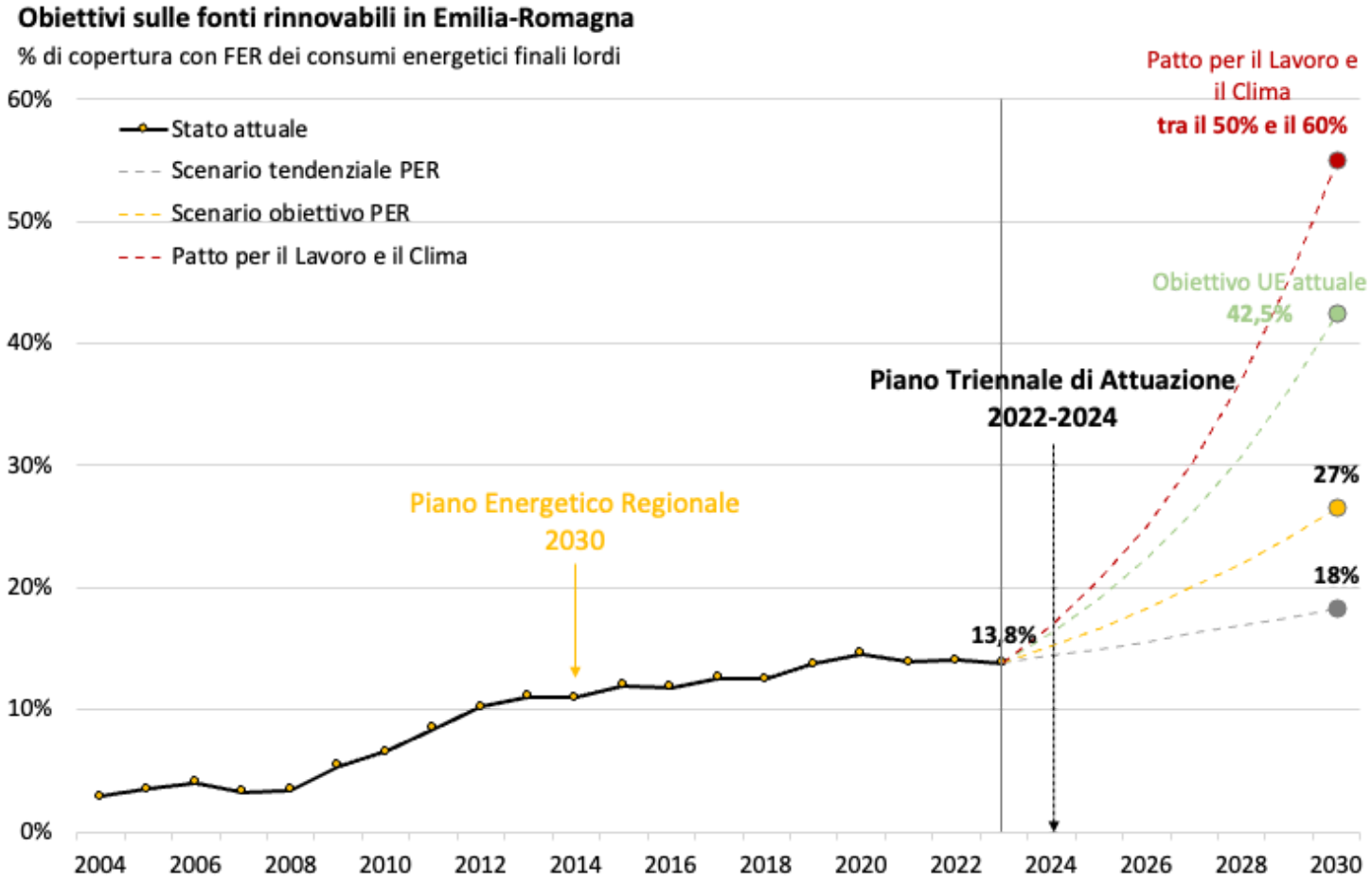


Figura 5 – Evoluzione della quota di fonti rinnovabili sui consumi finali lordi in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, GSE ed Eurostat

Di questi **1,7 Mtep**, circa la metà (**0,8 Mtep**) derivano da consumi termici rinnovabili, **0,5 Mtep** da consumi elettrici rinnovabili e circa **0,4 Mtep** da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti[10].

Sulla base dei dati disponibili al momento della redazione del presente Rapporto relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili, si riporta di seguito una stima preliminare della quota di FER sui consumi energetici finali lordi al 2025.

Come si può osservare, la tendenza nel biennio 2024-2025 risulta in leggera crescita rispetto alla tendenza registrata nel 2023. Ciò è dovuto soprattutto alla diffusione degli impianti per la produzione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare da fotovoltaico, che nell'ultimo biennio è cresciuto in maniera significativa.

[10] Data la complessità della metodologia di calcolo per la stima delle FER nel settore dei trasporti sulla base delle direttive europee, la stima del consumo di FER nel settore dei trasporti tiene conto della quota nazionale di FER-T.

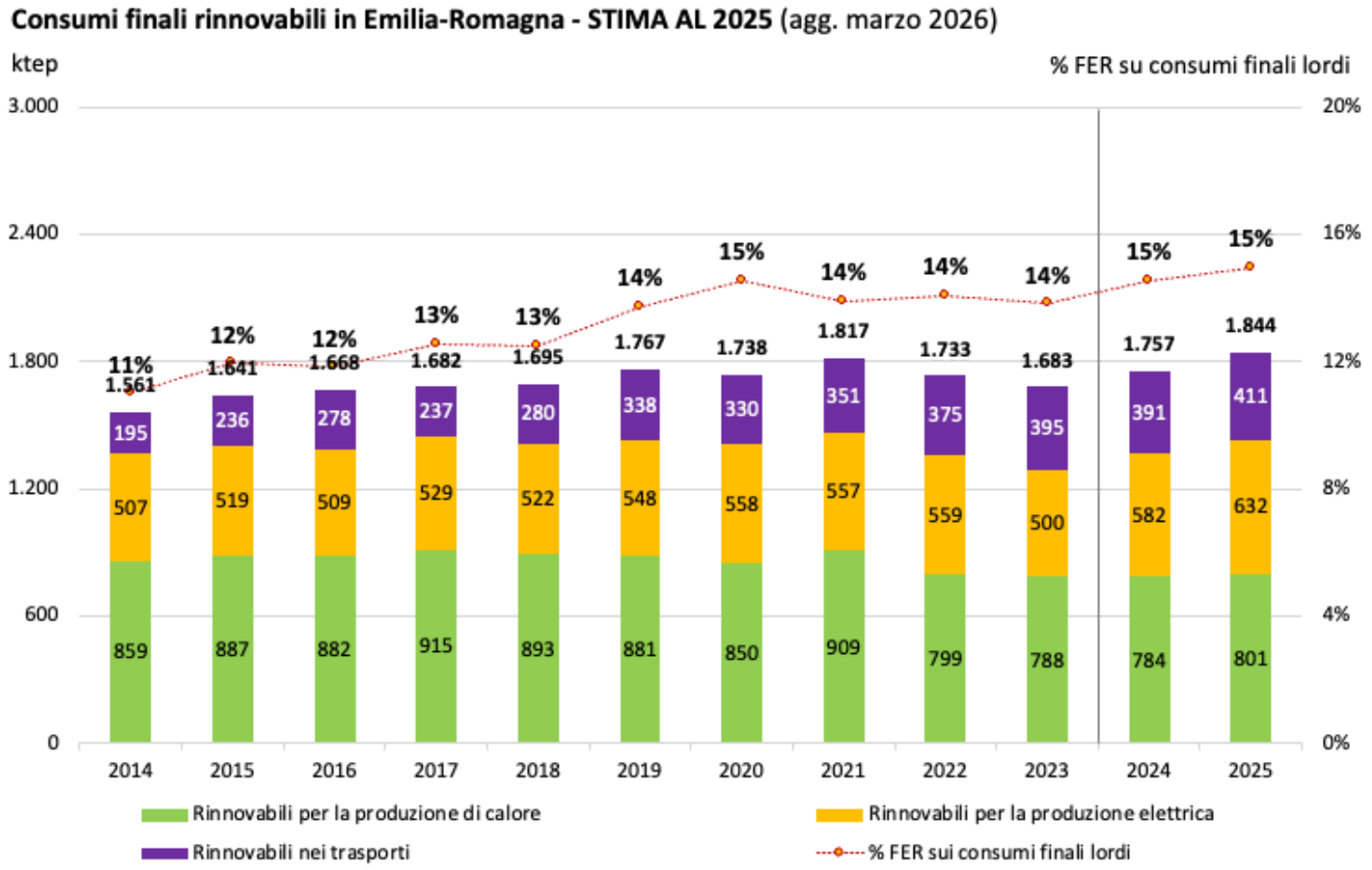


Figura 6 – Evoluzione dei consumi finali rinnovabili in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE, Terna, GSE ed Eurostat

1.4.1 *Le fonti rinnovabili per la produzione elettrica*

Nell'ultimo ventennio, il settore elettrico in Emilia-Romagna ha registrato significativi cambiamenti. Dopo la riconversione a gas naturale dei principali impianti termoelettrici regionali, negli ultimi anni è cresciuto enormemente il numero degli impianti distribuiti di generazione elettrica. In termini di numero di impianti, la stragrande maggioranza è riconducibile oggi a impianti fotovoltaici, che nel 2024 hanno superato i 186 mila punti di produzione, di cui oltre 166 mila in BT e MT (Bassa Tensione e Media Tensione).

Di seguito si riportano i dati resi disponibili da E-DISTRIBUZIONE – corrispondenti a circa il 90% della rete regionale di utenze attive – sul numero di installazione al 31.12.2024.

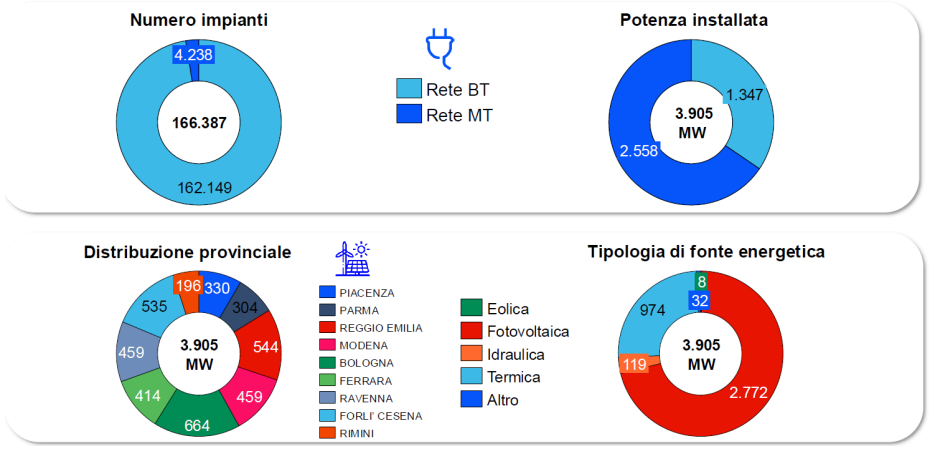


Figura 7 – Connessioni attive produttori rinnovabili in Emilia-Romagna

Fonte: ENEL/E-DISTRIBUZIONE - Presentazione Piano Strategico Enel 2025-27 Regione Emilia Romagna

Anche l'evoluzione della potenza installata in impianti di generazione ha seguito questo andamento, con un'esplosione della potenza fotovoltaica e un incremento sostenuto di tutte le fonti rinnovabili, ad eccezione dell'eolico.

Ad inizio 2026, le richieste di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale in Emilia-Romagna in AT/AAT (Alta Tensione e Altissima Tensione) ammontano a un totale di **8,1 GW**, evidenziando una forte predominanza del solare, che rappresenta circa il 70% del totale con 5,7 GW, seguito da eolico on-shore ed eolico off-shore, entrambi con 1,2 GW ciascuno; le altre fonti (in particolare geotermico) rappresentano una quota residuale.

Relativamente allo stato di avanzamento delle richieste di connessione, si osserva una significativa concentrazione nella fase di "STMG accettate", mentre solo una quota residuale ha raggiunto le fasi più avanzate, come la contrattualizzazione (si veda a tal proposito lo specchietto esplicativo); occorre in proposito considerare che non tutte le richieste che ottengono l'approvazione iniziale (STMG) giungono poi alla fase di contratto e successiva realizzazione degli impianti, secondo un fenomeno noto come "mortalità dei progetti", che comunque compromette lo sviluppo della rete e rallenta la transizione energetica, in quanto genera una "saturazione virtuale" della rete, bloccando risorse che potrebbero essere utilizzate per impianti concreti.

1. STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) Presentata Il proponente inoltra una richiesta iniziale di connessione a Terna, in cui indica le caratteristiche dell'impianto e il punto di connessione desiderato.
2. STMG Accettata Terna valuta la richiesta e fornisce un primo parere tecnico; se approvata, il richiedente accetta lo studio e conferma l'intenzione di procedere.
3. Domanda di Autorizzazione Una volta accettata la STMG, il proponente avvia l'iter autorizzativo (Autorizzazione Unica o PAS) presso l'Ente competente.
4. Progetto in Valutazione Il proponente elabora un progetto tecnico dettagliato che viene sottoposto a Terna per il benestare.
5. STMD (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio) A seguito del rilascio dell'autorizzazione e del benestare di Terna, il proponente redige uno studio di dettaglio (la STMD) che specifica le modalità tecniche definitive per la connessione alla rete; l'accettazione dello STMD segna l'avvio della contrattualizzazione.
6. Contratto di Connessione Viene sottoscritto il contratto di connessione, ed il progetto è pronto per la costruzione e la messa in esercizio.

Flusso delle Richieste di Connessione alla RTN

Diversamente, gli ultimi dati disponibili circa l'andamento del numero di richieste di connessione alla rete di distribuzione in BT e MT, oltre a quelle trasferite alla rete di trasporto in AT per assenza di capacità della rete di distribuzione, si osserva un significativo fenomeno: accanto alla diminuzione in numerosità delle stesse nel 2024, si registra un aumento complessivo della capacità installata ed uno spostamento progressivo della taglia media degli impianti installati, con allacciamenti alla rete MT/AT. Questo indica una chiara tendenza del mercato che avvantaggia la taglia media e grande gli impianti, e favorendo così il processo di decarbonizzazione e transizione verso le rinnovabili.

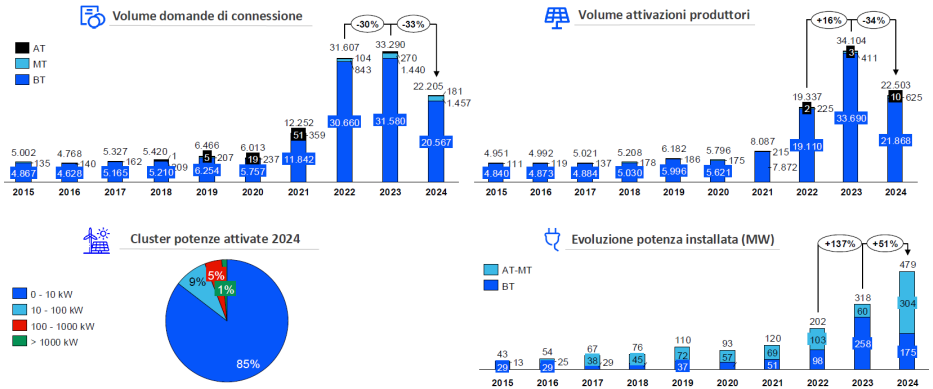


Figura 8 – Andamento delle connessioni attive produttori rinnovabili in Emilia-Romagna – periodo 2015-2024

Fonte: ENEL/E-DISTRIBUZIONE - Presentazione Piano Strategico Enel 2025-27 Regione Emilia Romagna

Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza installata (MW)	Potenza media per impianto (kW)	Produzione lorda (GWh)	Quota sulla produzione elettrica regionale (%)
Idroelettrico	226	651	2.881	1.128	5,3%
Idroelettrico rinnovabile	*225*	*362*	*1.609*	*1.128*	*5,3%*
Pompaggi puri	*1*	*289*	*289.000*	*1*	*0,0%*
Eolico	73	45	616	77	0,4%
Fotovoltaico	186.140	3.574	19	3.254	15,2%
Termoelettrico	1.193	6.743	5.652	16.967	79,2%
Bioenergie	*355*	*620*	*1.746*	*2.303*	*10,7%*
Geotermoelettrico	*0*	*0*	-	*0*	*0,0%*
Termoelettrico a fonti convenzionali	*838*	*6.123*	*7.307*	*14.664*	*68,4%*
Totale	**187.632**	**11.013**	**59**	**21.426**	**100,0%**
Totale escluso fotovoltaico	1.492	7.439	4.986	18.172	84,8%
Totale rinnovabili	**186.793**	**4.601**	**25**	**6.762**	**31,6%**
Totale rinnovabili escluso fotovoltaico	653	1.027	1.572	3.507	16,4%

Tabella 4 – Quadro degli impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna al 31/12/2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

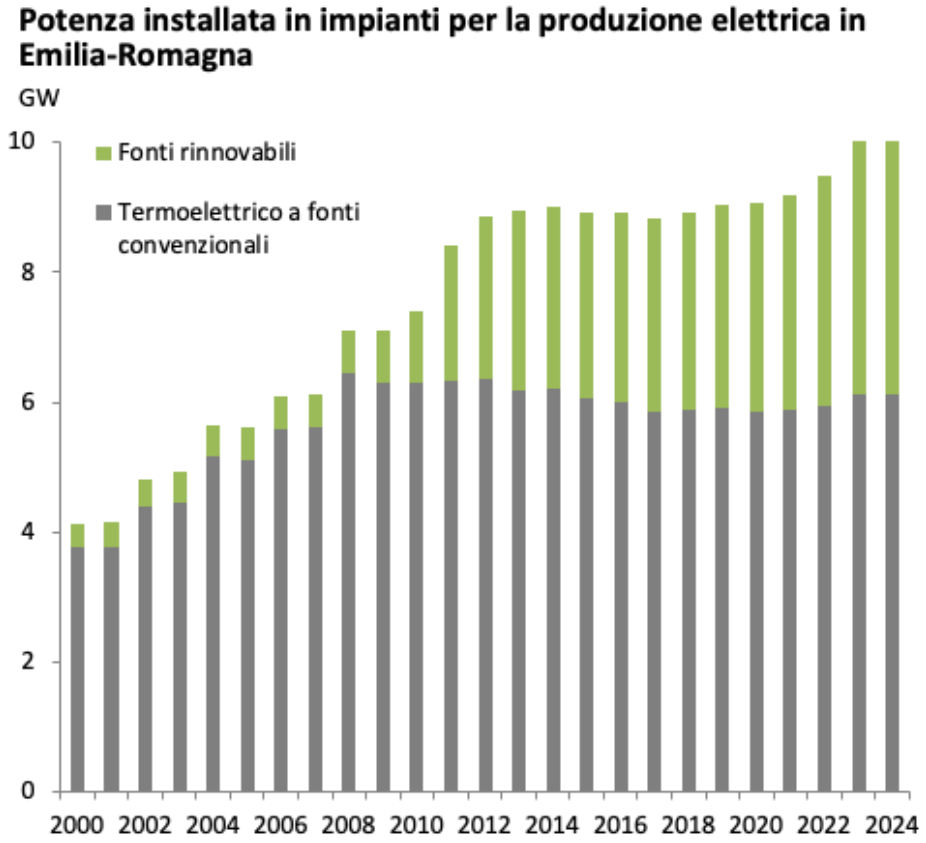


Figura 9 - Potenza installata in impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

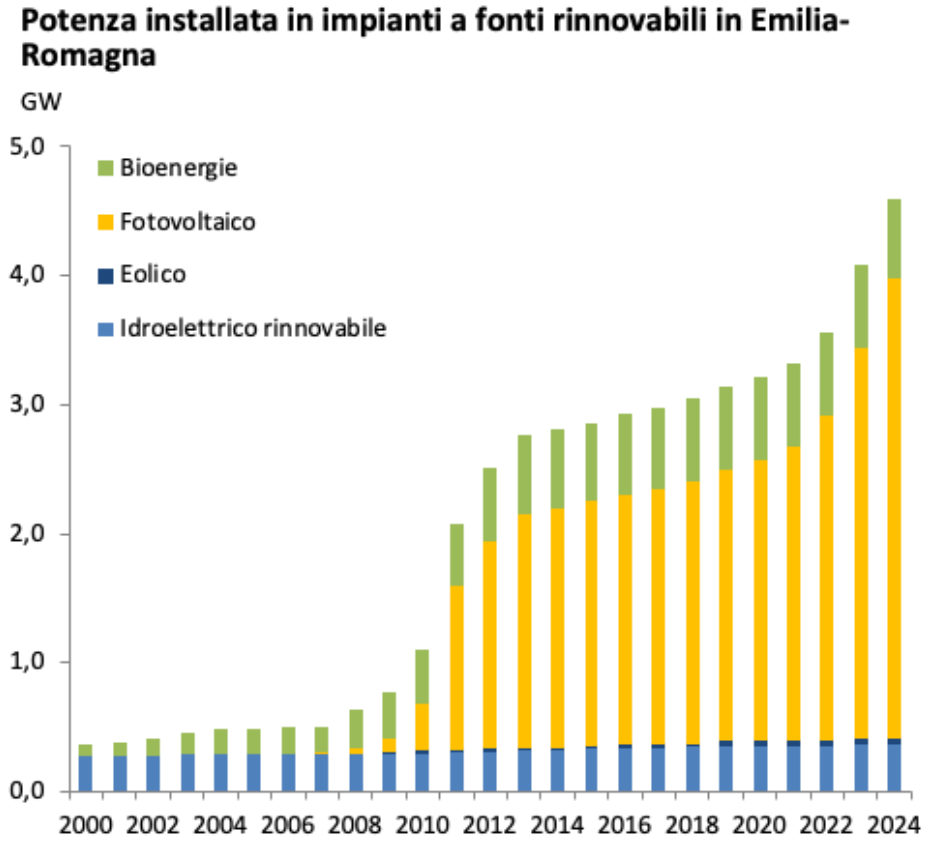


Figura 10 - Potenza installata in impianti di produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

La produzione elettrica regionale, dopo aver raggiunto il picco storico nel 2021, con circa 27,7 TWh (di cui 21,3 TWh da fonti fossili), in questi ultimi anni sta rivedendo un sostanziale ridimensionamento, a causa soprattutto del calo della produzione termoelettrica a gas.

Nel 2024, in Emilia-Romagna la produzione elettrica lorda complessiva è stata di circa **21,4 TWh**, di cui **6,8 TWh** da fonti rinnovabili (**31,6%**). Rispetto al 2023, si rileva una complessiva diminuzione dell'energia elettrica prodotta, con un incremento sia assoluto che in quota parte di quella da fonti rinnovabili (2023: produzione elettrica lorda complessiva è stata di circa 23,3 TWh, di cui 6,2 TWh da fonti rinnovabili (26,5%).

Gli elementi che emergono sono i seguenti:

- Oltre ad avere raggiunto in largo anticipo gli obiettivi sul **fotovoltaico** dello scenario tendenziale del PER (fissati a 2.533 MW a fronte di una potenza installata a fine 2024 di 3.574 MW), paiono alla portata anche i target dello scenario obiettivo (4.333 MW), considerando la potenza annualmente installata nell'ultimo biennio (circa 530 MW/anno in media).
- La crescita dell'**eolico** in Emilia-Romagna si scontra storicamente con le limitazioni fisiche e ambientali del territorio regionale. La potenza installata on-shore è infatti ferma al 2019 (45 MW), mentre sono attualmente in attesa dei decreti nazionali con le tariffe corrispondenti due progetti off-shore di taglia significativa davanti alle coste di Rimini (330 MW per oltre 700 GWh[11]) e di Ravenna (circa 600 MW[12] per oltre 1 TWh di producibilità): una volta realizzati risulterebbe abbondantemente alla portata il target dello scenario obiettivo del PER al 2030 (77 MW). Se l'attuale disciplina regionale in materia di localizzazione di impianti eolici on-shore non favorisce la realizzazione di nuovi impianti, visti i limiti così stringenti legati alla producibilità minima

[11] Fonte: Guardia Costiera di Rimini.

[12] Fonte: Saipem; https://www.agnespower.com/eolico-offshore-adriatico/

richiesta per le nuove installazioni, i progetti off-shore potranno invece contribuire in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi complessivi del PER in materia di fonti rinnovabili.

- L'**idroelettrico**, la prima e per molto tempo la più importante risorsa rinnovabile per la produzione elettrica, risulta in costante crescita, per quanto in maniera contenuta, ad un ritmo di circa 2 MW all'anno (ad oggi la potenza installata è pari a **362 MW**). Gli obiettivi del PER in potenza installata al 2030 sono già stati raggiunti (sia quello dello scenario tendenziale sia quello dello scenario obiettivo), e le abbondanti precipitazioni nel 2024 hanno consentito una ripresa della produzione idroelettrica a livelli ancora più elevati del 2023, dopo un anno particolarmente siccitoso come il 2022.
- Per quanto riguarda gli impianti alimentati a **bioenergie**, ad oggi costituite soprattutto da biogas, sono installati in Emilia-Romagna **620 MW**, una capacità in calo di 28 MW rispetto al 2023. Gli obiettivi del PER in termini di potenza installata, sia nello scenario tendenziale che in quello obiettivo (peraltro non troppo distanti, essendo il primo a quota 672 MW e il secondo a quota 786 MW), se vengono mantenuti questi livelli di crescita risultano certamente sfidanti, mentre risultano più abbordabili quelli in termini di produzione elettrica.

		Medio termine (2020)	Lungo termine (2030)
Potenza (MW)	**Situazione attuale (2014)**	**Scenario obiettivo**	**Scenario obiettivo**
Idroelettrico	655	662	680
di cui: idroelettrico rinnovabile	*325*	*332*	*350*
pompaggi puri	*330*	*330*	*330*
Fotovoltaico	1.859	2.080	4.333
Solare Termodinamico	0	30	100
Eolico	19	45	77
Bioenergie	613	672	786
di cui: biomasse legnose	*99*	*113*	*140*
rifiuti	*147*	*162*	*191*
biogas	*234*	*263*	*320*
bioliquidi	*133*	*134*	*135*
Totale FER-E	**2.816**	**3.158**	**5.646**
Termoelettrico a fonti fossili	**6.205**	**5.533**	**3.794**
Totale (inclusi pompaggi)	**9.351**	**9.021**	**9.770**

Tabella 5 – Scenario obiettivo al 2020 e 2030 tratta dal PER 2030

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

È da segnalare che gli obiettivi del PER 2030, in termini di potenza elettrica da rinnovabili, corrispondono ad una copertura pari a circa il **34%** di consumi elettrici coperti da produzioni rinnovabili al 2030, e pari a circa il **27%** di consumi energetici finali totali coperti da produzioni rinnovabili sempre al 2030.

Entrambi gli obiettivi sono ampiamente superati dalle previsioni del Patto per il Lavoro e il Clima 2020 e dello stesso **PTA 2022-2024, in cui è prevista la copertura con rinnovabili sui consumi finali totali di energia pari al 22% per l'anno 2024, e pari al 50-60% al 2030,** pertanto doppia rispetto alla previsione del PER 2030 del 27% di consumi energetici finali totali coperti da produzioni rinnovabili**.**

Partendo dal dato di 13,8% di consumi finali lordi complessivi coperti con rinnovabili, per giungere a circa il 55% di copertura nel 2030, si dovrebbe avere un tasso di incremento annuo pari a circa il 6%, e quindi un tasso corrispondente di crescita di produzione energetica derivante dagli impianti installati nel territorio regionale,

impossibile senza un deciso incremento di numerosità di grandi impianti con utility scale.

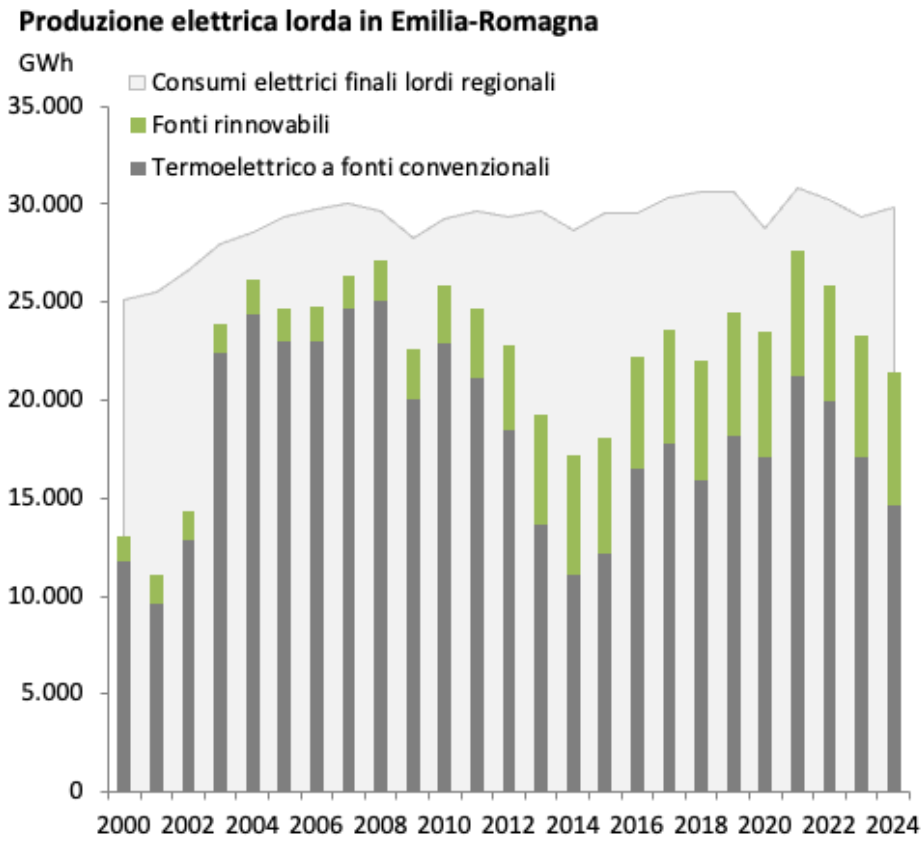


Figura 11 - Produzione elettrica lorda degli impianti di produzione elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

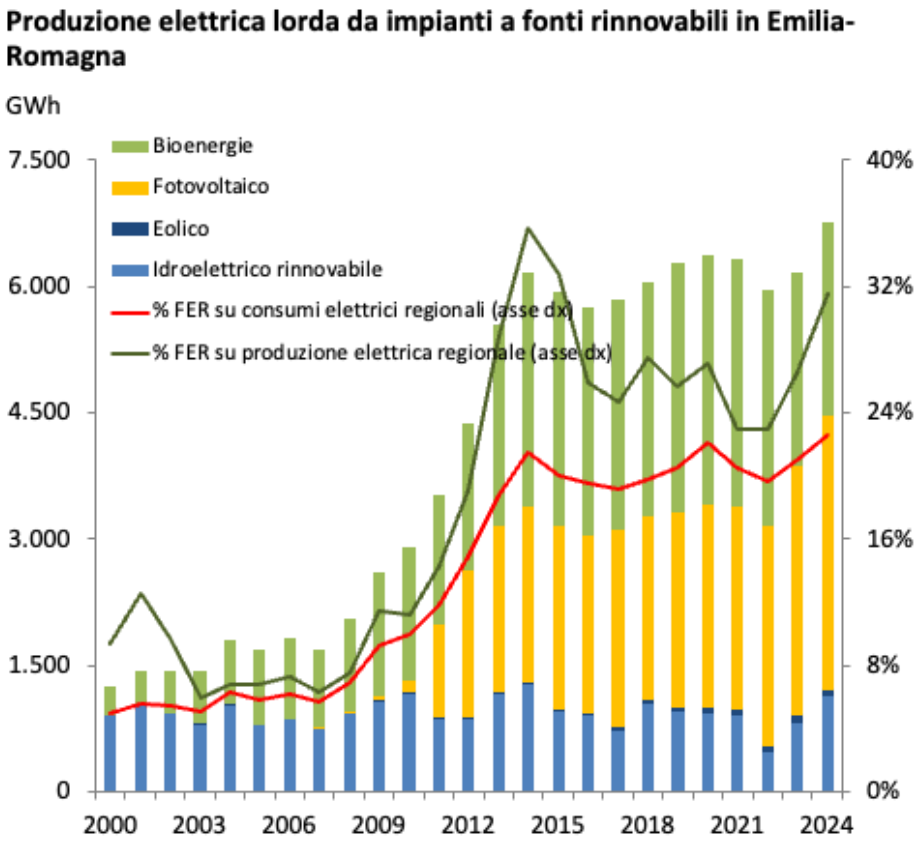


Figura 12 - Produzione elettrica lorda degli impianti di produzione elettrica a fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

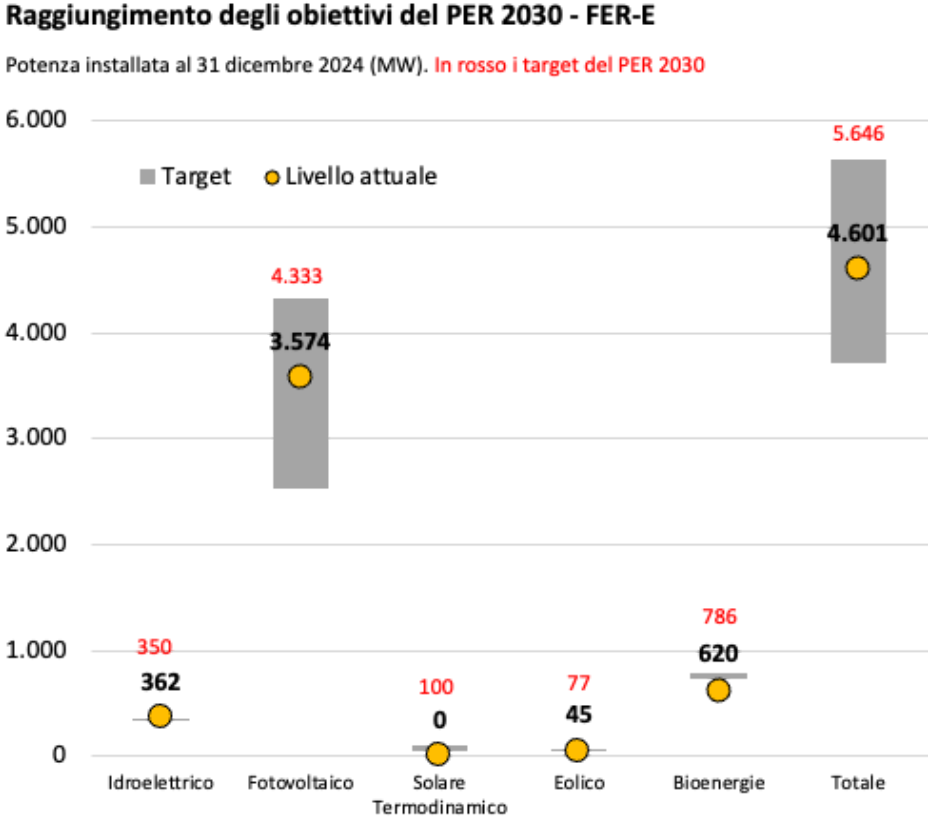


Figura 13 – Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

1.4.1.1 *I sistemi di accumulo dell'energia elettrica*

Ad inizio 2026 erano attivi in Emilia-Romagna poco più di **1 GW** di sistemi di accumulo dell'energia elettrica. Fatta eccezione per l'impianto di pompaggio idroelettrico di Bargi-Camugnano (BO), di potenza complessiva pari a 370 MW, i sistemi di accumulo realizzati negli ultimi anni riguardano esclusivamente BESS (Battery Energy Storage System) stand-alone o accoppiati ad impianti fotovoltaici. Nel primo caso, si tratta di circa 133 MW, nel secondo di circa 513 MW.

Allo stesso momento (inizio 2026) sono state avanzate **125** richieste di connessione per quasi **12,2 GW** (di queste, quasi **4,1 GW** con STMG accettato).

	Accumulo Integrato a Solare (MW)	Accumulo Stand-Alone (MW)	Pompaggio Puro (MW)	Totale complessivo (MW)
Bologna	87,77		370,00	457,77
Ferrara	41,74		0,02	41,76
Forlì-Cesena	45,47			45,47
Modena	97,13	30,00		127,13
Parma	45,60			45,60
Piacenza	34,79	70,00		104,79
Ravenna	49,07	33,55		82,62
Reggio Emilia	74,25			74,25
Rimini	36,69			36,69
Totale	**512,52**	**133,55**	**370,02**	**1.016,09**

Tabella 6 – Sistemi di accumulo dell'energia elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

1.4.1.2 *Gli impianti alimentati a fonti rinnovabili autorizzati e in corso di autorizzazione*

Si riportano di seguito i dati relativi alle autorizzazioni degli impianti a fonti rinnovabili ricevute, rilasciate e pendenti in capo ad ARPAE negli anni 2024 e 2025.

FONTE	ISTANZE AU RICEVUTE*	ISTANZE NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	AU RILASCIATE*	AU RILASCIATE NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	POTENZIALITÀ IMPIANTI AUTORIZZATI (MWe/Sm^3/h)	RESPINTE, RITIRATE, REVOCATE, IMPROCEDIBILI O DECADUTE	RESPINTE, RITIRATE, REVOCATE, IMPROCEDIBILI O DECADUTE NUOVI IMPIANTI	NUMERO PENDENTI TOTALI*	NUMERO PENDENTI NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	POTENZIALITÀ IMPIANTI PENDENTI (GWe/Sm^3/h)
FOTOVOLTAICO	141	112	61	31	363	**23**	**22**	**95**	**93**	**1,2**
EOLICO	5	5	0	0	0	**5**	**5**	**2**	**2**	**0,06**
IDROELETTRICO	6	0	10	2	1	**2**	**2**	**3**	**3**	**0**
BIOMASSE	1		1	0	0			**0**	**0**	**0**
BIOGAS	11	0	14	0	0	**1**	**1**	**1**	**1**	**0**
BIOMETANO	43	24 + n. 15 riconversioni	19	5 + n. 9 riconversioni	6.649 Sm^3/h	9	7	22	17 + n. 5 riconversioni	9.193 Sm^3/h
TOTALE	**207**	**156**	**105**	**47**	**circa 364 MWe + 6.649 Sm^3/h**	**40**	**37**	**123**	**121**	**circa 1,3 GWe + 9.193 Sm^3/h**

*Le autorizzazioni rilasciate comprendono provvedimenti di volture, modifiche non sostanziali

Tabella 7 – Autorizzazioni Uniche degli impianti alimentati a fonti rinnovabili – Anno 2024

Fonte: ARPAE

FONTE	ISTANZE AU RICEVUTE*	ISTANZE NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	AU RILASCIATE[1]	AU RILASCIATE NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	POTENZIALITÀ IMPIANTI AUTORIZZATI (MWe/Sm^3/h)	RESPINTE, RITIRATE, REVOCATE, IMPROCEDIBILI O DECADUTE	RESPINTE, RITIRATE, REVOCATE, IMPROCEDIBILI O DECADUTE NUOVI IMPIANTI	NUMERO PENDENTI TOTALI[3]	NUMERO PENDENTI NUOVI IMPIANTI / MOD. SOSTANZ.	POTENZIALITÀ IMPIANTI PENDENTI (GWe/Sm^3/h)
FOTOVOLTAICO	112	72	97	52	circa 428	33	33	75	72	circa 1,7 GW
EOLICO	2	2	0	0	0	2	2	1	1	0,03
IDROELETTRICO	5	2	4	1	0[2]	2	2	2	2	0[4]
BIOMASSE	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0[4]
BIOLIQUIDI	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
BIOGAS	3	0	4	1	0	0	0	1	0	0
BIOMETANO	15	5 + n.3 riconversioni	17	7 + n.3 riconversioni	4.634 Smc/h	16	14	7	6 + n.1 riconversioni	3.260 Smc/h
TOTALE	**139**	**85**	**123**	**64**	**circa 428 MWe +4.634 Smc/h**	**53**	**51**	**87**	**83**	**circa 1,7 GWe +3.260 Sm^3/h**

[1] Incluse volture, modifiche non sostanziali e aggiornamenti degli atti; [2] Potenza autorizzata considerando n. 1 autorizzazione decaduta (DAMB-2025-4165) e n. 1 autorizzazione impianto (DGR n. 1401/2025); [3] Procedure in corso o avviate; [4] Procedure in corso con variazione di potenza trascurabile.

Tabella 8 – Autorizzazioni Uniche degli impianti alimentati a fonti rinnovabili – Anno 2025

Fonte: ARPAE

1.4.2 Le fonti rinnovabili per la produzione termica

I risultati raggiunti al **31/12/2023** sono riportati nella figura seguente. Di seguito, in sintesi, i principali elementi emersi.

- Le **pompe di calore**, che rappresentano la tecnologia principale con cui traguardare gli obiettivi del PER nel settore del riscaldamento e raffrescamento, sono pari a meno della metà del target al 2030; senza adeguate misure di sostegno, difficilmente si riusciranno a raggiungere i livelli richiesti sia dallo scenario tendenziale che da quello obiettivo.
- Le **biomasse** utilizzate a fini termici hanno già raggiunto gli obiettivi previsti nello scenario obiettivo: su tali impianti, pertanto, come si sta in effetti facendo da alcuni anni, è opportuno attuare politiche volte al contenimento delle emissioni in atmosfera anche attraverso una sostituzione degli impianti meno efficienti tuttora installati in Emilia-Romagna, in coerenza con il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2030).
- La diffusione delle reti di **teleriscaldamento** alimentate da fonti rinnovabili sta procedendo in maniera contenuta; nel 2023, il livello di servizio erogato è risultato sensibilmente inferiore a quello del 2022. Sebbene vi sia ancora un tempo ragionevole per promuovere questo tipo di impianti, si rileva che anche in ragione della complessità dei progetti, sia in termini autorizzatori che realizzativi, opportune misure a supporto potrebbero favorire il raggiungimento degli obiettivi al 2030.
- Allo stato attuale, iniziative di produzione e immissione in rete di **biometano** sono ancora limitate. Il settore è comunque in fermento, ed è possibile che nei prossimi anni si assisterà ad una crescita significativa di impianti di produzione di biometano e immissione in rete; a quel punto, gli obiettivi potranno essere raggiunti con relativa facilità, anche grazie alla riconversione degli impianti attualmente alimentati a biogas per i quali sono in fase terminale gli incentivi alla produzione elettrica.
- Marginali rispetto alle altre fonti risultano il **solare termico** e la **geotermia**, che si mantengono su livelli ancora contenuti e i cui contributi anche per il 2030 non sono previsti particolarmente rilevanti.

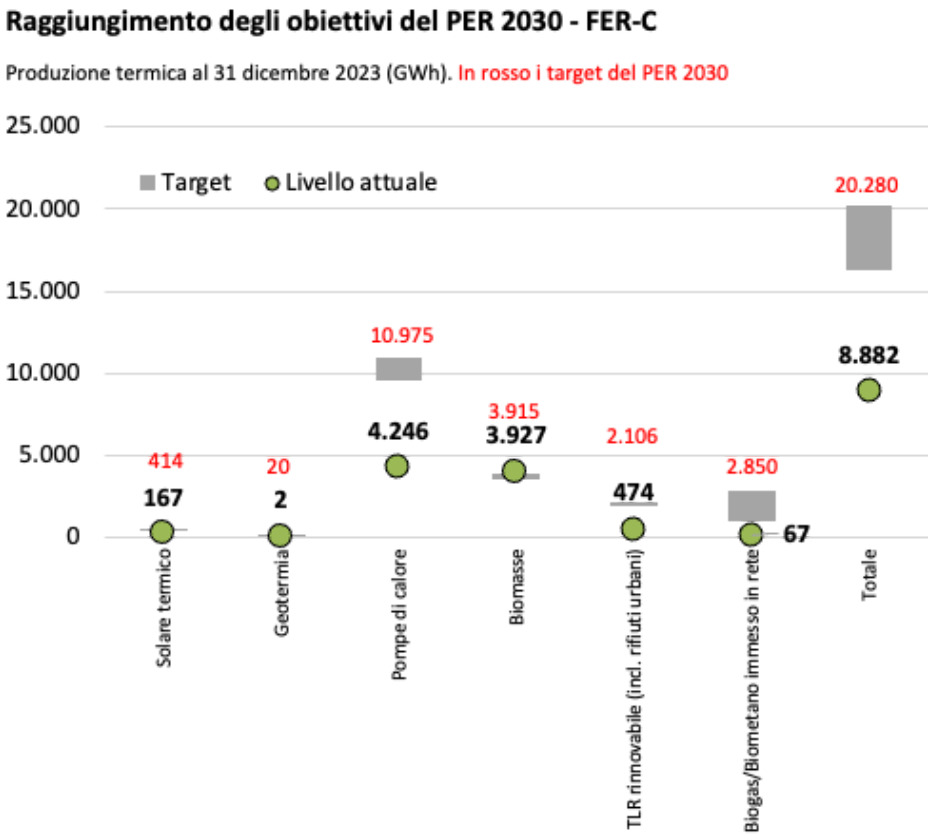


Figura 14 – Risultati raggiunti sulle rinnovabili termiche in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati GSE

1.5 Le infrastrutture di rete

1.5.1 L'energia elettrica

Il quadro aggiornato delle principali caratteristiche della rete di trasmissione nazionale (RTN) presente in Emilia-Romagna è riportato nelle tabelle seguenti.

Stazioni elettriche RTN				Potenza di trasformazione (MVA)	Cabine primarie di distribuzione (150/132 kV)
380 kV	220 kV	150/120 kV	< 120 kV		
14	3	48	-	8.026	150

Tabella 9 - Impianti della RTN con tensione di esercizio maggiore di 60 kV in Emilia-Romagna al 31 dicembre 2024

Fonte: Terna

Lunghezza della rete (km)			Superficie (km^2)	Densità (m/km^2)
380 kV	220 kV	Totale		
936,3	198,5	1.134,8	22.453	51

Tabella 10 - Linee elettriche della RTN con tensione di esercizio uguale a 380 kV e 220 kV in Emilia-Romagna al 31 dicembre 2024

Fonte: Terna



Figura 15 – Rete italiana a 380 kW al 31 dicembre 2024

Fonte: Terna

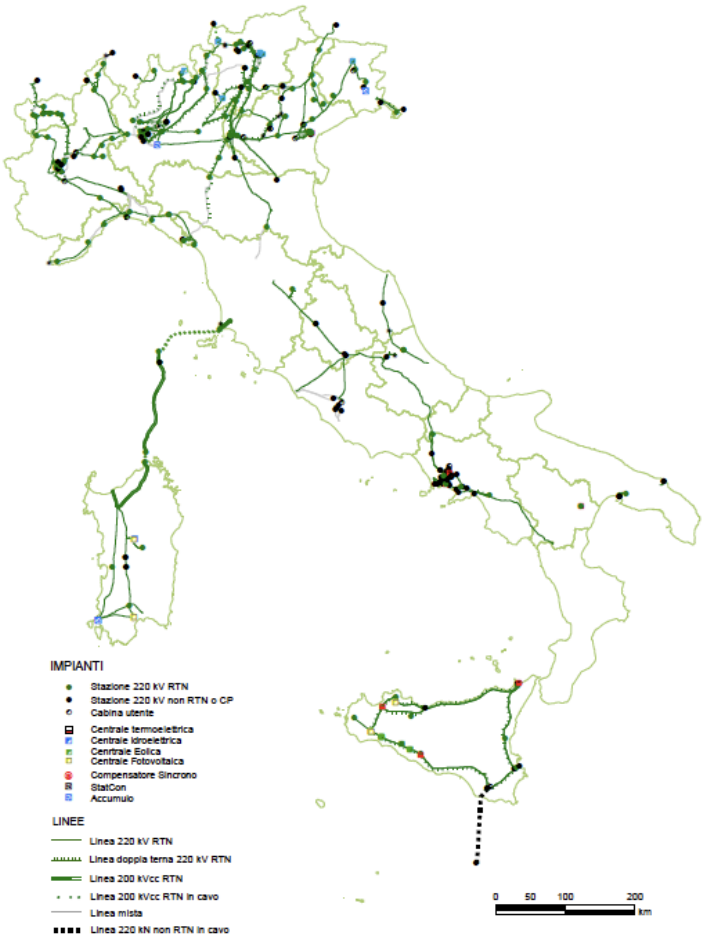


Figura 16 – Rete italiana a 220 kW al 31 dicembre 2024

Fonte: Terna

Il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione 2025 è stato presentato da Terna il 14 marzo 2025.

Per quanto riguarda le opere principali, interzonali e intrazonali, la programmazione prevede di realizzare le capacità target in 3 step: **2030, 2034, 2040**.

Al **2030** sono previste le opere strategiche già autorizzate o prossime all'autorizzazione, tra cui i principali progetti presenti sono: il Tyrrhenian Link (tra Campania, Sicilia e Sardegna), l'Adriatic Link (tra Abruzzo e Marche), il SA.CO.I. 3 (tra Sardegna, Corsica e Toscana), l'interconnessione ELMED (tra Italia e Tunisia), il riassetto Rete nord Calabria, l'elettrodotto 380 kV Foggia – Gissi – Villanova, l'elettrodotto 380 kV Bolano-Paradiso.

Al **2034** sono previsti gli ulteriori rinforzi infrastrutturali funzionali a garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti nello scenario di riferimento, tra cui il collegamento HVDC Milano – Montalto, l'HVDC Foggia – Forlì, il Central Link (tra Umbria e Toscana), l'elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento, l'interconnessione GRITA2 (progetto prima fase).

Infine, al **2040** sarà completata l'architettura di rete, con la realizzazione dell'HVDC Priolo – Rossano – Montecorvino – Latina, della dorsale Sarda, dell'elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino e delle interconnessioni GRITA2 (progetto completo), con l'Austria, con la Slovenia e con la Svizzera.

Il PdS 2025 di Terna prevede un programma di investimenti di oltre 23 miliardi di euro nell'orizzonte decennale 2025-2034, con un valore complessivo, oltre l'orizzonte decennale, fino a circa 40 miliardi di euro.

Tra i principali benefici attesi, conseguibili attraverso la realizzazione degli interventi del Piano, c'è il raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato: si arriverà a oltre 35 GW dai circa 16 attuali.

Al 2030 è, inoltre, prevista una riduzione totale delle emissioni di CO_2 fino a quasi 2 Mt/ anno, che tenderà sul lungo termine (al 2040) ad oltre 12 Mt/anno.



Figura 17 – Interventi interzonali previsti da Terna nell'orizzonte 2034 nel PdS 2025

Fonte: Terna

Nel caso dell'Emilia-Romagna, diventano particolarmente interessanti i collegamenti **Hypergrid Milano-Montalto** e la **Dorsale Adriatica (Foggia-Forlì)**, che svolgono un'importante azione di mitigazione, bypassando le sezioni più critiche e convogliando l'energia direttamente ai centri di carico, in particolare in direzione Sud-Nord.

A livello di **rete di distribuzione**, E-Distribuzione ha pubblicato l'aggiornamento del proprio Piano di Sviluppo a luglio 2025.

Il Piano di Sviluppo di E-Distribuzione prevede per l'Emilia-Romagna un importante piano di investimenti volti a favorire la transizione energetica, migliorare la qualità tecnica del servizio e incrementare la resilienza della rete. Gli investimenti a vita intera (comprensivi dei consuntivi e degli stanziamenti 2025-2029) ammontano a circa **169 milioni di euro per l'Alta Tensione (AT)**, **597 milioni di euro per la Media Tensione (MT)** e **237 milioni di euro per la Bassa Tensione (BT)**.

Di seguito il dettaglio degli interventi previsti per i diversi livelli di tensione.

Sulla rete AT, il piano prevede la realizzazione di **numerose nuove Cabine Primarie (CP)**, fondamentali per incrementare la disponibilità di potenza (loadability) necessaria all'elettrificazione dei consumi e per ospitare nuova generazione distribuita (hosting capacity). Sono inoltre previsti numerosi **rinnovi e potenziamenti di cabine esistenti.**

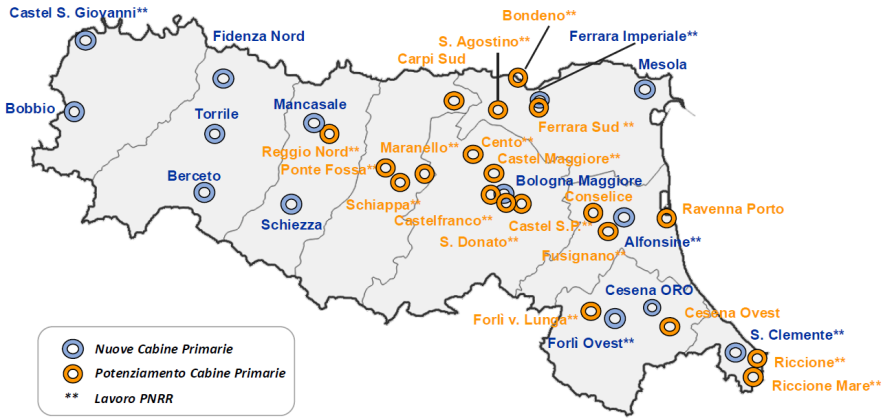


Figura 18 – Interventi di costruzione nuove C.P. e potenziamento esistenti previsti da ENEL/E-DISTRIBUZIONE nell'orizzonte 2034 nel PdS 2025

Fonte: E-Distribuzione

Tra i principali **rinnovi o potenziamenti** di CP esistenti figurano interventi a Castelfranco (4.338 k€), Maranello (4.224 k€), Reggio Nord (4.018 k€), Ferrara Z.I. (3.931 k€) e Riccione Mare (3.753 k€). Per gli interventi minori o diffusi non specificati singolarmente, è previsto un aggregato "altri interventi AT" per la regione pari a 26.390 k€.

Nome Intervento	Provincia	Potenza	Finalità Principale	Costo Totale (k€)
Nuova CP Alfonsine	Ravenna	80 MVA	Transizione Energetica	10.803
Nuova CP S. Clemente	Rimini	80 MVA	Transizione Energetica	10.701
Nuova CP Bologna Maggiore	Bologna	80 MVA	Transizione Energetica	9.733
Nuova CP C. S. Giovanni	Piacenza	80 MVA	Transizione Energetica	9.701
Nuova CP Ferrara Imperiale	Ferrara	80 MVA	Transizione Energetica	8.101
Nuova CP Forlì Ovest	Forlì-Cesena	80 MVA	Transizione Energetica	7.322
Nuova CP Bobbio	Piacenza	25 MVA	Qualità Tecnica	6.273
Nuova CP Berceto	Parma	50 MVA	Qualità Tecnica	5.886
Nuova CP Fidenza Nord	Parma	-	Transizione Energetica	4.124
Nuova CP Mancasale	Reggio Emilia	-	Transizione Energetica	3.868
Nuova CP Mesola	Ferrara	-	Qualità Tecnica	3.712

Tabella 11 - Principali nuove Cabine Primarie in Emilia-Romagna

Fonte: E-Distribuzione

La **rete MT** sarà oggetto di profondi rinnovi, nuove realizzazioni di linee e costruzione di nuove cabine secondarie per migliorare l'affidabilità locale.

Provincia	Nuove linee MT	Rinnovo linee MT	Nuove cabine secondarie	Rinnovo cabine secondarie
Reggio Emilia	54.425	21.114	13.509	17.662
Rimini	28.093	n.d.	4.951	n.d.
Parma	14.464	26.407	6.716	6.207
Piacenza	10.273	10.363	n.d.	7.274
Ravenna	n.d.	21.132	8.281	14.287
Modena	n.d.	n.d.	8.889	n.d.

Tabella 12 - Investimenti aggregati su rete MT per provincia in Emilia-Romagna

Fonte: E-Distribuzione

In aggiunta a questi dati strutturali, vi sono progetti specifici aggregati di grande rilevanza su porzioni di rete interprovinciali, tra cui:

- **6.628 k€** per l'adeguamento e rinnovo linee nei territori di Cesena Ovest, Cesena Nord, Quarto, Cervia e Cesenatico.
- **6.380 k€** per l'area di Focomorto, Portogaribaldi, Conselice, Portomaggiore, Volania e Copparo (tra Ferrara e Ravenna).
- **3.621 k€** per l'area di Sassuolo, Ponte Fossa, Fiorano e Maranello (tra Modena e Reggio Emilia).
- **2.871 k€** specifici per il rinnovo delle linee MT a Casalgrande (Reggio Emilia).

Per la distribuzione finale in bassa tensione, che sopporta il peso diretto dei nuovi impianti fotovoltaici domestici, delle pompe di calore e delle infrastrutture di ricarica per

veicoli elettrici, E-Distribuzione ha pianificato i seguenti investimenti a vita intera (fino al 2029) per l'intera Emilia-Romagna:

- **Nuova realizzazione linee BT:** 142.135 k€.
- **Rinnovo linee BT:** 41.929 k€.
- **Prese (connessioni fisiche per l'utenza):** 53.353 k€.

1.5.2 Gas naturale

L'Emilia-Romagna è attraversata da importanti gasdotti che trasportano il gas dalla rete nazionale verso i punti di distribuzione locale e anche verso una più fitta rete di metanodotti interconnessi con il resto dell'Europa. Questa rete di tubazioni principalmente sotterranee è in continuo divenire, sia perché sulla base delle strategie nazionali sono in fase di realizzazione e implementazione di nuove dorsali primarie, sia perché i gestori della rete locale implementano le linee nell'ottica di asservire sempre maggiori utenti/utenze oggi asservite ad altri sistemi fossili più costosi ed impattanti quali gasolio, gpl ecc.

La realizzazione della Linea Adriatica e del Rigassificatore di Ravenna, con la loro integrazione funzionale al nodo di Minerbio (BO), rappresenta uno degli interventi infrastrutturali più rilevanti del piano strategico di potenziamento del Sistema Nazionale di Trasporto del Gas Naturale (SNT), promosso da Snam Rete Gas e Snam FSRU Italia. L'obiettivo complessivo del progetto è garantire sicurezza energetica, diversificazione delle fonti di approvvigionamento e flessibilità operativa, creando un asse infrastrutturale ad alta capacità e resilienza lungo la dorsale adriatica e collegato direttamente al sistema di stoccaggio e interconnessione del Nord Italia.

Negli ultimi anni, il sistema gas europeo ha subito profondi cambiamenti a seguito della progressiva riduzione delle importazioni da alcune rotte storiche e della crescente necessità di accedere a nuove fonti di gas naturale liquefatto (GNL). In tale scenario, l'Italia si trova in una posizione strategica di "hub sud-europeo del gas", con un ruolo crescente nella ridistribuzione dei flussi verso l'Europa centrale. Per sostenere tale ruolo e migliorare la sicurezza di approvvigionamento, Snam ha sviluppato un piano infrastrutturale integrato comprendente:

- la FSRU di Ravenna, per l'importazione e la rigassificazione del GNL;
- la Linea Adriatica, per il trasporto dei volumi di gas dal Sud e dalla costa adriatica verso il Nord;
- il nodo di Minerbio, per lo stoccaggio, la regolazione dei flussi e l'interconnessione con le dorsali europee.



Figura 19 – Corridoi internazionali per lo sviluppo e l'approvvigionamento della rete del gas naturale

Fonte: Snam

Questo sistema coordinato consente di gestire in modo efficiente i flussi provenienti dai diversi punti di ingresso (TAP in Puglia, GNL di Piombino e Ravenna, gasdotti internazionali settentrionali), garantendo la continuità e l'affidabilità delle forniture a fronte di variazioni di mercato o criticità geopolitiche.

La Linea Adriatica è la nuova dorsale del gas naturale che si sviluppa parallelamente alla costa orientale della penisola, con l'obiettivo di potenziare la capacità di trasporto tra il Sud e il Nord Italia. L'opera si estende per circa 430 km, attraversando sette regioni (Puglia, Basilicata, Campania, Molise, Abruzzo, Marche ed Emilia-Romagna) ed è composta da più tratte principali: Massafra–Biccari, Biccari–Campochiaro, Campochiaro–Recanati, Recanati–Sulmona e Sulmona–Minerbio. Le condotte, con diametri fino a DN 1200 mm (48"), sono realizzate in acciaio ad alta resistenza con rivestimenti anticorrosione, e progettate per una pressione di esercizio massima di 75 bar. Il sistema è corredato da centrali di compressione (in particolare a Sulmona e Minerbio), impianti di intercettazione e sistemi di controllo avanzati per la gestione in tempo reale delle condizioni operative.

Dal punto di vista funzionale, la Linea Adriatica consente di:

- incrementare la capacità di trasporto di oltre 10 miliardi di m^3/anno;
- favorire la ridondanza e la sicurezza del sistema nazionale;
- bilanciare i flussi provenienti dal TAP e dai rigassificatori adriatici verso le aree di maggiore domanda industriale e residenziale del Nord.

In prospettiva, la Linea Adriatica è anche un'infrastruttura H_2-ready, predisposta per il trasporto di miscele di gas naturale e idrogeno, con blending testati a condizioni attuali fino al 5%, e fino al 100% in configurazione futura. Essa rappresenta quindi una dorsale energetica di nuova generazione, destinata a evolversi in una Hydrogen Backbone nazionale in linea con gli obiettivi del PNIEC e delle strategie europee di decarbonizzazione ("Fit for 55" e "REPowerEU").

Il nodo di Minerbio (Bologna) è uno degli asset più strategici del sistema gas nazionale, che integra:

- un impianto di stoccaggio sotterraneo gestito da Stogit (gruppo Snam),
- una centrale di compressione di grande potenza,
- e un nodo di interconnessione tra la dorsale adriatica, la rete padana e i gasdotti internazionali del Nord.

Grazie a questa configurazione, Minerbio svolge un ruolo fondamentale di regolazione, bilanciamento e ridistribuzione dei flussi di gas. I volumi provenienti dal TAP, dai rigassificatori di Piombino e Ravenna e dalle fonti interne vengono modulati in funzione della domanda stagionale e delle esigenze di esportazione verso i Paesi dell'Europa centrale (Svizzera, Austria, Germania).

Il collegamento diretto tra Linea Adriatica, FSRU di Ravenna e nodo di Minerbio consente quindi:

- la massima flessibilità operativa nella gestione dei flussi;
- la riduzione delle congestioni sulla rete nord-orientale;
- la creazione di un corridoio energetico continuo tra Adriatico e Pianura Padana;
- e la predisposizione alla futura movimentazione di idrogeno su scala nazionale ed europea.

La **rete di distribuzione secondaria** è quella che dirama a partire dalla rete nazionale (definita primaria, ovvero di trasporto) e attraverso una serie di centraline permette di abbassare la pressione del gas e asservire la maggior parte delle utenze "comuni" quali residenze, terziario, aziende senza necessità di connessione diretta alla rete nazionale.

La rete "secondaria" è gestita da società concessionarie facenti generalmente capo alle ex municipalizzate e ad altre società di stato. Ogni comune nel passato era proprietario della rete di distribuzione del gas metano secondario, dal momento che tale rete faceva parte delle opere di urbanizzazione del territorio e molti comuni anche consorziati avevano attuato politiche di sviluppo della rete proprio per ridurre altri combustibili e garantire maggiore controllo e sicurezza agli utilizzatori finali: tale assetto ha generato una grande polverizzazione della gestione della rete.

In Emilia-Romagna, i principali gestori di rete sono le ex municipalizzate quali HERA, IREN e Società Gas Rimini - SGR, che tuttavia in molti ambiti risultano essere in compresenza con altri gestori sia a livello locale, che nazionale. Il gas naturale in arrivo dalla rete di trasporto primaria di Snam Rete Gas (TSO - Transport System Operator) è distribuito attraverso 84 punti di consegna degli impianti di distribuzione. I punti di consegna, convenzionalmente denominati Impianto REMI o Cabina REMI, sono i punti fisici della rete dove il Trasportatore (Snam) rende disponibile ai gestori secondari il gas naturale. Le Cabine REMI svolgono molteplici funzioni: filtrazione, preriscaldo, regolazione della pressione, misura ed odorizzazione del gas naturale.

La rete secondaria gestita da Hera (mediante sua controllata Inrete Distribuzione Gas) ha uno sviluppo di 14.578 km di rete connesse a circa 115 Cabine Remi e serve vari comuni della provincia di Modena, Bologna, Forlì Cesena, Ravenna e una parte di Rimini.

La rete secondaria gestita da IREN (mediante sua controllata denominata Ireti gas) è costruita attraverso tubazioni in acciaio polietilene, ed è composta da oltre 6.000 km di rete di cui circa 3.000 km di alta e media pressione. L'area servita si estende per 74 comuni tra le province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia. La stessa IREN gestisce inoltre 3 reti di distribuzione del GPL nell'alta montagna reggiana a servizio di agglomerati urbani misti residenziali/turistici e commerciali.

Nella provincia di Rimini la rete è parzialmente gestita da SGR (mediante la sua controllata Adrigas); questa rete ha uno sviluppo di oltre 2.700 km su un territorio di 41 comuni dislocati in Emilia-Romagna e in alcuni comuni ex marchigiani. La rete è collegata al sistema di metanodotti nazionale tramite 19 cabine di prima riduzione dove il gas viene ridotto da una pressione di circa 50 bar a 5 bar. Il gas così ridotto tramite la rete di media pressione giunge nelle oltre 600 cabine di seconda riduzione distribuite su tutto il territorio servito dove viene ulteriormente ridotto a 20 mbar.

In territori non asserviti dai precedenti gestori, in varie zone (a titolo esemplificativo e non esaustivo, Bologna nord, Ravenna est ecc) la rete secondaria è gestita dal Gruppo Italgas, il quale, a seguito dell'acquisizione di 2i Rete Gas completata nell'aprile 2025, ha superato il 50% del totale della rete di distribuzione italiana, divenendo il più grande operatore del settore in Europa.

	TSO (Transmission System Operator)	DSO (Distribution System Operators)
Nome Italiano	Operatore del Sistema di Trasporto	Imprese di Distribuzione
Ente Regolatore	ARERA (Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente)	ARERA
Infrastruttura Gestita	**Rete Nazionale di Trasporto (RNT)**	**Reti di Distribuzione Locali**
Caratteristiche Rete	Grandi volumi, alte pressioni, lunghe distanze	Piccoli volumi, basse pressioni, ultimo miglio
Operatore Principale	Snam Rete Gas (Quasi monopolio)	Molteplici (es. Italgas, 2i Rete Gas, Ireti)
Funzioni Principali	1. Trasporto (ricezione da import/stoccaggio)	1. Distribuzione agli utenti finali
	2. Dispacciamento (bilanciamento flussi)	2. Gestione contatori e misura consumi
	3. Pianificazione sviluppo rete decennale	3. Manutenzione e pronto intervento locale
Punti Chiave	Punti di ingresso (rigassificatori, interconnessioni)	Punti di riconsegna (connessione a RNT)
Utenti Serviti	Grandi industrie, Centrali elettriche, DSO	Clienti residenziali, PMI, Attività commerciali

Figura 20 – Schema della Rete Gas in Italia

Fonte: Snam

1.5.3 Infrastrutture per l'energia termica: reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il teleriscaldamento (o reti di distribuzione del calore) rappresenta una soluzione consolidata per la fornitura di energia termica centralizzata a utenze residenziali, terziarie e industriali mediante una rete di tubazioni coibentate che trasportano acqua calda o vapore da una o più centrali di produzione fino al punto di consumo. Questa tecnologia consente economie di scala, integrazione di cogenerazione elettrica e termica (CHP) e l'impiego di fonti energetiche diverse, migliorando l'efficienza complessiva dell'approvvigionamento termico urbano.

Dal punto di vista dell'utente finale i teleriscaldamenti oggi in funzione sul territorio sono quasi tutti in assetto cogenerativo o trigenerativo quindi l'energia consegnata agli utenti finali (termico) e alla rete elettrica, sono variabili sia per anno, sia per caratteristiche intrinseche al sistema. Un altro aspetto che varia è legato alle volumetrie/destinazioni d'uso asservite.

Le reti regionali forniscono energia termica a migliaia di utenze, includendo edifici residenziali, uffici, strutture scolastiche e ospedali. A livello nazionale, la tendenza di crescita delle volumetrie allacciate è costante con un tasso medio annuo del 5-6% negli ultimi vent'anni, e le cinque regioni del Nord Italia (tra cui Emilia-Romagna) producono oltre il 95 % dell'energia termica distribuita dalle reti.

La maggior parte delle reti regionali, infatti, è a servizio di immobili residenziali e di terziario i cui fabbisogni termici sono da riferire a servizi di riscaldamento, acqua calda sanitaria; mentre la quota parte di servizio energetico a disposizione per edifici o complessi di edifici a destinazione industriale (anche a supporto del ciclo produttivo) risulta essere molto residuale.

Mentre tutti i sistemi di teleriscaldamento sono sostanzialmente fornitori di energia termica ad alta temperatura (riscaldamento), gli stessi impianti capaci di fornire energia termica a bassa temperatura (raffrescamento) sono un sottoinsieme esiguo rispetto alla totalità degli impianti in esercizio. In questo caso le volumetrie asservite

sono principalmente terziarie, mentre quelle residenziali e industriali sono davvero esigue.

Si assiste dal 2019 al 2024 ad un aumento delle volumetrie asservite ad impianti di teleriscaldamento. Questo dato risulta essere molto interessante soprattutto per quanto riguarda la conversione di impianti esistenti a servizio di edifici con vari generatori a sistemi con scambiatore connessi alla rete di teleriscaldamento, proprio nell'ottica, come precedentemente affermato, di decarbonizzare il territorio per la quota parte di maggiore consumo legato al comfort e gestione degli edifici.

Dal punto di vista energetico l'energia prodotta e consegnata dalle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento vede negli anni dal 2019 al 2024 una forte quota di energia termica consegnata al residenziale che, come da analisi, rappresenta l'utenza più ricorrente a tutti i sistemi. La maggior parte dei sistemi di teleriscaldamento/teleraffrescamento risulta essere oggigiorno alimentata da centrali in assetto cogenerativo, pertanto anche la consegna di energia elettrica alla rete nazionale risulta essere elevato.

La Regione Emilia-Romagna conta a fine 2024 **36 Comuni dotati di reti di teleriscaldamento** sparsi nel territorio, per una volumetria complessivamente riscaldata pari a **48,6 Mm^3**. La maggior parte di questi impianti sono alimentati con centrali termiche (anche in assetto cogenerativo) a gas, e alcune da cascame di un inceneritore. Alcuni impianti sono alimentati a biomasse o da fonte geotermica.

Tali impianti sono gestiti sia da ex multiutility, sia da società private in toto, ma in tutti i casi si ha che il gestore della rete è il medesimo proprietario e gestore degli impianti di generazione di energia termica.

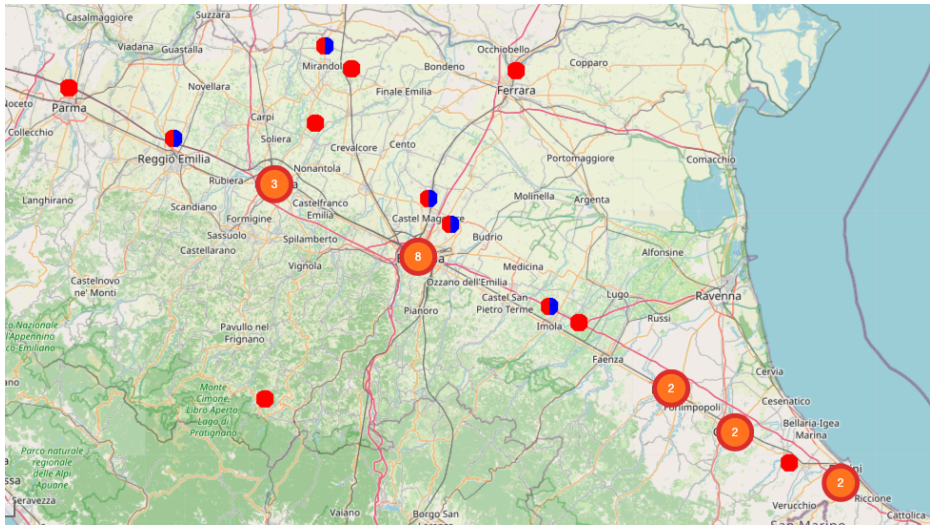


Figura 21 - Mappa indicativa della presenza di impianti TLR in Emilia Romagna

Fonte: Websit AIRU Italia

Approfondendo in particolare la localizzazione e una prima caratterizzazione dei dati la situazione regionale è riportata nella tabella seguente.

Comune	ID	Denominazione rete	Soggetto titolare	Anno di avvio erogazione calore	Tipologia prevalente di centrale	Servizio riscaldamento	Servizio raffrescamento	Combustibili primari
Bagno di Romagna	1	Bagno di Romagna	So G Ge TEL	1983	Pompe di Calore geotermiche e cogenerazione	si	no	GAS
Bologna	2	Cogenerazione Barca	Hera	1994	Cogenerazione	si	no	
	3	Fiera	Hera	2022	Cogenerazione	no	si	
	4	Fossolo	Hera	1995	Caldaie	si	no	
	5	Navile- sede Comune di Bologna	Hera	2009	Caldaie	si	si	
	6	Sede San Giacomo	Hera	1991	Cogenerazione e PdC	si	si	
	7	Telefrullo	Hera	1996	Termovalorizzatore	si	si	
Bomporto	8	Bomporto 1	Aimag	2006	Cogenerazione	si	no	
Casalecchio di Reno	9	Ecocity	Hera	1999	Cogenerazione	si	no	
	10	San Biagio	Hera	2006	Cogenerazione	si	no	
	11	Meridiana Gold	Consorzio Meridiana	2009	Cogenerazione e Pompe di calore	si	si	
Castel Bolognese	12	Castel Bolognese	Hera	1995	Cogenerazione	si	no	
Castel Maggiore	13	Castel Maggiore	Hera	2004	Caldaie	si	no	
Cesena	14	Cesena Buffalini	Hera	2011	Cogenerazione	si	si	
	15	Rete centro-ippodromo	Hera	1999	Cogenerazione	si	no	
Ferrara	16	Termodotto	Hera	1987	Geotermia e incenerimento	si	no	
Fidenza	17	Teleriscaldamento Fidenza	Fidenza Energia	2011	Cogenerazione e pompa di calore geotermica	si	no	
Forlì	18	Campus	Hera	2016	Cogenerazione	si	si	
	19	Rete fiera	Hera	2006	Incenerimento e Solare termico	si	no	
Imola	20	Rete Urbana	Hera	1981	Cogenerazione	si	si	
Mirandola	21	Mirandola 1	Aimag	2010	Cogenerazione	si	si	
Modena	22	comparto ex mercato	Hera	2010	Caldaie	si	no	
	23	quartiere 3° peep	Hera	1980	Cogenerazione	si	no	
	24	Quartiere Giardino	Hera	1971	Cogenerazione	si	no	
Monterenzio	25	Monterenzio	Effe-Gi Impianti Srl	1989	Cogenerazione			

Comune	ID	Denominazione rete	Soggetto titolare	Anno di avvio erogazione calore	Tipologia prevalente di centrale	Servizio riscaldamento	Servizio raffrescamento	Combustibili primari
Parma	26	Città	Iren	1999	Incenerimento	si	no	
Piacenza	27	Città	Iren	2008	Centrale termoelettrica e inceneritore	si	no	
Reggio Emilia	28	Città	Iren	1980	Cogenerazione	si	si	
Rimini	29	PEEP Gaiofana	Hera	2010	Cogenerazione	si	no	
	30	PEEP Marecchiese	Hera	1984	Cogenerazione	si	no	
	31	PEEP Viserba	Hera	2005	Cogenerazione	si	no	
San Felice sul Panaro	32	San Felice 1	Aimag	2008	Cogenerazione	si	no	
Lizzano in Belvedere	33	Vidiciatico	Warmwood	2009	Cogenerazione ORC	si	no	BIOMASSA
Monchio delle Corti	34	Monchio città	Comune di Monchio delle corti	2013	Caldaie	si	no	
Riolunato	35	Riolunato	Comune di Riolunato	n.d.	n.d.	si	n.d.	
Zola Predosa	36	Zola Predosa	Zola Predosa Teleriscaldamento Srl	2008	Cogenerazione ORC	si	no	

Tabella 13 – Estratto delle principali reti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale al 2024

Fonte: Elaborazione dati AIRU

1.5.4 Cattura, uso e stoccaggio CO_2

La cattura e stoccaggio della CO_2 (CCS) è entrata nell'agenda climatica italiana fra il 2024 e il 2025 ed è una delle leve di decarbonizzazione necessaria per raggiungere gli obiettivi del Green Deal e del nuovo PER 2035. Il "Global Status of CCS 2024" registra un balzo del +60% nelle iniziative avviate o annunciate nel Paese, segno di un forte allineamento agli obiettivi Fit-for-55 dell'UE e all'aggiornamento della Strategia Energetica Nazionale, che individua scenari "intermedio" e "alta diffusione" per la tecnologia al 2050. In quest'ottica la CCS viene letta come ponte indispensabile per decarbonizzare raffinerie, cementifici, acciaierie e produzione di idrogeno "blu", in attesa che le rinnovabili e l'idrogeno verde raggiungano scala sufficiente.

La base normativa UE per lo stoccaggio geologico di CO_2 è la Direttiva 2009/31/CE, che definisce un quadro giuridico per lo stoccaggio permanente della CO_2 in formazioni geologiche profonde in modo sicuro. Il sistema europeo di scambio delle emissioni (ETS) dà un incentivo economico alla cattura e stoccaggio della CO_2: chi cattura e stocca può ridurre il proprio costo di emissione. In tale ottica, la revisione dell'ETS e proposte della Commissione prevedono criteri su come considerare la CO_2 "legata permanentemente" in prodotti (evitando la dispersione) per fini di contabilizzazione.

In questo solco, il Regolamento (UE) 2024/1735, noto come Net Zero Industry Act, stabilisce l'obiettivo vincolante di 50 milioni di tonnellate di capacità di iniezione di CO_2 all'anno, entro il 2030, e prevede obblighi per i produttori di petrolio e gas che devono contribuire allo sviluppo dei siti di stoccaggio in proporzione ai loro volumi estratti. Le imprese obbligate dovevano presentare entro il 30 giugno 2025 un piano dettagliato su come raggiungeranno la capacità di stoccaggio prevista, con volumi target e tappe intermedie, mentre dal 30 giugno 2026, dovranno anche rendicontare annualmente i progressi verso l'obiettivo 2030[13].

La mancanza ad oggi di una rete europea ben sviluppata può limitare l'interconnessione tra siti di cattura e stoccaggio: per questo la presenza di un sito nelle acque regionali diventa un'infrastruttura strategica per lo sviluppo sostenibile.

In Italia, il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2025 ha introdotto la "regola tecnica" per le reti di trasporto di CO_2, contenente norme su progettazione, costruzione, collaudo, sorveglianza, stazioni di pompaggio, interconnessione. Il decreto prevede che chi opera lo stoccaggio debba fornire garanzie finanziarie per coprire i potenziali rischi, soprattutto nella fase di post-chiusura, oltre ad una banca dati nazionale con i dati sui siti potenziali.

Il progetto-pilota "Ravenna CCS" della joint-venture paritetica Eni-Snam ha avviato l'iniezione di CO_2 il 3 settembre 2024. Nella **Fase 1**, circa **25.000 t/anno** vengono catturate dai fumi a bassa concentrazione della centrale a gas di Casalborsetti (RA), compattate con energia elettrica rinnovabile e re-incorporate 3.000 m sotto il fondale adriatico, in un giacimento esaurito. I test industriali hanno confermato un'efficienza di abbattimento superiore al 90%, con picchi del 96%, ponendo l'impianto fra i casi più performanti a livello globale, grazie all'impianto di cattura di Maire / Nextchem.

L'iniezione di CO_2, avviata con il serbatoio sottomarino del campo gas esaurito Porto Corsini Mare Ovest, nel 2024, proseguirà con lo sfruttamento della capacità di stoccaggio di altri due siti esauriti.

La **Fase 2** punta a trasformare Ravenna in hub nazionale: **4 Mt/anno** di capacità di stoccaggio entro il 2030 e oltre **16 Mt/anno** nel decennio successivo, grazie a un potenziale geologico complessivo stimato oltre 500 Mt. Parallelamente, Snam progetta una dorsale di condotte per intercettare le emissioni dei distretti industriali padani e

[13] Anche se non direttamente connesso alla CCS, si ritiene di interesse richiamare in questa sede anche il Regolamento (UE) 2024/3012, noto come CRCF (Carbon Removal Certification Framework), che stabilisce il primo quadro volontario europeo per certificare in modo trasparente gli assorbimenti di carbonio, il carbon farming e lo stoccaggio nei prodotti. L'obiettivo è incentivare pratiche sostenibili per la neutralità climatica al 2050. Sotto questo aspetto, infatti, è da richiamare anche la revisione della Legge Europea sul Clima, votata a inizio 2026, che punta a una riduzione netta delle emissioni del 90% entro il 2040 (rispetto al 1990) per raggiungere la neutralità nel 2050. Una svolta chiave prevede appunto l'integrazione graduale dei carbon removal (rimozione permanente della CO_2) nel sistema ETS per compensare le emissioni difficili da abbattere (hard-to-abate).

marittimi. Per sostenere l'investimento (oltre 2 miliardi nella sola seconda fase) si lavora a un modello regolato simile al "cap-and-floor" britannico, ritenuto cruciale per rendere bancabile il progetto e garantire tariffe competitive agli emettitori.

Intorno al polo ravennate si muovono altri cantieri. Hera e Saipem hanno ottenuto 24 milioni di euro dall'UE Innovation Fund per applicare la tecnologia enzimatica Bluenzyme™ al termovalorizzatore di Ferrara: l'impianto, operativo dal 2028, catturerà 64.000 t/anno che verranno convogliate via condotta al medesimo hub. Air Liquide e Saras hanno invece avviato lo studio di fattibilità per integrare la CCS nella raffineria Sarlux di Sarroch, primo tassello di un possibile cluster mediterraneo. Altri progetti in pipeline riguardano il siderurgico di Taranto, cementerie del Nord-Est e iniziative BECCS sui digestori di biometano, confermando il ruolo di Ravenna come "ancora" logistica per lo stoccaggio.

Le prossime sfide sono soprattutto regolatorie e finanziarie. Il Ministero dell'Ambiente e Sicurezza Energetica (MASE) sta infatti definendo il quadro normativo per la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCUS) in Italia. Recentemente, un decreto del 10 ottobre 2025 ha introdotto la regola tecnica per il trasporto di CO_2, mentre il governo lavora sugli incentivi in seguito alla legge 11/2024, con studi tecnici in corso per sviluppare la filiera "hard to abate". Inoltre, accanto alla definizione degli aspetti normativi, regolatori e aspetti tecnici, servirà una domanda industriale delle aziende hard-to-abate che vogliono stoccare CO_2 e accordi di mercato per il trasporto e lo stoccaggio (tariffe, contratti).

1.6 Domanda e offerta di energia in Emilia-Romagna, dipendenza e fattura energetica

A sintesi di quanto esposto nel primo capitolo, si riporta di seguito il diagramma generale dei flussi di produzione e consumi finali energetici in Regione, che mostra le forti componenti di importazione e dipendenza energetica, insieme alla ancora piccola incidenza delle rinnovabili nel mix energetico regionale.

Il diagramma Sankey, così è chiamato, illustra in modo dettagliato il bilancio energetico regionale tracciando il percorso dell'energia dall'offerta fino alla domanda finale. Tutti i valori riportati sono espressi in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep).

Il flusso si divide in tre fasi principali:

1. Offerta di energia

La regione ha un consumo interno lordo pari a 14.496 ktep. L'approvvigionamento deriva da diverse fonti, con una forte incidenza delle importazioni per quelle fossili:

- Gas Naturale: 7.178 ktep (importato al 90%).
- Prodotti Petroliferi: 4.626 ktep (quasi totalmente importati, al 99%)
- Biomasse e Rifiuti Rinnovabili: 1.321 ktep (importati al 53%).
- Altre Rinnovabili: 757 ktep.
- Energia Elettrica (importata direttamente): 522 ktep (importata al 100%).
- Rifiuti non Rinnovabili: 92 ktep.

2. Trasformazioni, Distribuzioni e Perdite

L'energia primaria subisce vari processi di trasformazione prima di arrivare agli utenti, generando anche delle dispersioni strutturali:

- Combustibili e carburanti: 8.485 ktep.
- Trasformazione in energia elettrica: 2.312 ktep.
- Trasformazione in calore: 181 ktep.
- Perdite e consumi non energetici: Rappresentano una quota rilevante del flusso primario, pari a 2.600 ktep.

3. Domanda finale di energia

L'energia effettivamente utile che giunge a destinazione, ovvero i consumi finali, ammonta a 11.897 ktep. Di questa, l'80,6% viene consumata sotto forma di energia termica e carburanti, mentre il restante 19,4% sotto forma di energia elettrica. I consumi finali sono ripartiti tra i seguenti settori strategici:

- **Trasporti** (3.849 ktep): È il settore che assorbe la maggior quantità di energia, basandosi per la quasi totalità (97,8%) sui carburanti e solo per un minimo 2,2% sull'energia elettrica.
- **Industria** (3.393 ktep): Utilizza per il 68,7% energia termica e per il 31,3% energia elettrica.
- **Domestico** (2.305 ktep): Il consumo casalingo si basa prevalentemente sull'energia termica (81,9%, soprattutto per il riscaldamento) e per il 18,1% su quella elettrica.
- **Terziario** (1.832 ktep): Mostra una quota di utilizzo di energia elettrica superiore rispetto ad altri settori (37,1%), con la parte termica al 62,9%.
- **Agricoltura** (466 ktep): Impiega per l'85,1% energia termica/carburanti e per il 14,9% elettricità.
- **Altro** (52 ktep): copre quote residuali di consumo.

Nel complesso, il diagramma evidenzia la forte dipendenza energetica del sistema dai combustibili fossili d'importazione (gas naturale e prodotti petroliferi) e mostra che trasporti e industria sono i settori più energivori.

Dal punto di vista della **dipendenza dalle importazioni**, infatti, nel 2023 si è registrato un livello di dipendenza energetica nel complesso **pari a circa l'85%**, che supera il 90% nel caso del gas e il 99% nel caso dei prodotti petroliferi. Solo per le fonti rinnovabili (in particolare le biomasse e i rifiuti) il tasso di dipendenza dalle importazioni si riduce intorno al 53%.

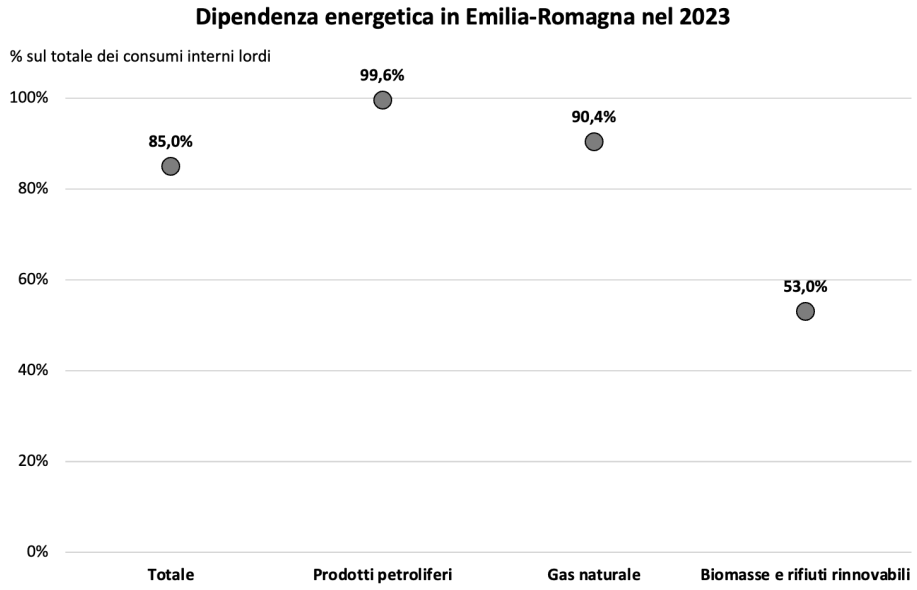


Figura 22 – Dipendenza energetica in Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

Valorizzando queste importazioni ai prezzi medi del 2023 del petrolio e del gas naturale, ciò significa una "bolletta energetica" regionale pari ad oltre **2,5 miliardi di euro** per i prodotti petroliferi e pari a circa **3,2 miliardi di euro** per il gas.

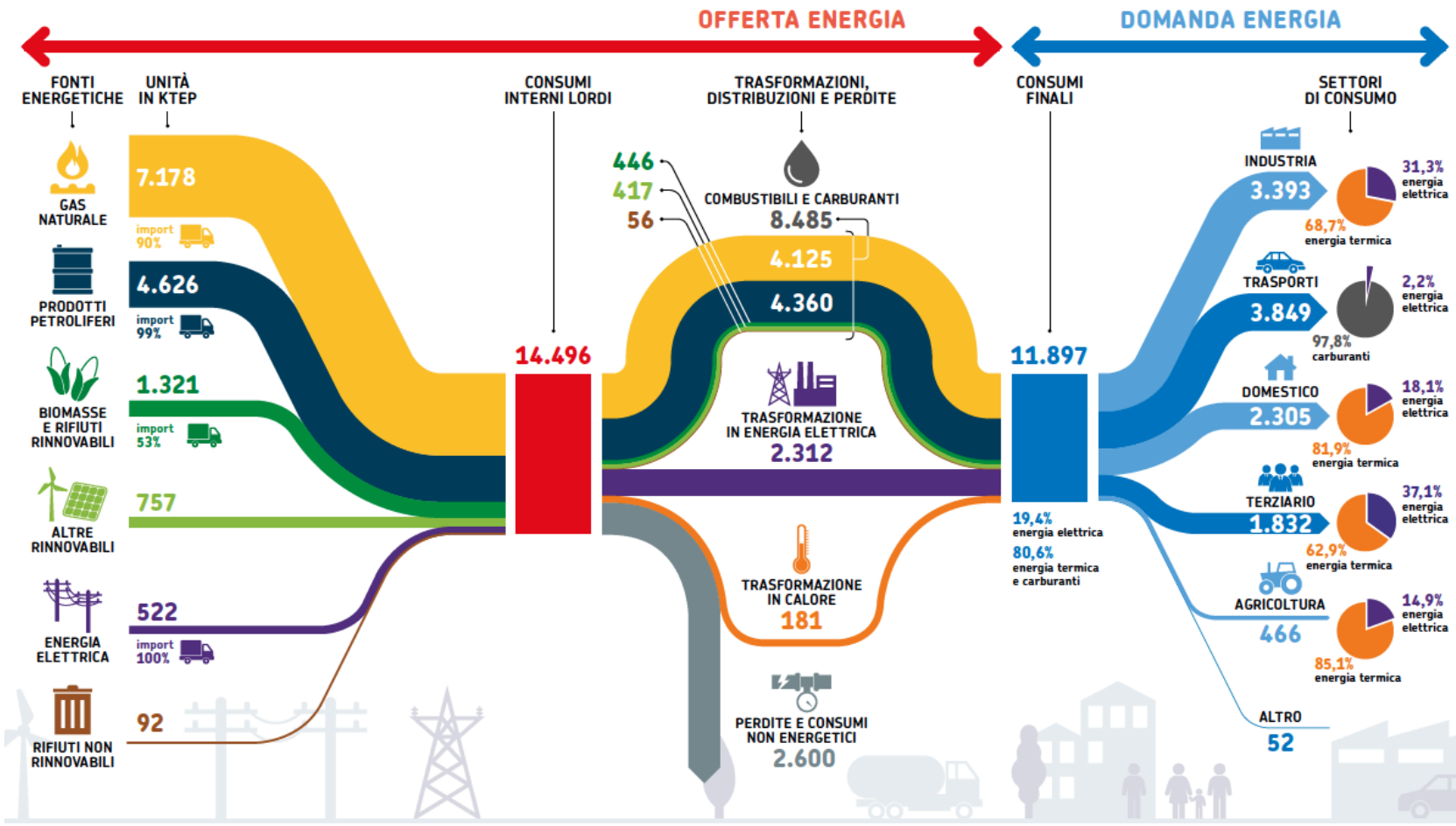


Figura 23 – Diagramma Sankey con flussi di produzione e consumo di energia finale In Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazione ARPAE

2 Il monitoraggio del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024 e delle altre misure in materia di energia

2.1 Le misure regionali del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024

Il presente capitolo restituisce il **quadro aggiornato a dicembre 2025** delle azioni previste dal PTA 2022-2024. Tali interventi contribuiscono agli obiettivi del Piano Energetico Regionale (PER 2030) — risparmio energetico, sviluppo delle rinnovabili e riduzione delle emissioni — promuovendo modelli sostenibili di produzione e distribuzione energetica, funzionali allo sviluppo territoriale e all'integrazione delle politiche energetiche a livello locale, nazionale ed europeo.
Il PTA 2022-2024, approvato con D.A.L. n. 112 del 6 dicembre 2022, è stato prorogato al 2025 per garantire continuità alle azioni in essere durante l'avvio della nuova legislatura[14], in attesa del nuovo piano triennale che sarà elaborato unitamente al nuovo Piano Energetico (PER 2035).

Le linee di azione del PTA sono raggruppate nei seguenti assi:

- Asse 1 - Ricerca, innovazione e formazione
- Asse 2 - Infrastrutture, reti e aree produttive
- Asse 3 - Transizione energetica delle imprese
- Asse 4 - Riqualificazione del patrimonio privato
- Asse 5 - Rigenerazione urbana e riqualificazione del patrimonio privato
- Asse 6 - Mobilità intelligente e sostenibile
- Asse 7 - Azioni di sistema e rapporti con gli Enti Locali
- Asse 8 - Azioni trasversali e di sistema (regolamentazioni, assistenza tecnica, osservatori e comunicazioni)

[14] https://share.google/KZMg7MfW7WSJbEMZQ

Assi	Azioni
1. Ricerca, innovazione e formazione	• Sostegno ai laboratori di ricerca della Rete Alta Tecnologia • Sostegno ai progetti di ricerca innovativi promossi dalle imprese • Sviluppo dell'offerta di istruzione e formazione in ambito energetico • Sostegno ad azioni di attrazione di nuove attività nell'ambito energia e clima • Sostegno a iniziative e progetti sperimentali con gli Istituti scolastici • Sostegno alla creazione di alte competenze con le Università (dottorati)
2. Infrastrutture, reti e aree produttive	• Sviluppo di impianti a fonti rinnovabili e smart grid (digitalizzazione, sistemi di accumulo, ecc.) • Sviluppo delle comunità energetiche e dell'autoconsumo (inclusi i connessi sistemi di accumulo) • Sostegno alla qualificazione energetica e ambientale delle aree produttive • Sostegno a progetti pilota per lo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili per la produzione sia elettrica che termica • Aggiornamento della regolamentazione per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica
3. Transizione energetica delle imprese	• Sostegno a progetti di efficientamento energetico delle imprese, anche attraverso la costituzione di reti energetiche locali, comunità energetiche e lo sviluppo dell'Energy Management • Sostegno a progetti per lo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili per la produzione sia elettrica che termica • Sostegno a progetti di filiera della green e circular economy • Sostegno allo sviluppo di nuove imprese green • Sviluppo della finanza agevolata e della garanzia per la green e circular economy • Sostegno alla produzione di agro-energie • Sostegno a progetti di qualificazione energetica e assorbimento di CO2 nelle imprese agricole in linea con Carbon Farming • Azioni formative in materia di green e circular economy
4. Riqualificazione del patrimonio privato	• Efficientamento energetico dell'edilizia residenziale privata compreso il sostegno alla decarbonizzazione degli impianti di riscaldamento, compresi gli impianti solari termici e quelli geotermici a bassa entalpia • Semplificazione amministrativa per la qualificazione energetica dell'edilizia privata • Sviluppo delle procedure di certificazione energetica degli edifici e catasto impianti
5. Rigenerazione urbana e	• Efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica compreso il sostegno alla decarbonizzazione degli

Assi	Azioni
riqualificazione del patrimonio pubblico	impianti di riscaldamento • Efficientamento energetico degli edifici pubblici • Riqualificazione energetica urbana e territoriale • Sostegno a misure volte a promuovere la qualità dell'abitare (Programma Nazionale PinQua) • Sviluppare le infrastrutture verdi
6. Mobilità intelligente e sostenibile	• Sostegno alle misure finalizzate alla diffusione di veicoli a ridotte emissioni • Finanziamento del trasporto pubblico locale (gomma) e regionale (ferro) • Promozione della infrastrutturazione per la mobilità ciclopedonale comprese le strade scolastiche (school streets) • Sviluppo del trasporto pubblico locale: integrazioni tariffarie • Rinnovo della flotta autobus • Rinnovo della flotta treni • Elettrificazione della rete ferroviaria • Sostegno alle misure finalizzate all'incremento del trasporto su ferro di merci e persone • Potenziamento e miglioramento sicurezza delle ferrovie regionali • Interventi per accessibilità al sistema ferroviario (riconoscibilità) • Promozione dell'infomobilità
7. Azioni di sistema e rapporti con gli Enti locali	• Sostegno alla preparazione, attuazione e monitoraggio dei PAES/PAESC • Sostegno allo sviluppo degli Sportelli Energia e Clima • Sostegno allo sviluppo delle Agenzie per l'Energia e il Clima a livello territoriale
8. Azioni trasversali e di sistema (regolamentazione, assistenza tecnica, osservatori e comunicazione)	• Aggiornamento della L.R. n. 26/2004 • Sviluppo di protocolli, intese, convenzioni con soggetti terzi • Partecipazione e sostegno a reti e network regionali, nazionali ed europei • Attività di semplificazione e coordinamento per la regolamentazione del settore • Gestione del Piano Energetico Regionale e del relativo Piano Triennale di Attuazione • Sviluppo dell'Osservatorio regionale dell'energia • Monitoraggio e valutazione degli interventi • Informazione, assistenza tecnica, formazione e orientamento

Tabella 14 – PTA 2022-2024: Assi, Azioni e principali misure realizzate

Fonte: elaborazioni ART-ER

Nei seguenti capitoli si analizzano le principali misure realizzate nel corso del 2025, prevalentemente con i fondi pubblici regionali, per sostenere la transizione energetica sul territorio regionale.

I risultati di questa analisi sono frutto della collaborazione tra le Direzioni e gli Assessorati della Regione, consentendo un'efficace individuazione delle misure e azioni a supporto delle politiche energetiche.

2.1.1 Asse 1. Ricerca, innovazione e formazione

Nell'Asse 1 sono comprese e analizzate le azioni volte a sostenere lo sviluppo del sistema regionale della ricerca, innovazione e formazione per favorire la transizione ecologica secondo il nuovo approccio strategico rappresentato dagli Ambiti Tematici prioritari definiti nella Strategia di Specializzazione intelligente S3 2021 - 2027.

Nel 2025 i bandi sulla ricerca e innovazione sono stati assorbiti dalla prima edizione del **Bando dedicato a Investimenti produttivi e progetti di ricerca e sviluppo nell'ambito della piattaforma per le tecnologie strategiche cosiddetta STEP**[15] con fondi FESR 2021-27. Il bando, approvato con D.G.R.523/2025 e modificato con DGR 696/2025, riguarda finanziamenti dedicati i progetti di investimento per lo sviluppo e la fabbricazione di "tecnologie critiche", ai quali possono essere connesse attività di ricerca e sviluppo sperimentale. Lo scopo principale è quello di favorire la diffusione di tecnologie che devono essere immesse sul mercato e generare un impatto economico nei settori:

- delle tecnologie digitali e innovazione delle tecnologie Deep Tech;
- delle tecnologie pulite ed efficienti sotto il profilo delle risorse, incluse le tecnologie a zero emissioni nette:
- delle biotecnologie, compresi i medicinali inclusi nell'elenco dell'Unione dei medicinali critici.

Sono stati finanziati 20 progetti per un contributo complessivo di oltre 8 milioni di euro. Tra questi, **due riguardano lo sviluppo di tecnologie pulite ed efficient**i, ottenendo un finanziamento regionale di circa 1,8 milioni di euro. Nello specifico, **una delle tecnologie si concentra sulla decarbonizzazione del riscaldamento domestico civile**, mentre **la seconda propone un sistema innovativo e modulare per la produzione di energia da biogas e biometano in ambito urbano e agricolo**.

Nel complesso, i **58 progetti di ricerca e innovazione sulla transizione energetica** attivati nel periodo 2021-2025 hanno **beneficiato di 20,62 milioni di euro** di finanziamenti pubblici.

Per quanto riguarda il monitoraggio della Smart Specialisation Strategy (S3), il quadro aggiornato dei progetti nel periodo 2021-2025 – focalizzati sulla specializzazione industriale "energia e sviluppo sostenibile" – conta **4.617 interventi.** Questi attivano un **investimento complessivo di 914 milioni di euro, a fronte di 636 milioni di finanziamento pubblico concesso**. Gli interventi coprono diversi ambiti (formazione, ricerca, innovazione, infrastrutture e start-up) e sono sostenuti da programmi regionali (FESR, FSE, FEASR, LR 14/2014, LR 15/2018, Piano Triennale Attività produttive), nazionali (PNRR, fondi ministeriali) ed europei (Horizon Europe, 2020, Erasmus+, Cooperazione territoriale).

[15] La Piattaforma per le tecnologie strategiche per l'Europa (STEP) istituita con il Regolamento (UE) 2024/795 è l'iniziativa proposta dalla Commissione Europea per sostenere la competitività e rafforzare l'autonomia strategica dell'Unione Europea attraverso gli investimenti nelle tecnologie critiche.

Monitoraggio S3 2021 - 2025 Specializzazione industriale strategia: energia e sviluppo sostenibile						
Livello di finanziamento	Numero Progetti finanziati	var. numero progetti finanziati 2021-2024	Totale investimento (milioni di euro)	var. totale investimento 2021-2024	Totale contributo pubblico (milioni di euro)	var. contributo pubblico 2021-2024
REGIONALE	3.944	+100%	468	38%	228	39%
NAZIONALE	50		234		219	
EUROPEO	623		212		189	
totale	**4.617**	1.759	**914**	662	**636**	458

Tabella 15 - Dati monitoraggio del cruscotto S3 2021-2025

Fonte: elaborazione ART-ER

Nell'ambito cross-settoriale S3 'Energia pulita, sicura e accessibile', nello stesso arco temporale, si contano **637 progetti,** che generano un investimento complessivo di **314 milioni di euro, con un contributo pubblico concesso di 203 milioni.**

Monitoraggio S3 2021 - 2025 ambito cross settoriale energia pulita sicura ed accessibile						
Livello di finanziamento	Numero Progetti finanziati	var. numero progetti finanziati 2021-2024	Totale investimento (milioni di euro)	var. totale investimento 2021-2024	Totale contributo pubblico (milioni di euro)	var. contributo pubblico 2021-2024
REGIONALE	463	24%	153	24%	63	24%
NAZIONALE	22		100		90	
EUROPEO	152		61		50	
totale	**637**	513	**314**	254	**203**	156

Tabella 16 - Dati monitoraggio S3 2021-2025

Fonte: elaborazione ART-ER

Al pari della ricerca e dell'innovazione, anche il settore formativo ha garantito un'offerta mirata alle tematiche della transizione energetica e, più ampiamente, di quella ecologica. Di seguito viene presentato il quadro dei corsi finanziati dalla Regione nel 2025, classificati secondo il lessico dei sistemi informativi formativi nazionali e comunitari (ai sensi, da ultimo, della D.G.R. 1615/2016)[16].

[16] 1. Istruzione e formazione professionale (IeFP): percorso rivolto ai ragazzi in uscita dalla scuola secondaria di primo grado per conseguire in un percorso di tre anni una qualifica professionale ed un 4 anno per il diploma professionale;
2. Rete politecnica (IFTS, ITS, formazione superiore): formazione terziaria non universitaria (formazione post diploma);
3. Alte competenze per la ricerca, il trasferimento tecnologico e l'imprenditorialità: master, assegni di ricerca, dottorati (formazione post laurea);
4. Lavoro e competenze: formazione continua (formazione permanente e sul lavoro, tirocini).

Qualifica	Principali corsi finanziati	Fonte del finanziamento	Numero corsi finanziati		Numero destinatari		Finanziamento (mln.€)	
			2025	2021 -2025	2025	2021 -2025	2025	2021 -2025
IFTS	Tecniche dei sistemi di sicurezza ambientali e qualità dei processi industriali Tecniche di installazione e manutenzione di impianti civili e industriali Tecniche di monitoraggio e gestione del territorio e dell'ambiente Tecniche innovative per l'edilizia	FSE+ 2. Attiv.Aut.Rich.	15	77	219	1.394	1,59	8,81
Ie FP (primi 3 anni)	Operatore impianti elettrici Operatore impianti termo-idraulici	FSE+ 4., Legge 144/1999, PNRR Duale	41	165	763	3.026	5,31	23,33
Ie FP 4° anno	Tecnico delle energie rinnovabili Tecnico nella gestione di sistemi tecnologici intelligenti	FSE+ 4 Legge 144/1999	5	22	77	340	0,60	2,48
ITS	1.2.1 Tecnico superiore per l'efficienza energetica degli impianti 1.2.2 Tecnico superiore per l'efficienza energetica nell'edilizia sostenibile 1.2.2 Tecnico superiore per l'efficienza energetica nell'edilizia sostenibile 2.3.2 Tecnico superiore per la logistica e il trasporto intermodale 4.1.1 Tecnico superiore per la gestione e l'innovazione nelle produzioni primarie e nel sistema agroindustriale 4.1.2 Tecnico superiore per i controlli e le certificazioni nelle filiere agroalimentari 6.1.1 Tecnico superiore per la progettazione e la produzione meccatronica avanzata	FSE+ 2. PNRR	12	40	256	832	2,74	6,74
Qualifica professionale	Tecnico nella gestione dell'energia	FSE+ 2.	2	6	24	72	0,12	0,38
Dottorati di ricerca universitari	energia - batterie, celle a combustibile ed elettrolizzatori agrivoltaico semiconduttore - ossido di germano Sviluppo e caratterizzazione di materiali ibridi funzionali	FSE+ 2	-	26	-	26	-	1,73
summer camp	transizione ecologica	FSE+ 4.	5	9	100	180	0,04	0,07

Qualifica	Principali corsi finanziati	Fonte del finanziamento	Numero corsi finanziati		Numero destinatari		Finanziamento (mln.€)	
			2025	2021 -2025	2025	2021 -2025	2025	2021 -2025
green_lab	Innovazione sociale e partecipazione allo sviluppo sostenibile Rigenerazione urbana: ripensare città e abitazioni Dalla Corporate Social Responsibility alla Corporate Social Innovation Rendicontazione ESG (Environment, Social, Governance) Finanza etica e sostenibile Green Marketing Project Management per la sostenibilità ambientale e l'economia circolare Nuovi modelli tecnologici e gestionali per la Transizione Verde nell'Industria e nei Servizi Gestione sostenibile dei Rifiuti – Waste Manager Transizione Energetica: visione, tecnologie e nuovi modelli di gestione dell'Energia Certificazioni energetiche e ambientali di processo/prodotto Ecodesign per l'innovazione green di prodotti, servizi e processi e per l'uso efficiente delle risorse Project work laboratoriale	FSE+ 2	13	13	-	-	1	1
TOTALE	**-**	**-**	**93**	**358**	**1.439**	**5.870**	**11,41**	**44,55**

Tabella 17 – Programmi di formazione in campo energia e ambiente 2025 e 2021 -2025

Fonte: D.G. Economia della Conoscenza, del Lavoro e dell'Impresa

Dal 2021, oltre **44 milioni di risorse pubbliche** hanno finanziato **358 corsi per la transizione ecologica regionale**, sostenendo lo sviluppo di tecnologie e competenze chiave. Tuttavia, non è possibile quantificare con esattezza l'impatto su consumi, emissioni di CO_2 e rinnovabili, poiché si tratta di azioni che contribuiscono solo indirettamente agli obiettivi energetici.

2.1.1.1 Il ruolo dell'idrogeno tra ricerca e applicazioni attuali e prospettiche

La Regione porta avanti le attività e i progetti volti a favorire lo sviluppo della filiera dell'idrogeno sul territorio regionale rispondendo agli impegni presi nel "Patto per il Lavoro e Clima" e nella strategia di specializzazione intelligente 2021-2027. Le attività in corso a livello regionale includono studi per stimare la domanda di idrogeno rinnovabile, lo sviluppo di competenze specialistiche nelle università e centri di ricerca,

e l'avvio di sperimentazioni sull'utilizzo dell'idrogeno in miscela con il gas naturale. La Regione partecipa attivamente a reti internazionali come Hydrogen Europe e Vanguard, e al Cluster Tecnologico Nazionale Energia. La creazione della "H2 community Regionale" mira a connettere gli attori e promuovere collaborazioni.

In particolare nel corso del 2025 è stata pubblicata una **seconda edizione del rapporto "Idrogeno in Emilia-Romagna: imprese, ricerca e innovazione"**[17] che presenta la mappatura aggiornata della filiera regionale dell'idrogeno, evidenziando il suo ruolo cruciale nella transizione energetica e nella decarbonizzazione. A due anni dal primo studio[18] del 2022, questo secondo rapporto ha monitorato l'evoluzione del settore, la concretizzazione dell'interesse iniziale in progetti dimostrativi e industriali, e la collaborazione tra ricerca e industria. La regione vanta un solido tessuto industriale e di ricerca, con competenze consolidate nella produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno. La regione è il secondo produttore nazionale di idrogeno grigio, con circa 110.000 tonnellate all'anno, pari a quasi il 20% della produzione italiana, concentrata nei poli industriali di Ravenna e Ferrara. Sebbene la produzione attuale sia quasi interamente di idrogeno grigio (con significative emissioni di CO2), l'attenzione si sta spostando verso la transizione a idrogeno blu (con cattura della CO2 derivante dalle emissioni per produrre idrogeno da metano) e rinnovabile, nonostante i costi elevati attuali. Il rapporto ha identificato 62 imprese attive nel settore dell'idrogeno, concentrate prevalentemente nelle province di Bologna e Modena. Di queste, 15 sono classificate come produttori e/o utilizzatori finali, 38 operano nella "value chain" (principalmente progettazione e realizzazione di componentistica) e 9 nel settore delle infrastrutture e del trasporto. Parallelamente, sono stati individuati 20 laboratori di ricerca attivi (principalmente pubblici o misti pubblico-privato) e 33 progetti di ricerca e innovazione in corso, di cui 10 promossi da imprese e 23 da laboratori di ricerca.

Sono in avvio 3 impianti di produzione di idrogeno rinnovabile, 2 progetti di nuovi impianti e 1 stazione di rifornimento in costruzione. La produzione dimostrativa prevista è di circa 9.000 tonnellate annue di idrogeno rinnovabile, grazie a investimenti pubblici e privati.

Lo sviluppo delle infrastrutture necessarie a trasportare l'idrogeno è cruciale. Il "SouthH2 Corridor" di SNAM, una rete di 3.300 km dedicata al trasporto di idrogeno dal Nord Africa (con costi stimati a 4 €/kg di H2) verso l'Italia, l'Austria e la Germania (con costi di trasporto per H2 stimati a circa 0,6 €/kg), riveste un'importanza strategica per l'approvvigionamento futuro (dal 2030). La regione, che ha la rete gas più capillare d'Europa, sta sperimentando il "blending" di idrogeno nel gas naturale. Ad esempio, Hera e InRete hanno avviato, a marzo 2025, una sperimentazione a Castelfranco Emilia con il 5% di idrogeno nella rete, con possibilità di aumentarlo fino al 10%. Questa strategia di transizione consente di sfruttare le infrastrutture esistenti per ridurre le emissioni.

Per quanto riguarda il settore della mobilità, nel bacino metropolitano bolognese è stato avviato nel 2025 l'acquisto dei primi autobus a idrogeno finanziati con risorse PNRR. L'investimento complessivo, di circa 74,9 milioni di euro, prevede l'acquisto di 127 autobus a zero emissioni (Solaris Urbino 12) per il trasporto pubblico locale gestito da TPER e saranno realizzate le stazioni di ricarica. Inoltre a Piacenza è in costruzione la prima stazione di rifornimento di idrogeno ad uso pubblico di Edison Next, finanziata dal PNRR. Questa stazione (con elettrolizzatore da 1 MW) servirà principalmente mezzi pesanti e autobus a celle a combustibile, diventando un nodo importante per il corridoio blu del nord Italia.

La mappatura di questo rapporto conferma il dinamismo della filiera dell'idrogeno in Emilia-Romagna, con un sistema in progressiva strutturazione. L'espansione dell'ecosistema, sia in termini di attori coinvolti che di aree tecnologiche presidiate, indica un consolidamento delle competenze lungo tutta la catena del valore.

17 https://energia.regione.emilia-romagna.it/novita/notizie/2025/aggiornata-mappatura-regionale-idrogeno-in-er

18 Scenari e prospettive dell'idrogeno verde in Emilia-Romagna

La Regione inoltre nel corso del 2025 ha partecipato attivamente ad iniziative e incontri organizzati sul territorio che promuovono lo sviluppo dell'idrogeno verde. La vera sfida è infatti produrre idrogeno utilizzando energia da fonti rinnovabili cosiddetto verde per sostenere i processi di decarbonizzazione soprattutto dei settori industriali cosiddetti "hard to abate" ovvero che non riescono a trasformare i lori sistemi di produzione in sistemi completamente elettrificati.

La Regione è' inoltre partner associato in diversi progetti finanziati da programmi europei e dedicati allo sviluppo dell'idrogeno sul territorio.

2.1.2 Asse 2. Infrastrutture, reti e aree produttive

Nell'Asse 2 vengono monitorate le azioni che riguardano principalmente:

- lo sviluppo dell'autoconsumo diffuso e della costituzione di **comunità energetiche** sul territorio regionale riconoscendo un ruolo di primo piano ai consumatori che autoproducono energia (prosumers) e alle comunità locali, incoraggiando la penetrazione delle rinnovabili nel settore residenziale;
- lo **sviluppo di infrastrutture di rete e smart grid** per passare a un sistema energetico ampiamente decentrato e basato sulle rinnovabili;
- l'**aggiornamento della regolamentazione per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica**.

2.1.2.1 L'autoconsumo diffuso

Nel 2025 la Regione Emilia-Romagna prosegue la sua azione di promozione e diffusione dei sistemi di autoconsumo diffuso sul territorio regionale. In particolare nell'ambito dei finanziamenti FESR 2021 -2027 la Regione ha finanziato con **il Bando per il sostegno agli investimenti delle Comunità energetiche rinnovabili** (D.G.R. 805/2024) la realizzazione di altri impianti fotovoltaici a servizio delle CER, completando il percorso avviato nel 2024. Il bando si è concluso il 31/03/2025 portando alla concessione di oltre 1,16 milioni di euro a **13 CER,** alcune sotto forma di impresa, altre di fondazione o associazione, per la realizzazione di **impianti fotovoltaici, con una capacità complessiva di 5,5 MWp**. **La producibilità stimata di questi impianti è di quasi 6.500 MWh/anno corrispondente ad oltre 1.650 t/anno di CO_2 evitata.**

Un altro importante finanziamento che ha portato nel 2025 allo sviluppo delle CER sul territorio Regionale è il contributo nazionale del PNRR gestito dal GSE. I progetti finanziati dal PNRR (ultimo aggiornamento disponibile: decreto MASE di concessione dei contributi del 11/09/2025) sono 33, localizzati in 20 Comuni dell'Emilia-Romagna con popolazione inferiore a 5.000 abitanti.

Sono state inoltre attivate nel corso del 2025 altre due opportunità di finanziamento per le CER, ad oggi non ancora concluse:

- la seconda edizione Bando PR-FESR 2021-2027 «Sostegno agli investimenti delle CER» (DGR 2105/2025) con un plafond di 2,5 mln di euro e l'estensione della platea dei beneficiari anche ai membri di Comunità;
- estensione con DGR 577/2025 alle Comunità energetiche rinnovabili, costituite in forma Cooperativa, la possibilità di accedere ai finanziamenti a tasso agevolato concessi dal Fondo Foncooper.

Il 2025 è stato anche l'anno in cui sono stati avviati, con il supporto operativo di ART-ER, i lavori di progettazione del **Registro regionale delle CER**, previsto dall'art. 5, commi 1 e 2, della Legge regionale 5/2022 (*"Promozione e sostegno delle comunità energetiche rinnovabili e degli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente"*).

Il Registro – la cui entrata in operatività è prevista per la seconda metà del 2026 – costituirà un passaggio strategico verso una conoscenza sistematica e strutturata del

fenomeno delle Comunità energetiche rinnovabili. Esso consentirà infatti di disporre di un quadro aggiornato, omogeneo e standardizzato delle Comunità attive sul territorio regionale, funzionale non solo alla trasparenza informativa, ma anche al monitoraggio dell'efficacia e dello stato di attuazione delle politiche regionali di promozione e sostegno alle CER.

Il 1° luglio 2025, la Commissione Politiche economiche dell'Assemblea legislativa dell'Emilia-Romagna ha dedicato una seduta specifica all'approfondimento della Legge Regionale n. 5 del 2022 ("Promozione e sostegno delle comunità energetiche rinnovabili e degli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente"). L'obiettivo principale è stato la presentazione della relazione sulla clausola valutativa (prevista dall'art. 8 della legge) per fare il punto sull'esperienza maturata a tre anni dall'approvazione della norma, analizzando chiarimenti e criticità riscontrate. All'audizione sono intervenuti 73 rappresentanti esterni tra cui sindaci, assessori comunali, presidenti e referenti di varie CER, oltre a delegati di associazioni di categoria, atenei e cooperative con rappresentanza trasversale del tessuto socio-economico regionale.

Sono inoltre proseguite le "ordinarie" attività **Help Desk CER regionale,** servizio gestito da ART-ER per conto della Regione Emilia-Romagna, a cui si sono rivolti **300 utenti per circa 480 quesiti formulati.**

Il 2025 (terzo anno di attività) è stato l'anno in cui si sono consolidate e sviluppate, le attività dell'Help-Desk il quale ha avviato un'attività di mappatura e analisi delle CER sul territorio regionale pubblicando due rapporti semestrali. Inoltre la collana "**I quaderni per la transizione energetica"** è stata ampliata con **un quinto quaderno** su come *"Promuovere attraverso il patrimonio immobiliare pubblico la produzione da fonte rinnovabile e la costituzione di Comunità energetiche rinnovabili".* Tutte le pubblicazioni dell'Help Desk sono disponibili sul portale energia istituzionale della Regione[19].
Infine, sono proseguiti anche nel 2025 gli incontri (sette), realizzati in collaborazione con Unioncamere Emilia-Romagna, dell'Help Desk con le imprese.

La Regione Emilia-Romagna è attiva anche nel campo dei **progetti europei** essendo partner di:

- **Hercules - Ce**, che ha l'obiettivo di contribuire alla transizione verso un'economia maggiormente sostenibile e "green" supportando la creazione di nuove Cer, migliorando le performance di quelle esistenti e contrastando il fenomeno sempre più diffuso della povertà energetica. Guidato dalla Regione Emilia-Romagna, il progetto è attivo da giugno 2024 e si concluderà nel novembre 2026. La partnership, composta da 12 enti pubblici provenienti da 7 Paesi (Italia, Austria, Croazia, Germania, Polonia, Repubblica Ceca e Ungheria), punta alla realizzazione di nuove comunità energetiche – tra cui una nel distretto tessile e ceramico del modenese – e al potenziamento di quelle esistenti. Avviati nel 2025, i progetti pilota delle CER rispondono alle specificità territoriali mirando a tre obiettivi chiave: riduzione delle emissioni nei contesti industriali energivori, contrasto alla povertà energetica in aree fragili e implementazione di soluzioni innovative per il risparmio. A supporto, il progetto ha sviluppato un software per l'analisi e l'ottimizzazione dei flussi energetici, testato direttamente dalle comunità partner. Inoltre, sono stati creati materiali specifici per migliorare il coinvolgimento della cittadinanza, superando uno degli aspetti più critici nello sviluppo delle CER.

- **LEEWAY**, progetto che mira a favorire l'adozione di politiche pubbliche per la realizzazione di comunità energetiche attraverso condivisione e scambio di esperienze tra nove autorità pubbliche, sia locali che regionali, di diversi paesi Ue: Italia, Belgio, Polonia, Germania, Croazia, Bosnia ed Erzegovina e

[19] https://energia.regione.emilia-romagna.it/comunita-energetiche/materiali-e-pubblicazioni

Ucrainaè un progetto finalizzato a promuovere politiche pubbliche per la realizzazione di comunità energetiche, attraverso la condivisione di esperienze tra nove autorità locali e regionali di diversi paesi UE: Italia, Belgio, Polonia, Germania, Croazia, Bosnia ed Erzegovina e Ucraina.). Il progetto, che si concluderà nel 2027, ha finora promosso un confronto costante tra attori pubblici operanti in contesti differenti e con diversi gradi di maturità sul tema delle comunità energetiche (CER). Grazie a incontri online e study visit in Italia, Belgio, Germania e Polonia, i partner hanno condiviso politiche energetiche, casi pratici e tecnologie replicabili. LEEWAY favorisce la comprensione delle normative locali, facilitando lo scambio di buone pratiche. Attraverso questo processo, il progetto stimola il perfezionamento delle politiche pubbliche — dall'uso dei fondi FESR in Emilia-Romagna e Polonia alla revisione dei piani energetici a Prelog (Croazia) e Roeselare (Belgio) — creando una rete estesa che coinvolge anche enti come le Camere di Commercio.

-

L'attività di monitoraggio condotta da ART-ER sullo stato dell'arte della diffusione delle CER sul territorio regionale restituisce ad oggi la seguente fotografia.

L'Emilia-Romagna presenta un ecosistema dell'autoconsumo diffuso in fase di consolidamento ed in transizione verso l' operatività.

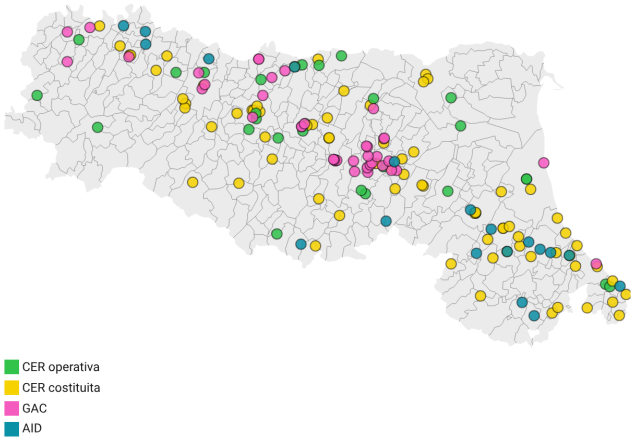


Figura 24 – Mappatura delle Autoconsumo diffuso per la condivisione di energia rinnovabile

Fonte: elaborazione ART-ER

Le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER) mappate in regione a fine del 2025 sono complessivamente **162**, così articolate:

- **98 Comunità energetiche rinnovabili (CER) costituite con sede legale** in regione, cui si aggiungono 6 comunità con sede legale fuori regione ma operative sul territorio (104 entità complessive);
- **28 CER operative riconosciute dal GSE**, corrispondenti a **44 configurazioni attive**;
- **39 gruppi di autoconsumo collettivo (GAC);**

- **19 autoconsumatori individuali a distanza (AID).**

Il dato più significativo è l'accelerazione del processo di costituzione nel corso del 2025: le CER costituite sono aumentate del **73% rispetto a fine 2024**, con un picco in prossimità della chiusura del bando regionale dedicato allo sviluppo delle CER (marzo 2025). Anche dopo la chiusura dello strumento, la crescita è proseguita (+20% tra giugno e dicembre 2025), segno di un interesse strutturale e non esclusivamente trainato dagli incentivi.

Tuttavia, il rapporto tra comunità costituite e operative resta ancora contenuto (**27% a fine 2025**), pur in miglioramento rispetto a giugno (18%). Questo scarto segnala una fase di "maturazione" delle comunità, impegnate nella definizione delle configurazioni e nell'accesso agli incentivi del Gestore dei Servizi Energetici.

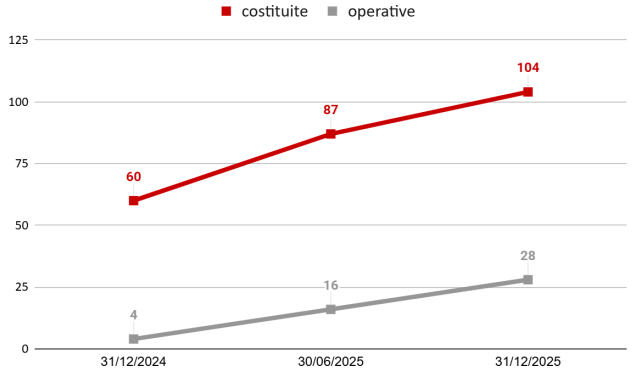


Figura 25 –Andamento del processo di costituzione delle CER nel 2025

Fonte: elaborazione ART-ER

Al 31/12/2025 **le configurazioni CER operative ovvero riconosciute dal GSE sono 44, riconducibili a 28 Comunità energetiche legalmente costituite.** Nella mappa che segue vengono evidenziate in verde scuro le **13 configurazioni attivate dalle 6 CER sovraregionali che operano in Emilia-Romagna**. Un quarto delle configurazioni attive appartiene a questa tipologia di comunità.

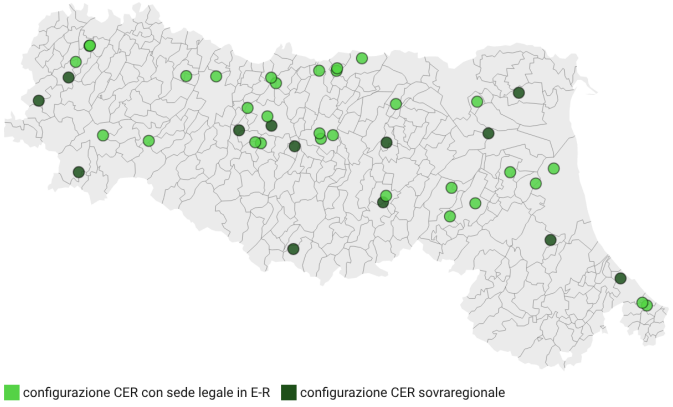


Figura 26 –Mappatura delle configurazioni CER operative

Fonte: elaborazione ART-ER

Le **44 configurazioni operative** associano complessivamente:

- **299 partecipanti**
- **6,7 MW di potenza installata**
- **56 impianti**, interamente fotovoltaici

La dimensione media delle configurazioni è ancora ridotta:

- mediana di **4 partecipanti per CER**
- **65,6%** delle configurazioni con potenza inferiore a 50 kW
- oltre il 60% delle configurazioni con meno di 5 membri

Si osserva dunque una prevalenza di **configurazioni di piccola scala**, coerenti con una prima fase di diffusione caratterizzata da cautela negli investimenti e difficoltà di aggregazione.

I risultati sopra presentati saranno pubblicati in un rapporto che si aggiungerà alla collana delle pubblicazioni sulle Comunità Energetiche realizzate da ART-ER per conto della Regione.

2.1.2.2 Infrastrutture di rete

Si segnala che rispetto alle precedenti versioni del Rapporto di Monitoraggio, l'analisi delle infrastrutture elettriche di rete è stata trattata nel capitolo 1.

2.1.3 Asse 3. Transizione energetica delle imprese

L'Asse 3 promuove la transizione energetica del sistema produttivo industriale, agricolo e dei servizi, puntando sull'efficienza energetica aziendale, lo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili anche nei siti industriali dismessi o in riqualificazione e la trasformazione in un'economia verde. Di seguito è illustrato il quadro aggiornato delle misure e dei risultati per le imprese nel 2025.

2.1.3.1 Il settore industria e servizi

Il **Fondo regionale Multiscopo di finanza agevolata**[20], costituito con delibera di Giunta regionale n. 194 del 13 febbraio 2023 con risorse Fesr 2021-2027, tramite la sua '**sezione energia**' (circa 34 milioni di euro per l'istituzione del fondo) finanzia interventi per l'efficienza energetica e l'autoproduzione da fonti rinnovabili nelle imprese. Tra il 2023 e il 2025, sono stati finanziati 252 imprese per la realizzazione di progetti che riguardano interventi per la produzione di energia, riqualificazione dell'involucro edilizio e degli impianti industriali, sistemi di monitoraggio e colonnine di ricarica. Complessivamente, i progetti genereranno **42,2**[21] **GWh/anno di energia elettrica da FER e da impianti di cogenerazione**, **risparmieranno circa 4,76 GWh di energia (408**[22] **tep/anno)** e **ridurranno le emissioni di CO_2 di oltre 22.000**[23] **tonnellate annue**.

[20] Il comparto energia del fondo ha una dotazione finanziaria iniziale di circa 34 milioni di euro. I finanziamenti dovranno avere un importo tra 25 mila e un milione di euro e durata massima di 8 anni. Il Fondo interviene concedendo finanziamenti a tasso agevolato con provvista mista, derivante per il 75% dalle risorse pubbliche del Fondo e per il restante 25% da risorse messe a disposizione degli Istituti di credito convenzionati.

[21] Il valore relativo al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025 è stato corretto.

[22] Il valore relativo al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025 è stato corretto.

[23] Il valore relativo al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025 è stato corretto.

2.1.3.2 *Il settore agricoltura*

Nell'ambito del Complemento Regionale per lo Sviluppo Rurale (CSR) 2023-2027 dell'Emilia-Romagna, nel corso del 2025 sono stati pubblicati alcuni bandi che includono, tra le altre, misure volte alla riqualificazione energetica del sistema agricolo regionale, in particolare:

- il bando srd01 "investimenti produttivi agricoli per la competitività delle aziende agricole" pubblicato (D.G.R. 595 del 22/04/2025), con una dotazione complessiva di 45 milioni di euro, si concentra sul potenziamento della competitività delle imprese agricole in forma singola o associata anche attraverso l'efficientamento dei processi e l'autoproduzione energetica finanziando la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili destinati all'autoconsumo.
- il bando srd13 - investimenti per la trasformazione e commercializzazione dei prodotti agricoli, (DGR 770 del 19/05/2025) mira a rafforzare la competitività delle imprese, singole o associate, con una dotazione di 60 milioni di euro. L'intervento punta a migliorare l'efficienza dei processi e a favorire l'autoproduzione energetica. L'azione 2 è in particolare focalizzata sull'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, finalizzati all'autoconsumo aziendale, o al recupero del calore da impianti produttivi.

Infine si segnala il bando SRD02 - Investimenti produttivi agricoli per ambiente e clima e benessere animale, pubblicato con D.G.R. 2146 del 15 dicembre 2025 che prevede tra le azioni investimenti per la mitigazione dei cambiamenti climatici e che possono incidere sulla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni climalteranti.

I procedimenti di questi bandi non si sono ancora conclusi; pertanto, gli esiti e la lettura dei risultati dal punto di vista energetico verranno resi disponibili nel prossimo rapporto di monitoraggio."

Nell'ambito dei finanziamenti PNRR, sono presenti alcune misure volte alla riqualificazione energetica delle strutture produttive del settore agricolo, zootecnico e agroindustriale. Il quadro aggiornato al 21/10/2025 di tali misure, rientranti nella Missione 2 componente 1 (M2C1) e con impatto sul territorio regionale, è il seguente:":

- linea di investimento 2.2 **"Parco Agrisolare"** volta a sostenere investimenti su strutture produttive del settore agricolo, zootecnico e agro industriale per migliorare l'efficienza energetica e la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili delle aziende **1.900 progetti finanziati con un contributo PNRR di circa 240 milioni di euro**;
- linea di investimento 2.3 **"Innovazione e meccanizzazione nel settore agricolo e alimentare"** volto a sostenere investimenti per l'ammodernamento dei macchinari agricoli e l'adozione di tecnologie per l'agricoltura di precisione **555 progetti finanziati con un contributo PNRR di circa 12 milioni di euro.**

2.1.3.3 *Il settore terziario*

Per il settore terziario si segnalano solo le misure riguardanti il sistema sanitario pubblico. Queste sono illustrate nell'Asse 5, dedicato all'analisi dell'intero patrimonio pubblico (vedi capitolo 2.1.6).

2.1.4 *Asse 4. Riqualificazione del patrimonio privato*

Nell'Asse 4 sono tracciate tutte le azioni volte a migliorare l'efficienza energetica del patrimonio edilizio privato.

La principale misura di riferimento in questo Asse è quella dedicata dedicata **alla sostituzione degli impianti di riscaldamento civile a biomassa[24].** La Regione ha liquidato le domande pervenute fino a dicembre 2024. L'intervento, promosso dalla Direzione generale territorio e ambiente con risorse nazionali (D.D. 412/2020) tramite i bandi 2021 e 2023, mira a migliorare qualità dell'aria ed efficienza energetica. Al 2025, sono stati finanziati **8.621 impianti** per circa **32 milioni di euro**, a beneficio di 207 comuni tra l'agglomerato di Bologna e le zone di pianura; i dettagli sono riportati nella tabella seguente.

Misura per la sostituzione di impianti di riscaldamento civile a biomassa	Numero progetti finanziati	Totale contributo pubblico (milioni di euro)	Risparmio energetico (tep/anno)
D.G.R. 1333/2021	2.363	11,5	-
D.G.R. 2204/2023	6.258	20,48	82.202[25]
Totale	**8.621**	**31,98**	**82.202**

Tabella 18 – Risultati bandi di finanziamento sostituzione impianti di riscaldamento civile

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ART-ER

In linea con le nuove direttive europee sulla riqualificazione energetica – in particolare la EPBD IV (Direttiva 2024/1275/UE) pubblicata l'8 maggio 2024 – la Regione sta adeguando la propria normativa in coerenza con il percorso nazionale.

Parallelamente, il potenziamento dei sistemi informativi SACE[26] e CRITER[27] punta a fornire a tecnici e operatori dati immobiliari aggiornati, sensibilizzando al contempo privati e PA sulla rigenerazione edilizia.
Di seguito, un aggiornamento dell'analisi dati delle piattaforme citate..

2.1.4.1 Le prestazioni energetiche degli edifici privati e pubblici

Il quadro aggiornato sugli attestati di prestazione energetica degli edifici gestiti dalla piattaforma regionale del SACE restituisce la seguente fotografia.

A partire dall'introduzione del sistema di certificazione degli edifici (2009), al 31/12/2025 sono stati emessi oltre **1,8 milioni di APE**. Escludendo gli APE eliminati per scadenza validità e altre motivazioni, al 31/12/2025 risultano attivi **1.057.027** APE, che approssimativamente corrispondono a circa il **53% delle abitazioni "occupate" del patrimonio edilizio della Regione Emilia-Romagna** (pari a **1.993.088**, come riportato nei dati censiti 2021 consultabili sul sito di ISTAT).

[24] La misura prevede la sostituzione di apparecchi obsoleti con sistemi a 5 stelle o pompe di calore (potenza 35 kW)
[25] Il valore è stato corretto rispetto al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025.

[26] Con D.G.R. n. 1275/2015 è stato istituito un sistema di certificazione della prestazione energetica degli edifici e delle singole unità immobiliari,
[27] Il catasto regionale degli impianti termici, denominato CRITER, è stato attivato contestualmente all'entrata in vigore del Regolamento Regionale n. 1 del 3 aprile 2017 ovvero dal 1° giugno 2017 ed è un sistema informativo relativo agli impianti termici, in cui confluiscono e vengono aggiornati i dati relativi agli impianti presenti sul territorio regionale. Tale sistema consente alla Regione di svolgere in maniera efficace le attività di accertamento ed ispezione, al fine di garantire un'adeguata efficienza energetica e la riduzione delle emissioni inquinanti e di disporre di informazioni utili per le attività di pianificazione e programmazione del settore energetico regionale.

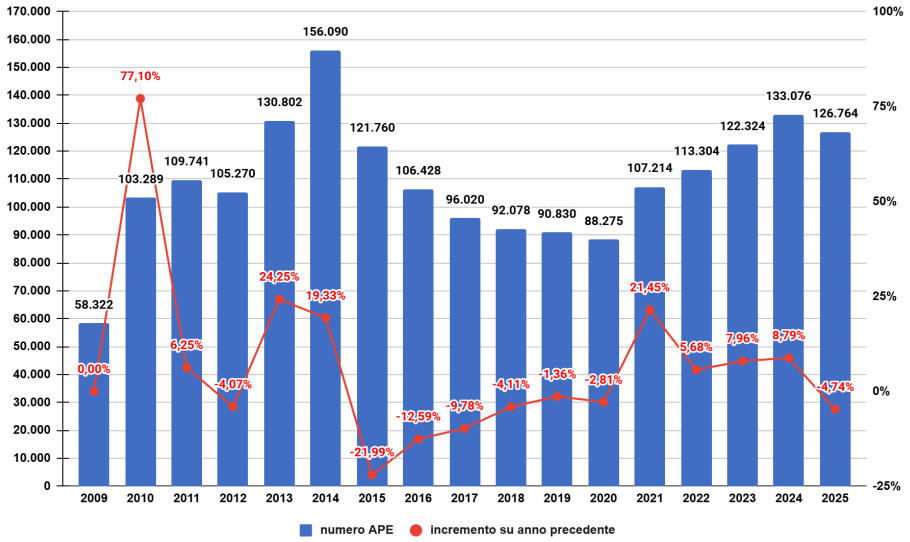


Figura 27 – Numero di attestati emessi per anno dal 2009 al 2025 e incremento in percentuale rispetto all'anno precedente

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

Nel periodo di vigenza della D.G.R. 1275/2015[28] aggiornata alla D.G.R. 1385/2020 2015-2025, sono stati emessi **1.198.073 APE** in forma definitiva. Circa l'**85% di questi APE è riferito alla destinazione residenziale**. Tra gli APE a destinazioni d'uso non residenziali prevalgono quelli destinati ad attività commerciali (E.5, 34%), uffici (E.2, 29%) e attività artigianali (E.8, 26%).

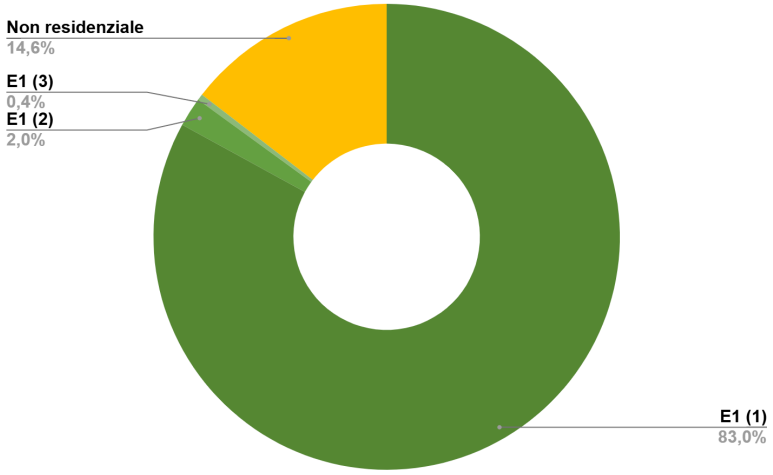


Figura 28– Distribuzione percentuale degli APE per macro settore: residenziale (E1(1); E1(2); E1(3) e non residenziale

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

[28] La Giunta regionale, con delibera n. 1275 del 7 settembre 2015 ha approvato le disposizioni regionali in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici (APE), entrate in vigore dal 1° ottobre 2015, sostituendo il sistema basato su classi "fisse" di prestazione energetica (8 classi: A+ / A / B / C / D / E / F / G) determinate sulla base di un range costante di valori dell'indice EP espresso in kWh/mq, con un sistema basato su classi "scorrevoli" (10 classi: A4 / A3 / A2 / A1 / B / C / D / E / F / G), determinate in base ad un range di variazione proporzionale del valore dell'indice EP di un edificio di riferimento "virtuale".

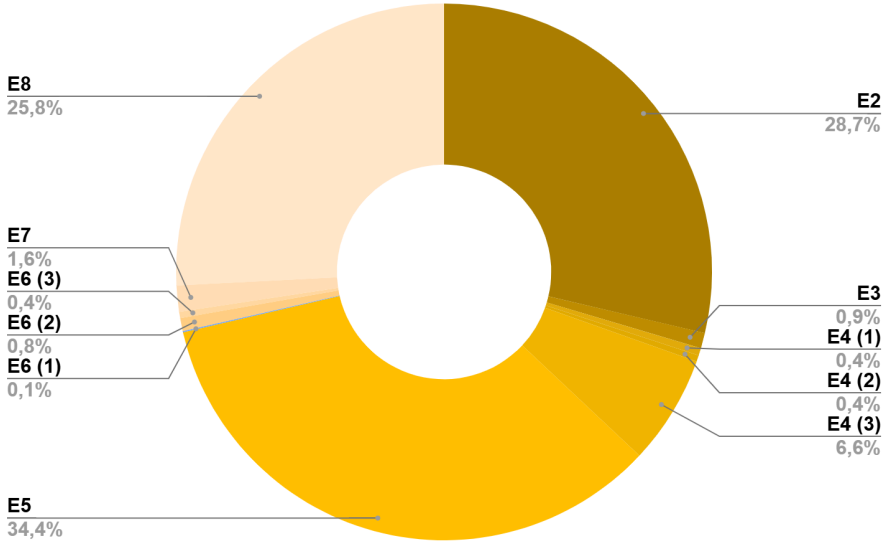


Figura 29 – Distribuzione percentuale degli APE per settore non residenziale (2015-2025)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

La distribuzione complessiva degli APE, dal 2015 al 2025, vede la **maggior parte di questi, oltre un terzo, in classe G,** mentre l'8,9% degli APE risulta classificato in classe A o superiore.

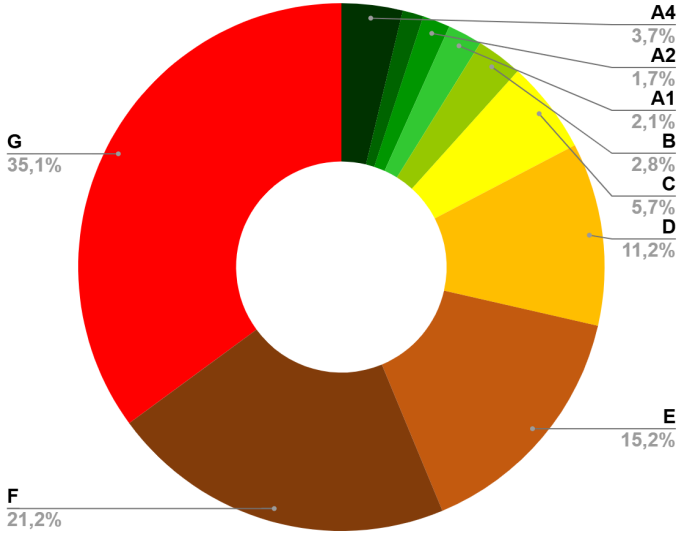


Figura 30 – Ripartizione delle classi energetiche riferita a tutte le destinazioni d'uso (2015-2025)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

L'analisi dell'andamento delle classi energetiche in valori assoluti, mostra una crescita complessiva degli APE nel periodo 2021–2024 e un incremento delle classi più performanti negli stessi anni, seguita nel biennio 2024–2025 da un ridimensionamento delle classi più elevate e da una ripresa relativa delle classi medio-basse. Tale evoluzione riflette il progressivo ridimensionamento degli incentivi edilizi, nonché l'incidenza degli APE legati a compravendite e locazioni.

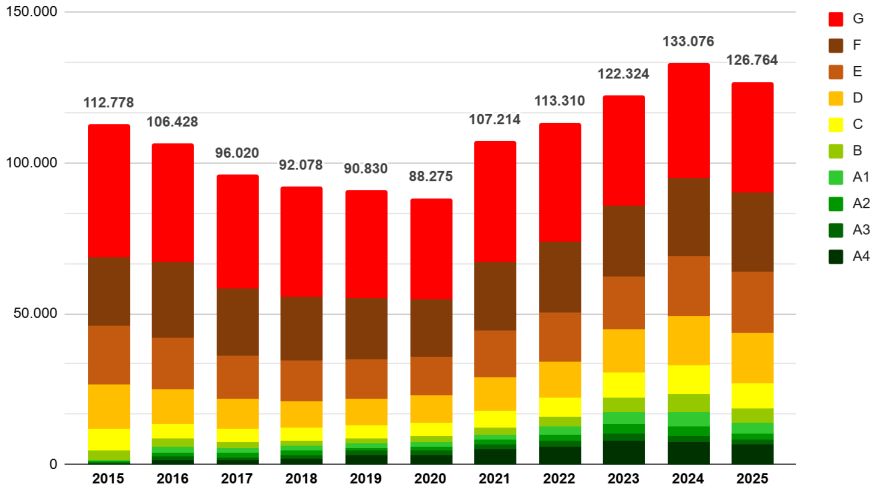


Figura 31 – Distribuzione in valore assoluto delle classi energetiche 2015 - 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

L'andamento delle classi energetiche appare più evidente nel grafico successivo. Nel periodo 2015–2025 la distribuzione delle classi energetiche degli APE evidenzia un progressivo miglioramento dell'efficienza energetica del patrimonio edilizio. La classe **G**, pur rimanendo la più diffusa, diminuisce in modo significativo passando da circa **39%** nel 2015 a circa **29%** nel 2025, mentre le classi **F** ed **E** rimangono ancora molto rappresentate.

Parallelamente si osserva un incremento delle classi energetiche più efficienti (in particolare le classi **A**), con una crescita più evidente a partire dal 2020–2022. Questo andamento è riconducibile in larga parte agli interventi di riqualificazione energetica incentivati, in particolare al Superbonus 110%, oltre che agli altri strumenti di incentivazione, che hanno favorito interventi di isolamento dell'involucro edilizio, sostituzione degli impianti di climatizzazione e integrazione di fonti rinnovabili.

L'effetto degli incentivi si riflette quindi in una riduzione della percentuale delle classi energetiche peggiori e in un aumento delle classi più efficienti, soprattutto negli anni successivi all'introduzione delle misure più rilevanti. Tuttavia, la persistente prevalenza delle classi **F** e **G** evidenzia come il processo di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio sia ancora graduale.

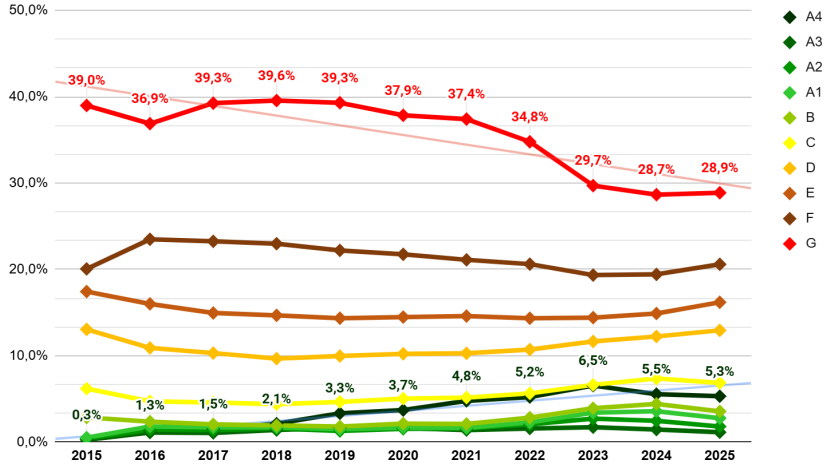


Figura 32 – Distribuzione percentuale su base annua delle classi energetiche 2015 - 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

Nel periodo 2015–2025 la maggior parte degli APE è stata emessa per passaggi di proprietà/compravendite, che rappresentano stabilmente la quota principale (circa 45–60%), mentre gli attestati legati alle locazioni mostrano una progressiva diminuzione fino al 2022, seguita da una lieve ripresa negli anni successivi.

Le motivazioni connesse a interventi edilizi (riqualificazione energetica, ristrutturazioni importanti e nuove costruzioni) rappresentano una quota più limitata ma mostrano variazioni significative negli anni recenti. In particolare, tra 2021 e 2023 si registra un aumento degli APE legati alla riqualificazione energetica e alle ristrutturazioni, in coincidenza con l'introduzione e la diffusione degli incentivi fiscali per l'efficientamento energetico, in particolare il Superbonus 110%.

Questo andamento è coerente con il miglioramento delle classi energetiche osservato nello stesso periodo, caratterizzato da una crescita delle classi più efficienti e da una riduzione della quota degli edifici nelle classi peggiori. Tuttavia, poiché la maggior parte degli APE continua a essere emessa per transazioni immobiliari, la distribuzione complessiva delle classi energetiche riflette ancora prevalentemente le caratteristiche del patrimonio edilizio esistente, che rimane in larga parte nelle classi medio-basse.

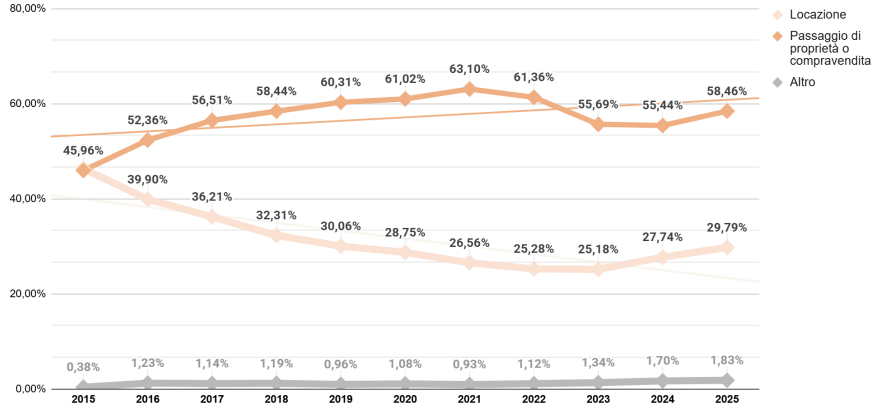


Figura 33– Distribuzione percentuale delle motivazioni di emissione dell'APE non riconducibili a interventi edilizi (locazione, passaggio di proprietà, altro) 2015 - 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

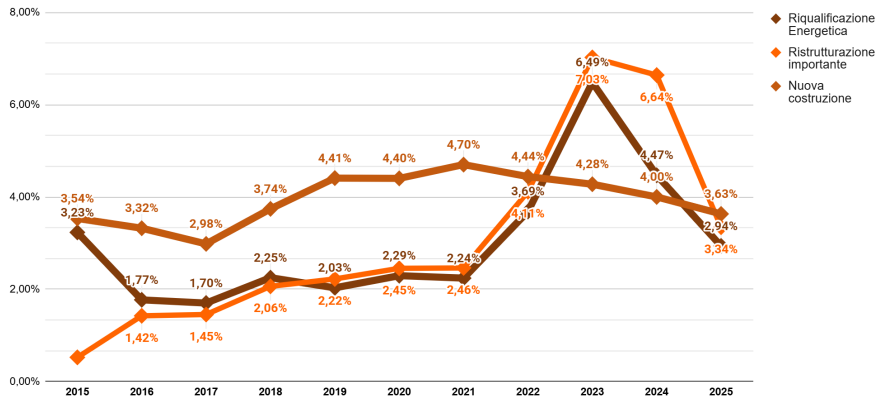


Figura 34 – Distribuzione percentuale delle motivazioni di emissione dell'APE riconducibili a interventi edilizi (nuova costruzione/ ristrutturazione edilizia, ristrutturazione importante, riqualificazione energetica)2015 - 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

Per quanto riguarda la quota di energia da fonti rinnovabili per gli edifici di nuova costruzione, nel caso degli edifici residenziali, si è stimato che **la quota media percentuale da fonti rinnovabili è gradualmente aumentata passando dal 39% nel 2016 al 73% nel 2025.** L'aumento è particolarmente evidente dopo il 2019 e riflette l'evoluzione della normativa energetica nazionale e regionale, che ha progressivamente innalzato i requisiti minimi di copertura da fonti rinnovabili negli edifici di nuova realizzazione. Tale tendenza dimostra come sia aumentata l'efficienza energetica degli edifici di nuova costruzione nel tempo anche in relazione alle

disposizioni legislative. Negli ultimi anni la quota FER è passata dal 20% del 2012 (D.Lgs. n. 28/2011 e ss.mm.) fino al 73% del 2025 (D.Lgs. n. 199/2021).

Parallelamente si osserva una **riduzione dei consumi di energia non rinnovabile (EPgl,nren)** e una maggiore incidenza della componente rinnovabile (EPgl,ren), segnale di una crescente diffusione di tecnologie come **pompe di calore, impianti solari termici e fotovoltaici**.

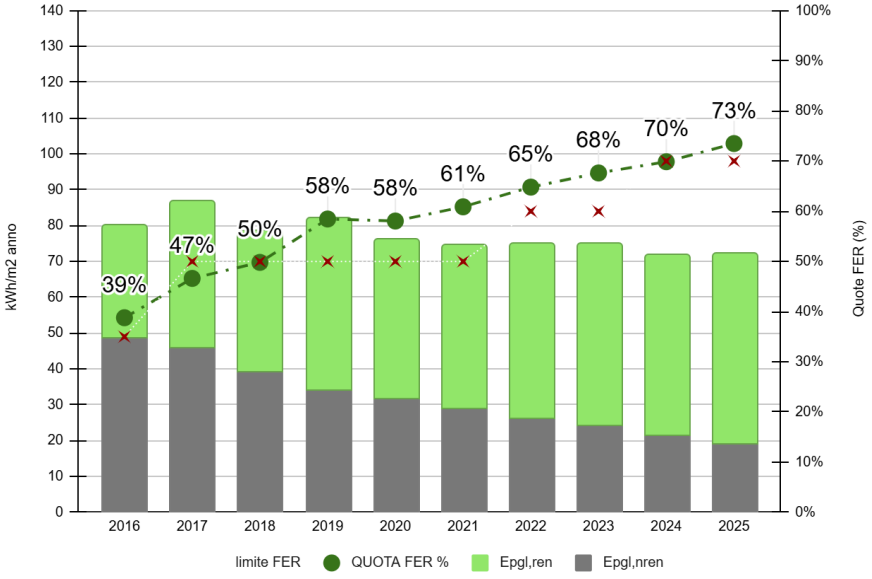


Figura 35 – Consumi medi di energia non rinnovabile e rinnovabile e copertura media dei consumi di energia termica da FER espressa in percentuale rispetto al limite normativo (espressa nel grafico con un croce) nei nuovi edifici ad uso residenziale

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

Considerando invece gli edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti e soggetti all'obbligo di emissione dell'APE si osserva che la quota FER è più contenuta ma mostra comunque un incremento nel tempo. La copertura media passa da circa **17% nel 2016 a valori prossimi al 27–29% negli anni più recenti**, con un picco tra il **2022** e il **2023**. Questo andamento è in parte collegato alla diffusione degli incentivi fiscali, che ha favorito l'installazione di impianti rinnovabili e la sostituzione dei sistemi di climatizzazione tradizionali con tecnologie più efficienti.

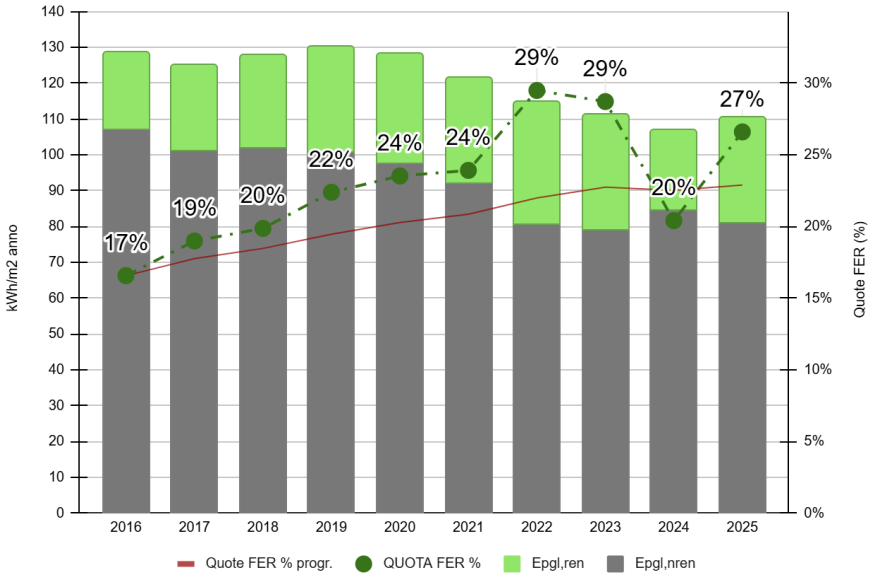


Figura 36– Consumi medi di energia non rinnovabile e rinnovabile e copertura media dei consumi di energia termica da FER espressa in percentuale negli edifici ad uso residenziale sottoposti a ristrutturazioni importanti

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

2.1.4.2 *L'efficienza energetica degli impianti di climatizzazione*

L'accatastamento degli impianti di climatizzazione presso il CRITER consiste nella registrazione per via informatica di un documento che prende il nome di "Libretto di impianto" che, di fatto, rappresenta il «documento di riconoscimento» di ogni impianto termico. All'interno del libretto di impianto sono descritte le caratteristiche tecniche e, nel tempo, sono registrate le eventuali modifiche, sostituzioni di componenti e gli interventi di controllo effettuati. Di seguito si riporta il quadro aggiornato degli impianti registrati sulla piattaforma CRITER.

Al 31/12/2025 il numero di libretti registrati presso il CRITER è pari a **1.900.365**. In tabella 20 sono riportati i dati dei libretti di impianto registrati per provincia e per classe di potenza.

PROVINCIA	N. LIBRETTI IMPIANTO
Bologna	411.815
Ferrara	164.309
Forlì-Cesena	176.138
Modena	278.730
Parma	186.174
Piacenza	124.421
Ravenna	199.968
Reggio Emilia	191.019
Rimini	167.791
Totale complessivo	**1.900.365**

Tabella 19 – Libretti impianto registrati per provincia

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Nel 2025 la percentuale più alta delle registrazioni effettuate, rispetto al totale, è stata pari al 22% ed interessa la Provincia di Bologna mentre quella più bassa riguarda la Provincia di Piacenza (6%).

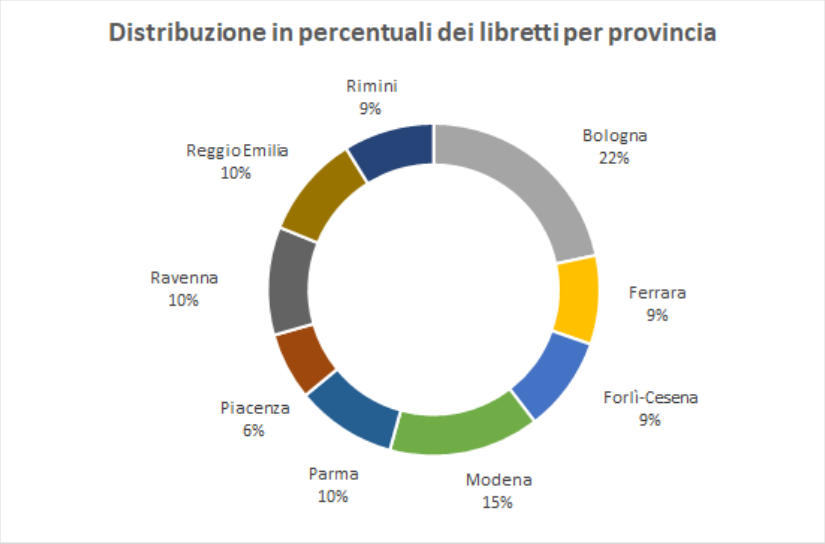


Figura 37 – Distribuzione percentuale dei libretti per provincia

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Il 63% degli impianti registrati è costituito da impianti autonomi, ovvero si tratta di impianti che servono una singola unità immobiliare a differenza degli impianti centralizzati che servono invece una pluralità di utenze, come è riportato nel grafico di seguente.

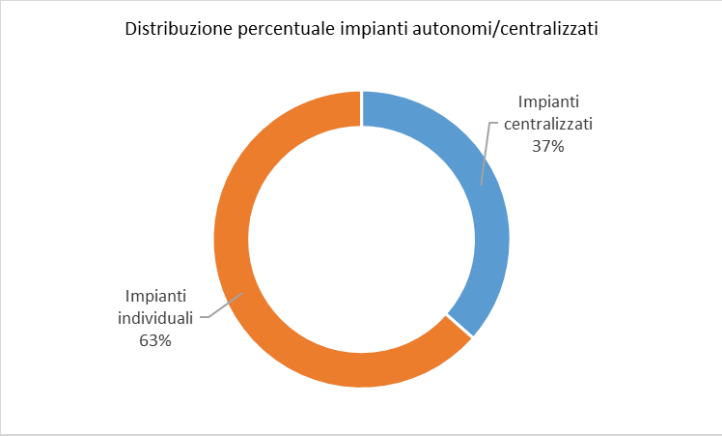


Figura 38 – Distribuzione percentuale impianti autonomi/centralizzati

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Questo dato mette in evidenza un fattore importante riguardo la natura degli impianti registrati. Il territorio regionale ha conosciuto un forte boom edilizio ed urbanistico fino agli anni Novanta circa, e la tendenza è stata quella di realizzare degli impianti di climatizzazione autonomi perché ritenuti più flessibili ed economici, mentre gli impianti centralizzati, che sono percentualmente quasi la metà di quegli autonomi, erano e sono espressione di altri momenti costruttivi e normativi.

I libretti di impianto fino ad ora registrati riguardano principalmente impianti di climatizzazione installati in contesti residenziali (93%), come illustrato nella seguente tabella. Tuttavia, gli impianti termici che rientrano nel campo di applicazione della normativa regionale riguardano anche altre destinazioni d'uso qualora l'impianto sia utilizzato per i servizi di riscaldamento, raffrescamento degli ambienti o produzione di acqua calda sanitaria escludendo soltanto gli impianti dedicati a processi produttivi.

CATEGORIA UTILIZZO	% LIBRETTI
E1 - Abitazioni civili e rurali a residenza a carattere continuativo	93%
E2 - Edifici adibiti a uffici e assimilabili	2%
E3 - Edifici adibiti a ospedali, cliniche o case di cura e assimilabili	<1%
E4 - Edifici adibiti ad attività ricreative, associative o di culto e assimilabili	<1%
E5 - Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili	2%
E6 - Edifici adibiti ad attività sportive	<1%
E7 - Edifici adibiti ad attività scolastiche a tutti i livelli assimilabili	<1%
E8 - Edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali e assimilabili	2%
Totale complessivo	**100%**

Tabella 20 – Distribuzione % libretti impianto per destinazione d'uso degli edifici

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Di seguito invece si riporta un approfondimento delle varie tipologie di generatori censiti nel catasto all'interno dei libretti di impianto. Si specifica infatti che per impianto di climatizzazione è inteso un sistema tecnico-funzionale costituito da vari sottosistemi che sono quello di generazione, distribuzione, emissione, regolazione e controllo. Il sistema di generazione è un componente dell'impianto ed è responsabile del trasferimento dell'energia al fluido termovettore. All'interno di uno stesso libretto, possono essere censiti più generatori in quanto facenti parte dello stesso impianto. Nel seguente grafico si evidenzia come il 94% dei sottosistemi di generazione censiti sia costituito dai gruppi termici (generatori a fiamma), mentre altre tipologie di generatori (gruppi frigo, sottostazioni di teleriscaldamento, cogeneratori) sono più marginali, sia perché talvolta rappresentano generatori più "moderni" e quindi di recente inserimento/sostituzione, sia perché, come nel caso del teleriscaldamento, si tratta spesso di impianti centralizzati a servizio di medio grandi realtà.

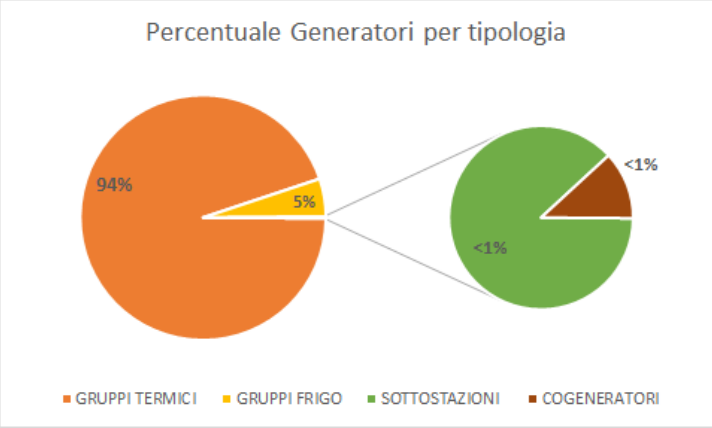


Figura 39 – Distribuzione percentuale per tipologia di generatori

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Facendo un approfondimento sui sottosistemi di generazione maggiormente presenti, ovvero i gruppi termici, nella Tabella seguente è riportata la distribuzione in percentuale dei generatori raggruppati in base al combustibile di alimentazione.

TIPOLOGIA GENERATORE	COMBUSTIBILE/ALIMENTAZIONE	%
GRUPPI TERMICI	Gas naturale	93%
	Gpl	3%
	Gasolio	<1%
	Biodiesel	<1%
	Aria propanata	<1%
	Biogas	<1%
	Bricchette	<1%
	Cippato	<1%
	Kerosene	<1%
	Legna	<1%
	Olio combustibile	<1%
	Pellet	1%
	Syngas	<1%
	Altro	2%

Tabella 21 – Distribuzione percentuale dei generatori in base al combustibile

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati CRITER

Tale analisi evidenzia come il 93% dei generatori a fiamma (caldaie) sia alimentato da gas naturale. Allo stato attuale, sempre facendo riferimento ai sottosistemi di generazione effettivamente censiti, sono residuali i generatori alimentati a biomasse legnose (pellet, legna, cippato) e i generatori con combustibili come gasolio e olio combustibile. Il 3%, invece, indica la presenza di un discreto numero di generatori alimentati a GPL che rappresentano tutti quegli impianti in aree non metanizzate asserviti a sistemi a bombola o a micro rete di distribuzione.

2.1.5 Asse 5. Rigenerazione urbana e riqualificazione del patrimonio pubblico

Il patrimonio edilizio pubblico è un ambito d'intervento chiave per la Regione che, grazie soprattutto ai fondi europei FESR e FSC, supporta le Pubbliche Amministrazioni nella riqualificazione energetica e nello sviluppo di fonti rinnovabili. Gli interventi

riguardano diverse tipologie di edifici, come scuole, ospedali, uffici impianti sportivi, abitazioni di edilizia residenziale pubblica.

Di seguito si segnalano i principali bandi, con finanziamenti concessi nel 2025, volti a ridurre i consumi e le emissioni di CO2 e a incrementare l'approvvigionamento da fonti rinnovabili, con beneficiari le Pubbliche Amministrazioni:

- La seconda edizione del **bando per la riqualificazione energetica e l'adeguamento sismico degli edifici pubblici,** approvata con D.G.R. 568 del 14 aprile 2025, ha finanziato **22 progetti** pari a un contributo complessivo di circa 14 milioni di euro del fondo FESR 2021-2027. Di questi interventi, il 18% prevede anche miglioramenti sismici strutturali. Con oltre il 50% dei soggetti beneficiari rappresentato da Comuni e il 64% degli edifici destinato a uso scolastico, il bando produrrà significativi benefici:
  - Riqualificazione: oltre **35.665 mq di superficie**.
  - Risparmio energetico: circa **557 tep/anno di energia primari**a.
  - Energie rinnovabili: **0,45 MW di fotovoltaico con 541 MWh/anno** di energia prodotta.
  - Sostenibilità: riduzione di circa **1.471 t/anno di CO_2**

Inoltre, l'86% dei progetti prevede un salto di almeno due classi energetiche.

- Approvato con D.G.R. 1603 dell'8 luglio 2024, il **bando per la riqualificazione del patrimonio impiantistico sportivo regionale** ha stanziato 25 milioni di euro (fondi FSC 2021-2027 e risorse statali). Le risorse finanziano la realizzazione di nuovi impianti e la riqualificazione di quelli esistenti, concentrandosi su adeguamento sismico, efficientamento energetico, messa in sicurezza e realizzazione di aree verdi attrezzate. Sebbene non sia dedicato esclusivamente all'energia, il bando ha permesso di finanziare **52 progetti** che prevedono, in modo più o meno significativo, la riduzione dei consumi energetici, il miglioramento delle prestazioni degli edifici e la realizzazione di strutture ad elevata efficienza (palazzetti, palestre e spogliatoi). Tali interventi porteranno a **un risparmio di energia primaria di 321 tep/anno, una riduzione di 942 t/anno di CO2 e oltre 900 kW di nuova potenza fotovoltaica**.

- Il **bando per la rigenerazione urbana 2024,** (D.G.R. n. 1593 dell'8 luglio 2024) **finalizzato a sostenere strategie di rigenerazione urbana e territoriale**, promuove interventi di recupero e riuso di immobili pubblici o destinati a uso pubblico. Tra le azioni ammesse, spiccano quelle volte a mitigare i cambiamenti climatici tramite l'uso di fonti rinnovabili e sistemi domotici per il controllo dei consumi. Nello specifico, dei 30 progetti finanziati con risorse FSC 2021-2027, ben **21** — per un valore complessivo di circa 21 milioni di euro — **prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici per incrementare la copertura del fabbisogno energetico da fonti rinnovabili.** I beneficiari del bando sono esclusivamente i Comuni.

- Nell'ambito delle politiche abitative 2024-2025, la Regione Emilia-Romagna ha attivato il Programma Straordinario per il recupero e l'assegnazione di alloggi ERP (L.R. 24/2001), focalizzato sulla riqualificazione, accessibilità ed **efficienza energetica (elettrificazione e riduzione consumi) degli alloggi sfitti**.
  - Bando 2024 (DGR n. 772/2024): Ha finanziato 180 Comuni con 10 milioni di euro per il ripristino di alloggi ERP.
  - Bando 2025/2026 (D.G.R. n. 1276 del 28 luglio 2025): Con un ulteriore stanziamento di 10 milioni di euro, prosegue l'azione di recupero del patrimonio ERP. Al momento, le risorse non sono ancora state assegnate ai Comuni.

2.1.5.1 Il settore Sanità

Per quanto riguarda il settore dei servizi sanitari, settore chiave per attuare azioni di risparmio energetico, le attività del 2025 si pongono in continuità con quelle degli anni

precedenti. Il quadro dei finanziamenti concessi nell'ambito del Programma degli Interventi dei Piani Di Gestione PG4 E PG5 (approvazione con D.G.R. 223/2023) e del programma per la ristrutturazione e la riqualificazione energetica degli ex ospedali psichiatrici (DGR 1317/2022) viene confermato. E' in corso la realizzazione degli interventi finanziati.

Infine, si segnala che il bando pubblicato nel 2024 da Intercent-ER per l'affidamento in concessione di servizi connessi alla mobilità elettrica, mediante gestione di infrastrutture di ricarica sul suolo di proprietà delle Aziende sanitarie, è stato aggiudicato nel 2025 con Determina di Intercent-ER N. 233 del 2/04/2025. Nello specifico, gli operatori selezionati e affidatari della concessione realizzeranno un sistema di infrastrutture di ricarica elettrica con l'installazione di 118 punti di ricarica presso i presidi sanitari e ospedalieri, per un valore contrattuale complessivo di circa 22,5 milioni di euro.

2.1.5.2 Il patrimonio edilizio della Regione

La Regione, in qualità di promotore del miglioramento energetico degli edifici pubblici, sta investendo risorse significative nella riqualificazione del proprio patrimonio immobiliare. Attraverso un programma di interventi, l'Amministrazione mira a ridurre i consumi e i relativi costi, garantendo al contempo un maggiore comfort per gli utenti. Le azioni di riqualificazione proseguono e, in particolare, si segnala che:"

1. A settembre 2025 si sono conclusi i lavori per l'installazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura della Terza Torre (Via della Fiera 8) e di pensiline fotovoltaiche sul parcheggio adiacente. La messa in esercizio è prevista per la primavera del 2026. Con una potenza complessiva di circa **500 kWp** l'impianto produrrà oltre **600 MWh/anno**, riducendo le emissioni di circa **275 t/anno di CO_2.** Questa nuova infrastruttura, in sinergia con quella da 104 kWp già attiva su Viale Aldo Moro 30, consentirà alla Regione di attivare una configurazione di autoconsumo.

2. Sono stati avviati lavori di manutenzione straordinaria finalizzati all'efficientamento energetico di alcune sedi nelle province di Ferrara e Piacenza. Gli interventi, che comprendono l'isolamento termico dei solai e la sostituzione di infissi e centrali termiche, prevedono un investimento complessivo di 158.000 euro e si concluderanno entro il 2026.

3. Altri interventi di risparmio energetico di minore entità riguardano il miglioramento dell'efficienza energetica dei sistemi di illuminazione interna ed esterna in alcune sedi regionali. Si attende un **risparmio complessivo dei consumi di energia elettrica di circa 42 tep/anno e una riduzione di circa 45 t/anno di CO_2.** Il valore economico complessivo è di circa 655.000 euro:

2.1.6 Asse 6. Mobilità intelligente e sostenibile

Il settore dei trasporti gioca un ruolo chiave nel ridurre le emissioni di gas climalteranti e il consumo di combustibili fossili. Raggiungere tali obiettivi richiede un'azione congiunta a livello nazionale e regionale, finalizzata a favorire i veicoli a basse emissioni e, per il trasporto passeggeri, a incentivare la mobilità collettiva a scapito di quella privata. Parallelamente, nel trasporto merci, è necessaria una razionalizzazione della logistica e uno spostamento del traffico dalla gomma verso modalità più sostenibili, in particolare il ferro

Nello scenario obiettivo del PER, lo shift modale a favore di mezzi pubblici o di modalità ciclopedonali per gli spostamenti privati è significativo: **+10%** di passeggeri su trasporto pubblico su gomma e **+50%** su ferro, oltre ad una crescita della mobilità ciclabile al **20%** entro il 2030.

Per quanto riguarda il trasporto merci si prevede un incremento del trasporto merci sul ferro fino a raggiungere uno share modale del **10%** nel 2030.

A livello di parco veicolare, **l'evoluzione delle diverse tipologie di veicoli rispetto agli obiettivi del PER aggiornata a dicembre 2024 è riportata nelle figure seguenti.**

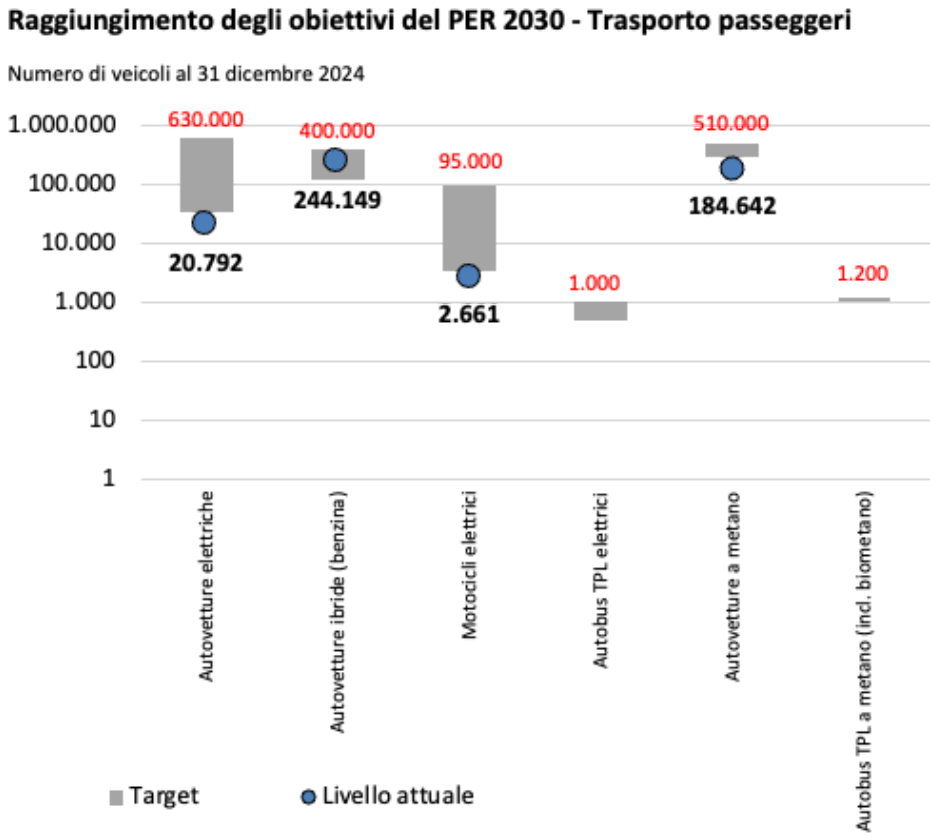


Figura 40 - Diffusione dei veicoli a basse emissioni nel trasporto passeggeri in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER al 31/12/2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ACI

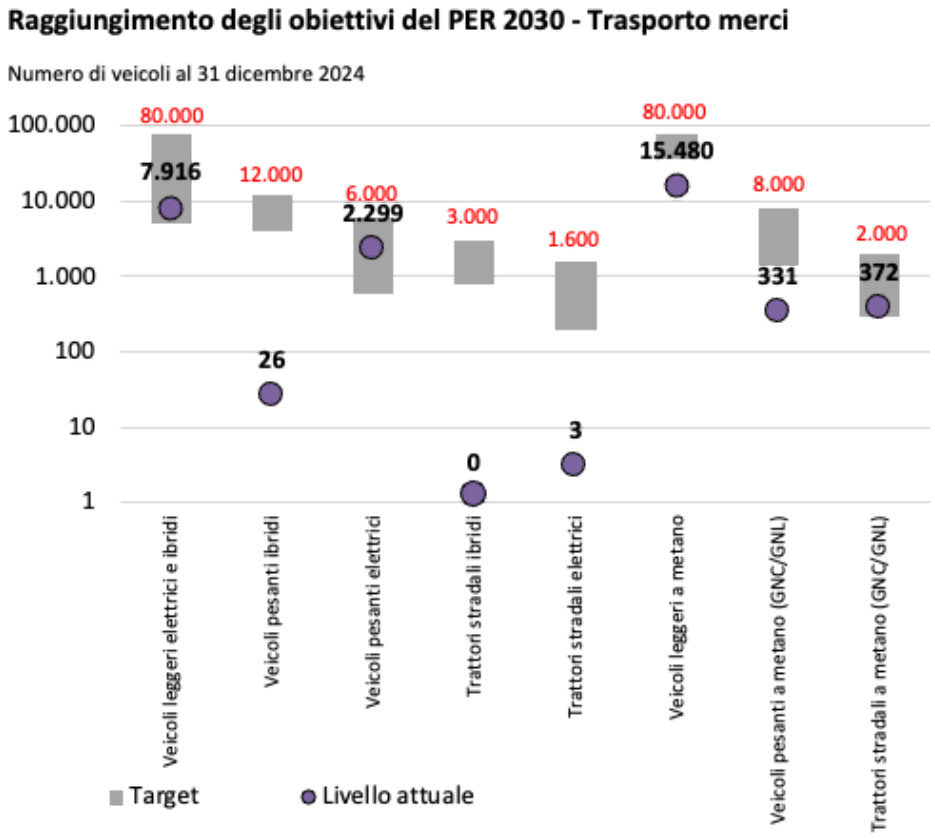


Figura 41 - Diffusione dei veicoli a basse emissioni nel trasporto merci in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER al 31/12/2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ACI

L'Asse 6 promuove azioni per una mobilità pulita, intelligente e sostenibile, incentrate sul rafforzamento dell'intermodalità. Punta inoltre a migliorare la qualità e la quantità dell'offerta alternativa al trasporto su gomma, incentivando la mobilità ferroviaria di merci e persone

Lo sviluppo della mobilità sostenibile passa anche attraverso la realizzazione di infrastrutture dedicate, quali nodi di interscambio modale, percorsi ciclopedonali e punti di ricarica per veicoli elettrici. Parallelamente, si pone particolare attenzione all'innovazione tecnologica e alla ricerca per diffondere mezzi ad alta efficienza energetica e a basse emissioni, sia per il trasporto persone che merci. In tale contesto, la Regione prosegue l'impegno per la qualificazione del trasporto pubblico, puntando sull'elettrificazione delle linee ferroviarie, il rinnovo delle flotte di autobus e la diffusione di tecnologie intelligenti di infomobilità

Alla mobilità è poi riservato un impegno particolare di risorse sia nel PNRR che nel nuovo programma FESR 2021-2027.

Per quanto concerne le risorse nazionali, l'impegno è quello della massiccia sostituzione dei mezzi, l'elettrificazione del trasporto ferroviario e l'eventuale alimentazione ad idrogeno di tratti della rete ferroviaria.

Per quanto concerne il FESR, a scala regionale è stata prevista un'integrazione dei livelli di infrastrutturazione elettrica, progetti di mobilità dolce e ciclo-pedonale, piste ciclabili e uno sforzo eccezionale per le applicazioni digitali in un settore così importante per la qualità della vita dei cittadini.

In termini di raggiungimento dei target del PER per il trasporto pubblico, la figura seguente riporta l'attuale livello raggiunto: come si osserva, nel 2024 non vi sono stati scostamenti significativi rispetto all'anno precedente. L'attuale livello di trasporto pubblico costituisce, di fatto, il raggiungimento del target tendenziale, mentre occorre un contributo maggiore per raggiungere il target obiettivo del PER.

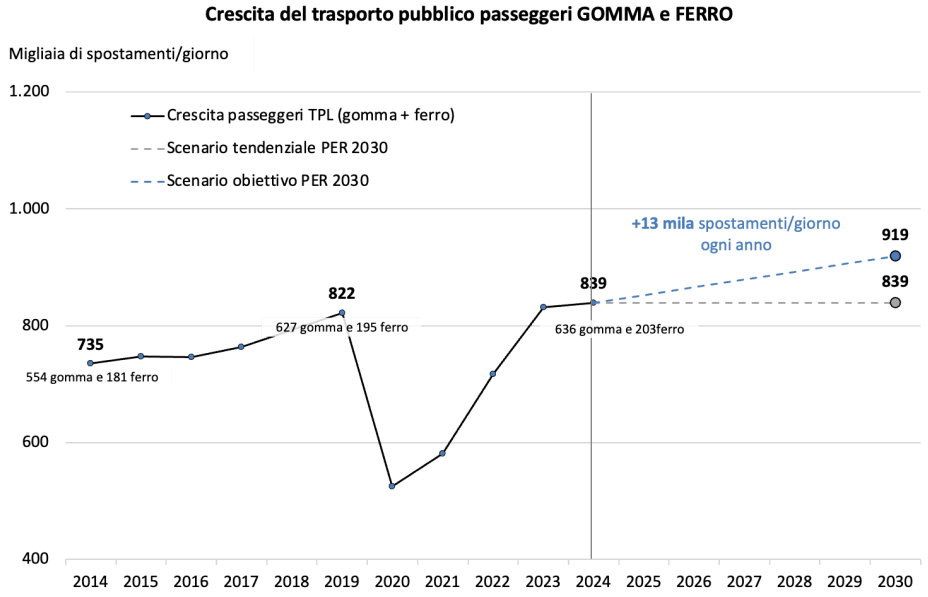


Figura 42 - Crescita del trasporto pubblico passeggeri in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER al 2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna e ISFORT

2.1.6.1 Rinnovo parco autobus

Il quadro delle risorse assegnate alla Regione per il rinnovo del parco autobus per il trasporto pubblico locale (TPL) su gomma in Emilia-Romagna rimane invariato rispetto all'aggiornamento del 2025: 242,23 milioni di euro distribuiti nelle annualità dal 2018 al 2033, che si aggiungono al finanziamento da parte delle Aziende TPL per oltre 156 milioni di euro, e di quelle assegnate alle Città.

I **finanziamenti gestiti dalla Regione** derivano da fondi in capo al Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili e al Ministero della Transizione Ecologica; le risorse sono assegnate alla Regione da specifici Decreti ministeriali, che recano anche disposizioni per il loro utilizzo.

FONDO	Atto ministeriale di assegnazione a Regione	Annualità risorse
Fondo Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica - Regioni bacino padano - D.P.C.M. 28 novembre 2018	Decreto Dir. MASE n. 207 del 27.12.2019	2018-2022
Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile – art.5, DPCM del 17.04.2020	Decreto MIT n. 81 del 14.02.2020	2019-2033
Fondo Investimenti Ministero Infrastrutture e Trasporti, rifinanziamento fondo ex art. 1, comma 140, L.232/2016	Decreto MIT n. 223 del 29.05.2020	2018-2033
Fondo complementare PNRR - art. 1, comma 2, lettera c), decreto-legge n. 59 del 6 maggio 2021, convertito in legge 01.07.2021, n. 101	Decreto MITS n. 315 del 02.09.2021	2021-2026

Tabella 22 – Rinnovo del parco autobus

Fonte: Regione Emilia-Romagna

Per ciascuna linea di finanziamento, a valle dei decreti ministeriali di assegnazione, la Regione ha destinato le risorse ai territori tramite specifici atti deliberativi. Le Agenzie per la Mobilità hanno quindi programmato i piani di acquisto in funzione degli obiettivi regionali e delle esigenze locali. Ad oggi, tutti i piani di investimento finanziati in Emilia-Romagna sono in fase di attuazione, seppur a stati di avanzamento differenti.

Nella tabella seguente sono riportati i dati per il periodo di interesse.

FONTE FINANZIAMENTO	DELIBERA REGIONALE DI RIPARTO AI TERRITORI	ANNUALITA'	RISORSE ASSEGNATE ALLA REGIONE	TOTALE MEZZI DA PIANO INVESTIMENTO
AMBIENTE BACINO PADANO (DD 207/2019)	DGR 787/2020	2019-2024	35.841.400,59	295
PNRR Fondo complementare - DM 315/2021	**DGR 1405/2021 DGR 2341/2022 DGR 955/2022**	**2021-2026**	**30.189.148,99**	**134**
PSNMS - DM 81/2020 - Primo quinquennio	DGR 953/2020 DGR 2152/2023 DGR 1835/2024	2019-2023	48.976.942,00	282
PSNMS - DM 81/2020 SECONDO quinquennio	**DGR 953/2020 DGR 2152/2023 DGR 1835/2024**	**2024-2028**	**52.475.295,00**	**223**
DM MIT 223/2020 - Primo periodo	DGR 1465/2020	2018-2021	9.938.461,29	72
DM MIT 223/2020 - Secondo periodo	DGR 1465/2020	2022-2024	6.371.849,00	42
Totale			**183.793.096,87**	**1.048**

Tabella 23 – Risorse che transitano sul bilancio regionale per il rinnovo del parco autobus (periodo 2020-2024)

Fonte: Regione Emilia-Romagna

2.1.6.2 Rinnovo parco ferroviario

Rinnovare il materiale rotabile è il pilastro della strategia regionale per rendere il trasporto ferroviario più attrattivo, aumentando affidabilità, performance ed efficienza, garantendo al contempo alti standard di comfort e sicurezza.

L'Emilia-Romagna oggi vanta una flotta tra le più moderne del Paese, risultato di un impegno economico di oltre 1,1 miliardi di euro per il rinnovo totale del parco mezzi.

A coronamento di questo percorso, nel 2025 si è perfezionata la sostituzione dei treni diesel: un investimento da 72,42 milioni di euro per 12 Pop elettrici, che ha permesso di raggiungere la completa transizione ecologica del servizio ferroviario regionale a zero emissioni.

FONTE FINANZIAMENTO	RISORSE ASSEGNATE ALLA REGIONE	NUMERO TRENI (POP a 4 casse)	CONSEGNE EFFETTIVE/ PROGRAMMATE
DM 319/2021	18.105.000,00	3	aprile 2024
			maggio 2024
			giugno 2024
	3.310.154,54	1	luglio 2024
DM 164/2021	2.724.845,46		
	6.035.000,00	1	febbraio 2025
	1.303.874,20	1	marzo 2025
Risorse BILANCIO RER	4.731.125,80		
Risorse REPower EU DM 147/2024	12.070.000,00	2	marzo 2025
			maggio 2025

FONTE FINANZIAMENTO	RISORSE ASSEGNATE ALLA REGIONE	NUMERO TRENI (POP a 4 casse)	CONSEGNE EFFETTIVE/ PROGRAMMATE
Risorse BILANCIO RER	12.070.000,00	2	giugno 2025
			giugno 2025
TOTALE RISORSE PUBBLICHE	**60.350.000,00**	**10**	
Autofinanziamento Trenitalia TPER	12.070.000,00	2	luglio 2025
			agosto 2025
TOTALE RISORSE INVESTITE	**72.420.000,00**	**12**	

Tabella 24 – Risorse investite per rinnovo parco ferro (periodo 2024 -2025)

Fonte: Regione Emilia-Romagna

Infine si segnala un altro importante investimento che si è concluso a luglio 2025 realizzato con risorse del Piano nazionale complementari al PNRR per **l'elettrificazione del corridoio ferroviario Parma-Suzzara-Poggio Rusco** per un valore di 58 milioni di euro. L'intervento è finalizzato all'implementazione della trazione elettrica sulla tratta ferroviaria in questione al fine di permettere la circolazione dei treni elettrici in sostituzione di quelli diesel.

Questo progetto si aggiunge ad altri importanti investimenti, menzionati nel rapporto di monitoraggio dello scorso anno e di seguito sinteticamente richiamati:

- progetto di elettrificazione della linea ferroviaria Ferrara-Codigoro, lunga 52 km e gestita da FER - Ferrovie Emilia-Romagna per un importo complessivo di circa 42 milioni di euro, finanziato con risorse FSC 2021- 2027
- realizzazione di parchi fotovoltaici a supporto delle sottostazioni elettriche di Guastalla e Brescello, potenza complessiva raggiunta di 582 kWp

In termini di raggiungimento dei target PER per il trasporto merci su ferro, la figura seguente riporta la situazione attuale: come si osserva, nel 2024 c'è stato un calo rispetto all'anno precedente. Il livello attuale scende così al di sotto anche del target tendenziale, rendendo necessario quasi un raddoppio per raggiungere l'obiettivo.

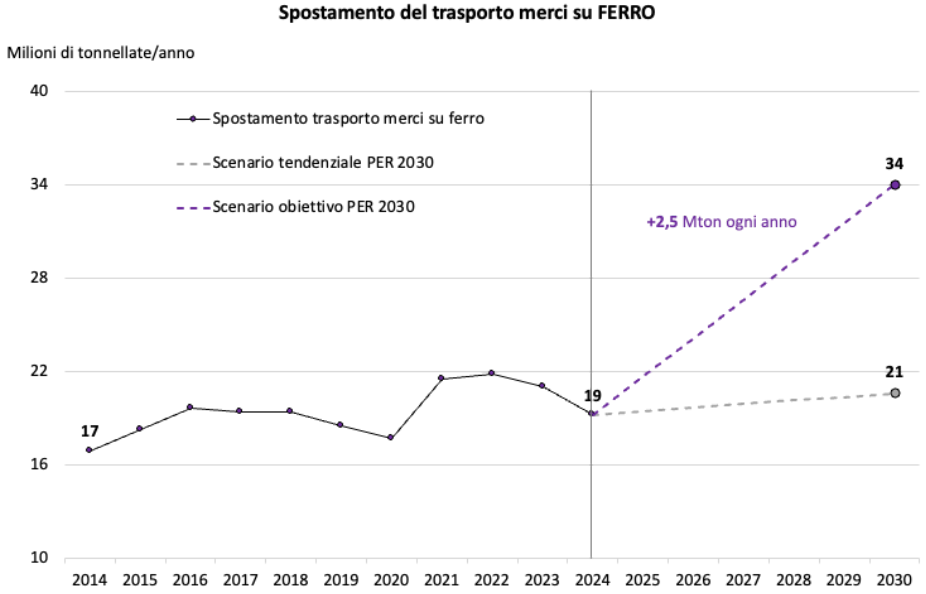


Figura 43 - Crescita del trasporto merci su ferro in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER al 2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna

2.1.6.3 *Mobilità ciclabile e smart*

Il quadro aggiornato dei finanziamenti concessi sulla mobilità sostenibile è il seguente: tra il 2023 e il 2025 la Regione ha finanziato, con fondi ministeriali e regionali, **l'acquisto di oltre 16.000 bici o cargo bike a pedalata assistita** per un valore complessivo di **oltre 8,8 milioni di euro**, nell'ambito dei bandi di finanziamento approvati con D.G.R. 1411/2023, D.G.R. 2008/2023 e successivi provvedimenti per il 2025. Il bando è rivolto ai cittadini residenti nei 207 Comuni della Regione Emilia-Romagna situati in aree soggette a superamenti dei valori limite dei principali inquinanti (PM10, NOx) e che hanno aderito al Piano Regionale per la qualità dell'aria. L'obiettivo primario è la riduzione delle concentrazioni di PM10 e NOx nei comuni interessati, le cui zone di pianura sono oggetto di procedura di infrazione europea. Tali misure contribuiscono al tempo stesso a favorire uno shift della mobilità, prevalentemente urbana, da mezzi come le auto e possono contribuire pertanto alla riduzione delle emissioni di CO_2 e del consumo di combustibili fossili.

2.1.7 *Asse 7. Azioni di sistema e rapporti con gli Enti locali*

Nell'Asse 7 sono analizzate le azioni direttamente rivolte ai territori ed Enti Locali per favorire uno sviluppo sostenibile anche dal punto di vista energetico.

Per il 2025 non risultano bandi specifici a supporto degli Enti Locali per la transizione energetica. Si segnala tuttavia il **Bando per i processi partecipativi** (D.G.R. 633/2025), strutturato su due linee: A (animazione territoriale) e B (processi deliberativi, in attuazione della Raccomandazione UE 2023/2836). Si evidenzia che, nell'ambito della linea A, è stato presentato un progetto per la costituzione di una CER, non finanziato per esaurimento delle risorse.

Nei successivi capitoli si riporta un aggiornamento sui Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima e su altre iniziative che vedono protagoniste le Amministrazioni Comunali sui temi del cambiamento climatico.

2.1.7.1 *I Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima*

In questo capitolo si riporta il quadro aggiornato dei comuni aderenti al Patto dei Sindaci e dei relativi Piani, predisposti e finanziati dalla Regione attraverso il FESR."

Il Patto dei Sindaci - Covenant of Mayors - è un'iniziativa volontaria avviata nel 2008 dalla Commissione europea per coinvolgere in maniera attiva le città e i loro amministratori nella lotta al cambiamento climatico.

Gli obiettivi del Patto dei Sindaci sono variati negli anni adeguandosi alle strategie definite dalla Commissione Europea. L'adozione del Patto con orizzonte al 2020 (**CoM 2020**) prevedeva l'impegno del firmatario nella redazione di un **Piano per l'Energia Sostenibile (PAES)**, con l'obiettivo di riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 20% entro il 2020. Con l'adesione alla versione 2030 del Patto dei Sindaci (**CoM 2030**) si passa alla stesura del PAESC che prevede oltre alla definizione di azioni di mitigazione anche azioni di adattamento al cambiamento climatico all'interno del Piano. Nel 2021 la Commissione Europea ha rilanciato l'iniziativa con **nuovi e più ambiziosi obiettivi** di contrasto al cambiamento climatico: **riduzione del 55% delle emissione di CO2 entro il 2030 e neutralità climatica entro il 2050**.

L'adesione più recente al Patto (**CoM 2050**) vede insieme agli obiettivi di riduzione delle emissioni del 55% al 2030, l'impegno dei firmatari per il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

La mappatura aggiornata al 31 dicembre 2024 dei Comuni dell'Emilia Romagna aderenti al Patto dei Sindaci è riportata nella seguente figura su fonti JRC. La mappa distingue le diverse tipologie di adesione al Covenant of Mayors dei Comuni dell'Emilia-Romagna.

Ad oggi solo il 20% dei Comuni in Regione non ha ancora aderito al Patto dei Sindaci o non ha rinnovato i propri impegni dopo il 2020.

Il **68% dei Comuni aderisce al CoM 2030**, come illustrato nella precedente mappa. Questi Comuni si impegnano nella redazione del PAESC prevedendo la riduzione delle emissioni di anidride carbonica di almeno il 40% entro il 2030 e **misure di adattamento ai cambiamenti climatici** sul territorio comunale.

Il 12% dei Comuni aderisce invece al CoM 2050 e si impegna a una riduzione delle emissioni di CO_2 del 55% entro il 2030 rispetto all'anno base scelto e alla **neutralità carbonica entro il 2050**. A questi si aggiungono i Comuni di Bologna e Parma che pur avendo un PAESC al 2030, si sono autonomamente impegnate per il raggiungimento della neutralità carbonica attraverso **la strategia Net Zero Cities**[29].

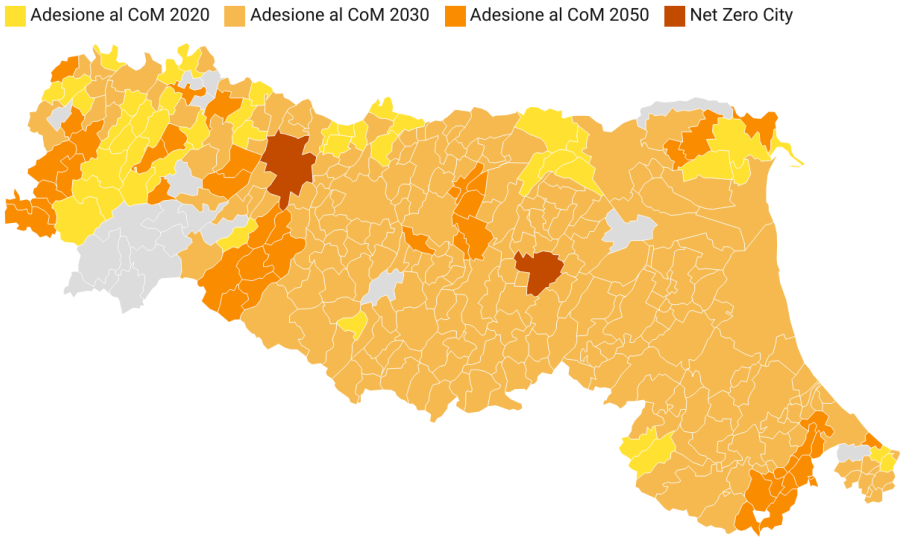


Figura 44 – Mappa dei Comuni aderenti al Covenant of Mayors con obiettivi al 2020, 2030 e 2050

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati JRC

Al 31/12/2025, la Regione Emilia-Romagna ha ricevuto 80 PAESC a seguito delle liquidazioni dei bandi regionali pubblicati tra il 2019 e 2022. Questi piani coinvolgono 239 Comuni e una popolazione complessiva di 3.719.880 abitanti, pari all'83% del totale regionale, come riportato nella seguente figura.

[29] Le città di Bologna e Parma si sono dotate di un proprio *Climate City Contract* stipulato con la Commissione europea nell'ambito del programma Net Zero Cities. È possibile approfondire l'iniziativa al seguente link: https://netzerocities.eu/climate-city-contract/

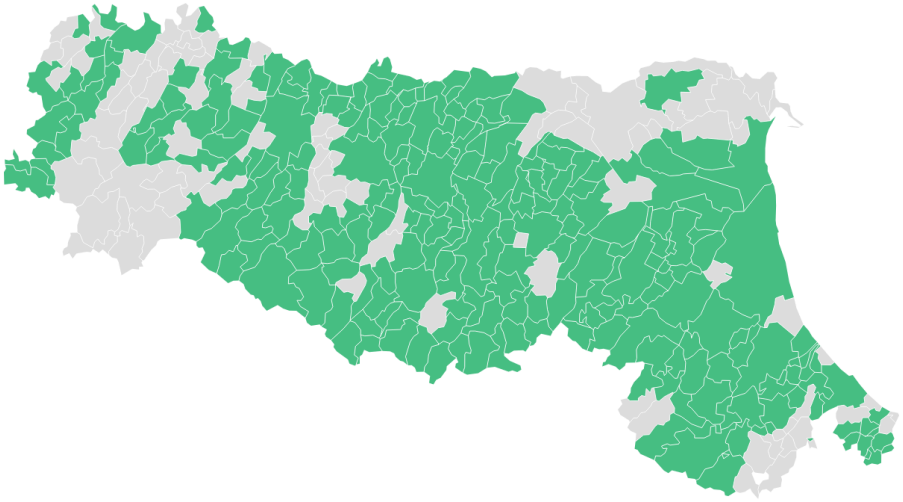


Figura 45 - Mappa dei Comuni con PAESC liquidati dalla Regione Emilia-Romagna (aggiornamento al 31/12/2025)

Fonte: elaborazioni ART-ER

Monitoraggio dei Piani

Le amministrazioni locali che aderiscono al Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia si impegnano a presentare un Piano d'Azione (PAESC) entro due anni dall'adesione formale. Inoltre, i firmatari devono monitorare e comunicare periodicamente i progressi raggiunti nell'attuazione del Piano, con una cadenza biennale, attraverso la piattaforma di reporting del Patto dei Sindaci

L'attività di monitoraggio dei PAESC è ritenuta un elemento fondamentale dell'iniziativa, in quanto:

- consente di valutare l'efficacia delle politiche locali di riduzione delle emissioni di gas climalteranti;
- fornisce informazioni utili ai decisori nazionali ed europei nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione;
- consente, in ambito regionale, di misurare il contributo dei territori al raggiungimento degli obiettivi definiti negli strumenti di pianificazione e programmazione nel settore energia–clima

Un elemento di particolare rilevanza è rappresentato dall'aggiornamento periodico dell'inventario delle emissioni, necessario per verificare l'efficacia delle misure di mitigazione adottate. L'inventario, presentato per la prima volta in fase di redazione del Piano come Inventario di Base delle Emissioni (IBE), deve essere aggiornato entro quattro anni dall'approvazione del PAESC, utilizzando il template di monitoraggio predisposto dall'Ufficio del Patto.

Nel template è riportato il consumo finale di energia, articolato in quattro settori chiave, considerati quelli in cui gli enti locali possono esercitare una maggiore influenza sui consumi energetici e sulle emissioni di CO_2:

- Edifici comunali
- Edifici terziari
- Edifici residenziali
- Trasporti

Nell'Inventario aggiornato devono essere obbligatoriamente compilati almeno tre dei quattro settori chiave ed è comunque possibile fornire anche dati relativi a settori aggiuntivi.

Attualmente, i Comuni che hanno approvato i PAESC sono impegnati nel monitoraggio dei piani. Da una prima ricognizione sugli enti beneficiari del primo bando regionale

(D.G.R. 379/2019 e 1315/2019), ben 35 amministrazioni hanno già trasmesso i risultati mentre altri hanno richiesto e ottenuto una proroga dall'Ufficio del Patto dei Sindaci.

I dati di monitoraggio raccolti vengono elaborati in un report e pubblicati periodicamente dal JRC[30].

2.1.7.2 I Climate City Contract

Un'altra importante iniziativa, avviata nel 2024, da evidenziare è quella dei **Climate City Contract (CCC)** che rappresenta uno degli strumenti chiave della Missione europea "100 città climaticamente neutrali e intelligenti", con cui alcune città – **tra cui Bologna e Parma** – si impegnano a raggiungere la neutralità climatica entro il 2030 attraverso un percorso strutturato di pianificazione, investimento e coinvolgimento degli stakeholder.

I Climate City Contract (CCC) di Bologna e Parma rappresentano strumenti centrali della Missione europea per la neutralità climatica al 2030, basati su una visione strategica condivisa, un piano di azioni e un quadro di investimenti.

Nel caso di Bologna, il CCC si configura come un patto multilivello costruito attraverso un ampio processo partecipativo che coinvolge istituzioni, imprese, università e cittadini, con l'obiettivo di integrare politiche urbane su energia, mobilità, edilizia ed economia circolare.

Il contratto climatico svolge anche una funzione di governance, coordinando attori e risorse verso un percorso comune di decarbonizzazione.

Parma presenta un livello di avanzamento particolarmente significativo, avendo ottenuto la Climate Label europea che ne riconosce la solidità e la credibilità.

Il suo Climate City Contract si distingue per un piano d'azione articolato e per un forte coinvolgimento del partenariato locale, con numerosi soggetti pubblici e privati impegnati nell'attuazione delle misure.

In entrambi i casi, emerge una forte dimensione collaborativa e territoriale, che rende i CCC strumenti non solo tecnici ma anche sociali e istituzionali.

La Regione Emilia-Romagna svolge un ruolo fondamentale di supporto e coordinamento, favorendo la partecipazione delle città alla Missione europea e valorizzandole come laboratori di innovazione climatica (DGR n.102/2024 "Attività ed iniziative a supporto dell'attuazione del progetto 'Città neutrali al 2030' di Parma e Bologna").

Il contributo regionale si traduce nell'allineamento strategico tra politiche locali e regionali, garantendo coerenza con gli obiettivi climatici di lungo periodo. I CCC, difatti, si inseriscono nel quadro della strategia climatica regionale, che promuove la neutralità climatica prima del 2050, creando coerenza tra scala urbana e scala regionale.

Inoltre, la Regione promuove partenariati territoriali, facilita l'accesso ai finanziamenti e integra le politiche settoriali (energia, mobilità, pianificazione).

Nel complesso, i Climate City Contract di Bologna e Parma rappresentano un modello avanzato di governance multilivello della transizione climatica.

Le città agiscono come motori di sperimentazione, mentre la Regione rafforza e amplia l'impatto delle iniziative.

Questo approccio integrato consente di costruire ecosistemi territoriali orientati alla neutralità climatica, basati su cooperazione, innovazione e responsabilità condivisa.

[30] link: https://data.jrc.ec.europa.eu/

2.1.8 *Asse 8. Azioni trasversali e di sistema*

Le politiche energetiche della Regione Emilia-Romagna attualmente in vigore, con particolare riferimento al Piano Energetico Regionale, sono in fase di aggiornamento.

A partire dal 2023 la Regione ha avviato un percorso per la definizione del nuovo PER al 2035. A dicembre 2025 la Regione ha completato i lavori di definizione del Quadro Conoscitivo del nuovo Piano che conterrà un'analisi delle traiettorie evolutive di diversi scenari e questo sarà il punto di partenza per definire al meglio azioni e misure per il raggiungimento degli obiettivi al 2035 e che verranno elaborate in un nuovo PTA.

Nel 2025 è stato presentato il **PdL recante "Localizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili nel territorio regionale**" approvato con DGR 717 del 12 maggio 2025 sulle superfici e aree idonee per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e sui relativi procedimenti autorizzativi. Tale progetto era volto a recepire la normativa statale sulle fonti rinnovabili. Si fa presente che a seguito dell'impugnativa delle norme statali che definivano i principi ed i criteri per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili l'iter di approvazione ha subito un arresto in attesa di un aggiornamento delle norme statali. Il processo di approvazione della legge si è concluso nel 2026 con la pubblicazione della LEGGE REGIONALE N.5 del 29 MAGGIO 2026 "INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IDONEE E DISCIPLINA DELL'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A FONTI RINNOVABILI NEL TERRITORIO REGIONALE".

In aggiunta, nel corso del 2025, la Regione ha sottoscritto i seguenti Protocolli di intesa sui temi della transizione energetica:

- DGR 441/2025: Approvazione dello schema di protocollo d'intesa tra Regione Emilia-Romagna e AIMAG s.p.a. per lo sviluppo di comunità energetiche rinnovabili in seno al progetto Interreg Hercules-Ce;
- DGR 1088/2025: Approvazione dello schema di protocollo di intesa tra Regione Emilia-Romagna e Ricerca Sul Sistema Energetico - RSE S.P.A. in materia di pianificazione energetica regionale e relativo allegato tecnico;
- DGR/2025: Approvazione schema di accordo tra Regione Emilia-Romagna e Anci Emilia-Romagna per favorire la realizzazione presso il sistema dei comuni e delle unioni delle misure e attività del piano energetico regionale 2030 e relativi piani attuativi e il raggiungimento degli obiettivi contenuti nel patto per il lavoro e il clima. Si approva inoltre il relativo piano di attività 2025.
- Approvazione dello schema di protocollo d'intesa tra la Regione Emilia-Romagna e TERNA S.P.A. con cui sono state definite azioni di collaborazione per contribuire ad allineare il sistema energetico regionale con lo sviluppo della rete elettrica di trasporto dell'energia.

2.1.8.1 *La transizione ecologica del sistema produttivo regionale e le analisi dell'Osservatorio GreenER*

La transizione ecologica è un approccio strategico fondamentale per orientare il mondo produttivo verso modelli sostenibili, indipendentemente dalla dimensione aziendale, con un ruolo centrale giocato dalla componente energetica. In questo contesto, l'Osservatorio GreenER – gestito da ART-ER per conto della Regione Emilia-Romagna – analizza da oltre 10 anni le dinamiche evolutive, le performance economiche e i driver di riferimento del sistema produttivo, diffondendo le migliori progettualità ambientali
Nel corso del 2025, l'Osservatorio ha promosso tavoli di confronto tra Regione e stakeholder territoriali, offrendo approfondimenti tematici per interpretare l'evoluzione green del tessuto produttivo.
L'edizione 2025 del **Rapporto GreenER**[31] fotografa lo stato di maturità "green" delle imprese regionali, mettendo in luce le specificità dei settori chiave. In particolare, lo studio esamina la diffusione di certificazioni ambientali, energetiche e sociali, considerate indicatori fondamentali dell'impegno e della capacità di adattamento delle imprese ai nuovi standard della transizione. Tale monitoraggio permette di misurare

[31] Transizione ecologica in Emilia-Romagna Focus sulle certificazioni ambientali, edizione 2025, a cura di ART-ER consultabile al seguente link: Rapporto GreenER

l'evoluzione delle tendenze settoriali, confrontando la traiettoria dell'Emilia-Romagna con quella nazionale.
Gli strumenti analizzati includono i **sistemi di qualificazione ambientale di processo** (come il regolamento europeo EMAS[32] e la norma UNI EN ISO 14001[33]) e di prodotto (quali Ecolabel[34], la Dichiarazione Ambientale di Prodotto EPD[35], e le certificazioni PEFC[36], FSC[37], Remade in Italy[38] e Plastica Seconda Vita[39]). Si aggiungono altri standard internazionali tra cui la **UNI EN ISO 50001 per la gestione energetica .**
Di seguito si presentano alcuni risultati relativi al settore energia, analizzato sia come comparto economico che come ambito trasversale nel sistema delle certificazioni. Come evidenziato dalle tabelle sottostanti, il settore non risulta tra i più attivi in termini di certificazioni ambientali, posizionandosi lontano dalle prime posizioni per siti certificati ISO 14001 (sistemi di gestione ambientale) e per aziende registrate EMAS in Emilia-Romagna.

EMAS attività economiche in Emilia-Romagna				
Settori	N. Registrazioni 2024	N. Registrazioni 2025	inc. % 2024-2025	contributo dei comparti sul totale regionale
Servizi	69	**71**	3%	50%
Agroalimentare	36	**36**	-	26%
Ceramico	11	**11**	-	8%
Costruzioni	6	**7**	17%	5%
Pubblica Amministrazione	7	**6**	- 14%	4%
Chimico	3	**3**	-	2%
Metalmeccanico	3	**3**	-	2%
Energia	4	**2**	- 50%	1%
Mat. Plastiche	2	**2**	-	1%
TOTALE	141	141	-	100%

FONTE: ELABORAZIONI ART-ER SU DATI ARPAE

Figura 46 - Siti Registrati Emas suddivisi per attività economiche al 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

[32] Il Regolamento EMAS (Eco-Management and Audit Scheme) è uno strumento volontario istituito dall'Unione Europea (attualmente disciplinato dal Regolamento CE n. 1221/2009, noto come EMAS III) per promuovere il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali delle organizzazioni; https://www.mase.gov.it/portale/emas-eco-management-and-audit-scheme-
[33] La norma ISO 14001 è lo standard internazionale di riferimento per la creazione e la certificazione di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA); https://www.iso.org/standard/60857.html
[34] https://www.mase.gov.it/portale/ecolabel-ue
[35] https://www.environdec.com/home
[36] https://www.pefc.it/
[37] https://www.it.fsc.org/it-it
[38] https://www.remade.it/
[39] https://www.ippr.it/plastica-seconda-vita/

ISO 14001 attività economiche prevalenti in Emilia-Romagna[11]				
Settori	N. certificazioni 2024	N. certificazioni 2025	inc. % 2024-2025	contributo dei comparti sul totale regionale
Metalmeccanico	1.236	**1.438**	16%	18%
Costruzione	798	**842**	6%	10%
Altri servizi	739	**817**	11%	10%
Altri servizi sociali	729	**798**	9%	10%
Commercio all'ingrosso, riparazione autoveicoli e moto, prodotti per la persona e la casa	642	**746**	16%	9%
Trasporti magazzinaggio e comunicazioni	412	**461**	12%	6%
Riciclaggio	327	**368**	13%	5%
Servizi di ingegneria	295	**292**	18%	4%
Industrie alimentari, bevande e tabacco	236	**292**	24%	4%
Rifornimento di energia elettrica	247	**204**	- 17%	3%

FONTE: ELABORAZIONI ART-ER SU DATI ACCREDIA

Figura 47 -Siti certificati ISO 14001 suddivisi per attività economiche al 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati accredia

La **norma ISO 50001** è lo standard internazionale volontario che definisce i requisiti per creare, implementare, mantenere e migliorare un **Sistema di Gestione dell'Energia (SGE)**. Riveste un ruolo strategico poiché consente alle imprese di strutturare sistematicamente la gestione energetica, migliorarne le performance e rispondere agli obblighi europei di efficienza e decarbonizzazione

In particolare un vantaggio chiave è l'esenzione dall'obbligo di diagnosi energetica — come previsto dal D.Lgs. 102/2014 per le grandi imprese e le energivore — qualora l'azienda sia certificata ISO 50001. Tale diagnosi, altrimenti obbligatoria ogni 4 anni, deve essere eseguita da soggetti certificati (EGE, ESCo) e inviata all'ENEA.
Per quanto riguarda il contesto locale, nel 2025 l'Emilia-Romagna si conferma terza regione in Italia per numero di siti certificati ISO 50001, con un incremento dell'11% rispetto al 2024, in linea con la media nazionale. Bologna, Parma e Modena guidano la classifica regionale, rappresentando oltre la metà dei siti certificati e confermando il ruolo trainante delle aree industriali ad alta intensità energetica.
Da una rilevazione, aggiornata ad aprile 2026, i siti certificati ISO 50001 risultano in aumento rispetto alla rilevazione del 2025 (8%). I settori che registrano la maggiore diffusione sono il Commercio, Costruzione e Metalmeccanico.

ISO 50001 ATTIVITà ECONOMICHE PREVALENTI IN EMILIA-ROMAGNA	
Settori	contributo dei comparti sul totale regionale
Commercio all'ingrosso, riparazione autoveicoli e moto, prodotti per la persona e la casa	31%
Costruzione	28%
Metalmeccanico	27%
Altri servizi	25%
Servizi di ingegneria	16%

ISO 50001 ATTIVITà ECONOMICHE PREVALENTI IN EMILIA-ROMAGNA	
Industrie alimentari, bevande e tabacco	15%
Trasporti magazzinaggi e comunicazioni	14%
Alberghi, ristoranti e bar	13%
Rifornimento di energia elettrica	8%
Tecnologia dell'informazione	8%

Tabella 25 - Siti certificati ISO 50001 in Emilia-Romagna suddivisi per attività economiche al 2026

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati accredia

2.1.8.2 Il contributo del Comitato Tecnico-Scientifico e del Tavolo di Monitoraggio

Nell'ambito delle attività di monitoraggio del PER previste dalla L.R. 26/2004, due misure di particolare rilevanza sono contenute nel PTA 2022-2024:

- Il Comitato Tecnico-Scientifico (CTS) istituito nell'ambito del percorso di redazione del PER 2030 e mantenuto anche nel precedente PTA 2017-2019;
- uno specifico Tavolo per il monitoraggio delle azioni e dei risultati del Piano, introdotto anch'esso nel precedente PTA 2017-2019.

Il Comitato Tecnico-Scientifico e il Tavolo per il monitoraggio sono confermati con **D.G.R. n. 269 del 28/02/2023**.

Nel corso del 2025 si sono svolti i seguenti incontri:

- **Primo incontro** del CTS e Tavolo di Monitoraggio (24/06/2025): presentazione dei risultati del rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025, novità sulla direttiva CASE GREEN e sul nuovo applicativo SACE-CRITER, aggiornamento dell'Osservatorio Energia di ARPAE sui dati delle rinnovabili, primi risultati del Quadro Conoscitivo del PER 2035 e analisi degli scenari energetici ed economici per il nuovo Piano;
- **Secondo incontro** del CTS e Tavolo di Monitoraggio (14/07/2025): confronto per raccogliere osservazioni e contributi dai membri sui materiali illustrati nella seduta del 24 giugno."

2.2 I risultati raggiunti

La tabella seguente riassume i risultati raggiunti per Asse grazie alle misure regionali di attuazione della strategia energetica: sono oltre 790 milioni di euro i fondi pubblici stanziati e circa 28.000 i soggetti finanziati tra il 2021 e il 2025. Queste azioni concorrono agli obiettivi del PER.

QUADRO DI SINTESI 2021 -2025					
Asse di attuazione del PTA 2022-2024	Risorse pubbliche concesse (mln.€)	Progetti/ Soggetti finanziati	Produzione di energia elettrica da FER* (MWh/anno)	Risparmio energetico* (tep/anno)	Emissioni di CO2 evitate* (t/anno)
1. Ricerca, innovazione e formazione	65,2	416	520	223	561
2. Infrastrutture, reti e aree produttive	5,8	152	6.490	n.a.	1.674
3. Transizione energetica delle imprese	77,8	931	156.816**	17.968**	74.609**
4. Riqualificazione del patrimonio privato	32,0	8.621	-	82.202**	-
5. Rigenerazione urbana e riqualificazione del patrimonio pubblico	206,7	393	4.747	4.004	9.829
6. Mobilità intelligente e sostenibile	401,8	17.493	727	-	2.357
7. Azioni di sistema e rapporti con gli Enti locali	3,2	164	-	-	-
8. Azioni trasversali e di sistema (regolamentazione, assistenza tecnica, osservatori e comunicazione)	-	-	-	-	-
TOTALE	**792,5**	**28.170**	**169.300**	**104.397**	**89.030**

* risultati presentati per ciascun indicatore energetico sono parziali in quanto risultano disponibili per un numero limitato di bandi analizzati
** Il valore è stato corretto rispetto al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025.

Tabella 26 – Quadro di sintesi delle misure realizzate del PER nel triennio 2021-2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna

Il quadro aggiornato al 2025 evidenzia, rispetto al precedente rapporto di monitoraggio, un incremento delle risorse pubbliche investite di circa il 25,5% e un aumento significativo, di oltre il 100%, dei soggetti finanziati.

2.3 Le misure nazionali sull'energia

2.3.1 I Certificati Bianchi

Il meccanismo dei "Certificati Bianchi" (CB) si fonda sull'obbligo imposto ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti di conseguire una quantità di risparmio minima su base annuale: in particolare, i soggetti obbligati dimostrano di ottemperare all'obbligo attraverso titoli negoziabili (appunto i CB), che certificano risparmi negli usi finali di energia realizzati da soggetti terzi qualificati (un certificato equivale al risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio-TEP).

L'obbligo è determinato sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica e gas naturale distribuita dai singoli distributori e la quantità complessivamente distribuita sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati. I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica per i quali vengono riconosciuti i CB dal GSE oppure, in alternativa, acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei CB gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

Di seguito si riportano i dati disponibili relativi ai risultati raggiunti con questo meccanismo in Emilia-Romagna.

Certificati Bianchi	al 2022	al 2023	al 2024
TIPO I – Energia elettrica	1.143.886	1.180.885	1.204.003
TIPO II – Gas naturale	1.441.405	1.460.069	1.462.234
TIPO III – Altri combustibili non per autotrazione	125.768	125.776	127.003
TIPO V – Altri combustibili per i trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per Tipo IV	-	-	-
Totale (tep)	**2.711.061**	**2.766.730**	**2.793.241**
Standard	1.795.091	1.796.348	1.798.323
Analitiche	567.464	568.886	569.006
Consuntivo	3.133.377	3.354.210	3.412.309
Totale (TEE emessi)	**5.495.931**	**5.719.445**	**5.779.639**

Tabella 27 – Titoli di Efficienza Energetica emessi dall'avvio del meccanismo al 2024, per combustibile risparmiato (tep) e metodo di valutazione del progetto (TEE emessi) in Emilia-Romagna

Fonte: GSE

2.3.2 Il Conto Termico

Il Conto Termico è lo strumento messo a disposizione dei privati e della P.A. per incentivare la realizzazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Il meccanismo, disciplinato dal D.M. 16 febbraio 2016 che ha aggiornato il D.M. 28 dicembre 2012, concorre al raggiungimento degli obiettivi nazionali per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Gli interventi incentivabili mediante il Conto Termico sono volti alla riqualificazione del patrimonio edilizio grazie a un processo di trasformazione dell'assetto edificio-impianto mediante la sostituzione degli elementi preesistenti e operano per il raggiungimento dell'efficienza stimolando la riduzione del fabbisogno di energia termica, la produzione di energia necessaria attraverso apparecchi più performanti e, infine, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione dell'energia termica necessaria agli usi finali.

Di seguito si riportano i dati disponibili relativi ai risultati raggiunti con questo meccanismo in Emilia-Romagna.

Tipologia	2013-2024	
	N° interventi	Incentivo (EUR)
1.A - Involucro opaco	366	23.803.808
1.B - Chiusure trasparenti	490	13.443.866
1.C- Generatori a condensazione	5.655	13.596.638
1.D - Schermature	34	199.312
1.E - NZEB	16	6.712.657
1.F - Sistemi di illuminazione	195	3.624.415
1.G - Building Automation	24	354.758
2.A - Pompe di calore	2.531	32.645.140
2.B - Generatori a biomasse	31.819	63.031.026
2.C - Solare termico	1.540	6.736.204
2.D - Scaldacqua a pdc	87	77.256
2.E - Sistemi Ibridi	111	502.241
Diagnosi + APE	579	1.439.787
Totale	**43.447**	**166.167.108**

Tabella 28 – Conto Termico - Numero di interventi e incentivo (€) nella Pubblica Amministrazione al 2024 in Emilia-Romagna

Fonte: GSE

2.3.3 Il PNRR

Il PNRR, aggiornato a dicembre 2023 con REPowerEU, sostiene la transizione ecologica soprattutto con la Missione 2 (fonti rinnovabili, efficienza, mobilità) e assicura l'indipendenza energetica con la Missione 7, definita in risposta alla crisi Russia-Ucraina.
La tabella seguente riassume i progetti PNRR finanziati nella regione emilia-romagna, aggiornati a ottobre 2025.

Missione	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
M1 - Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura e Turismo	4.674	991
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	9.270	4.938
M3 Infrastrutture per una mobilità sostenibile	24	304
M4 - Istruzione e ricerca	6.286	2.026
M5 - Coesione e inclusione	1.582	766
M6 - Salute	684	781
M7- REPowerEU	173	246
totale	**22.693**	**10.052**

Tabella 29 - Quadro finanziamenti PNRR in Emilia-Romagna al 31/10/2025

Fonte: elaborazione ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna

Le principali linee di investimento che hanno un impatto diretto e indiretto sul percorso di transizione energetica e più ampiamente di transizione ecologica sono analizzate nella seguente tabella.

Missione	Componente	Investimento	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
M1 - Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura e Turismo	C2 - Digitalizzazione, Innovazione e Competitività del sistema produttivo	1.3 Migliorare l'efficienza energetica nei cinema, nei teatri e nei musei	84	28
M1 - Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura e Turismo	C3 Turismo e Cultura 4.0	3.3 Capacity building per gli operatori della cultura per gestire la transizione digitale e verde	165	10
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C1 - Economia circolare e agricoltura sostenibile	2.2 - Parco agrisolare	1.900	240
M2 - Rivoluzione verde e transizione	C1 - Economia circolare e agricoltura	2.3 Innovazione e meccanizzazione nel settore agricolo e	555	12

Missione	Componente	Investimento	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
ecologica	sostenibile	alimentare		
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	2.1 Rafforzamento smart grid	2	349
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	2.2 Interventi su resilienza climatica delle reti	3	20
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	3.1 Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse (hydrogen valleys)	2	25
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	3.3 Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	1	2
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	3.5 Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	6	8
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	4.1.1 Ciclovie Turistiche 4.1.2 Ciclovie Urbane	25	38
M2 - Rivoluzione	C2 - Energia	4.2 Sviluppo trasporto	3	621

Missione	Componente	Investimento	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
verde e transizione ecologica	rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	rapido di massa (metropolitana, tram, autobus)		
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, reti e mobilità sostenibile	4.4 Rinnovo flotte bus e treni verdi	14	194
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	1.1 Costruzione di nuove scuole 1.2 costruzione di immobili dell'amministrazione della giustizia	27	158
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	2.1 Rafforzamento dell'Ecobonus per l'efficienza energetica	5.698	1.485
M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica	C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	3.1 Promozione di un teleriscaldamento efficiente	2	31
M3 Infrastrutture per una mobilità sostenibile	M3C2 Intermodalità e logistica integrata	1.1 Porti verdi: interventi in materia di energia rinnovabile ed efficienza energetica nei porti	9	14
M3 Infrastrutture	M3C2	2.3 Elettrificazione delle	1	42

Missione	Componente	Investimento	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
per una mobilità sostenibile	Intermodalità e logistica integrata	banchine portuali per la riduzione delle emissioni delle navi nella fase di stazionamento in porto (c.d. cold ironing)		
M4 - Istruzione e ricerca	C1 - Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle Università	Investimento 1.5 - Sviluppo del sistema di formazione terziaria (ITS)	14	69
M4 - Istruzione e ricerca	C1 - Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle Università	Investimento 3.3 - Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica	340	326
M4 - Istruzione e ricerca	C1 - Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle Università	Investimento 4.1 - Estensione del numero di dottorati di ricerca e dottorati innovativi per la PA e il patrimonio culturale	234	35
M4 - Istruzione e ricerca	C2 - Dalla ricerca all'impresa	tutte le linee di investimento	1.763	842
M5 - Coesione e inclusione	C2 - Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore	2.1 Investimenti in progetti di rigenerazione urbana, volti a ridurre situazioni di emarginazione e degrado sociale	126	118
M5 - Coesione e inclusione	C2 - Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore	2.2.C Piani urbani integrati - progetti generali	19	27
M5 - Coesione e inclusione	C2 - Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore	2.3 Programma innovativo della qualità dell'abitare	65	160
M6 - Salute	C1 - Reti di prossimità, strutture e telemedicina per l'assistenza sanitaria territoriale	Investimento 1.3 - Rafforzamento dell'assistenza sanitaria intermedia e delle sue strutture (Ospedali di Comunità)	27	68
M6 - Salute	C2 - Innovazione, ricerca e digitalizzazione del servizio sanitario	Investimento 1.2 - Verso un ospedale sicuro e sostenibile	7	43

Missione	Componente	Investimento	n. progetti finanziati	Contributo PNRR (M€)
	nazionale			
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	1.1 Misura rafforzata: Rafforzamento smart grid	1	20
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	M7C1I11.1 Misura rafforzata: Potenziamento del parco ferroviario regionale per il trasporto pubblico con treni a zero emissioni e servizio universale	1	12
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	M7C1I13.1 Linea Adriatica Fase 1 (centrale di compressione di Sulmona e gasdotto Sestino-Minerbio)	1	140
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	M7C1I14.1 Infrastruttura transfrontaliera per l'esportazione del gas	1	45
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	5.1 Transizione 5.0	168	25
M7- REPowerEU	C1 REPowerEU	8.1 Approvvigionamento sostenibile, circolare e sicuro delle materie prime critiche	1	4
totale			**11.265**	**5.211**

Tabella 30 - Quadro finanziamenti PNRR destinate al settore energia in Emilia-Romagna al 31/10/2025

Fonte: elaborazione ART-ER su dati Regione Emilia-Romagna

3 Andamento economico e indicatori di efficienza regionali

3.1 L'andamento dei prezzi dell'energia

Il 2025 ha rappresentato una fase di consolidamento post-crisi sui mercati energetici europei, con prezzi in graduale discesa rispetto ai picchi del biennio 2021–2022 ma strutturalmente lontani dai livelli pre-pandemia. Questa traiettoria di normalizzazione è stata brutalmente interrotta all'inizio del 2026 dalla chiusura dello Stretto di Hormuz, che ha riportato i mercati su livelli di emergenza e ha riaperto interrogativi profondi sulla sicurezza degli approvvigionamenti europei.

I mercati raccontano nel 2025 una storia coerente di lenta normalizzazione post-crisi, con il gas in testa nel percorso di discesa e l'elettricità più lenta per effetto dei costi di sistema. Il 2026, invece, ha introdotto una discontinuità di natura geopolitica che sovrasta qualunque dinamica fondamentale di domanda e offerta. La crisi di Hormuz ha dimostrato, per la seconda volta in meno di quattro anni dopo il caso russo, che la vulnerabilità strutturale del sistema energetico europeo non risiede nella capacità installata ma nella dipendenza da corridoi di transito concentrati e controllabili. Per l'Italia, con circa 11 miliardi di dollari di importazioni energetiche annue via Hormuz, la diversificazione delle fonti e dei vettori rimane la priorità di policy più urgente.

3.1.1 Elettricità

Il PUN[40] ha mostrato nel 2025 un profilo stagionale marcato, con un minimo di 94 €/MWh a maggio e un massimo di 150 €/MWh a febbraio, per una media annua di circa 114 €/MWh — in rialzo del 14% rispetto al 2024 (media ~100 €/MWh). Il calo primaverile riflette il crescente apporto delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, in grado di comprimere il prezzo nelle ore centrali della giornata e nei mesi a bassa domanda termica. La risalita autunnale — con ottobre-dicembre stabilizzati tra 111 e 135 €/MWh — evidenzia la persistente correlazione del prezzo elettrico con le quotazioni del gas nelle ore di picco, dove le centrali a gas determinano ancora il prezzo marginale.

I primi mesi del 2026 hanno confermato questo schema: 133 €/MWh a gennaio, 114 €/MWh a febbraio. A marzo, con lo scoppio della crisi di Hormuz, il PUN è risalito a circa 143 €/MWh, trainato dall'impennata del costo del gas. Il dato strutturale che emerge dal confronto con il periodo 2017–2020 (media 45–65 €/MWh) è che il mercato elettrico italiano si è attestato su un nuovo equilibrio di prezzo significativamente più alto, non riassorbibile nel breve periodo indipendentemente dall'evoluzione geopolitica.

3.1.2 Gas naturale

Il gas ha rappresentato nel 2025 il comparto con la dinamica più favorevole per i consumatori. Le quotazioni al PSV/TTF[41] hanno seguito una traiettoria discendente lungo l'intero anno, passando dai 50–53 €/MWh del primo trimestre ai 31–33 €/MWh

[40] Il PUN è il prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia. Si tratta di un valore medio ponderato che riflette il costo dell'energia elettrica acquistata sul Mercato del Giorno Prima (MGP), gestito dal GME – Gestore dei Mercati Energetici.

[41] Il PSV (Punto di Scambio Virtuale) rappresenta il prezzo di riferimento del gas sul mercato all'ingrosso in Italia, mentre il TTF (Title Transfer Facility) è l'indice per il prezzo di riferimento del gas in Europa

del quarto, con una media annua intorno a 38 €/MWh. Il calo riflette il progressivo riempimento degli stoccaggi europei, una contrazione strutturale dei consumi industriali, e una maggiore diversificazione delle fonti — con il GNL americano e il gas algerino che hanno compensato parzialmente la riduzione dei flussi russi. Nonostante il miglioramento, i prezzi rimangono circa il doppio dei livelli 2017–2020 (14–25 €/MWh), con effetti persistenti sulla competitività industriale.

L'inversione di tendenza è arrivata bruscamente a fine febbraio 2026. Il blocco dello Stretto di Hormuz ha fatto salire il gas naturale europeo a 55,8 €/MWh, con un incremento del 74% in pochi giorni. L'impatto è stato amplificato dai danni all'infrastruttura del Golfo: il terminal qatarino di Ras Laffan — principale hub di export GNL mondiale — ha subito danni che hanno sottratto al mercato il 17% della capacità di esportazione, con tempi di ripristino stimati in 3-5 anni. Per l'Italia, esposta ai contratti GNL di lungo termine colpiti da clausole di forza maggiore, il rischio di approvvigionamento invernale 2026–27 è diventato una priorità immediata. Le quotazioni di marzo 2026 si sono attestate intorno a 53 €/MWh, riportando il mercato ai livelli dell'estate 2022.

3.1.3 Petrolio

Il Brent[42] ha registrato nel 2025 un andamento complessivamente ribassista, scivolando da 78 $/bbl (dollari per barile di petrolio) di gennaio a 62 $/bbl di dicembre, con una media annua di circa 68 $/bbl — significativamente al di sotto della media 2024 (~82 $/bbl). La debolezza ha riflesso il rallentamento della domanda cinese ed europea, la produzione americana ancora su livelli storicamente elevati, e una strategia OPEC+ di tagli volontari rivelatasi insufficiente a sostenere le quotazioni. A gennaio-febbraio 2026 il Brent si è stabilizzato tra 65 e 69 $/bbl, confermando la fase laterale.

La chiusura di Hormuz ha ribaltato completamente questo scenario. Il Brent ha superato 90 $/bbl con un aumento del 27% tra la fine di febbraio e l'inizio di marzo 2026, per poi toccare picchi di oltre 110 $/bbl nella seconda metà del mese. Secondo gli analisti, il blocco ha sottratto circa 16 milioni di barili al giorno dal mercato globale, e nessuna combinazione di riserve strategiche o rotte alternative è risultata in grado di colmare un ammanco di tale entità. Il dato di marzo 2026 (99 $/bbl come media mensile) sottostima i picchi infragiornalieri e la volatilità effettiva vissuta dai mercati. Con la tregua dell'8 aprile il Brent è tornato sotto i 100 $/bbl, ma in assenza di un cessate il fuoco duraturo, la riapertura resta strutturalmente precaria.

3.1.4 Permessi di emissione di CO_2

A completamento dell'analisi dei mercati energetici, si riporta di seguito l'andamento dei prezzi dei permessi di emissione CO_2 (EUA[43]) nel sistema EU ETS. Il carbon price europeo rappresenta una componente di costo trasversale all'intera filiera: incide direttamente sui costi di generazione elettrica e sui settori industriali energy-intensive soggetti a obbligo di restituzione, e costituisce al contempo un indicatore delle aspettative del mercato sull'evoluzione della politica climatica europea.

Il 2025 e i primi mesi del 2026 rappresentano una fase di transizione critica per il mercato EUA: dopo il crollo del 2024 (minimo a 62 €/t a febbraio), il prezzo ha avviato una ripresa che sembrava consolidarsi, prima di essere interrotta bruscamente dalla crisi di Hormuz.

Il 2025 si è aperto con il prezzo EUA intorno a 80 €/t, in recupero rispetto ai minimi del 2024. Il primo trimestre ha tuttavia mostrato debolezza: ad aprile il prezzo è sceso al minimo annuale di 67 €/t, risentendo di una domanda di compliance ancora anemica

[42] Il Brent rappresenta uno degli standard di riferimento per i prezzi del petrolio in borsa, e prende origine da un giacimento petrolifero (ormai esaurito) nel Mare del Nord.

[43] Gli EUA (European Union Allowances) sono diritti di emissione (o quote di carbonio) utilizzati nel sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea (EU ETS). Ogni contratto future conferisce al titolare il diritto di emettere una tonnellata di anidride carbonica o il suo equivalente in gas a effetto serra.

da parte del settore industriale e di vendite nette da parte di alcuni Stati membri che hanno accelerato le aste per finanziare programmi di transizione energetica. La correlazione con il gas naturale — che nel primo semestre 2025 era in calo — ha ulteriormente pesato, riducendo il costo opportunità di bruciare gas in luogo del carbone e quindi la domanda di permessi da parte delle utility elettriche.

La svolta è arrivata nella seconda metà dell'anno. Da maggio in poi il prezzo ha intrapreso un percorso rialzista continuo, salendo da 73 €/t a maggio fino a 86 €/t a dicembre. Diversi fattori hanno sostenuto questa ripresa: le aspettative legate all'entrata a regime del CBAM sulle prime categorie merceologiche (acciaio, cemento, alluminio, fertilizzanti, elettricità, idrogeno), che hanno spinto alcune industrie importatrici ad anticipare acquisti di permessi; la riduzione progressiva del cap annuale prevista dalla Fase 4, con un Linear Reduction Factor portato al 4,3% annuo dal 2024; e una domanda di compliance in crescita nel settore della generazione elettrica, dove il rialzo del PUN nel secondo semestre ha incrementato marginalmente il ricorso alle centrali a gas, aumentando la domanda di EUA. La media annua 2025 si è attestata a circa 77 €/t, in ripresa di circa l'8% rispetto al 2024 ma ancora lontana dai livelli del 2023.

Gennaio 2026 ha rappresentato il punto più alto del ciclo post-2023, con il prezzo EUA che ha raggiunto 88,13 €/t. Il livello è stato sostenuto dalla convergenza di tre elementi: la stagionalità invernale favorevole (maggiore domanda elettrica e termica, con le utility che incrementano la copertura EUA per il periodo di compliance), le aspettative positive sull'implementazione dell'ETS2 per edifici e trasporto stradale prevista dal 2027, e un posizionamento long degli operatori finanziari che avevano progressivamente costruito posizioni rialziste nel secondo semestre 2025. Febbraio ha già mostrato un primo cedimento a 75 €/t, coincidente con l'aggravarsi delle tensioni nel Golfo Persico nelle settimane precedenti alla chiusura formale di Hormuz.

Il dato di marzo 2026 — 70 €/t — fotografa una dinamica controintuitiva rispetto a tutte le altre commodity analizzate. Mentre greggio, gas (vedi sopra), benzina e gasolio (vedi sotto) registrano rialzi violenti per effetto della chiusura di Hormuz, il prezzo EUA cede terreno, scendendo del 7% rispetto a febbraio e di oltre il 20% rispetto al picco di gennaio.

Questo comportamento ha una logica strutturale precisa e non sorprendente. Il meccanismo che è instaurato, infatti, è il seguente: uno shock energetico di tale entità produce quasi immediatamente aspettative di contrazione economica — riduzione della produzione industriale, calo dei trasporti, possibili fermi produttivi nei settori più energy-intensive. Una domanda industriale più bassa si traduce direttamente in minori emissioni di CO_2 e quindi in minore necessità di acquistare permessi di compliance. Al contempo, la liquidazione di posizioni finanziarie in EUA da parte di operatori sotto pressione di liquidità accelera il ribasso. Il risultato è che il carbon price, in un momento di massima tensione sulle fonti fossili, si muove in direzione opposta al Brent e al gas — rivelando la sua natura di strumento ibrido, a metà tra commodity regolatoria e asset finanziario.

Va tuttavia segnalato che questo disallineamento potrebbe essere temporaneo. Se la crisi di Hormuz dovesse prolungarsi e produrre un ritorno strutturale al carbone nella generazione elettrica europea — come accaduto parzialmente nel 2022 — la domanda di EUA potrebbe rimbalzare rapidamente, poiché la combustione di carbone genera circa il doppio delle emissioni per MWh rispetto al gas naturale. Un tale scenario riporterebbe il prezzo EUA su traiettorie rialziste in tempi brevi, invertendo l'attuale decorrelazione.

In sintesi, il biennio 2025–2026 restituisce un'immagine del mercato EUA strutturalmente in recupero ma esposto a volatilità di breve termine difficile da prevedere. Il floor implicito intorno a 60–65 €/t, garantito dall'intervento automatico

della Market Stability Reserve[44], sembra tenere; il limite superiore è invece incerto e dipendente dall'evoluzione del quadro macro e geopolitico. Per le imprese italiane soggette a ETS, la finestra attuale — con il prezzo compresso a 70 €/t per effetto paradossale della crisi energetica — potrebbe rappresentare un'opportunità di acquisto anticipato di permessi in vista di un potenziale rimbalzo, qualora la normalizzazione di Hormuz si accompagni a una ripresa della domanda industriale europea.

[44] Il Market Stability Reserve (MSR), entrato in funzione nel 2019, mira a rendere il mercato del carbonio più resiliente a futuri shock di grande portata, riequilibrando domanda e offerta di quote di emissione attraverso l'adeguamento annualmente dell'offerta di quote da mettere all'asta nell'ambito del sistema EU ETS, in conformità con soglie predefinite del "numero totale di quote in circolazione" (Total number of allowances in circulation - TNAC):

- quando il TNAC supera un certo valore di quote, il MSR ritira le quote dalle aste, riducendo l'offerta nel mercato del carbonio dell'UE.
- quando il TNAC scende al di sotto di un certo valore di quote, il MSR mette all'asta 100 milioni di quote, aumentando l'offerta nel mercato del carbonio dell'UE.

Il funzionamento del MSR, basato su regole, non lascia alcun margine di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri.

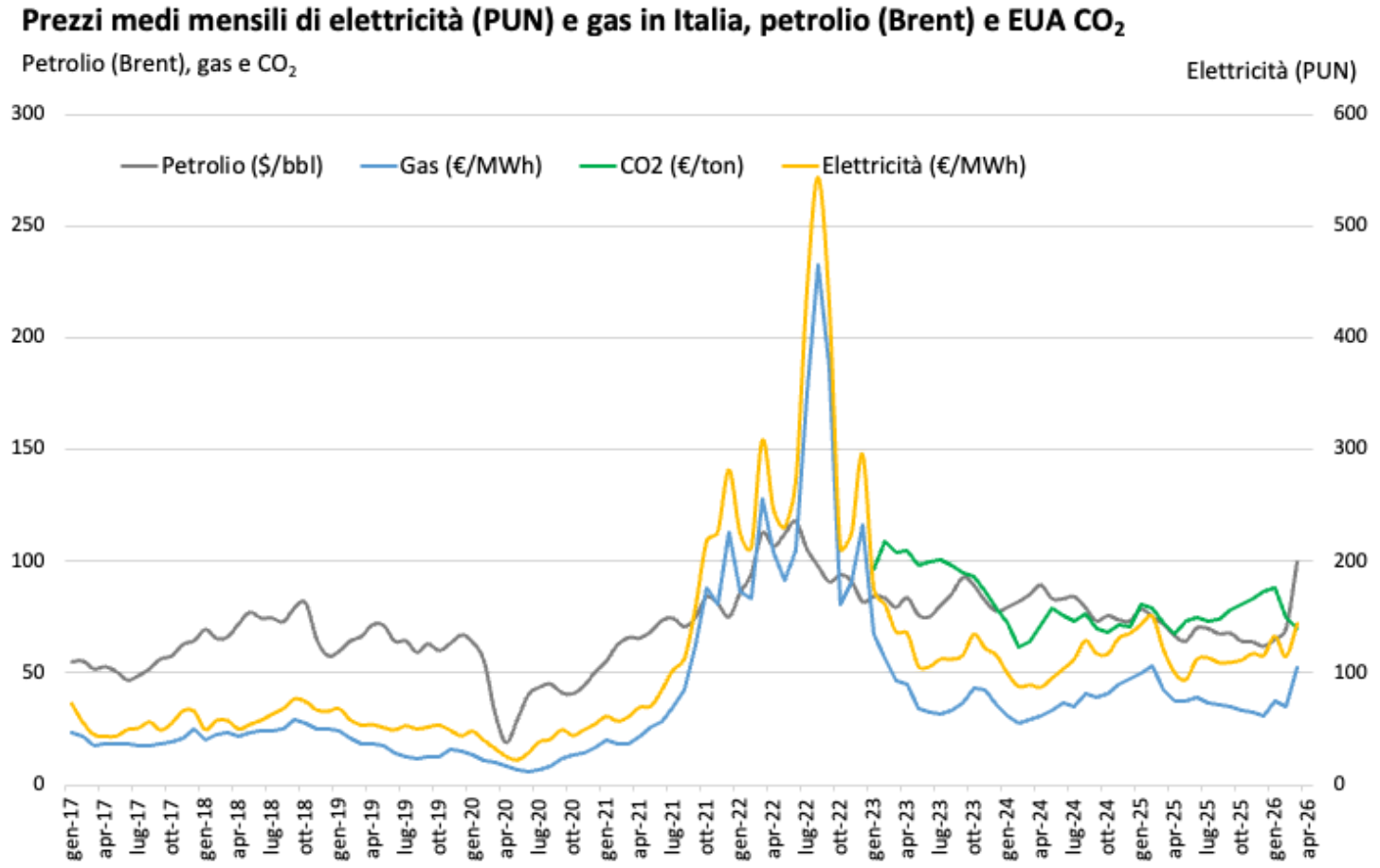


Figura 48 – Prezzi di elettricità (PUN) e gas in Italia, petrolio (Brent) e permessi di emissione di CO_2

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati GME, Business Insider e ICIS

I prezzi dei carburanti alla pompa rappresentano il punto terminale della filiera energetica, dove si sommano il costo della materia prima, i margini di raffinazione, la logistica e — in misura preponderante nel caso italiano — il peso della fiscalità.

I prezzi qui analizzati sono espressi al netto delle accise e dell'IVA, e rappresentano quindi il costo industriale del carburante: materia prima, costi di raffinazione, trasporto e margine commerciale. Questa scelta metodologica è rilevante perché in Italia le accise sui carburanti liquidi sono fisse per legge (non variano al variare del prezzo del greggio) e l'IVA è percentuale sul prezzo finale comprensivo di accisa. Analizzare i prezzi industriali netti consente di misurare la trasmissione diretta degli shock di materia prima alla filiera, depurando i dati dalla componente fiscale che è strutturalmente rigida. Il confronto tra carburanti diventa così una lettura pulita dell'efficienza di mercato e della velocità di trasmissione dei prezzi all'ingrosso verso il consumo finale.

L'analisi distingue due gruppi con dinamiche strutturalmente diverse: i carburanti liquidi (benzina, gasolio, GPL), dominati dall'andamento del greggio e dall'accisa fissa, e i carburanti gassosi (metano CNG e GNL)[45], più direttamente correlati ai prezzi del gas naturale all'ingrosso.

Il confronto tra le due crisi — 2022 e 2026 — mostra dinamiche simili ma con alcune differenze rilevanti. Nel 2022 lo shock è stato progressivo (durato mesi) e ha colpito in modo relativamente uniforme tutti i carburanti liquidi. Nel 2026 lo shock è stato istantaneo e ha colpito in modo asimmetrico, con il gasolio significativamente più esposto della benzina per l'effetto combinato sul greggio pesante e sulle raffinerie del Golfo. Il GPL si è rivelato ancora una volta il carburante liquido più difensivo in termini di volatilità. Per i carburanti gassosi, il metano CNG è risultato il più esposto allo shock Hormuz, data la sua correlazione diretta con il mercato europeo del gas, mentre il GNL autotrazione mostra finora un ritardo di trasmissione che potrebbe però colmarsi nei mesi successivi, una volta che i contratti di fornitura incorporeranno i nuovi prezzi.

[45] CNG = gas naturale compresso; GNL = gas naturale liquefatto

3.1.5 Benzina

Al netto della fiscalità, la benzina mostra una correlazione molto più nitida con il Brent rispetto a quanto non appaia nei prezzi alla pompa. Il minimo del periodo si registra tra aprile e maggio 2020 (391–426 €/1.000 litri), in piena crisi pandemica, quando il Brent era sceso sotto i 20 $/bbl. La risalita nel 2021 è stata graduale e coerente con la ripresa del greggio, mentre il picco del giugno 2022 (1.189 €/kl) riflette fedelmente il Brent a 118 $/bbl di quello stesso mese, con i margini di raffinazione europei compressi dalla carenza di capacità post-pandemia e dall'interruzione dei flussi russi.

Nel 2025, con il Brent stabilizzato tra 62 e 78 $/bbl, il costo industriale della benzina si è assestato in una forchetta 671–765 €/kl, con una media annua di circa 703 €/kl. Il dato è significativo: a parità di prezzo del greggio rispetto al 2019 (50–60 $/bbl), il costo industriale risulta oggi circa il 20–25% superiore, segnalando un aumento strutturale dei margini di raffinazione e dei costi logistici post-crisi. Gennaio e febbraio 2026 hanno confermato la stabilità (667–682 €/kl). Lo shock di Hormuz ha prodotto a marzo 2026 un balzo a 877 €/kl (+29% in un mese), riportando il costo industriale ai livelli dell'autunno 2022 e rendendo ancora più evidente — senza la componente fiscale fissa — la piena trasmissione dello shock di offerta.

3.1.6 Gasolio

Il gasolio industriale netto ha mostrato lungo tutto il periodo una volatilità strutturalmente superiore alla benzina, confermando che la componente di raffinazione pesa proporzionalmente di più su questo carburante. Il confronto tra i picchi è

eloquente: a giugno 2022 il costo industriale del gasolio (1.249 €/kl) superava quello della benzina (1.189 €/kl) di circa il 5%, una differenza che si amplia ulteriormente in contesti di scarsità di raffinazione media — esattamente il tipo di shock prodotto dalla crisi di Hormuz.

Nel 2025 il gasolio industriale ha seguito una traiettoria ribassista più rapida della benzina, scendendo fino a 676 €/kl a ottobre. Questo riflette sia il calo del Brent sia il progressivo riequilibrio del mercato europeo del diesel dopo l'embargo russo, con nuove rotte di approvvigionamento dal Medio Oriente e dagli Stati Uniti. L'impatto di Hormuz è stato su questo carburante il più severo dell'intero paniere: a marzo 2026 il prezzo industriale è salito a 1.059 €/kl, con un rialzo del 47% in un solo mese — superiore al picco di gennaio 2022 (720 €/kl) e in rapido avvicinamento ai massimi assoluti del 2022. Il dato segnala che i danni alle raffinerie del Golfo e la riduzione delle esportazioni di prodotti raffinati hanno avuto un effetto moltiplicativo rispetto al solo rincaro del greggio.

3.1.7 GPL

Al netto della fiscalità, il GPL mostra l'escursione assoluta più contenuta tra i carburanti liquidi. Il picco storico si è registrato tra ottobre e novembre 2021 (512–536 €/kl), ben al di sotto dei massimi di benzina e gasolio. Questa minore volatilità ha radici strutturali: il GPL è un sottoprodotto della raffinazione e della produzione di gas naturale, con una catena logistica più corta e margini di mercato meno speculativi rispetto ai carburanti principali.

Nel 2025 il GPL ha continuato il calo iniziato nel 2023, attestandosi in area 422–463 €/kl. A marzo 2026 il rialzo indotto da Hormuz è stato di circa l'8% (452 €/kl), confermando il comportamento difensivo di questo vettore. L'analisi industriale netta rende ancora più evidente questo profilo: senza la componente fiscale fissa — che in termini percentuali pesa molto di più sul GPL di quanto non faccia su benzina e gasolio — il GPL risulta il carburante con il rapporto rischio/costo più favorevole per l'utente finale in contesti di alta volatilità.

3.1.8 Metano CNG e GNL autotrazione

Per i carburanti gassosi, l'assenza di accise significative e la struttura IVA semplificata rendono il prezzo industriale netto molto prossimo al prezzo di listino, amplificando ulteriormente la leggibilità del dato. I prezzi disponibili mostrano con chiarezza la trasmissione del ciclo del gas naturale all'ingrosso verso il comparto autotrazione.

Il metano CNG ha seguito da vicino il TTF europeo: la discesa del 2024 (da 1.137 €/t di gennaio a 1.062 €/t di aprile) rispecchia il calo del gas all'ingrosso, mentre la risalita verso 1.240 €/t di febbraio 2025 corrisponde al rialzo invernale. La crisi di Hormuz ha prodotto a marzo 2026 un picco a 1.204 €/t, il più alto del periodo osservato, con una trasmissione quasi immediata dallo shock all'ingrosso al prezzo industriale al dettaglio — confermando che per il metano CNG non esistono buffer significativi tra il mercato spot e il distributore.

Il GNL autotrazione ha mostrato un profilo leggermente diverso: più basso del metano CNG nel 2024 (con un minimo di 939 €/t a marzo 2024), poi convergente nel 2025 e con una risposta relativamente contenuta a marzo 2026 (1.013 €/t). Questo ritardo di trasmissione è coerente con la struttura contrattuale tipica del GNL, dove i prezzi di fornitura incorporano contratti plurimensili non ancora aggiornati alle quotazioni spot post-Hormuz. Nei mesi successivi è atteso un allineamento al rialzo, salvo normalizzazione rapida dello scenario geopolitico.

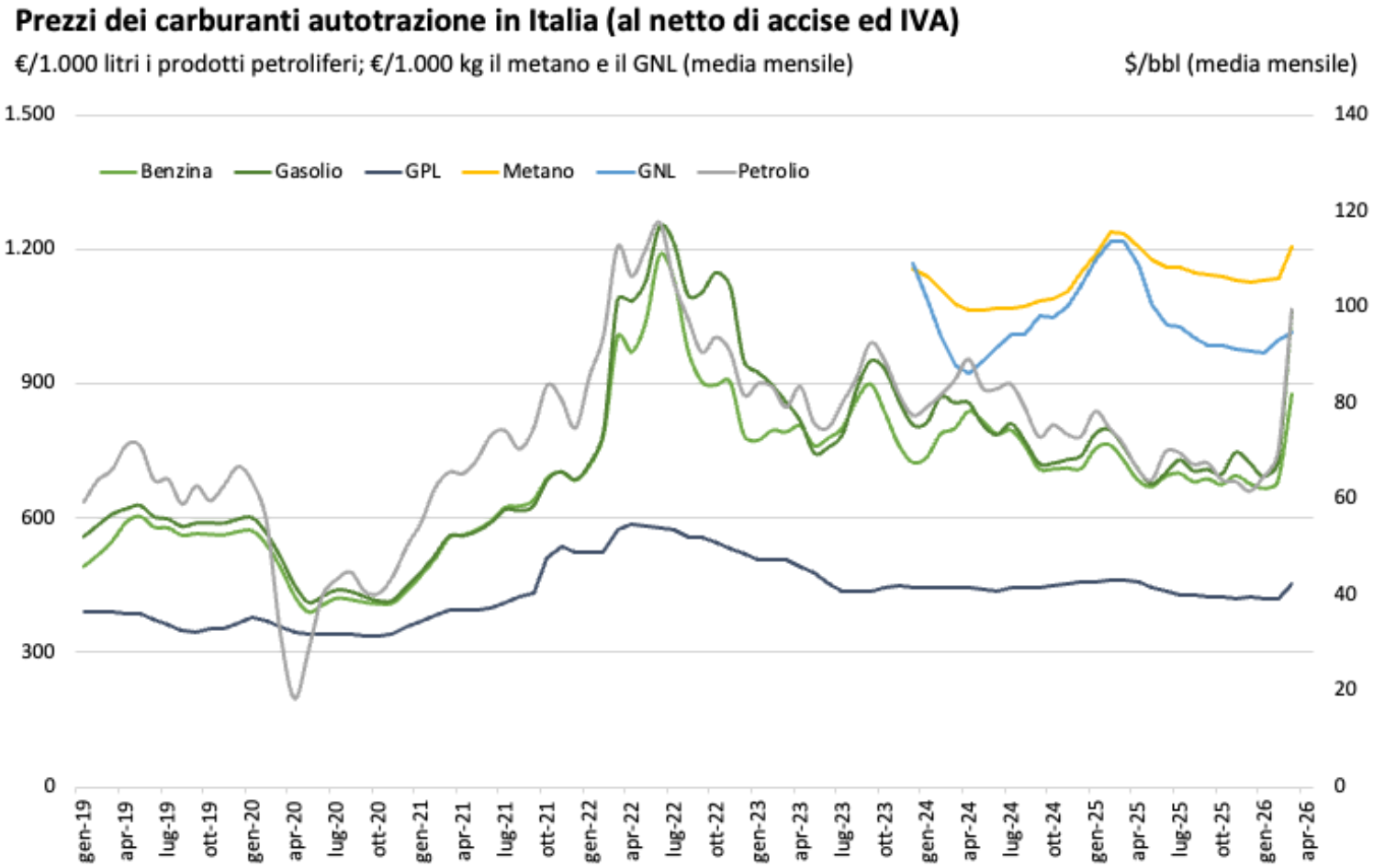


Figura 49 – Prezzi dei carburanti autotrazione in Italia (al netto di accise ed IVA)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati MASE

3.2 Indicatori di efficienza del sistema energetico regionale

Nel periodo di lungo periodo compreso tra il 1980 e il 2024, il **PIL** dell'Emilia-Romagna a valori concatenati 2020 è passato da circa 102,6 miliardi di euro a 174,9 miliardi, con una crescita complessiva prossima al 71%. Se fino agli inizi degli anni duemila il trend è stato sostanzialmente stabile e in costante crescita, nell'ultimo ventennio si sono registrate due gravi contrazioni strutturali — la crisi finanziaria globale del 2008–2009, con una perdita di circa 11 miliardi in un anno, e la crisi pandemica del 2020, che ha determinato una caduta del PIL regionale di circa 13,9 miliardi (−8,4% rispetto al 2019). Il recupero post-pandemico è stato rapido e sostenuto: già nel 2021 il PIL si è attestato a 167,6 miliardi, superando i livelli pre-COVID nel 2022 (173,8 miliardi) e proseguendo la crescita nel 2023 e 2024, rispettivamente a 174,5 e 174,9 miliardi.

Il biennio più recente si è caratterizzato per una sostanziale stabilizzazione del PIL regionale su valori record. La variazione tra il 2022 e il 2023 è stata marginalmente positiva (+0,4%), mentre tra il 2023 e il 2024 si è registrato un ulteriore incremento contenuto (+0,2%), segnalando un rallentamento della fase espansiva avviata nel 2021. Il valore aggiunto totale segue la medesima traiettoria, passando da 155,9 miliardi nel 2022 a 156,5 miliardi nel 2023 e 156,8 miliardi nel 2024.

L'**industria in senso stret**to mostra una sostanziale stazionarietà: dopo il picco del 2021–2022 (43,4 miliardi), il valore aggiunto si è mantenuto pressoché invariato nel 2023 e 2024 (43,4 miliardi), configurando un plateau che riflette le difficoltà del manifatturiero nel contesto di debolezza della domanda interna ed estera.

Le **costruzioni** segnano invece una lieve flessione dopo il picco del 2023 (8,7 miliardi), scendendo a 8,4 miliardi nel 2024. Il settore aveva beneficiato in modo pronunciato degli incentivi fiscali legati al Superbonus e alle detrazioni edilizie, il cui progressivo ridimensionamento si riflette nella correzione in atto.

Il valore aggiunto dei **servizi** registra una crescita moderata ma continua: da 101,3 miliardi nel 2022 a 101,6 nel 2023 e 101,8 nel 2024, confermando il ruolo trainante del terziario nell'economia regionale.

Il valore aggiunto dell'**agricoltura** evidenzia una ripresa nel 2024 (3,2 miliardi) dopo il minimo del 2023 (2,7 miliardi), che risentiva in una certa misura anche degli effetti dell'alluvione di maggio 2023 sul territorio regionale.

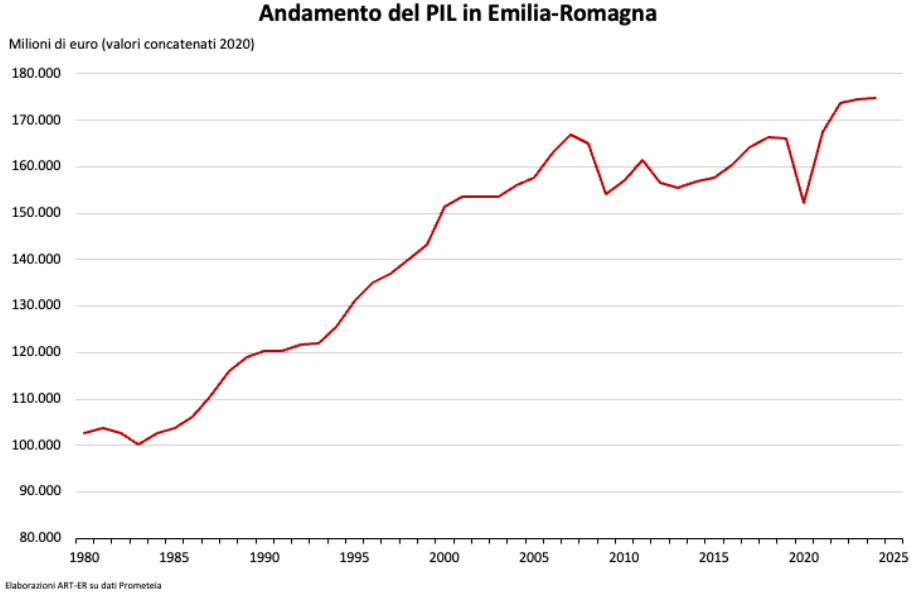


Figura 50 - Andamento del PIL in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Prometeia

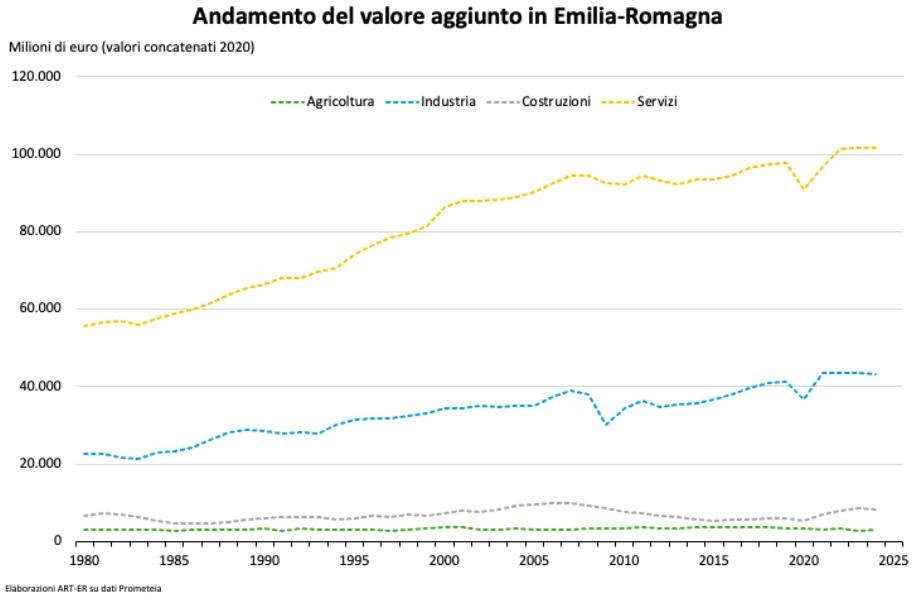


Figura 51 - Andamento del valore aggiunto in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Prometeia

In termini di intensità energetica[46], quale indicatore di efficienza del sistema energetico regionale, si può osservare come nell'ultimo periodo disponibile (2017-2023) l'intensità energetica complessiva sul PIL sia rimasta piuttosto stabile a livelli intorno a 80 tep/M€, sebbene a partire dal 2022 si stia registrando un leggero calo verso i 70 tep/M€. Ciò è dovuto, per buona parte, al ricalcolo dei consumi energetici nel caso del calore derivato di cui si è ampiamente discusso nel Rapporto di Monitoraggio precedente, che ha ridotto in maniera significativa i consumi finali su cui viene calcolato l'indicatore.

Un andamento stabile risulta avere anche il settore terziario, con un'intensità energetica intorno ai 20 tep/M€ (sebbene anch'esso in leggero calo nell'ultimo biennio), mentre più altalenante risulta il settore industriale, il quale, da un lato, complice la pandemia, ha registrato un picco nel 2020 (per tornare ai livelli pre-Covid nel 2021), e dall'altro, subisce gli effetti della variazione nel calcolo dei consumi finali di calore derivato sopra citata.

In forte aumento nel 2023, invece, il settore agricolo, che non pare abbia risentito del periodo pandemico ed anzi sembra progressivamente sempre più energy intensive.

[46] Si ricorda che questo indicatore confronta il consumo energetico di un settore con il proprio valore aggiunto. Nel caso dell'intensità energetica complessiva del sistema energetico regionale, il confronto avviene tra i consumi energetici totali (inclusi quelli dei settori non economici quali il settore residenziale e il settore dei trasporti) e il PIL regionale.

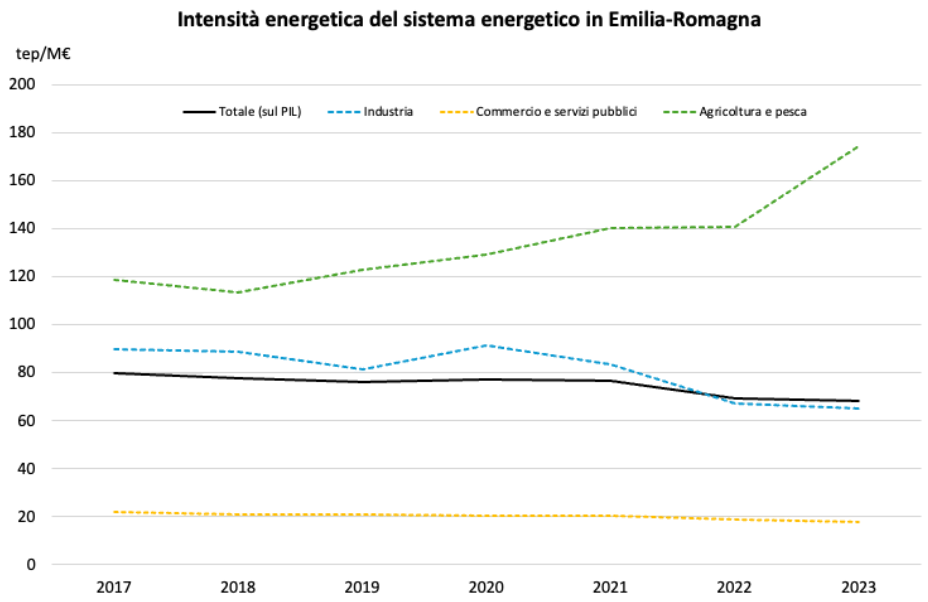


Figura 52 - Intensità energetica del sistema energetico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Prometeia

3.3 Impatto economico sulle famiglie delle misure di efficientamento energetico

Per quanto riguarda il settore residenziale, negli ultimi anni sono stati realizzati numerosi e significativi interventi di efficientamento energetico sugli edifici, come visto nei capitoli precedenti.

Sebbene il consumo energetico del settore risulti piuttosto stabile, è indubbio tuttavia che i benefici derivanti dalle diverse misure di risparmio ed efficienza energetica realizzate fino ad oggi siano rilevanti e in costante crescita.

Al 2023, considerando gli effetti delle principali misure di efficientamento energetico nel settore residenziale (Bonus Casa, Ecobonus, Superbonus, Conto Termico, Bonus facciate, requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici, ecc.) è possibile stimare infatti che i risparmi ottenuti siano pari a quasi il 50% dei consumi energetici complessivi del settore residenziale: è da rilevare che si tratta di risparmi energetici rispetto ad una situazione in cui tali interventi di efficientamento non sarebbero stati realizzati. Si tratta, in ogni caso, di risparmi energetici "teorici", legati a stime dei benefici derivanti da un utilizzo "standard" di edifici e impianti, il cui reale utilizzo dipende in effetti dalle modalità d'uso delle abitazioni da parte degli utenti e che condiziona l'effettivo consumo di energia anche a fronte di significativi interventi di efficienza energetica.

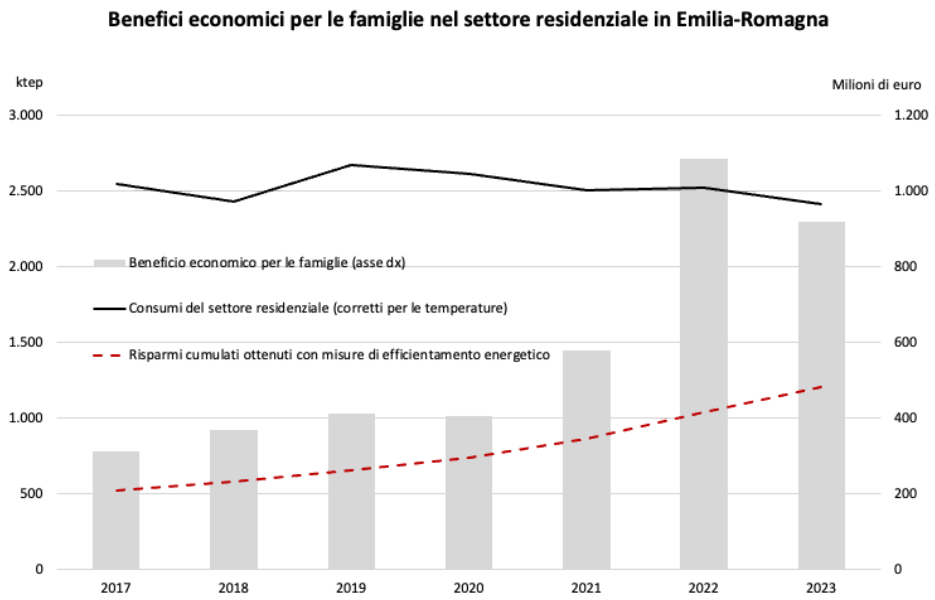


Figura 53 – Benefici economici per le famiglie nel settore residenziale in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati SACE (ART-ER), ENEA e ARPAE

Tuttavia, la consapevolezza di questi risparmi, in particolare in bolletta, non è del tutto percepita dagli utenti finali anche a causa dei forti aumenti dei prezzi dell'energia che si sono avuti negli ultimi anni.

In ogni caso, per questo volume di interventi, ai prezzi dell'energia per i clienti domestici del 2023, è possibile stimare per le famiglie in Emilia-Romagna un beneficio economico complessivo pari a circa **830 milioni di euro**.

Al tempo stesso è opportuno analizzare i dati di povertà energetica che caratterizzano il territorio regionale mettendoli a confronto con l'andamento medio nazionale.

Nel 2024, secondo l'indicatore OIPE[47], la povertà energetica[48] in Italia ha coinvolto 2,4 milioni di famiglie (9,1% del totale). Nonostante rappresenti un massimo storico, tale valore risulta sostanzialmente stabile rispetto al 9% dell'anno precedente. In controtendenza, **l'Emilia-Romagna registra un lieve incremento (+0,4 punti percentuali), pur mantenendosi sotto la media nazionale.** Tuttavia, nel periodo 2019-2024, l'incidenza regionale mostra una crescita significativa, raddoppiando quasi dal 4,4% al 7,6%, come illustrato nel grafico seguente.

[47] https://oipeosservatorio.it/wp-content/uploads/2025/12/2025_PE_ITA_2024.pdf

[48] La povertà energetica trova una sua chiara definizione nella direttiva sull'efficienza energetica n. 1791 del 13 settembre 2023, art. 2 comma 52) che cita quanto segue «povertà energetica»: l'impossibilità per una famiglia di accedere a servizi energetici essenziali che forniscono livelli basilari e standard dignitosi di vita e salute, compresa un'erogazione adeguata di riscaldamento, acqua calda, raffrescamento, illuminazione ed energia per alimentare gli apparecchi, nel rispettivo contesto nazionale, della politica sociale esistente a livello nazionale e delle altre politiche nazionali pertinenti, a causa di una combinazione di fattori, tra cui almeno l'inaccessibilità economica, un reddito disponibile insufficiente, spese elevate per l'energia e la scarsa efficienza energetica delle abitazioni.

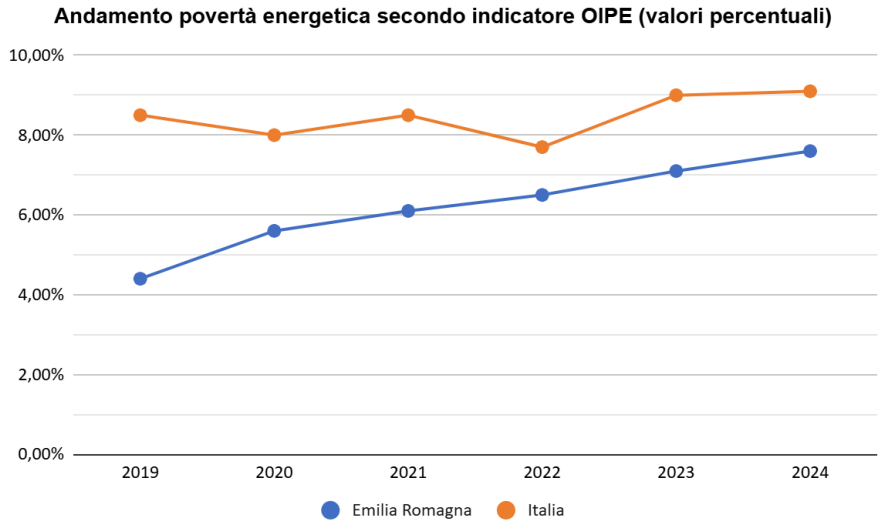


Figura 54 –Andamento povertà energetica in Italia ed Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati OIPE

La lettura di questi risultati si inserisce in una cornice più ampia. L'attuale crisi energetica, esacerbata dalle tensioni geopolitiche derivanti dall'invasione russa dell'Ucraina e dalla volatilità dei mercati all'ingrosso, ha riportato la povertà energetica al centro dell'agenda dell'Unione Europea. I dati Eurostat evidenziano che, sebbene ci sia stata una lieve flessione nel 2024 (9,2% della popolazione UE in difficoltà nel riscaldare casa rispetto al 10,6% del 2023), il peso delle bollette rimane un fattore di rischio per milioni di nuclei già vulnerabili. Con il programma "Fit for 55", la povertà energetica diventa una priorità strutturale. Strumenti come la direttiva sull'efficienza energetica (EED 3) e la direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (EPBD) introducono obblighi di prioritizzazione degli interventi per i più poveri.

L'ordinamento italiano ha sviluppato un set di strumenti per mitigare la povertà energetica, evolvendo da misure puramente assistenziali a investimenti strutturali finanziati dal PNRR e dal fondo RePowerEU. L'Emilia-Romagna, con la LR 5/2022, punta decisamente sulle CER come strumento di contrasto alla povertà energetica, offrendo assistenza tecnica e finanziamenti per progetti di "solidarietà energetica" che coinvolgano il terzo settore.

Il tema della povertà energetica, inoltre, è integrato all'interno dei PAESC e rappresenta un'evoluzione cruciale nel passaggio dai precedenti PAES al nuovo quadro europeo al 2030. Mentre in passato l'attenzione era focalizzata quasi esclusivamente sulla mitigazione, il nuovo Patto dei Sindaci eleva il contrasto alla povertà energetica a terzo pilastro obbligatorio — accanto a mitigazione e adattamento — rendendolo **parte integrante delle attività di monitoraggio**.

3.4 Impatto economico per le imprese delle misure di efficientamento energetico

Nel 2023 il settore industriale dell'Emilia-Romagna ha registrato consumi energetici complessivi pari a 3.393 ktep. Il gas naturale si conferma vettore largamente dominante con una quota del 53%, seguita dall'energia elettrica (31%) e da altri vettori — principalmente biomasse, calore di recupero e prodotti petroliferi — per il residuo 15%.

Sei comparti concentrano oltre l'80% dei consumi industriali totali (2.745 ktep su 3.393 ktep), rappresentando i principali driver del fabbisogno energetico regionale e le aree di intervento prioritarie per politiche di efficienza e decarbonizzazione.

Vettore energetico	ktep	Quota %
Gas naturale	1.811	53%
Energia elettrica	1.062	31%
Altro (biomasse, calore, prod. petroliferi)	519	15%
Totale	**3.393**	**100%**

Tabella 31 – Fonti e vettori energetici utilizzati nell'industria in Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

Settore	Totale (tep)	Gas (tep)	Elettricità (tep)	Altro (tep)	% su tot.	Gas %
Minerali non metalliferi	693	376	200	117	20%	54%
Alimentari, bevande e tabacco	497	243	216	38	15%	49%
Chimica e petrolchimica	483	150	127	206	14%	31%
Macchine e apparecchiature	458	194	210	54	14%	42%
Siderurgia	311	247	33	32	9%	79%
Carta e stampa	303	241	28	33	9%	80%
Totale sei settori	**2.745**	**1.451**	**814**	**479**	**81%**	**53%**

Tabella 32 – Principali settori industriali energivori in Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

Il grado di elettrificazione — misurato come quota percentuale dell'energia elettrica sul totale dei consumi di settore — costituisce un indicatore rilevante per valutare sia il livello di maturità tecnologica attuale, sia il potenziale di decarbonizzazione associato all'incremento delle fonti rinnovabili nel mix elettrico nazionale.

La tabella seguente riporta tutti i settori ordinati per quota elettrica decrescente:

Settore	Consumi elettrici (tep)	Consumi termici (tep)	Totale (tep)	Quota elett. %
Attività non specificate altrove	138	42	180	**77%**
Industria del legno e dei prodotti in legno	22	23	45	**49%**
Macchine ed apparecchiature	210	248	458	**46%**
Industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	216	280	497	**44%**
Mezzi di trasporto	31	69	100	**31%**
Minerali non metalliferi	200	493	693	**29%**
Industria chimica e petrolchimica	127	356	483	**26%**
Industria estrattiva	5	17	22	**24%**
Metalli non ferrosi	24	82	107	**23%**
Costruzioni	13	64	77	**17%**
Industrie tessili e conciarie	14	103	117	**12%**
Siderurgia	33	278	311	**11%**
Industria della carta e della stampa	28	275	303	**9%**
Totale settore industria	**1.062**	**2.330**	**3.393**	**31%**

Tabella 33 – Elettrificazione dei settori industriali in Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

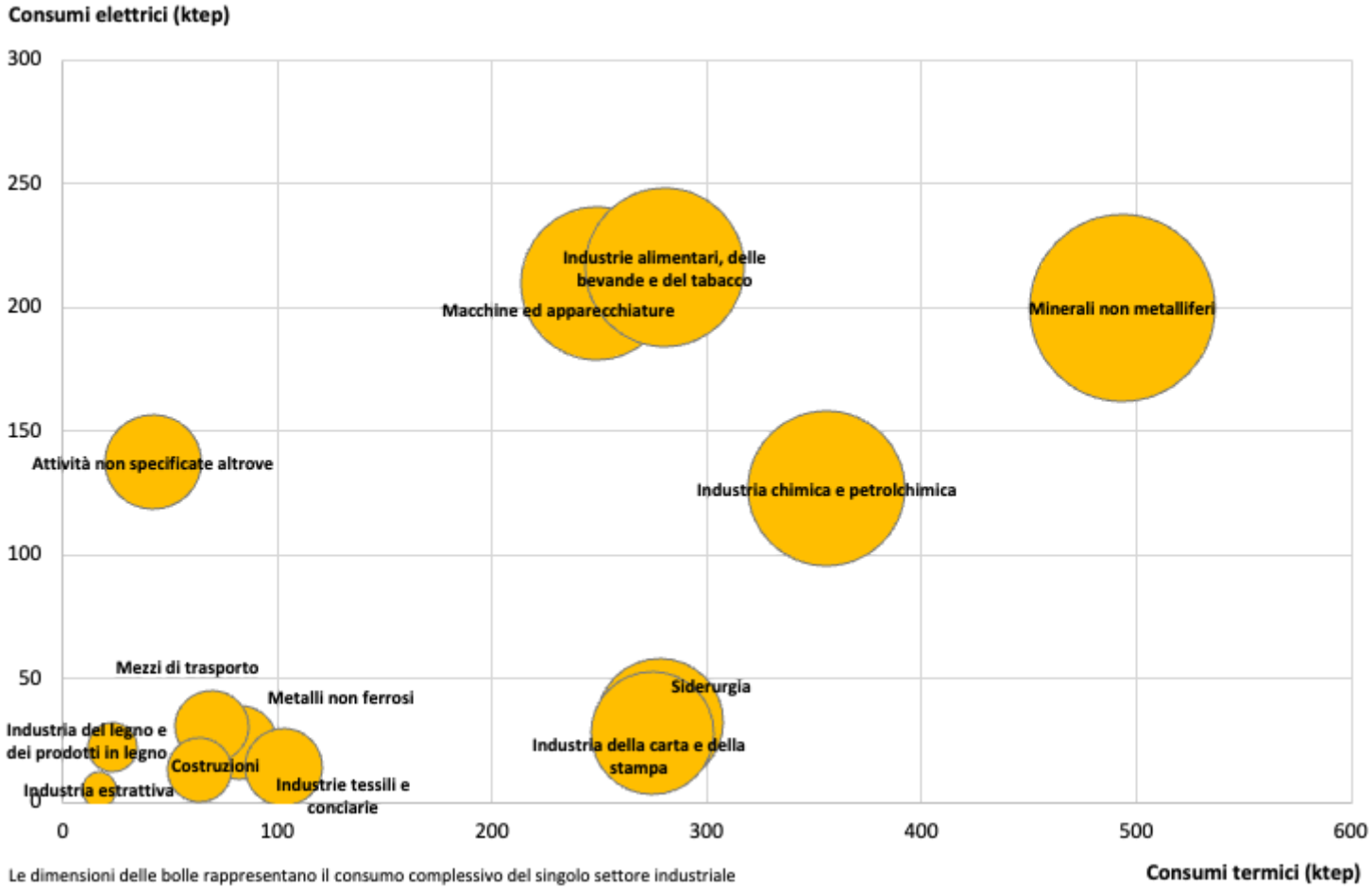


Figura 55 – Consumi energetici nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna nel 2023

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ARPAE

La composizione dei consumi energetici dei diversi settori industriali è molto diversa da settore a settore, con alcuni molto sbilanciati sui consumi elettrici (ad es. meccanica, estrattive e legno) mentre altri caratterizzati da consumi termici prevalenti (ad es. siderurgia e cartaria).

Osservando la composizione del valore aggiunto regionale per i diversi settori industriali, concentrandosi sulla dinamica 2017-2023, per la quale sono disponibili anche i corrispondenti dati di consumo energetico da bilancio ARPAE, emerge il quadro seguente.

Nel 2023 il valore aggiunto complessivo del settore industriale in Emilia-Romagna si attesta a **41,57 miliardi di euro** (prezzi costanti 2020), registrando un incremento dell'**1,8% rispetto al 2022** (40,84 mld €) e del **26,1% rispetto al 2017**. Il 2023 rappresenta il massimo storico della serie, confermando la resilienza del tessuto manifatturiero regionale dopo la contrazione pandemica del 2020 (-4,7% vs 2019) e il forte rimbalzo del 2021 (+21,2% vs 2020).

La composizione settoriale del 2023 evidenzia una marcata concentrazione del valore aggiunto industriale regionale in poche filiere strategiche:

- **Macchine ed apparecchiature**: 15,60 mld € (**37,5% del totale**) — primo comparto regionale, cuore della Motor Valley e del distretto della meccanica strumentale/packaging valley. Sostanzialmente stabile rispetto al 2022 (+0,3%), ma in crescita del 16,5% sul 2017.
- **Industrie alimentari, bevande e tabacco**: 5,73 mld € (**13,8%**) — seconda filiera per peso, in crescita costante (+5,7% su 2022; +36,0% su 2017), a conferma del ruolo strutturale del Food Valley emiliano-romagnolo e della sua sostanziale insensibilità ai cicli economici.
- **Costruzioni**: 5,08 mld € (**12,2%**) — in forte espansione (+7,2% su 2022; +70,8% su 2017), trainate dagli incentivi fiscali edilizi (Superbonus e misure correlate) e dagli interventi PNRR.
- **Mezzi di trasporto**: 4,73 mld € (**11,4%**) — crescita robusta (+8,3% su 2022; +42,1% su 2017), riflesso della performance di automotive di gamma alta, motociclo e componentistica.
- **Industria chimica e petrolchimica**: 2,81 mld € (**6,8%**) — in ripresa (+4,9% su 2022) dopo la flessione 2022 legata allo shock energetico.
- **Minerali non metalliferi** (ceramica): 2,23 mld € (**5,4%**) — in calo significativo (-12,1% su 2022), risentendo del rallentamento del settore edilizio europeo e dei costi energetici ancora elevati sul distretto ceramico di Sassuolo.

Il 2023 mostra un quadro eterogeneo con divergenze settoriali significative:

Crescono i settori esposti alla domanda finale resiliente (alimentare, costruzioni, mezzi di trasporto) e quelli che hanno beneficiato del rientro dei prezzi energetici (chimica). Soffrono invece i settori **energy-intensive** esposti a domanda ciclica: la siderurgia registra -26,4% (da 608 a 448 mln €), i minerali non metalliferi -12,1%, i metalli non ferrosi -24,6%. Questa dinamica riflette il doppio impatto della normalizzazione post-rimbalzo 2021-2022 e della debolezza della domanda europea, in particolare tedesca.

Per quanto concerne l'intensità energetica settoriale, nel 2023 l'intensità energetica complessiva del settore industriale emiliano-romagnolo si attesta a **82 tep/M€** (tonnellate equivalenti di petrolio per milione di euro di valore aggiunto, prezzi 2020), con un **calo del 2,4% rispetto al 2022** (84 tep/M€) e una **riduzione cumulata del 29,3% dal 2017** (116 tep/M€). Si tratta del valore più basso dell'intera serie storica e conferma una traiettoria di miglioramento strutturale dell'efficienza energetica, riconducibile all'effetto combinato di: crescita del valore aggiunto (+26,1% nel periodo), contenimento dei consumi finali, ricomposizione settoriale a favore di comparti a minore intensità energetica, e investimenti in efficientamento spinti anche dai meccanismi di incentivazione (Certificati Bianchi, Transizione 4.0/5.0, PNRR).

Il trend pluriennale evidenzia due fasi distinte: una progressiva riduzione 2017-2019 (da 116 a 101 tep/M€), un picco anomalo nel 2020 (108 tep/M€) per effetto della

caduta del denominatore durante il lockdown, e un successivo percorso di decoupling strutturale tra consumi energetici e valore aggiunto nel triennio 2021-2023.

L'analisi sul 2023 conferma la concentrazione dei consumi energetici in poche filiere. I comparti con intensità energetica superiore alla media regionale sono:

- **Metalli non ferrosi**: 814 tep/M€ — primo settore per intensità, in forte aumento rispetto al 2022 (+39,1%) dopo il minimo del 2022 (585 tep/M€). La volatilità riflette la sensibilità del comparto ai cicli produttivi e ai prezzi dell'alluminio.
- **Siderurgia**: 694 tep/M€ — secondo settore per intensità, in netta crescita sul 2022 (+68,9%, da 411 a 694 tep/M€). L'aumento è spiegato dal **calo del 26,4% del valore aggiunto** analizzato in precedenza, che ha ridotto il denominatore più rapidamente dei consumi.
- **Industria della carta e stampa**: 446 tep/M€ — in diminuzione rispetto al 2022 (-11,9%), ma ancora ben sopra la media.
- **Industria estrattiva**: 387 tep/M€ — in forte incremento (+115% su 2022).
- **Minerali non metalliferi** (ceramica): 311 tep/M€ — in aumento del 16,5% sul 2022, effetto combinato di riduzione del valore aggiunto (-12,1%) e pressione sui consumi nonostante gli investimenti in efficientamento del distretto di Sassuolo.

All'opposto, i settori a maggior valore aggiunto unitario mostrano intensità strutturalmente contenute: **costruzioni** (15 tep/M€), **mezzi di trasporto** (21 tep/M€) e **macchine ed apparecchiature** (29 tep/M€). Proprio quest'ultimo, che rappresenta il 37,5% del valore aggiunto industriale regionale, spiega in larga misura la bassa intensità media complessiva: la specializzazione regionale nella meccanica strumentale costituisce un vantaggio strutturale in chiave di transizione energetica.

Il 2023 presenta un **pattern divergente preoccupante**: mentre l'indicatore aggregato migliora, i principali comparti energy-intensive (siderurgia, metalli non ferrosi, ceramica, estrattiva) registrano peggioramenti significativi. Questo riflette principalmente un **effetto denominatore**, ossia la contrazione del valore aggiunto in settori ciclici, piuttosto che un reale deterioramento dell'efficienza tecnica.

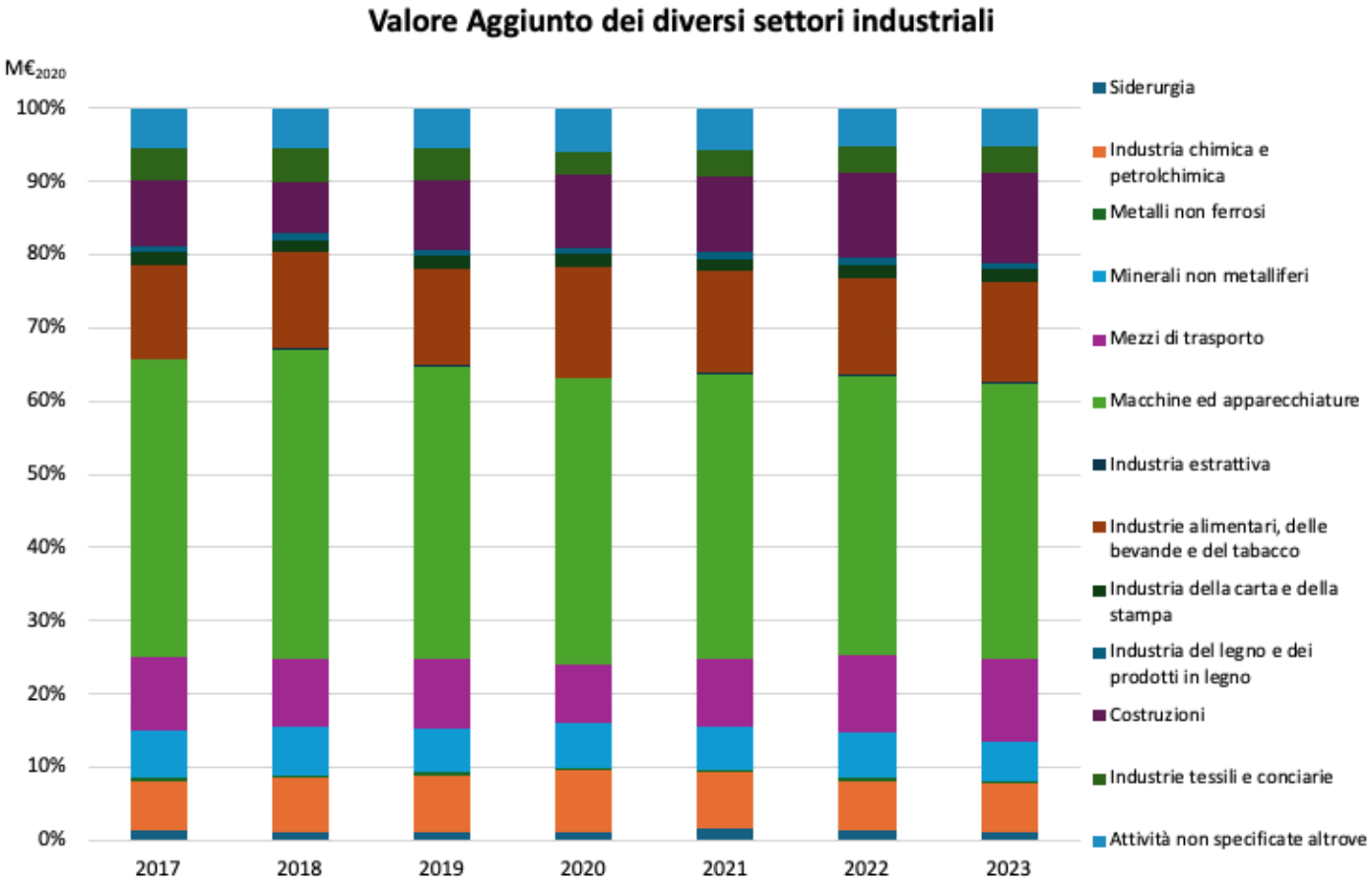


Figura 56 – Valore aggiunto nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA

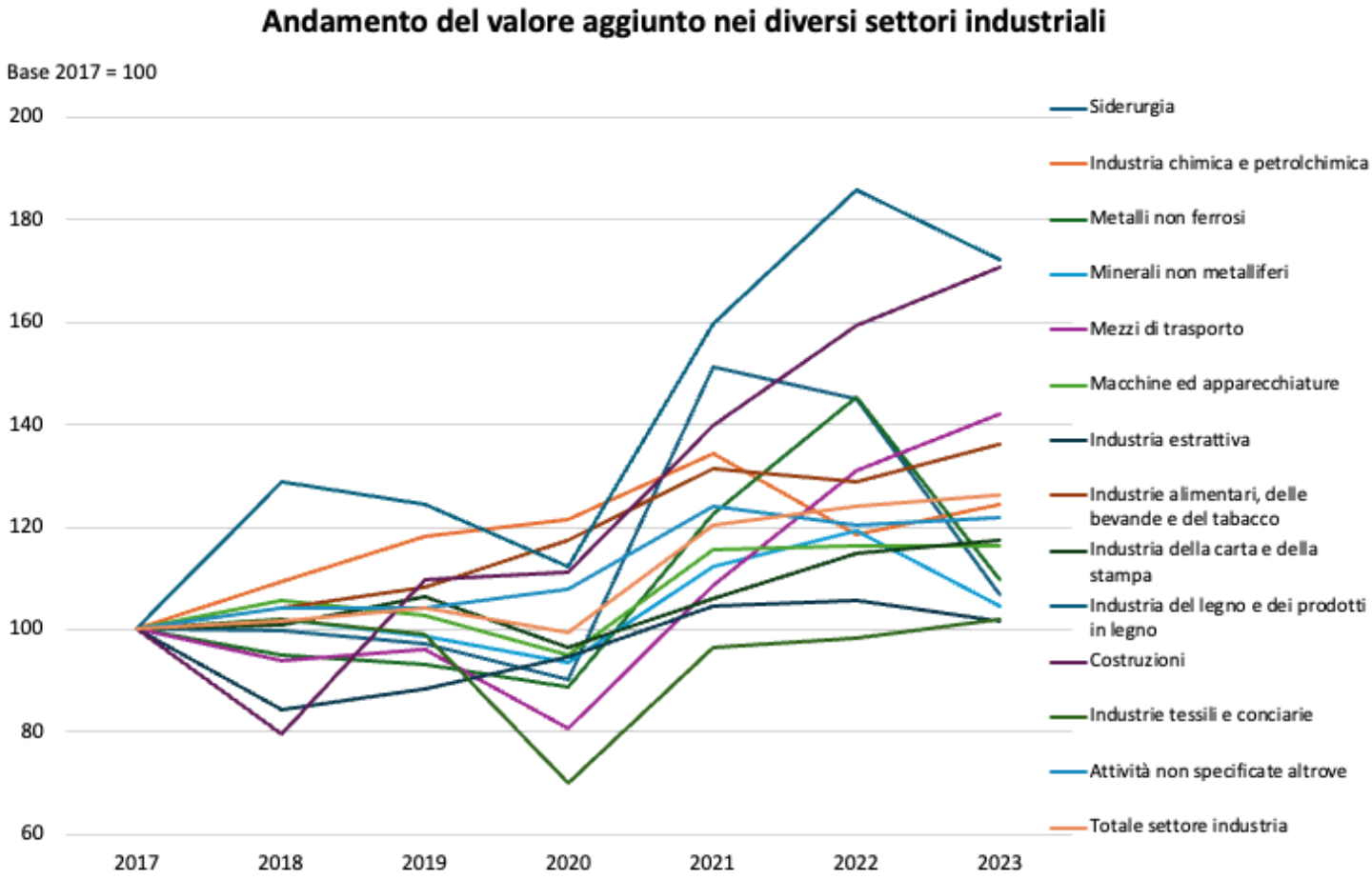


Figura 57 – Andamento del valore aggiunto nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna (2017 = 100)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA

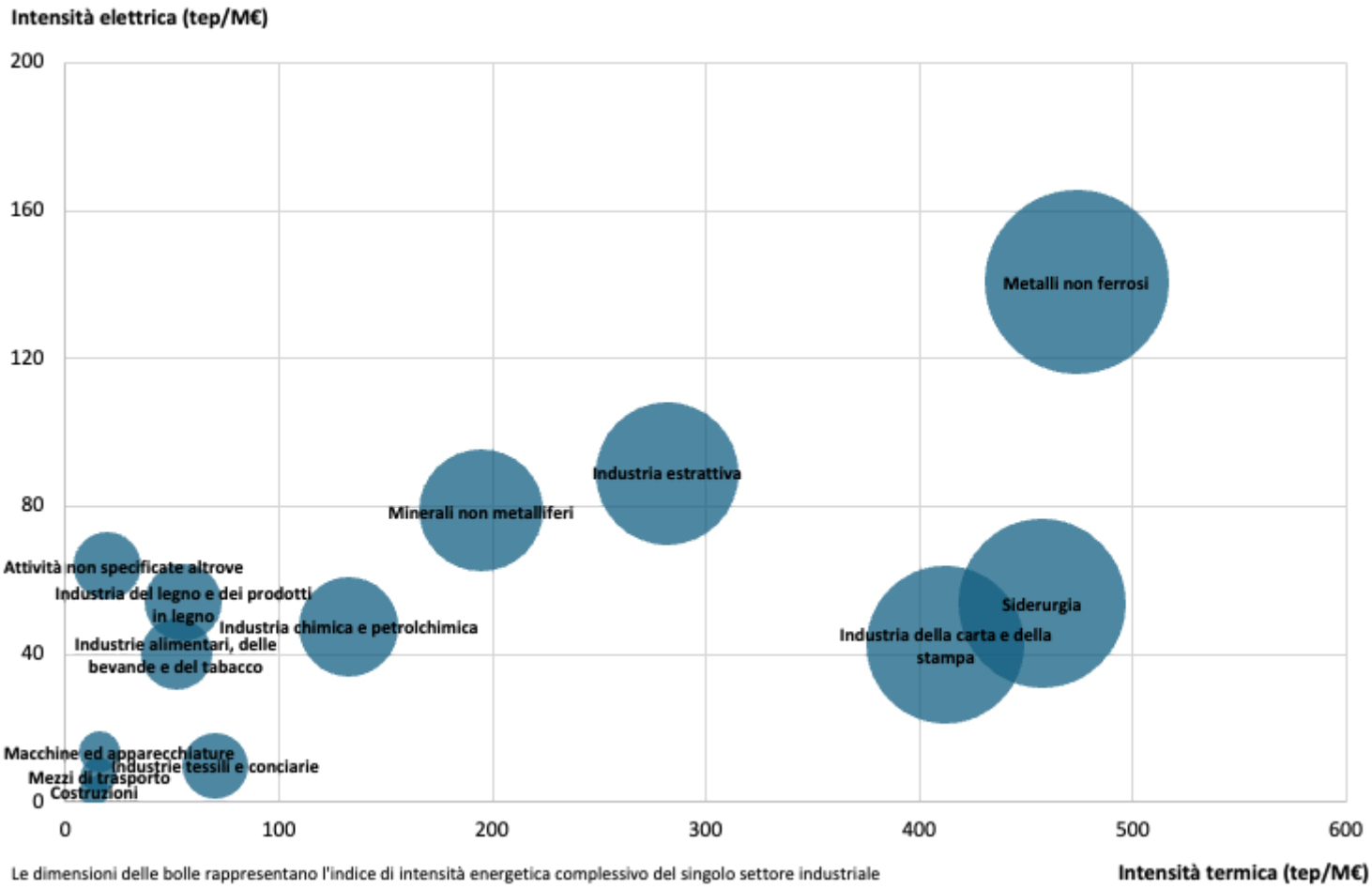


Figura 58 – Intensità elettrica e termica nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA, ARPAE e GSE

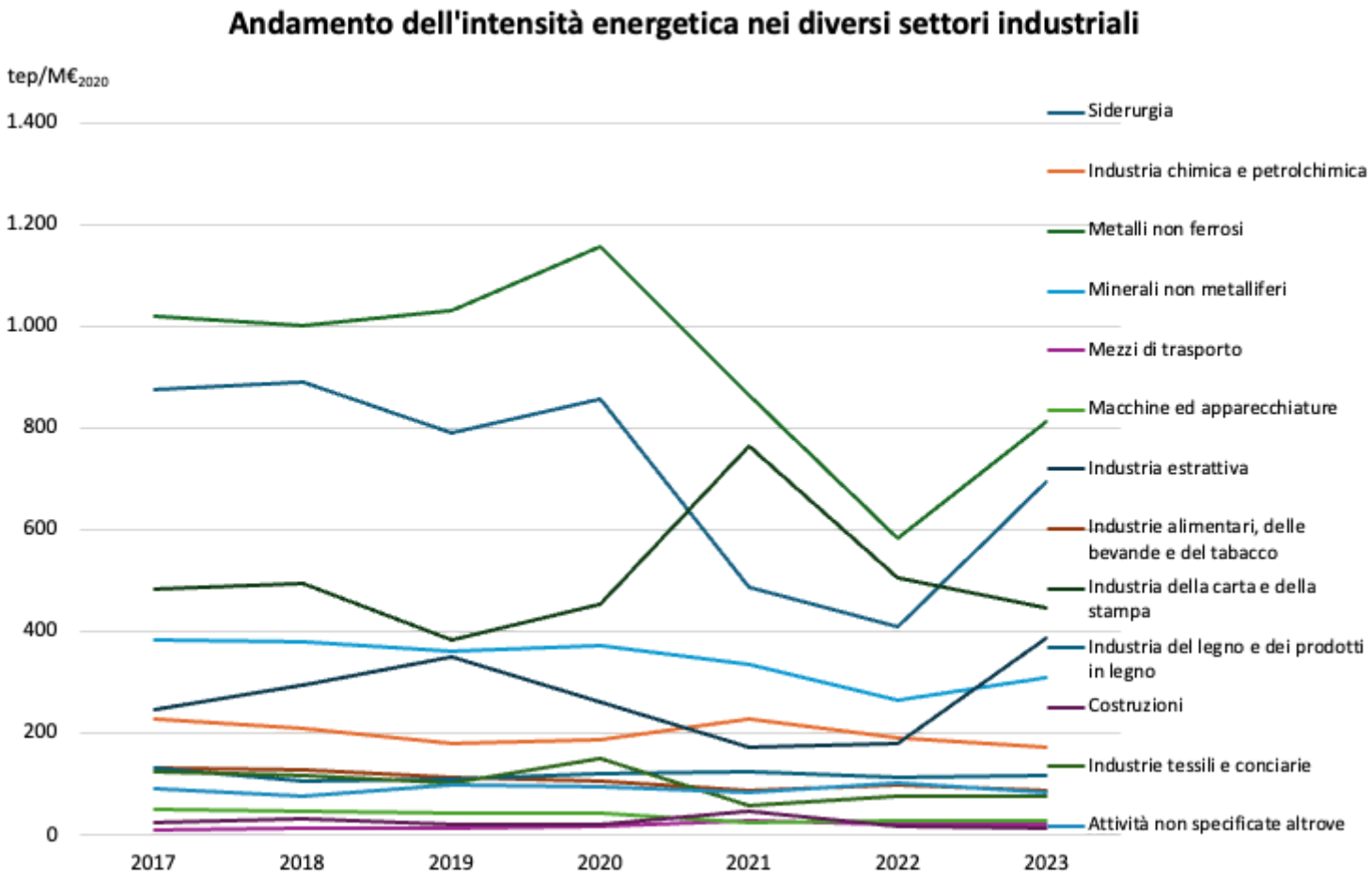


Figura 59 – Andamento dell'intensità energetica nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna (in tep/M€)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA, ARPAE e GSE

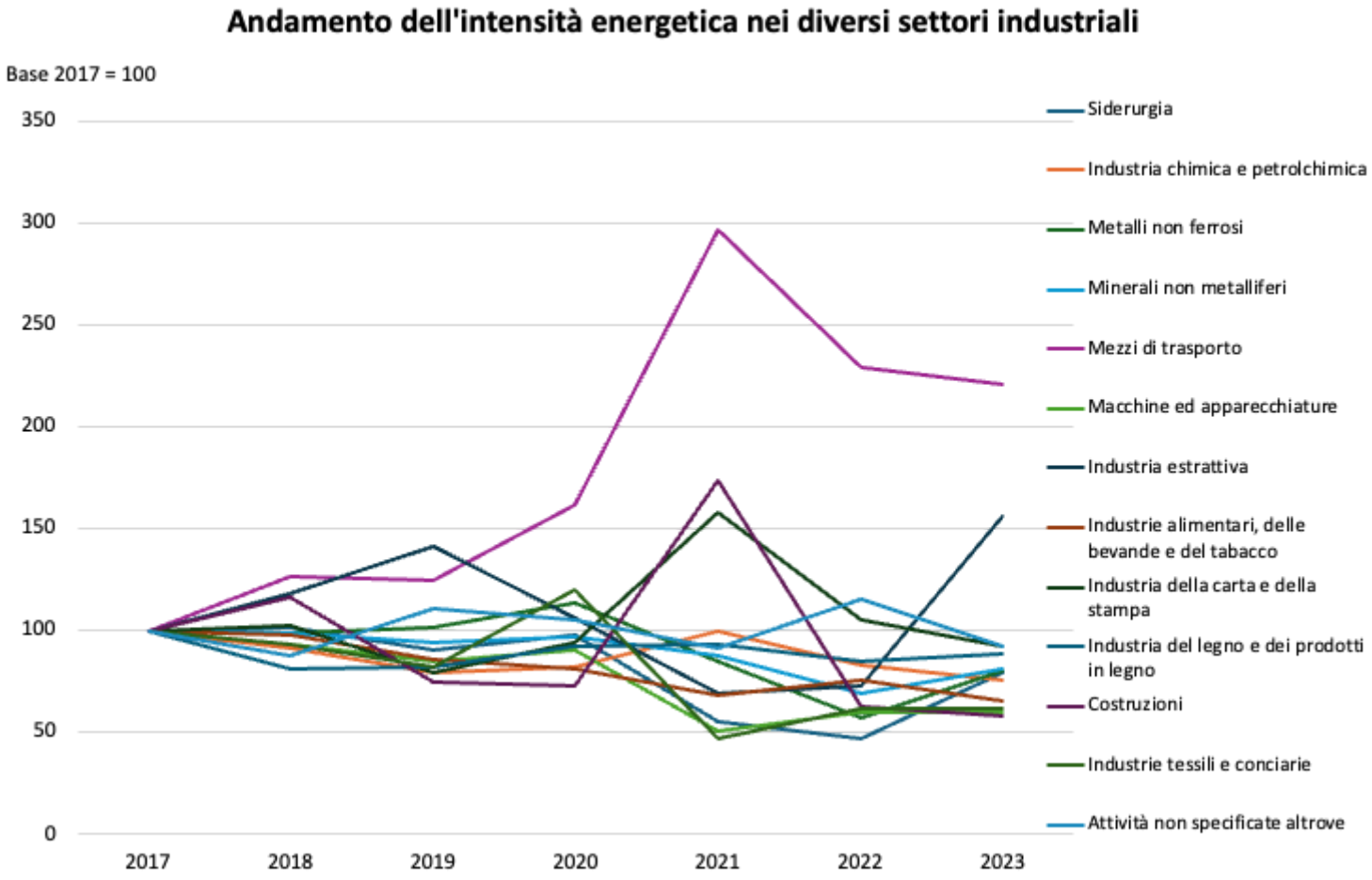


Figura 60 – Andamento dell'intensità energetica nei diversi settori industriali in Emilia-Romagna (con base 2017 = 100)

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA, ARPAE e GSE

In questo quadro, al fine di valutare i benefici derivanti dalle misure di efficientamento energetico del settore industriale, ci si è riferiti ai consumi elettrici e termici del settore. A questo riguardo, di seguito è riportato l'andamento del dato relativo all'intensità elettrica e termica per il settore industriale nel suo complesso sull'arco temporale che si estende dal 2017 al 2023.

L'intensità termica del settore industriale mostra una **traiettoria chiaramente decrescente** lungo l'intero periodo di osservazione, coerente con i dati aggregati analizzati in precedenza (da 116 tep/M€ nel 2017 a 82 tep/M€ nel 2023, -29,3%). Il profilo della serie evidenzia:

- una **fase di sostanziale stabilità** nel biennio iniziale, con valori prossimi al massimo della serie;
- un **picco anomalo intermedio** nel 2020, quando la caduta del valore aggiunto durante il lockdown ha temporaneamente gonfiato l'indicatore (effetto denominatore) nonostante la contrazione dei consumi assoluti;
- una **discesa marcata nel triennio finale** (2021-2023), con una riduzione particolarmente netta negli ultimi due anni, che ha portato l'indicatore al minimo storico.

La linea di tendenza tratteggiata conferma un **miglioramento strutturale dell'efficienza energetica** superiore a quello atteso dalla sola ciclicità economica, indicando un processo genuino di decoupling tra crescita industriale e consumi energetici.

L'intensità elettrica mostra un andamento **significativamente diverso e più stabile**. La serie si colloca su un livello nettamente inferiore rispetto all'intensità energetica complessiva — coerente con il fatto che l'elettricità rappresenta solo una quota del mix energetico industriale (gas naturale e combustibili termici costituiscono la componente prevalente in settori come ceramica, chimica e siderurgia).

Il profilo evidenzia:

- una **sostanziale stabilità** nel periodo iniziale;
- un **lieve rialzo nella parte centrale** della serie,nel periodo 2020-2021, quando la ripresa post-pandemica e i primi effetti dell'elettrificazione hanno spinto la quota elettrica sui consumi totali;
- una **leggera flessione nel 2023**, che riporta l'indicatore sui valori minimi del periodo.

La linea di tendenza risulta **sostanzialmente piatta o leggermente decrescente**, indicando che, a differenza dell'intensità termica, l'intensità elettrica non ha beneficiato dello stesso miglioramento strutturale.

Il confronto tra le due serie offre spunti di rilievo per la politica energetica regionale:

- **Elettrificazione ancora contenuta**: la stabilità dell'intensità elettrica a fronte del forte calo dell'intensità energetica totale suggerisce che l'efficientamento è avvenuto prevalentemente sui vettori termici (riduzione di gas e combustibili), più che attraverso una sostituzione strutturale verso l'elettrico. Questo è coerente con la difficoltà di elettrificazione dei processi hard-to-abate (ceramica, siderurgia, vetro), ancora largamente dipendenti dal gas naturale.
- **Quota elettrica crescente sul mix**: se l'intensità elettrica resta stabile mentre quella totale cala, la quota di elettricità sul fabbisogno energetico industriale complessivo è in aumento — un segnale positivo ma ancora debole rispetto agli obiettivi di elettrificazione del PNIEC e del PER 2030.

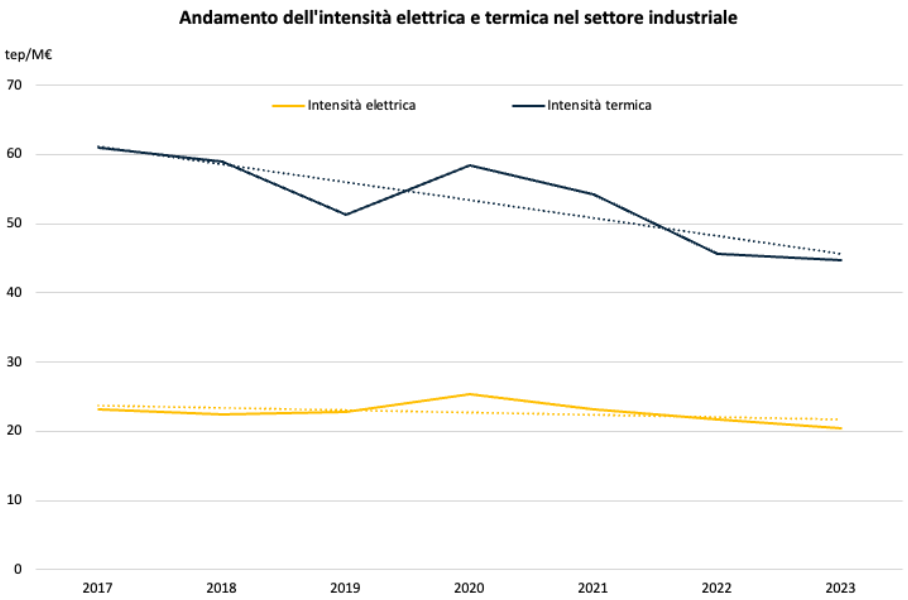


Figura 61 – Andamento dell'intensità elettrica e termica nel settore industriale in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA, ARPAE e GSE

Nonostante ciò, è possibile quantificare i benefici economici derivanti dalle misure di efficientamento energetico realizzate nel settore industriale laddove in particolare si siano registrati dei miglioramenti dell'intensità energetica settoriale.

A tal fine, considerando l'andamento dei prezzi di elettricità e gas in Italia, è possibile stimare nel periodo 2017-2023 un risparmio pari a **circa 550 milioni di euro per l'elettricità** (di cui oltre 270 M€ solo nel 2022) e a **circa 860 milioni di euro per il gas** (di cui oltre 630 nel 2022) per le sole materie prime (escluse IVA e accise).

Nel complesso, pertanto, si stimano circa 1,4 miliardi di euro di risparmi economici (per le sole materie prime, IVA e accise escluse) derivanti dalle misure di efficientamento energetico realizzate nel settore industriale nel periodo 2017-2023.

In questo caso si tratta di risparmi economici cumulati che risentono, ovviamente, dell'andamento dei prezzi dell'energia, e risultano pertanto tanto più rilevanti, a parità di risparmio energetico, quando i prezzi energetici sono più elevati (come nel caso degli aumenti dei prezzi di gas ed elettricità che si sono avuti nel 2022).

Restringendo il campo ai settori energy intensive (a elevata intensità energetica), i risparmi economici associati alle misure di efficientamento energetico devono essere integrati con i costi sostenuti da queste imprese per adempiere agli obblighi ETS.

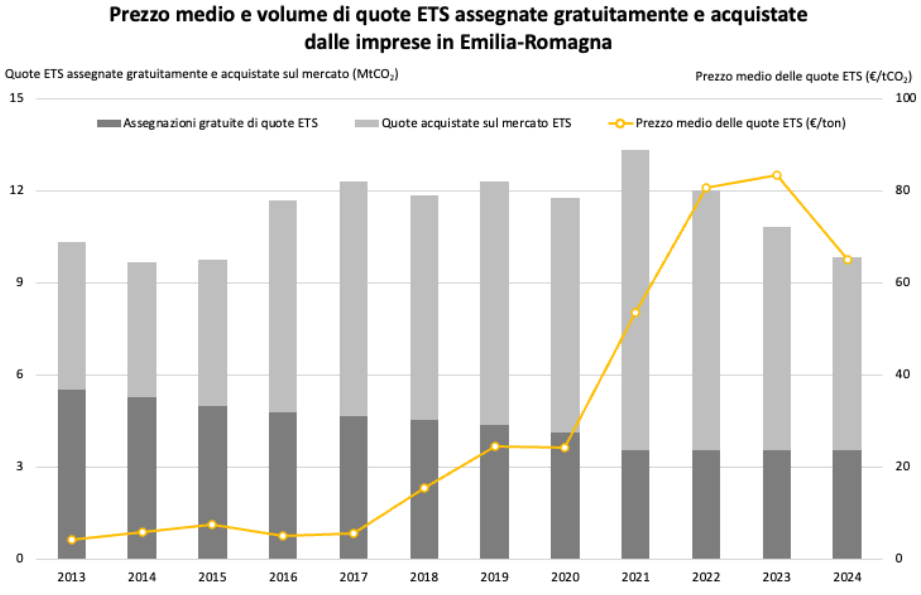


Figura 62 – Prezzo medio e volume di quote ETS assegnate gratuitamente e acquistate dalle imprese in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA, ARPAE e GSE

E' da segnalare che le imprese emiliano-romagnole hanno dovuto subire costi per l'acquisto di quote di emissione di CO_2 nell'ambito del sistema ETS per quasi 2,4 miliardi di euro nello stesso periodo (2017-2023).

Pertanto, è da rilevare un esborso complessivo di circa 1 miliardo di euro tra i risparmi energetici ottenuti dagli interventi di efficientamento energetico e i costi sostenuti dal sistema industriale regionale per essere compliance al sistema EU ETS.

3.5 La decarbonizzazione per alcuni settori chiave ed emergenti in Emilia-Romagna

3.5.1 Il settore ceramico in Emilia-Romagna

L'Emilia-Romagna è leader europeo e mondiale nella produzione di piastrelle ceramiche, con il distretto di Modena e Reggio Emilia che concentra **più dell'80% della produzione nazionale**.

Il comparto ceramico, sebbene contribuisca per **poco più dell'1%** al PIL regionale, rappresenta uno dei settori manifatturieri più rilevanti insieme a meccanica, motoristica e agroalimentare.

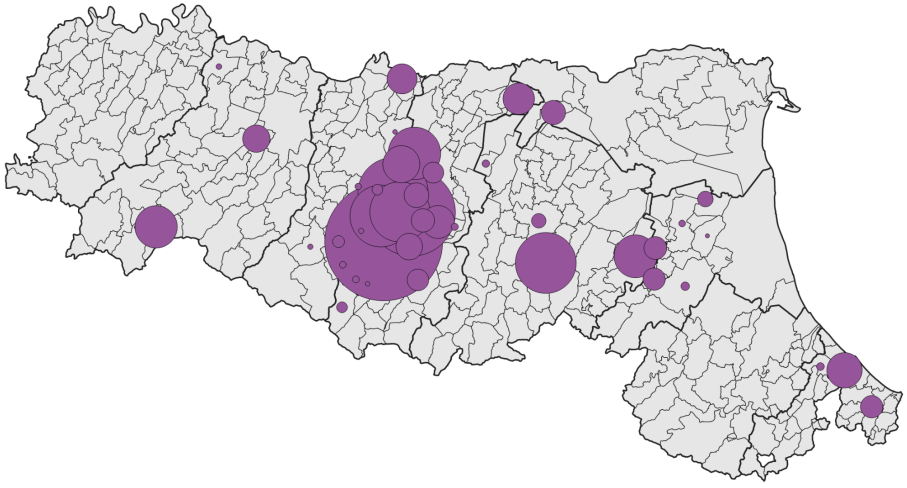


Figura 63 – Distribuzione territoriale su base comunale delle imprese afferenti al settore ceramico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA

Quello ceramico è un settore fortemente orientato all'export, con oltre il 75% della produzione destinata ad essere esportata.

Essendo un settore ad alta intensità energetica, tradizionalmente basato su gas naturale, oggi il settore ceramico si pone al centro di importanti sfide per la decarbonizzazione (idrogeno, elettrificazione, cattura CO_2).

D'altro canto, rappresenta uno dei settori più esposti alla competizione internazionale (in particolare da parte dei concorrenti spagnoli, turchi e asiatici), e alla variabilità dei costi energetici, essendo particolarmente vulnerabile rispetto al prezzo del gas.

Il settore ceramico, in sintesi, costituisce una delle colonne portanti dell'economia emiliano-romagnola per le seguenti ragioni:

- traina l'export e l'occupazione industriale,
- genera valore aggiunto superiore alla media manifatturiera
- rappresenta un punto di forza ma anche un settore energy-intensive in prima linea nella transizione ecologica.

Sulla base dell'analisi dei dati AIDA per il periodo 2017-2024, il settore ceramico ha mostrato un andamento economico-finanziario dinamico, caratterizzato da fasi di stagnazione iniziale e una successiva e robusta ripresa.

Nel periodo 2017-2024, infatti, il comparto ha attraversato una fase di profonda trasformazione, caratterizzata dall'interazione di tre shock principali: la pandemia COVID-19 (2020), il boom post-pandemico dell'edilizia (2021-2022) e la crisi energetica innescata dall'escalation geopolitica e dall'impennata dei prezzi del gas naturale (2022-2024). Tali fenomeni hanno prodotto dinamiche non lineari tanto sul versante economico quanto su quello energetico, con impatti rilevanti sull'intensità energetica del comparto.

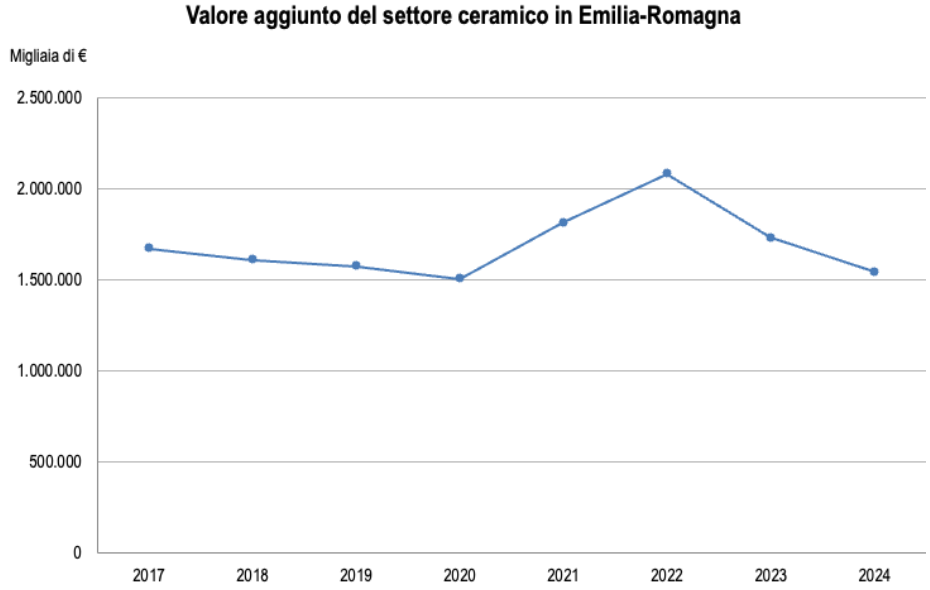


Figura 64 – Dinamica del valore aggiunto del settore ceramico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA

Fase 2017-2019 — stabilità strutturale. Il triennio pre-pandemico evidenzia un comparto maturo, con ricavi stabili attorno a 4,6 miliardi di euro e valore aggiunto in leggera contrazione (da 1.671 a 1.573 milioni di euro a prezzi costanti 2020). Gli utili netti si mantengono sopra i 220 milioni di euro e l'occupazione risulta sostanzialmente invariata (~17.200 dipendenti). Si tratta di un sentiero di crescita debole ma ordinato, tipico di un settore maturo orientato all'export.

Shock pandemico 2020. Il COVID-19 determina una flessione contenuta ma significativa: i ricavi calano del 3,5% rispetto al 2019, il valore aggiunto del 4,3% e gli

utili netti del 23,6%. L'occupazione tiene grazie agli ammortizzatori sociali (-1,1%). La resilienza relativa del comparto si spiega con la natura essenzialmente "durable good" dei prodotti ceramici e con la capacità di ricollocamento sui mercati esteri dopo la fase di lockdown.

Rimbalzo 2021-2022. Il biennio post-pandemico segna il picco storico del comparto: i ricavi salgono a 6,3 miliardi di euro nel 2022 (+44,1% rispetto al 2020), trainati dalla forte domanda edilizia stimolata da misure come Superbonus e incentivi analoghi a livello europeo. Gli utili netti raggiungono i 540 milioni di euro (+215% rispetto al 2020), un livello straordinario nel confronto storico.

Contrazione 2023-2024. Il biennio più recente evidenzia un'inversione netta. I ricavi scendono a 4,9 miliardi nel 2024 (-22,7% rispetto al 2022), gli utili netti crollano a 149 milioni (-72,4%) e il valore aggiunto reale si attesta a 1,5 miliardi di euro, praticamente ai livelli del 2020 pandemico. L'occupazione, rimasta sostanzialmente stabile fino al 2023, registra nel 2024 una contrazione significativa (-8,6% rispetto al 2023, -12,8% rispetto al 2017), segnale di un aggiustamento strutturale non più rinviabile. Le determinanti principali sono la contrazione della domanda edilizia post-Superbonus, la forte concorrenza internazionale (in particolare dei produttori extra-UE avvantaggiati da costi energetici inferiori) e la persistente pressione sui margini legata ai costi energetici.

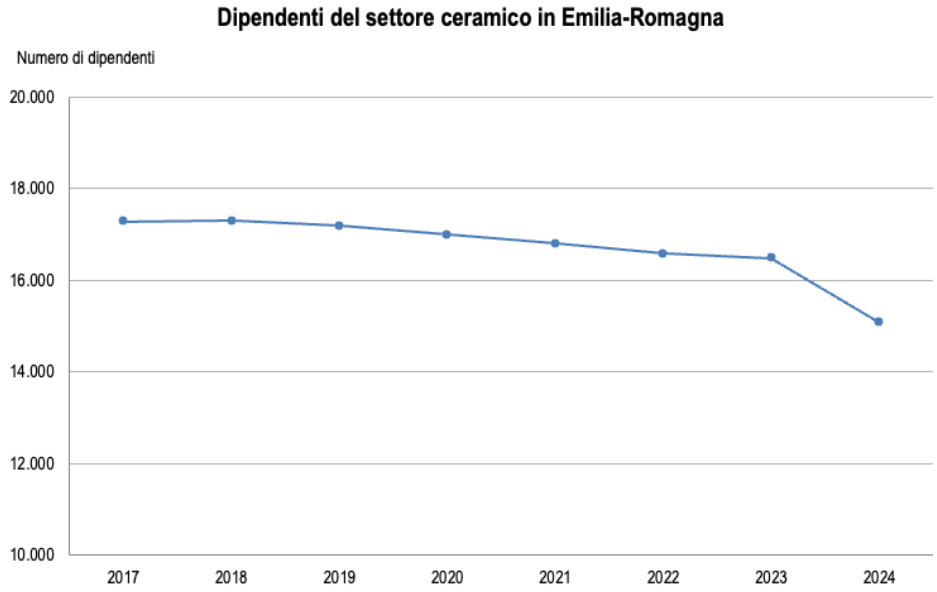


Figura 65 – Dinamica del numero di dipendenti del settore ceramico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati AIDA

I **consumi energetici** totali oscillano tra 26,7 ktep (2020) e 35,0 ktep (2021), con una dinamica che riflette prevalentemente i volumi produttivi. Il 2020 segna il minimo per effetto dei fermi pandemici, mentre il 2021 rappresenta il picco in coincidenza con il rimbalzo produttivo. È però nel biennio 2023-2024 che emerge un dato significativo: nonostante il forte calo del valore aggiunto reale, i consumi totali si riducono solo moderatamente (da 34,9 a 32,3 ktep, -7,5%), evidenziando una marcata rigidità strutturale della domanda energetica del comparto.

La ripartizione tra **consumi termici** ed **elettrici** conferma la natura energy-intensive del settore: i consumi termici rappresentano stabilmente l'83-84% del fabbisogno totale, riflettendo la centralità dei processi di cottura (forni ad alta temperatura

alimentati a gas naturale) e di essiccazione (atomizzatori). I consumi elettrici si mantengono tra 4,3 e 5,5 ktep, con quote relative sostanzialmente costanti.

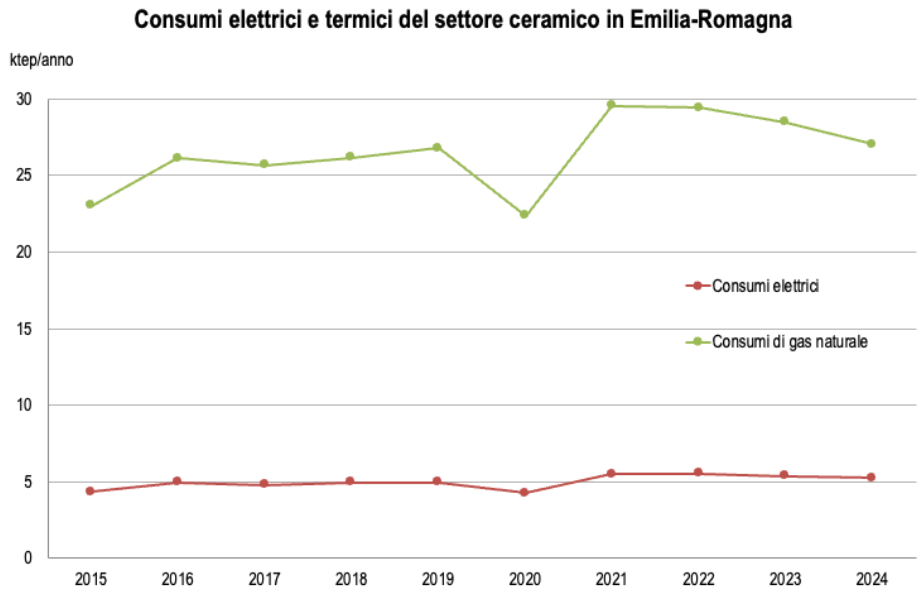


Figura 66– Dinamica del consumo energetico del settore ceramico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Confindustria Ceramica ER

L'analisi dell'**intensità energetica** — espressa come rapporto tra consumi in tep e valore aggiunto in milioni di euro a prezzi costanti 2020 — restituisce il quadro più preoccupante. L'intensità energetica totale sale da 17,9 tep/M€2020 nel 2017 a 24,8 tep/M€2020 nel 2024, con un incremento del 38,5%. Il trend è particolarmente pronunciato nel biennio 2023-2024, quando l'indicatore passa da 18,6 a 24,8 tep/M€2020 (+33,2%).

Questo peggioramento non riflette necessariamente un deterioramento dell'efficienza tecnologica dei processi produttivi — che anzi beneficiano di continui interventi di revamping — ma piuttosto un effetto denominatore: il valore aggiunto reale diminuisce più rapidamente dei consumi energetici, data la rigidità strutturale di questi ultimi. In altri termini, anche riducendo la produzione, il settore mantiene un fabbisogno energetico di base legato al funzionamento degli impianti, alla continuità dei cicli termici e al mantenimento della capacità installata.

L'intensità termica passa da 15,1 a 20,8 tep/M€2020 (+37,7%) e l'intensità elettrica da 2,8 a 4,0 tep/M€2020 (+42,9%), confermando che il fenomeno riguarda entrambe le componenti.

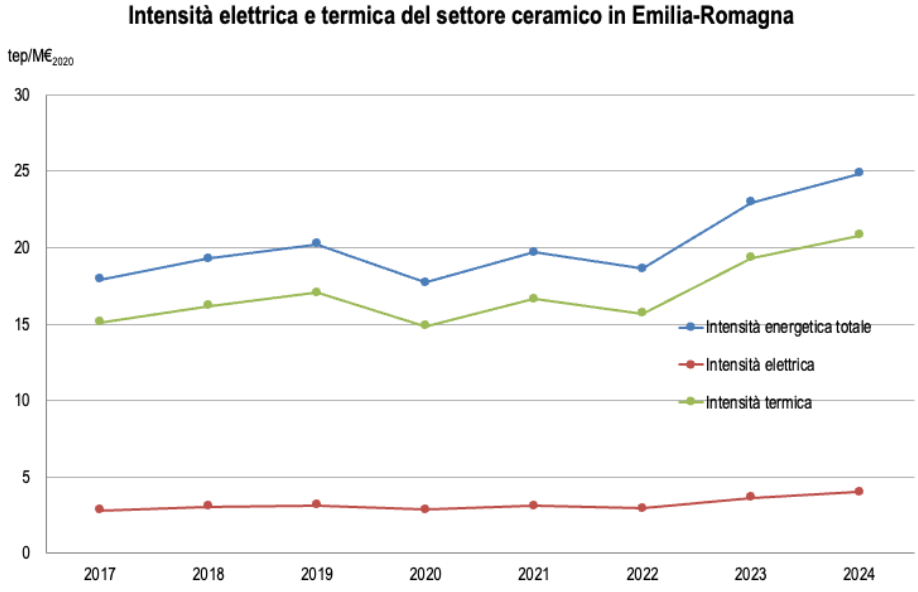


Figura 67 – Evoluzione dell'intensità energetica del settore ceramico in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Confindustria Ceramica ER e AIDA

Il quadro emergente pone il comparto di fronte a sfide strutturali di rilievo. In primo luogo, la competitività economica appare progressivamente erosa dal differenziale di costo energetico con i produttori extra-UE, in particolare dopo l'impennata dei prezzi del gas 2022-2023. In secondo luogo, il peggioramento dell'intensità energetica — pur in parte spiegabile come effetto ciclico — indica la necessità di accelerare gli investimenti in decarbonizzazione profonda: elettrificazione dei forni dove tecnicamente fattibile, integrazione di idrogeno low-carbon, recupero spinto dei cascami termici, sostituzione di atomizzatori con tecnologie a minore intensità energetica.

Un ulteriore ambito di attenzione riguarda l'impatto del sistema europeo ETS (Emission Trading System) sull'industria ceramica, un settore classificato come "Hard-to-Abate" per la sua forte dipendenza dal gas naturale nei processi di cottura. L'ETS obbliga le imprese ad acquistare quote per le emissioni di CO_2, i cui prezzi volatili (negli ultimi anni tra 60 e 100 euro per tonnellata) si traducono in una maggiorazione di circa il 15% sul costo del gas naturale. Questo meccanismo penalizza fortemente la competitività europea, generando costi diretti e indiretti stimati in 120-130 milioni di euro annui (2021-2025) che hanno già causato un crollo del 20% degli investimenti nel 2024. La progressiva riduzione delle quote gratuite espone inoltre il distretto al rischio di **carbon leakage**, ossia lo spostamento della produzione verso Paesi extra-UE privi di tali vincoli climatici. Sebbene non esistano ancora tecnologie per una decarbonizzazione termica completa, le imprese emiliano-romagnole stanno reagendo investendo in forni elettrici, sistemi di recupero del calore e cogenerazione per abbattere i consumi. Per la sopravvivenza del settore, il comparto è impegnato per una revisione del sistema ETS e per maggiori sostegni pubblici mirati alla transizione energetica.

3.5.2 I Data Center in Emilia-Romagna

L'espansione dell'intelligenza artificiale e della digitalizzazione stanno ridisegnando infrastrutture e scelte industriali, facendo dei data center un driver chiave nella transizione energetica.

Negli ultimi anni, l'Emilia-Romagna ha consolidato un network di circa 7 Data Center (DC) professionali, distribuiti in 4 province - Bologna, Ferrara, Parma e Ravenna - gestiti da operatori pubblici e privati come Lepida, Noovle, EXA e P.I.E.

A Bologna si concentrano almeno quattro strutture strategiche – tra cui il Noovle DC in via della Centralinista, l'EXA Edge DC in via Maserati e il centro meteorologico dell'ECMWF, inseriti sia in ambito privato che in poli di supercalcolo pubblico. A Ferrara, Parma e Ravenna, i DC gestiti da Lepida agiscono come nodi federati con funzionalità di POP e disaster recovery per la Pubblica Amministrazione. Le infrastrutture condividono caratteristiche tecniche avanzate: architetture blade con CPU Intel Xeon Gold fino a 48 core a server, connessioni in fibra su rete Lepida, storage SAN ad alte prestazioni, ridondanza elettrica e meccanica, certificazioni ambientali ISO 14001 e uso crescente di impianti fotovoltaici. Inoltre, il polo Tecnopolo DAMA a Bologna ospita il supercomputer LEONARDO, l'ECMWF e vari centri di ricerca, funzionalmente integrati con raffreddamento a acqua di falda, gruppi di continuità da 10 MW e moduli fotovoltaici.

Studiare questi DC è cruciale per la pianificazione energetica regionale: consumano potenze elevate (ordine di decine di MW), ma offrono opportunità di recupero termico nei sistemi teleriscaldamento (district heating). La loro integrazione con fonti rinnovabili e l'adozione di AI per l'ottimizzazione dei consumi (es. a Parma) ne migliorano l'efficienza e supportano la resilienza della rete elettrica. Inoltre, il loro ruolo nel network digitale – come nodi di supercalcolo e infrastrutture PA – li rende centrali per garantire una transizione energetica sostenibile e una pianificazione che tenga conto dei picchi di carico, del bilanciamento di rete e delle sinergie con il territorio.

I consumi specifici variano da circa 1,5 kW/m² fino a diverse decine di MW per sito, collocandosi in media tra 5 e 10 MW di carico elettrico complessivo per struttura. Questo si traduce in un fabbisogno energetico regionale significativo: sebbene i DC in Emilia-Romagna rappresentino una piccola parte della domanda nazionale (circa 1/36 dei ~176 centri italiani), i picchi di consumo per singolo sito possono gravare sul sistema elettrico locale con carichi di diversi megawatt.

L'efficienza energetica viene misurata tramite un indicatore chiamato PUE (Power Usage Effectiveness), che rappresenta il rapporto tra la potenza totale assorbita dal DC (PT) e quella usata dai soli apparati IT (PIT). In Europa il valore medio si attesta intorno a 1,6, con strutture più moderne (inclusi hyperscale) caratterizzate da PUE tra 1,4 e 1,5. In Emilia-Romagna i DC pubblici e privati adottano Free Cooling, contenimento dei corridoi d'aria e recupero termico – pratiche in linea con le normative UE che mirano a PUE sempre più vicini a 1.

Studi specifici a livello regionale purtroppo restano limitati, ma applicando la media europea, un pacchetto IT di 5 MW implica un consumo totale di 8 MW, di cui 3 MW destinati a raffreddamento e servizi ausiliari. La conoscenza del PUE e delle tecnologie implementate è fondamentale per stimare consumi reali, valutare potenzialità di recupero termico ai fini del teleriscaldamento (district heating) e integrare queste infrastrutture con energie rinnovabili (fotovoltaico, pompe di calore, cogenerazione), rispettando al contempo i criteri UE e gli obiettivi di decarbonizzazione.

Negli ultimi anni, l'Emilia-Romagna ha consolidato una rete DC diffusa, ma i maggiori, come detto, in termici di potenza ed estensione sono operativi a Bologna, Parma, Ferrara e Ravenna, mentre altri DC minori sono a Piacenza, Fidenza, Castel San Pietro terme, Imola.

Localizzazione	Nome Data Center	Server	Caratteristica
Piacenza	Niquadria srl		Privato
Fidenza	COMe Ser Piacenza		Privato
Parma	Lepida		Pubblico
Modena	Lepida		Pubblico con condominio con privati
Bologna	Noovle	TIM	Privato
	DAMA	ECMWF	Pubblico
		Leonardo	Pubblico
		IT4LIA AI Factory	Pubblico
		CNAF (Tier 1 e 2)	Pubblico
	EXA Edge DC Bologna		Privato
	Bologna Repubblica		Privato
Ferrara	Lepida		Pubblico
Castel San Pietro terme	00 gate		Privato
Imola	Imola DC Acantho		Privato
Ravenna	Lepida		Pubblico

Tabella 34 – Principali Data Center in Emilia-Romagna

Fonte: Regione Emilia-Romagna

Tra questi, i due siti di maggior rilevanza ai fini energetici sono:

Data Center	Località	Carico IT installato	PUE	Consumo totale annuo	Consumo energia raffreddamento
Lepida	Parma, Ferrara, Ravenna	~ 600 kW	1,29	~ 5,3 GWh	~ 1,55 GWh
ECMWF	Bologna (Tecnopolo DAMA)	~ 5 MW	~ 1,4–1,5	~ 61 GWh	~ 18 GWh

Tabella 35 – Sintesi dei dati medi dei Data Center in Emilia-Romagna a più elevato impatto energetico

Fonte: Regione Emilia-Romagna

Lepida gestisce infrastrutture federate della Pubblica Amministrazione distribuite su tre poli regionali, ciascuno con ~600 kW di potenza IT e un PUE pari a 1,29, tra i migliori in ambito nazionale. Il consumo annuo stimato è quindi di circa 5,3 GWh, di cui circa 1,5 GWh destinati alle componenti ausiliarie (raffreddamento, alimentazione, servizi).

ECMWF, insediato al Tecnopolo di Bologna, ospita il supercalcolatore (Atos BullSequana XH2000) con un carico IT di circa 5 MW e PUE stimato tra 1,4 e 1,5, in linea con aspettative per strutture HPC avanzate. Il consumo annuo è quindi stimabile attorno a 61 GWh, di cui circa 18 GWh servono sistemi di raffreddamento e infrastrutture ausiliarie.

Questi valori evidenziano un impatto di consumo energetico elettrico significativo: mentre le strutture Lepida risultano compatte ed efficienti, il centro ECMWF costituisce un significativo carico di rete locale, con potenzialità elevate per recupero termico e integrazione con energie rinnovabili.

4 Le novità normative e di regolazione in materia di energia e clima

4.1 Le criticità nell'attuazione della L.R. 26/2004

L'obiettivo ultimo della L.R. 26/2004 è indicato all'art.1, c.1 della stessa come la promozione dello *"sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale garantendo che vi sia una corrispondenza tra energia prodotta, il suo uso razionale e la capacità di carico del territorio e dell'ambiente*."

Lo sviluppo sostenibile sopra definito è a sua volta declinato negli obiettivi generali indicati al comma 3 e seguenti dello stesso articolo 1, e si sostanzia nel raggiungimento dei traguardi di sostenibilità energetica definiti dal PER 2030 e dal PTA 2022-2024, per i quali si è illustrato nel capitolo 1 lo stato di attuazione, come risultante dall'ultimo monitoraggio.

Lo scostamento dei valori rispetto alle traiettorie di scenario obiettivo del PER 2030 di tutti e tre gli indicatori è sensibile e ad oggi, al fine di raggiungere i valori obiettivi supponendo un andamento lineare delle curve di sviluppo, si dovrebbe ogni anno registrare almeno il seguente incremento:

- 4,25% annuo di riduzione emissioni serra al netto degli assorbimenti (4,37 inclusi gli assorbimenti)
- 2,1% annuo di riduzione consumi energetici
- 1,6% annuo di sviluppo produzione rinnovabili installate sul territorio regionale, conteggiato come incidenza di copertura dei consumi finali energetici con fonti rinnovabili

Inoltre, rispetto ai dati monitorati lo scorso anno, **si registra uno stallo o un lieve peggioramento degli obiettivi sulle rinnovabili e sulle emissioni di gas serra, mentre miglioriamo sull'efficienza energetica**,

Le criticità evidenziate nello sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, dipendono in parte dal contesto esterno nazionale ed europeo, regolatorio e di mercato – pertanto da condizioni esogene e sottratte all'impatto dell'azione di governo regionale – in parte dal contesto territoriale regionale creato dalle imprese, dai soggetti pubblici regionali, dai portatori d'interesse e dalle famiglie - pertanto da condizioni soggette all'impatto indiretto dell'azione di governo regionale, e all'impatto diretto dei comportamenti e delle scelte dei singoli, e in parte dal contesto regolatorio e normativo regionale, sul quale abbiamo possibilità di incidere positivamente.

La parte di contesto normativo extra-regionale ha finalmente visto nel 2025 un'evoluzione a livello nazionale di cui tuttavia si devono ancora esplicare gli effetti, in particolare per il previsto recepimento con Legge Regionale delle norme sulle Aree Idonee e per la futura definizione del Piano delle Aree di Accelerazione, di competenza delle strutture regionali competenti in materia di pianificazione e territorio.

Nel seguito, ed in particolare nell'ultimo paragrafo, si dà conto dei recentissimi sviluppi del contesto.

4.1.1 L'evoluzione della politica energetica UE

Il panorama legislativo dell'Unione Europea in materia di clima ed energia ha subito una trasformazione radicale nel biennio 2025-2026, segnando il passaggio definitivo dalla fase di progettazione del pacchetto "Pronti per il 55 %" (Fit for 55) alla sua implementazione operativa e alla proiezione verso gli obiettivi del 2040. L'architettura normativa si è evoluta per rispondere a tre sfide interconnesse: l'urgenza della crisi climatica, la necessità di garantire la sicurezza energetica in un contesto geopolitico frammentato e l'esigenza di preservare la competitività industriale europea di fronte alle massicce sovvenzioni globali per le tecnologie verdi. Attraverso una serie di nuovi regolamenti e direttive, l'Unione ha codificato una traiettoria di decarbonizzazione che non riguarda più esclusivamente la riduzione delle emissioni, ma integra profondamente la politica industriale, la gestione dei dati digitali e la resilienza delle catene di approvvigionamento. Il 2025 e il 2026 si configurano quindi come gli anni della "razionalizzazione selettiva" e dell'indipendenza strategica, dove la semplificazione amministrativa per le imprese si accompagna a vincoli più stringenti sulla provenienza delle fonti energetiche e dei materiali critici.

Nella seguente tabella si riporta il quadro riassuntivo delle principali novità normative introdotte dall'Unione Europea tra il 2025 e il 2026 in tema clima ed energia.

Novità normativa europea	
Regolamento (UE) 2026/261	Il contesto geopolitico derivante dal conflitto in Ucraina ha portato l'Unione Europea a codificare nel 2026 una misura drastica per la completa eliminazione della dipendenza energetica dalla Russia. Il Regolamento (UE) 2026/261, approvato a febbraio 2026, stabilisce un abbandono graduale delle importazioni di gas naturale e GNL dalla Russia, con divieti progressivi che scatteranno tra aprile 2026 e settembre 2027, modificando il regolamento UE 2017/1938. A partire dal 18 febbraio 2026, ogni importazione di gas e prodotti petroliferi deve essere soggetta ad autorizzazione preventiva da parte delle autorità nazionali competenti. Le imprese sono tenute a fornire prove documentali inequivocabili sul paese di produzione, con l'obiettivo di impedire che il gas russo venga immesso nel mercato europeo tramite miscelazioni in paesi terzi o trasbordi non dichiarati.
Regolamento (UE) 2026/109	III Regolamento delegato (UE) 2026/109, pubblicato il 7 aprile 2024 e in vigore dal 27 aprile, aggiorna il funzionamento del Registro dell'Unione per riflettere l'aumento del target di riduzione emissioni 2030 (dal 30 % al 40 % rispetto al 2005 per i settori ESR). La norma definisce le regole per la creazione e il trasferimento delle Assegnazioni Annuali di Emissioni (AEA) tra gli Stati membri. Vengono introdotte nuove flessibilità, come la possibilità per gli Stati membri di utilizzare quote ETS cancellate per adempiere agli

Novità normativa europea	
	obblighi ESR (ETS flexibility), con scadenze per la notifica delle intenzioni fissate nel 2024 e nel 2027. Inoltre, il regolamento integra l'uso delle Unità di Rimozione del Suolo (LRU) derivanti dal settore LULUCF, permettendo di compensare parzialmente le emissioni nei settori agricoltura e trasporti entro limiti rigorosi (massimo il 50 % delle rimozioni nette).
Regolamento (UE) 2026/667	Regolamento (UE) 2026/667, che emenda formalmente il Regolamento (UE) 2021/1119 (la "Normativa europea sul clima") per introdurre un obiettivo intermedio vincolante per il 2040. Il Regolamento è entrato in vigore il 7 aprile 2026. Questa iniziativa legislativa risponde alla necessità di fornire certezza agli investitori e agli attori economici, garantendo che il percorso verso la neutralità climatica entro il 2050 sia irreversibile e pianificato con rigore scientifico. L'introduzione di questo traguardo nel corpo della Legge sul Clima ha effetti immediati sulla programmazione settoriale. Il Regolamento impone alla Commissione di rivedere, entro la fine del 2026, l'intera cornice legislativa post-2030, includendo la revisione del sistema di scambio di quote di emissione (EU ETS), del regolamento sulla condivisione degli sforzi (ESR) e del regolamento LULUCF (uso del suolo e silvicoltura). L'obiettivo è assicurare che i pozzi di assorbimento naturali e tecnologici siano adeguatamente incentivati per compensare le emissioni che non possono essere eliminate tecnicamente. La norma promuove la coerenza con il cosiddetto "Bussola della Competitività" (Competitiveness Compass) e con il Clean Industrial Deal, stabilendo che la decarbonizzazione debba essere perseguita in modo da rafforzare, e non indebolire, la base industriale europea. Questo implica un focus sulla creazione di mercati guida per i prodotti a basse emissioni e sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici a prezzi accessibili.

Tabella 36 - Novità normative europee 2025 - 2026

Fonte: elaborazione ART-ER

E' opportuno inoltre richiamare la proposta di regolamento denominata **Industrial Accelerator Act (IAA)**[49], presentata a marzo 2026 dalla Commissione Europea. Essa costituisce il pilastro legislativo del Clean Industrial Deal. L'IAA nasce dalla consapevolezza che la neutralità climatica non può essere raggiunta senza una base manifatturiera europea forte, capace di competere con le potenze globali nelle tecnologie net-zero. L'IAA mira a portare la quota del manifatturiero al 20 % del PIL dell'Unione entro il 2035. Il regolamento si concentra su tre macro-aree: **le industrie energivore (acciaio, cemento, alluminio, chimica**), le **tecnologie net-zero (batterie, solare PV, eolico, pompe di calore, elettrolizzatori)** e la **filiera automobilistica**, con particolare attenzione alla digitalizzazione ed elettrificazione. La proposta introduce l'integrazione di strumenti di politica commerciale, sicurezza economica e ambizione climatica in un unico pacchetto normativo. Uno degli obiettivi primari è ridurre la dipendenza strategica dalla Cina, che attualmente detiene oltre l'80% della capacità produttiva mondiale in settori chiave come le batterie e il fotovoltaico.

Infine il 1° gennaio 2026 segna l'inizio della fase definitiva del CBAM, lo strumento volto a garantire che i prodotti importati nell'Unione paghino un prezzo del carbonio equivalente a quello corrisposto dai produttori interni sotto il regime ETS. Il passaggio alla fase operativa richiede agli importatori un adeguamento strutturale dei processi di approvvigionamento e rendicontazione. Nella fase definitiva, le merci soggette al CBAM (ferro, acciaio, cemento, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno) possono essere importate solo da soggetti che abbiano ottenuto lo status di "dichiarante autorizzato CBAM". Entro il 31 maggio di ogni anno, il dichiarante deve presentare una dichiarazione contenente la quantità di merci importate nell'anno solare precedente e le emissioni incorporate totali verificate. L'obbligo finanziario consiste nella restituzione di un numero di certificati CBAM corrispondente alle emissioni dichiarate. Il prezzo di tali certificati è calcolato in base alla media settimanale dei prezzi d'asta delle quote EU ETS. In questa fase, inizia anche la riduzione progressiva delle quote gratuite

[49] COM(2026) 130 (Proposta)

assegnate alle industrie europee, che sarà completata entro il 2034, rendendo il CBAM l'unico baluardo contro la fuga di carbonio (carbon leakage).

Si segnala che a livello europeo c'è un forte dibattito sulla revisione del meccanismo ETS e sull'applicazione del regolamento CBAM, considerando il contesto geopolitico presente.

4.1.2 L'evoluzione della politica energetica nazionale

Il quadro regolatorio italiano in materia di energia e clima ha subito, nel periodo compreso la fine del 2024 e aprile 2026, una metamorfosi profonda, guidata dalla necessità di allineare l'ordinamento nazionale agli obiettivi del Green Deal europeo e del pacchetto "Fit for 55". Non si è trattato di una semplice trasposizione normativa, ma una strategia industriale mirata a coniugare decarbonizzazione, competitività aziendale e tutela dei consumatori vulnerabili. La complessità del percorso è confermata dai decreti riordinativi, tra cui il Testo Unico delle Rinnovabili, presentato nel precedente rapporto di monitoraggio, e dai provvedimenti per la gestione dei costi energetici di più recente emanazione.

Nella seguente tabella si riporta il quadro riassuntivo dei principali provvedimenti legislativi introdotti nel periodo 2025 -2026.

Novità normativa nazionale	
DL 175/2025 convertito con Legge 4/2026	La definizione delle "aree idonee" è stata oggetto di un complesso negoziato tra Stato e Regioni. Il Decreto-Legge 21 novembre 2025, n. 175 (convertito dalla Legge 4/2026), ha fornito le indicazioni aggiornate superando le incertezze del precedente D.M. Aree Idonee del 2024. La norma stabilisce che le Regioni debbano individuare con propria legge le aree idonee entro il 21 febbraio 2026, garantendo il raggiungimento degli obiettivi di potenza minima annua espressa in megawattora (il cosiddetto "burden sharing"). Nelle aree classificate come idonee, il parere del Ministero della Cultura perde il carattere vincolante, pur rimanendo obbligatorio, accelerando così l'iter per i progetti che rispettano i criteri paesaggistici predefiniti. Inoltre, il D.L. 175/2025 ha introdotto restrizioni specifiche sull'installazione di moduli fotovoltaici a terra in aree agricole, favorendo invece l'agrovoltaico avanzato che preserva la continuità delle attività colturali e pastorali.
D.Lgs 178/2025	IL Decreto Legislativo 26 novembre 2025, n. 178, recante "Disposizioni integrative e correttive al D.Lgs. 190/2024" ha esteso l'applicazione dei regimi semplificati (Attività Libera e PAS) anche agli impianti di accumulo elettrochimico e agli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, qualora realizzati contestualmente o in aree adiacenti a impianti FER esistenti.
D.Lgs. 7/2026	Per proteggere i consumatori dalla volatilità dei prezzi registrata nel biennio 2022-2023, il Decreto Legislativo 7 gennaio 2026, n. 3, ha recepito la direttiva (UE) 2024/1711 sul miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica.30 La riforma mira a stabilizzare i prezzi attraverso una maggiore diffusione dei contratti a lungo termine (PPA - Power Purchase Agreements) e dei contratti per differenza (CfD) a due vie, che garantiscono un prezzo di esercizio ("strike price") fisso per i produttori di rinnovabili. Il decreto rafforza la figura del "cliente attivo", garantendo il diritto di partecipare a schemi di condivisione dell'energia rinnovabile anche senza la necessità di costituire una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) formale. Viene introdotto il diritto ad avere più punti di misurazione per singolo immobile e l'obbligo per i fornitori di offrire contratti a prezzo fisso per durate di almeno un anno a tutti i clienti civili e alle PMI. In caso di crisi dei prezzi, ARERA è autorizzata a

Novità normativa nazionale	
	intervenire per regolare i comportamenti di offerta nel mercato all'ingrosso al fine di prevenire extra-profitti derivanti dal "trattamento economico di capacità".
D.L. 21/2026 convertito con Legge 49/2026 (Decreto Bollette)	Il Decreto Legge del 20 febbraio 2026, n. 21, universalmente noto come Decreto Bollette, convertito in legge dal Senato l'8 aprile 2026 interviene su fronti multipli, stanziando circa 5 miliardi di euro per il contenimento dei costi. Una delle misure più innovative riguarda la gestione della "saturazione virtuale" delle reti elettriche: ARERA è chiamata ad adottare provvedimenti decadenziali per le soluzioni di connessione rilasciate a impianti che non rispettano i cronoprogrammi autorizzativi, liberando così capacità di rete per nuovi progetti pronti alla realizzazione. Per quanto riguarda il sostegno sociale, il decreto introduce per il 2026 un contributo straordinario di 115 euro per i titolari del bonus sociale elettrico. Inoltre, i venditori di energia possono riconoscere volontariamente uno sconto analogo ai clienti domestici con ISEE non superiore a 25.000 euro, in cambio di un'attestazione di responsabilità sociale. Altri interventi significativi riguardano la democratizzazione dei contratti di acquisto di energia a lungo termine, i cosiddetti Power Purchase Agreements (PPA) rivolti anche alle PMI; incremento dei volumi di gas estratto in Italia offerto a prezzi calmierati alle imprese; proroga della chiusura delle centrali a carbone al 31 dicembre 2038
DL 19/2026 (PNRR)	Il DL 19/2026 (Decreto PNRR 2026), pubblicato in GU il 19 febbraio 2026, mira a chiudere e rendicontare gli obiettivi del Piano entro la scadenza del 2026. E introduce, fondi per oltre 4 miliardi di euro destinati a agrivoltaico, comunità energetiche (CER) e biometano.

Tabella 37 - Novità normative nazionali 2025 -2026

Fonte: elaborazione ART-ER

4.1.3 L'evoluzione della politica energetica regionale

A livello regionale, dopo la pubblicazione del PdL recante "LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A FONTI RINNOVABILI NEL TERRITORIO REGIONALE" approvato con DGR 717 del 12 maggio 2025 e immediatamente sospeso a seguito della sentenza n. 9155 del 13 maggio 2025, e delle sentenze di rango superiore con cui è stato annullato parzialmente il decreto 21 giugno 2024, si è giunti alla nuova revisione del TU FER 190/2024, a mezzo del citato DL175/2025 convertito con L.4/2026. A seguito di ciò è stata pubblicata la LEGGE REGIONALE N.5 del 29 MAGGIO 2026 "INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IDONEE E DISCIPLINA DELL'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A FONTI RINNOVABILI NEL TERRITORIO REGIONALE".

La Legge regionale - pur nei limiti normativi imposti dal testo nazionale, che in particolare per le zone *core* e *buffer* UNESCO introduce rilevantissimi limiti all'installazione, senza transitorio per i progetti pendenti, con forte impatto per la provincia ferrarese - mostra novità importanti rispetto alla proposta del maggio 2025; permangono i limiti di occupazione alla SAU a livello regionale e comunale, impattanti sulla distribuzione e localizzazione degli impianti fotovoltaici e agrivoltaici su superficie agricola utilizzata.

Di seguito si illustrano delle elaborazioni sul potenziale di rinnovabile solare installabile, finalizzate ad individuare le potenziali criticità di un approccio di localizzazione che privilegi impianti fotovoltaici su tetti, capannoni e suoli impermeabilizzati, a scapito degli agrivoltaici di grande taglia sui suoli agricoli.

Le elaborazioni di ARPAE condotte nel luglio 2022 sulla base di uno studio del JRC, relativo alle superfici utili per lo sviluppo del fotovoltaico in Emilia-Romagna, e ulteriori calcoli condotti sui potenziali delle aree idonee per l'installazione e l'esercizio di impianti fotovoltaici, ci consentono di identificare le seguenti superfici per l'installazione del fotovoltaico:

- Tetti - 7.000 ha, al netto di vincoli di tutela ed esposizione non favorevole, che tuttavia secondo uno studio di ENEA condotto a livello nazionale potrebbero scendere a circa 3.000 ha
- aree di bonifica - 3.700 ha
- aree dismesse – 1.600 ha
- fasce di rispetto autostradali – 12.000 ha, per una larghezza effettiva utilizzabile di 240 m, pari a 300 m di "solar belt" con detrazione dei 60 m di fascia di rispetto,

al netto dei tratti in Appennino, di difficile utilizzo, e dell'Autostrada A15, nota anche come "Autostrada della Cisa".

A queste superfici si possono aggiungere, facendo riferimento alla L. 4/2026 e alle aree idonee nazionali, i buffer di 350 m dalle aree produttive (D.Lgs-190/2024, art.11-bis. C.1, lett. l, punto 1) per fare una stima qualitativa utile a comprendere qual è la direzione efficace in cui andare, per raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili.

Nella tabella seguente viene definita una taglia media d'impianto ricavata su base storica, dal numero complessivo di connessioni in produzione di energia in BT, MT, AT e AAT, attivate nel 2024 (vedere capitolo 1, figure 7 e 8 per connessioni rete distribuzione) preso come anno di riferimento con sufficiente distanza dall'effetto eccezionale del rimbalzo post-Covid del 2020 e del Superbonus del 2022-2023.

STIMA POTENZIALE FOTOVOLTAICO SU TETTO E A TERRA														
INTEGRAZIONE CON L.R. 5/2026 **"INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IDONEE E DISCIPLINA DELL'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A FONTI RINNOVABILI NEL TERRITORIO REGIONALE"**														
Tipologia superficie o area	**Rapporto MW/ha installabile**	**Superficie (ha)**	**Potenza stimata teoricamente installabile FV (MW)**	**Potenza già installata FV (MW) datoTERNA dicembre 2025**	**Potenza installata nel 2024 (MW)**	**Taglia media impianto (kW)**	**Numero impianti/connessioni attive corrispondenti alla potenza installabile**	**numero connessioni attivate nell'anno 2024 (su base storica - dati ENEL per regione in BT e MT; TERNA in AT e AAT)**	**Anni necessari per attivazione potenziale rinnovabili FV TOTALE - con celocità di connessione attiva anno 2024**	**Numero TOTALE impianti con taglia media impianto definita, installabile al netto di frammentazione proprietà, vincoli di mercato ecc. stimata decurtazione 50% senza orizzonti temporali ***	**Potenza stimata installabile FV (MW) al netto di frammentazione proprietà, vincoli di mercato ecc. stimata decurtazione 50% senza orizzonti temporali**	**Stima potenza installabile FV (MW) al 2030 (in 5 anni da oggi) con eccessivi vincoli per estensione impianti**	**Stima potenza installabile FV (MW) al 2030 (in 5 anni da oggi) con impianti utility scale**	**Stima potenza installabile FV (MW) al 2030 (in 5 anni da oggi) con impianti utility scale e SAU 2,5%**
Tetti (residenziale, terziario, produttivo …) al netto di vincoli territoriali ed esposizione non favorevole - **superficie calcolata da ARPAE**	0,75	7.000,00	5.250,00	2.300,00	175 in BT	8,00	**368.750,00**	**21.868 in BT**	17	328.125	2.625,00	778,35	778,35	778,35
Aree di bonifica - **superficie calcolata da ARPAE**	0,75	3.700,00	2.775,00			500,00	**5.550,00**		46	2.775	1.387,50	150,82	150,82	150,82
Aree dismesse min 10 ha - **superficie calcolata da DG CTA con osservatorio regionale aree dismesse**	0,75	1.600,00	1.200,00		304 in MT/AT	500,00	**2.400,00**	**625 in MT**	46	1.200	600,00	65,22	65,22	65,22
Aree buffer 350 m da produtivo - STIMA 10% aree agricole in buffer,m di cui 1/4 utile per FV	0,80	26.000,00	20.800,00			1.000,00	**20.800,00**		46	10.400	10.400,00	1130,43	1130,43	1130,43
Autostrade - fascia di 240 m per lato, al netto di gallerie, CISA, tratti in Appennino - **superficie calcolata da ARPAE**	0,60	12.000,00	7.200,00			10.000,00	**720,00**	**20 in AT**	36	360	3.600,00	500,00	500,00	500,00
Ipotesi con taglia impianti NON utility scale - AGRIVOLTAICO - 1,5% SAU regionale	0,60	15.675,00	9.405,00			5.000,00	**1.881,00**	**625 in MT**	46	941	4.702,50	511,14		
Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1,5 % SAU regionale	0,60	15.675,00	9.405,00			50.000,00	**188,10**	**20 in AAT**	9	94	4.702,50		2500,00	
Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 2,5 % SAU regionale	0,60	26.125,00	15.675,00			50.000,00	**313,50**	**20 in AAT**	9	157	7.837,50			4166,67
											Potenza stimata installabile FV (MW) stimata decurtazione 50% senza orizzonti temporali	**Ipotesi con taglia media impianti NON utility scale (5 MW) - AGRIVOLTAICO - 1,5 % SAU regionale**	**Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1,5% SAU regionale**	**Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 2,5 % SAU regionale**
									FV/AGRIFV installabile in MW		**23.315,00**	**3.135,96**	**5.124,82**	**6.791,49**
											tempo infinito	**2030 - target PNIEC NON RAGGIUNTO**	**2030 - target PNIEC RAGGIUNTO (SAU 1,5%)**	**2030 - target POLICY 2, scenario del Quadro Conoscitivo per il nuovo Piano Energetico Regionale coerente con obiettivi Percorso Neutralità Carbonica e Patto 2026 RAGGIUNTO (SAU 2,5%)**

Tabella 38 - CALCOLO DELLA POTENZA DI RINNOVABILI INSTALLABILE IN EMILIA- ROMAGNA

Ipotesi a norme vigenti e proiezioni in base a elaborazioni del Quadro Conoscitivo del nuovo PER 2035 e dati Allegato 1 allo stesso.

5 Le azioni di sviluppo della pianificazione energetica regionale

A fronte delle criticità sopra esposte sulla LEGGE REGIONALE N.5 del 29 MAGGIO 2026, si evidenziano le seguenti azioni in corso di realizzazione, e quelle già ultimate nel 2025.

AZIONI ATTUATE:

- Completamento del **Quadro Conoscitivo per il nuovo Piano Energetico Regionale,** completo di **scenari energetici ed economici di policy,** che sarà posto a base della nuova pianificazione energetica, e che recepisce gli obiettivi del Percorso regionale di neutralità carbonica definito con DGR 1610/2024;

- Istituzione del Gruppo di Lavoro Interdirezione Transizione Ecologica e Cambiamenti Climatici, avente anche funzione di cabina regionale di regia interdirezionale per il **monitoraggio trasversale e integrato dei piani regionali** che hanno impatti sui target climatici di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico, inclusi gli indicatori dei consumi energetici e delle emissioni climalteranti; accanto a questo gruppo, risulta auspicabile l'istituzione di una **cabina di regia interdirezionale per il monitoraggio trasversale e integrato** dei piani regionali che hanno impatti sui consumi energetici e sulle emissioni climalteranti - PRIT Piano Regionale Integrato dei Trasporti, PAIR Piano Aria Integrato Regionale, PFR Piano Forestale Regionale, PSR Programma di Sviluppo Rurale, PRGR Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti;

- Completamento delle nuove **piattaforme dati e consumi energetici** del CRITER e del SACE, avviata a gennaio 2024, che oggi consente l'interoperabilità dei dati verso le altre piattaforme regionali di ORSA, per l'edilizia ERP, e piattaforma ARES, per l'edilizia scolastica regionale.

AZIONI AVVIATE E DA AVVIARE:

- Avanzamento e conclusione entro il 2026 della collaborazione dell'Area Energia con UNIBO e con ART-ER, in seno alla convenzione approvata con DGR 37/2025, che consentirà la **geolocalizzazione di tutti gli edifici classificati con APE in SACE**, **e l'attribuzione di classe energetica stimata agli edifici ad oggi non censiti in SACE,** al fine di avere una mappatura completa del patrimonio edilizio regionale pubblico e privato e costruire la base per il piano regionale di ristrutturazione degli edifici;

- Definizione di un **documento conoscitivo specifico per il piano regionale di ristrutturazione degli edifici,** in recepimento di quanto stabilito dalla Direttiva EPBD IV ("Case Green") combinata con le Direttiva RED III e EED III;

- Definizione di un **documento conoscitivo specifico per l'efficientamento energetico delle imprese e la decarbonizzazione industriale** in linea con il Green Deal, le Direttive;

- Confronto con il gruppo di lavoro del Piano di Tutela Acque (PTA) regionale in fase di definizione per adozione nel 2027, al fine di costruire strategia comune, azioni sinergiche, indicatori e KPI condivisi per il **monitoraggio congiunto delle matrici energia e acqua**, rispetto agli obiettivi del PER e del PTA;

- Avanzamento **lavori del Tavolo Agrivoltaico**, istituito con DGR 1140/2025, per la costruzione di strumenti operativi di supporto alle amministrazioni competenti all'autorizzazione degli impianti e per il supporto alle strutture della DG Agricoltura nei compiti assegnati dalla L.R. 5/2026 sulle Aree Idonee;

- Istituzione di una **cabina regionale di regia interdirezionale per il monitoraggio trasversale e integrato** dei piani regionali che hanno impatti sui consumi energetici e sulle emissioni climalteranti - PRIT Piano Regionale Integrato dei Trasporti, PAIR Piano Aria Integrato Regionale, PFR Piano Forestale Regionale, PSR Programma di Sviluppo Rurale, PRGR Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, PTA Piano Tutela Acque – e della futura pianificazione di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico della Regione, con la definizione comune di indicatori trasversali e l'integrazione dei sistemi e dei tempi del monitoraggio, in termini di impatto e contribuzione al popolamento dei macro-indicatori con le sotto-componenti settoriali ovvero con i sotto-indicatori di base;

- Avvio della redazione del **nuovo piano energetico regionale PER, con orizzonte almeno decennale** in coerenza con l'orizzonte del Nuovo PRIT e della roadmap di revisione del PAIR 2030, in recepimento della recente Direttiva per Qualità dell'Aria, necessario in ragione degli importanti cambiamenti del contesto.

Appendice

I Principali fonti e piattaforme dati energetici e di monitoraggio

Il presente paragrafo raccoglie le principali fonti di dati e piattaforme disponibili online per l'analisi del sistema energetico italiano con disaggregazione a livello regionale (NUTS-2 o inferiore). Le fonti sono organizzate per categoria tematica e includono istituzioni nazionali, operatori di sistema, enti di ricerca, portali open data, database europei e strumenti GIS. Per ciascuna fonte sono indicati il contenuto principale, la frequenza di aggiornamento, il link diretto e il formato di accesso. I link sono stati verificati ad aprile 2026.

Istituzioni nazionali e regolatori

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
GSE – Gestore dei Servizi Energetici	*Istituzionale / Operatore pubblico*	Statistiche FER per regione: installato fotovoltaico, eolico, idro, bioenergie; energia prodotta; incentivi (Conto Energia, FER 1); dati aste e registri	Annuale, aggiornato regolarmente	https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche	Excel, PDF, dashboard
TERNA – Rete di Trasmissione Nazionale	*Istituzionale / TSO*	Produzione e consumo elettrico per regione; capacità installata; bilanci elettrici regionali; dati di rete; statistiche storiche dal 1883	Mensile e annuale	→ Apri link	Excel, PDF, dataset open data
ARERA – Autorità Regolazione Energia Reti Ambiente	*Regolatorio*	Tariffe gas ed energia elettrica per area geografica; dati distributori; relazioni annuali; prezzi medi per tipologia utente; qualità del servizio	Trimestrale e annuale	https://www.arera.it/it/dati.htm	Excel, PDF, comunicati
ENEA – Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie	*Ente di ricerca pubblico*	Rapporto Annuale Efficienza Energetica (RAEE) con dati per settore e regione; RSE per efficienza; PAES/PAESC; TEE per tipologia intervento	Annuale	→ Apri link	PDF, dataset Excel

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
GSE – SUER (Sportello Unico per le Energie Rinnovabili)	*Portale autorizzativo / GSE*	Sportello unico per la gestione delle pratiche autorizzative FER: accesso a procedimenti AU, PAS, DILA; informazioni su iter per regione; modulistica; stato pratiche per operatori	Aggiornamento continuo	https://suer.gse.it/suer/home	Portale web / accesso operatori

Statistiche nazionali e open data

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
ISTAT – Istituto Nazionale di Statistica	*Statistica ufficiale*	Consumi energetici delle famiglie per regione; emissioni CO_2 per territorio; statistiche ambientali; energia nei conti economici regionali	Annuale (con lag ~2 anni)	https://www.istat.it/it/ambiente-ed-energia	CSV, Excel, database I.Stat
SISTAN / MiSE – Bilancio Energetico Nazionale (BEN)	*Statistica ufficiale*	Bilancio Energetico Nazionale con disaggregazioni settoriali; fonti primarie; trasformazioni; consumi finali per uso e vettore	Annuale	→ Apri link	Excel, PDF
Portale Open Data MASE	*Open data governativo*	Dataset aperti su prezzi dei carburanti, consumi di prodotti petroliferi e gas	Varia per dataset	https://dati.mise.gov.it/	CSV, JSON, RDF
Dati.gov.it – Portale Nazionale Open Data	*Open data governativo*	Raccolta aggregata di dataset energetici regionali da vari enti pubblici (ENEA, GSE, ISPRA, Regioni); ricerca per tag 'energia'	Varia per dataset	https://www.dati.gov.it/	CSV, JSON, XML, API
CIRO	*Open data di livello regionale*	Raccolta di indicatori energetico-ambientali di livello regionale prodotta da Italy For Climate in collaborazione con ISPRA	Varia per dataset	https://italyforclimate.org/ciro-database-regioni-clima/	PDF

Ambiente ed emissioni

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale	*Ente di ricerca / SNPA*	Inventario nazionale emissioni GHG con disaggregazione regionale (INEMAR); emissioni per settore; indicatori ambientali energia-clima	Annuale (con lag ~2 anni)	→ Apri link	Excel, PDF, shapefile GIS
INEMAR – Inventario Emissioni Aria (ARPAE)	*Database regionale emissioni*	Emissioni per regione, comune, macrosettore SNAP; inquinanti atmosferici e GHG con risoluzione spaziale fine; consultazione online e download	Annuale per regioni aderenti	→ Apri link	Excel, CSV, Web GIS
SINAnet – Sistema Informativo Nazionale Ambientale	*Piattaforma informativa ISPRA*	Indicatori ambientali per regione inclusi energia, cambiamenti climatici, qualità aria; report Annuario dei dati ambientali	Annuale	https://www.sinanet.isprambiente.it/	PDF, Excel, mappe

Reti gas e teleriscaldamento

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
SNAM Rete Gas – Open Data e Trasparenza	*TSO gas / Operatore infrastrutture*	Flussi di trasporto gas per punto di consegna e regione; capacità gasdotti; dati di stoccaggio; GNL; trasparenza ENTSOG	Giornaliero e storico	→ Apri link	CSV, API, dashboard
Gestore dei Mercati Energetici (GME)	*Operatore mercato energetico*	Prezzi e volumi mercato elettrico zonale (Nord, Sud, Sicilia, Sardegna, ecc.); mercato gas; aste CO_2; dati storici mercati	Orario, giornaliero, mensile	→ Apri link	CSV, Excel, API
Italgas / Distribuzione Gas – Dati Regolatori	*Distributore gas / dati ARERA*	Reti di distribuzione gas per regione; clienti serviti; volumi distribuiti; accesso dati tramite portale ARERA SII	Annuale	https://www.arera.it/it/dati/gasreti.htm	Excel, PDF

AIRU	*Associazione teleriscaldamento urbano*	Reti di teleriscaldamento per Comune e Regione	Annuale	https://www.airu.it/#ANNUARIO	PDF

Pianificazione regionale ed europea

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
ART-ER / Agenzie Regionali per l'Energia	*Agenzia regionale (ER e altre)*	PEAR Emilia-Romagna; scenari energetici regionali; dati FER installato; efficienza energetica PA e industria; rapporti territoriali	Aggiornamento variabile	https://energia.regione.emilia-romagna.it/	PDF, Excel, report
ODYSSEE-MURE – EU Regional Energy Efficiency	*Database europeo (IEA/EC)*	Indicatori di efficienza energetica per regione NUTS-2; intensità energetica; consumi per settore con benchmark EU; trend storici	Annuale, copertura EU	https://www.odyssee-mure.eu/	Excel, dashboard interattiva
JRC – Joint Research Centre (Commissione Europea)	*Ente di ricerca UE*	ENSPRESO (potenziale FER per regione EU); PVGIS (irraggiamento solare); LUT-EnergySystem; analisi decarbonizzazione regionale	Annuale / dataset specifici	https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/	CSV, GeoTIFF, API

Strumenti gis e cartografici

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
GSE – Geoportale FER	*GIS / Portale cartografico*	Mappa interattiva impianti FER per comune e regione; fotovoltaico, eolico, idro, biomasse; filtri per tecnologia e potenza	Aggiornamento continuo	→ Apri link	WebGIS, shapefile su richiesta

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
PVGIS – EU Solar Radiation Database	*Strumento cartografico JRC-UE*	Irraggiamento solare per comune/coordinate; producibilità FV; variabilità inter-annuale; dati ERA5 e CM SAF	Storico 2005–presente	https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/	CSV, JSON, API REST
Atlante Eolico Italiano (RSE)	*GIS / Atlante nazionale*	Velocità media vento per quota e comune; potenziale eolico on/offshore; mappe a risoluzione 1 km	Dati climatologici medi	https://atlanteeolico.rse-web.it/	WebGIS, download dati
Geoportale Nazionale (MASE/ISPRA)	*GIS istituzionale*	Layer tematici energia: aree idonee FER, vincoli ambientali, zone protette, impianti autorizzati; interoperabile con WMS/WFS	Aggiornamento periodico	https://www.pcn.minambiente.it/	WMS, WFS, shapefile
Piattaforma Aree Idonee FER (GSE)	*GIS / Portale cartografico GSE*	Mappa interattiva delle aree idonee all'installazione di impianti FER ai sensi del D.Lgs. 190/2024; visualizzazione per regione, comune, tecnologia	Aggiornamento periodico (decreto e aggiornamenti regionali)	https://areeidonee.gse.it/	WebGIS, layer interattivi
Portale TE.R.R.A. (TERNA)	*GIS / Portale TSO*	Piattaforma cartografica di TERNA per la visualizzazione della rete di trasmissione nazionale: linee AT/AAT, stazioni, capacità di connessione disponibile per zona e regione; dati aggiornati su saturazione rete e connettività FER	Aggiornamento continuo	https://terra.terna.it/	WebGIS, download dati

Fonte / Piattaforma	Tipologia	Contenuto e dati disponibili	Frequenza	Link	Formato
Mappa Cabine Primarie (Autoconsumo / CER) (GSE)	*GIS / Portale GSE*	Mappa interattiva delle cabine primarie utile per la costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e gruppi di autoconsumo collettivo; identifica il perimetro della stessa cabina primaria per aggregare utenti ammissibili agli incentivi GSE	Aggiornamento continuo	→ Apri link	WebGIS interattivo
Piattaforma Unica Nazionale Punti di Ricarica (GSE)	*GIS / Registro nazionale VE*	Registro e mappa di tutti i punti di ricarica per veicoli elettrici (EVSE) sul territorio nazionale; dati per regione e comune; operatori,	Aggiornamento continuo	→ Apri link	WebGIS, dataset scaricabile
		potenza, tipologia connettore; alimenta il quadro nazionale infrastruttura ricarica (PNIRE)			
AIRU	*Associazione teleriscaldamento urbano*	Reti di teleriscaldamento per Comune	Aggiornamento continuo	https://www.airu.it/mappa-sistemi-teleriscaldamento-italia/	WebGIS interattivo

II Glossario dei principali termini energetici

Note metodologiche

Il presente glossario adotta le definizioni e le convenzioni statistiche di Eurostat (Statistics Explained), dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA — World Energy Balances), del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e di Terna.

In caso di difformità tra fonti, viene indicata la convenzione prevalente nell'ambito della normativa europea vigente.

I fattori di conversione sono aggiornati alle ultime edizioni dei bilanci energetici disponibili al momento della redazione.

1. Grandezze di bilancio energetico

Energia primaria

Energia contenuta nelle fonti energetiche nella loro forma originale, prima di qualsiasi trasformazione o conversione. Include sia la quota destinata alla trasformazione (raffinerie, centrali elettriche, ecc.) sia quella utilizzata direttamente. È la grandezza di riferimento per i bilanci energetici nazionali e le statistiche Eurostat/IEA.

Consumo interno lordo [CIL]

Quantità totale di energia necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico di un paese. Si calcola come: produzione nazionale + importazioni − esportazioni ± variazioni di stock − bunkeraggi internazionali. Coincide con l'energia primaria disponibile sul territorio.

Nota: *Indicatore chiave per gli obiettivi europei di efficienza energetica (Direttiva EED) e per i PNIEC nazionali.*

Consumo finale lordo di energia [CFL]

Energia consegnata agli utenti finali (industria, trasporti, terziario, residenziale, agricoltura) più le perdite nelle reti di distribuzione e trasporto. Include anche l'elettricità e il calore consumati dal settore energetico per la propria produzione. È la grandezza di riferimento per il calcolo della quota di rinnovabili ai sensi della Direttiva RED.

Nota: *Da non confondere con il consumo finale di energia (CFE), che esclude le perdite di rete e i consumi del settore energetico.*

Consumo finale di energia [CFE]

Energia effettivamente utilizzata dagli utenti finali nei settori industria, trasporti, residenziale, terziario e agricoltura. Esclude le perdite di trasformazione e le perdite di rete. È la grandezza più vicina all'uso reale dell'energia da parte dei consumatori.

Perdite di trasformazione

Energia dissipata durante i processi di conversione da una forma all'altra (es. da combustibile a elettricità nelle centrali termoelettriche). Costituiscono la differenza tra energia primaria e consumo finale di energia e rappresentano un indicatore della efficienza del sistema di conversione.

Produzione interna di energia

Quantità di energia estratta o catturata direttamente sul territorio nazionale: produzione di gas naturale e petrolio, estrazione di carbone, generazione da fonti rinnovabili (idroelettrico, eolico, fotovoltaico, geotermico, biomasse), produzione nucleare.

2. Unità di misura e fattori di conversione

Tonnellata equivalente di petrolio [tep]

Unità di misura convenzionale dell'energia, definita come il calore rilasciato dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio con potere calorifico inferiore standard (41,868 GJ). Utilizzata per rendere comparabili fonti energetiche eterogenee in un unico bilancio. I multipli più comuni sono ktep (migliaia) e Mtep (milioni).

Nota: *Valore di riferimento: 1 tep = 41,868 GJ = 11.630 kWh.*

Wattora e multipli [Wh / kWh / MWh / GWh / TWh]

Unità di misura dell'energia elettrica (e, per estensione, di qualsiasi forma di energia). Un wattora corrisponde all'energia prodotta o consumata da un sistema con potenza di 1 W in un'ora. I multipli sono: kWh (10^3 Wh), MWh (10^6 Wh), GWh (10^9 Wh), TWh (10^{12} Wh). Nei bilanci nazionali si usano GWh e TWh per l'elettricità; kWh per le utenze finali.

Potere calorifico inferiore e superiore [PCI / PCS]

Il PCI (lower heating value, LHV) è il calore rilasciato dalla combustione di un combustibile senza recuperare il calore di condensazione del vapore acqueo prodotto. Il PCS (higher heating value, HHV) include anche tale calore di condensazione, risultando sempre maggiore del PCI. Le statistiche energetiche europee (Eurostat, IEA) usano convenzionalmente il PCI.

Nota: *I valori del gas naturale in PCS sono circa il 10–11% superiori al PCI. In ambito gas, la misurazione commerciale avviene spesso in PCS.*

Tabella di conversione di riferimento

Da	A	Fattore	Note
1 tep	kWh	11.630	Valore standard Eurostat/IEA
1 tep	GJ	41,868	Potere calorifico inferiore di riferimento
1 GWh	tep	85,98	= 1.000 MWh / 11,630
1 TWh	Mtep	0,08598	Usato nei bilanci elettrici nazionali
1 MWh (el.)	tep (primaria)	0,187 – 0,276	Varia secondo il metodo: sostituta vs. 38,5% Eurostat
1 Sm^3 gas nat.	tep	≈ 0,000822	PCI medio gas naturale italiano (~8.250 kcal/Sm^3)
1 MWh el. IT	tCO_2	≈ 0,233	Fattore emissivo medio 2023, GSE

3. Fonti energetiche

Fonti energetiche rinnovabili [FER / RES]

Fonti energetiche naturalmente rinnovabili su scala umana: solare (fotovoltaico e termico), eolico, idroelettrico, geotermico, biomasse, biogas, bioliquidi, energia marina (onde, maree, gradiente salino). Distinte in FER-E (elettricità), FER-C (calore/raffreddamento) e FER-T (trasporti) ai fini del monitoraggio degli obiettivi europei (Direttiva RED III).

Fonti fossili

Combustibili di origine biologica formatisi nell'arco di milioni di anni per decomposizione di materia organica: carbone, petrolio e prodotti petroliferi, gas naturale. Sono fonti non rinnovabili su scala umana e la loro combustione è la principale causa delle emissioni di CO_2 di origine antropica.

Biomassa ed energia da biomasse

Materiale organico di origine biologica (legno, residui agricoli e forestali, colture energetiche, frazione organica dei rifiuti, alghe) utilizzato come combustibile diretto o per la produzione di biogas, biometano e bioliquidi. È classificata come rinnovabile ai fini statistici europei a condizione che rispetti i criteri di sostenibilità della Direttiva RED.

Nota: *La neutralità carbonica della biomassa è convenzionale: assume che il carbonio emesso in combustione sia riassorbito dalla ricrescita della biomassa nel ciclo del carbonio.*

Gas naturale e gas rinnovabili

Il gas naturale è composto principalmente da metano (CH_4) di origine fossile. I gas rinnovabili includono: il biogas (prodotto per fermentazione anaerobica di biomasse), il biometano (biogas purificato a qualità gas naturale) e l'idrogeno verde o rinnovabile (prodotto per elettrolisi dell'acqua con energia rinnovabile). Sono strategici per la decarbonizzazione dei settori difficili da elettrificare.

4. Generazione e rete elettrica

Potenza installata e potenza efficiente netta [MW]

La potenza installata (o nominale) è la potenza massima di targa di un impianto di generazione. La potenza efficiente netta è la potenza massima erogabile in modo continuativo all'uscita dell'impianto, al netto dei consumi ausiliari. Per impianti rinnovabili, la potenza installata è il riferimento principale nei piani di sviluppo.

Nota: *Unità di misura: kW (kilowatt), MW (megawatt), GW (gigawatt). Il parco elettrico italiano ha una potenza installata di circa 137 GW nel 2024, di cui 75 GW da fonti rinnovabili.*

Producibilità e produzione elettrica lorda e netta

La producibilità è la stima dell'energia elettrica producibile in condizioni idrologiche/meteo medie. La produzione lorda è l'energia totale generata all'uscita del generatore. La produzione netta è la produzione lorda meno i consumi ausiliari dell'impianto. Nelle statistiche ufficiali (Terna, GSE) si usa la produzione netta.

Fattore di carico (load factor / capacity factor)

Rapporto tra l'energia elettrica effettivamente prodotta in un periodo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto avesse funzionato alla potenza nominale per tutto il periodo. Espresso in percentuale, indica il grado di utilizzo di un impianto: circa 10–22% per il fotovoltaico, 25–35% per l'eolico onshore, 35–45% per l'eolico offshore, 80–90% per le centrali a gas in base.

Sistema di accumulo a batteria [BESS]

Battery Energy Storage System: impianto che accumula energia elettrica in forma chimica tramite batterie (prevalentemente agli ioni di litio) e la restituisce alla rete in base alle esigenze del sistema. Fondamentale per la gestione della variabilità delle fonti rinnovabili non programmabili (solare, eolico). Classificato come unità di produzione virtuale nel quadro normativo italiano (ARERA).

Nota: *Parametri chiave: potenza (kW/MW), capacità di accumulo (kWh/MWh), efficienza di ciclo, numero di cicli, durata di scarica (h).*

Rete di trasmissione e rete di distribuzione

La rete di trasmissione nazionale (RTN) trasporta energia ad alta tensione (AT, 220–380 kV) su lunghe distanze; in Italia è gestita da Terna. Le reti di distribuzione operano a media tensione (MT, 1–30 kV) e bassa tensione (BT, <1 kV) e distribuiscono l'energia agli utenti finali; sono gestite da distributori locali (es. e-distribuzione, HERA).

Costo livellato dell'energia [LCOE]

Levelized Cost of Energy: costo medio dell'energia prodotta da un impianto nel corso della sua vita utile, calcolato come rapporto tra il valore attuale di tutti i costi (investimento, O&M, smantellamento) e la produzione energetica attualizzata. Consente il confronto tra tecnologie di generazione diverse. Espresso in €/MWh.

Nota: *L'LCOE non include i costi di sistema (rete, bilanciamento, backup) e può sottostimare il costo reale delle rinnovabili intermittenti a elevata penetrazione.*

5. Efficienza energetica e indicatori

Efficienza energetica

Rapporto tra l'output utile di un processo (lavoro meccanico, calore utile, prodotto industriale) e l'energia in ingresso. In senso lato, comprende tutte le misure e tecnologie che consentono di ottenere lo stesso servizio energetico con minor consumo. È uno dei pilastri della politica europea ('energy efficiency first', Direttiva EED 2023).

Intensità energetica

Rapporto tra il consumo di energia (primaria o finale) e il PIL di un paese o settore. Misura quanta energia è necessaria per produrre un'unità di valore economico. La sua riduzione è indicatore diretto di miglioramento dell'efficienza del sistema economico.

Nota: *Espresso tipicamente in tep/M€ o kWh/€. Il target EED 2023 punta a una riduzione dell'intensità energetica finale dell'1,5%/anno a livello UE.*

Titoli di efficienza energetica [TEE / Certificati Bianchi]

Strumento incentivante per la promozione dell'efficienza energetica in Italia, istituito con i DM 20 luglio 2004. I TEE (o Certificati Bianchi) attestano il conseguimento di risparmi energetici da parte di distributori obbligati e soggetti volontari. Un TEE corrisponde al risparmio di 1 tep. Sono negoziabili sul mercato GME.

6. Clima e decarbonizzazione

Quota rinnovabili sul consumo finale lordo [FER%]

Percentuale di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. È il parametro ufficiale di monitoraggio degli obiettivi europei (Direttiva RED III, 2023). Distinta in tre settori: elettricità (FER-E), riscaldamento e raffreddamento (FER-C), trasporti (FER-T).

Nota: *Obiettivo UE al 2030: 42,5% del CFL (con target indicativo al 45%). Obiettivo Italia nel PNIEC 2023: 40,5%.*

Emissioni di CO_2 equivalenti [CO_2eq]

Misura standardizzata dell'impatto climatico dei gas serra, ottenuta moltiplicando le emissioni di ciascun gas per il suo potenziale di riscaldamento globale (GWP) riferito a un orizzonte di 100 anni (AR6, IPCC 2021). Include CO_2, CH_4 (GWP_{100} = 27,9), N_2O (GWP_{100} = 273), gas fluorurati.

Nota: *Unità di misura: tCO_2eq, $MtCO_2eq$, $GtCO_2eq$.*

Sistema di scambio di quote di emissione [EU ETS]

EU Emissions Trading System: mercato obbligatorio delle emissioni dell'Unione Europea, istituito nel 2005. Le imprese dei settori coperti (energia, industria, aviazione, navigazione da 2024) devono detenere quote (EUA) per ogni tonnellata di CO_2eq emessa. Le quote sono in parte assegnate gratuitamente e in parte acquistate all'asta. Il prezzo di mercato (€/tCO_2) è il principale segnale economico per la decarbonizzazione industriale.

Nota: *ETS 2 (avvio 2027) estenderà il meccanismo a edifici e trasporto stradale.*

Dipendenza energetica

Quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette. Si calcola come: (importazioni nette) / (consumo interno lordo + bunkeraggi) × 100. Indica la vulnerabilità di un paese rispetto alle forniture esterne.

Nota: *L'Italia presenta storicamente una dipendenza energetica intorno al 74–76%, tra le più elevate in Europa.*

Piano Nazionale Integrato Energia e Clima [PNIEC]

Documento di pianificazione decennale che ogni Stato membro UE è tenuto a redigere e aggiornare ai sensi del Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia (UE 2018/1999). Definisce obiettivi nazionali su rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza degli approvvigionamenti, mercato interno e decarbonizzazione, con orizzonte al 2030 e prospettiva al 2050.

Nota: *Il PNIEC aggiornato dell'Italia è stato trasmesso alla Commissione Europea nel giugno 2024.*

Idrogeno rinnovabile (verde) [H_2 verde]

Idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua utilizzando esclusivamente energia elettrica da fonti rinnovabili. Non genera emissioni dirette di CO_2 e rappresenta la forma più sostenibile di idrogeno. Il Regolamento delegato UE 2023/1184 definisce i criteri di certificazione come "combustibile rinnovabile di origine non biologica" (RFNBO).

Nota: *Attualmente la produzione è limitata e i costi (anche oltre i 10 €/kg nel 2024) restano significativamente superiori all'idrogeno da gas naturale (intorno ai 2 €/kg).*

Idrogeno da gas naturale con CCS [H_2 blu]

Idrogeno prodotto mediante reforming del gas naturale (SMR o ATR) abbinato alla cattura e stoccaggio della CO_2 (CCS). Consente di ridurre le emissioni del 70–90% rispetto all'idrogeno grigio. Considerato una tecnologia di transizione nel percorso di decarbonizzazione.

Cattura, utilizzo e stoccaggio della CO_2 [CCS / CCUS]

Carbon Capture and Storage (CCS): tecnologia che cattura la CO_2 emessa da processi industriali o centrali, la trasporta e la inietta in formazioni geologiche profonde per stoccaggio permanente. CCUS include anche la valorizzazione (utilizzo) della CO_2 catturata come materia prima (e-fuels, carbonatazione del calcestruzzo, ecc.).

Nota: *Il progetto Ravenna CCS (Eni/Snam) è il principale hub italiano per lo stoccaggio geologico di CO_2 nel Mare Adriatico.*

Power-to-X [PtX]

7. Idrogeno e nuovi vettori energetici

Famiglia di processi che convertono energia elettrica rinnovabile in vettori energetici o prodotti chimici (Power-to-Gas: idrogeno, metano sintetico; Power-to-Liquid: e-fuels, metanolo; Power-to-Heat; Power-to-Ammonia). Consentono lo stoccaggio stagionale dell'energia rinnovabile e la decarbonizzazione dei settori difficilmente elettrificabili.

8. Mercato e regolazione

Mercato del giorno prima [MGP]

Mercato elettrico organizzato in cui avvengono la maggior parte delle transazioni di energia elettrica per il giorno successivo. Gestito in Italia da GME (Gestore dei Mercati Energetici), ha prezzi orari determinati dall'incrocio di offerte di vendita (produttori) e domanda (acquirenti). Il prezzo zonale risultante è il PUN (Prezzo Unico Nazionale) come media pesata delle zone geografiche.

Prezzo unico nazionale [PUN]

Prezzo di riferimento dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso italiano, calcolato come media aritmetica ponderata dei prezzi zonali per i volumi acquistati. È il riferimento per molti contratti di fornitura e per il meccanismo di ritiro dedicato delle rinnovabili (GSE).

Contratto di acquisto di energia rinnovabile [PPA]

Power Purchase Agreement: contratto di lungo periodo (tipicamente 10–20 anni) per la fornitura diretta di energia rinnovabile tra un produttore e un acquirente (corporate o utility), a prezzo fisso o indicizzato. Strumento fondamentale per il finanziamento di nuovi impianti rinnovabili in assenza di incentivi pubblici.

Comunità energetica rinnovabile [CER]

Soggetto giuridico (es. cooperativa, associazione, ente locale) che aggrega più utenti — produttori e consumatori — per condividere energia rinnovabile prodotta da impianti di piccola taglia (<1 MW) connessi alla rete di bassa o media tensione locale. Disciplinate in Italia dal D.Lgs. 199/2021 (recepimento Direttiva RED II) e dal DM MASE 7 dicembre 2023.

Nota: *I membri di una CER beneficiano di una tariffa incentivante sull'energia condivisa (tariffario GSE) e dell'autoconsumo virtuale collettivo.*

III Bussola delle principali tecnologie energetiche

Settore	Vettore / Tecnologia	Rendimento medio	CO_2 (g/kWh)	PM10 (mg/kWh)	NOx (mg/kWh)
Residenziale	Caldaia a gas (CH_4)	88–93%	200–220	1–5	60–120
	Pompa di calore (COP 3)	300% †	130–150 †	0	0
	Riscaldamento a gasolio	80–85%	260–290	5–20	80–200
Terziario	Climatizzazione (chiller el.)	250–350% †	110–180 †	0	0
	Cogenerazione gas (CCHP)	75–85%	160–200	2–8	50–150
Trasporti	Auto benzina (MCI)	25–35%	160–200	2–8	300–700
	Auto diesel (MCI)	30–40%	150–190	10–50	500–1.200
	Auto elettrica (BEV)	85–90% ‡	50–80 ‡	0 ‡	0 ‡
Industria	Caldaia industriale gas	85–92%	210–240	3–10	80–180
	Forno industriale gasolio	70–80%	270–310	15–60	150–400
	Motore elettrico industriale	90–97% ‡	120–180 ‡	0 ‡	0 ‡
Prod. elettrica	CCGT (gas naturale)	55–62%	340–400	1–3	50–120
	Carbone (ciclo a vapore)	35–42%	820–1.000	30–100	500–1.500
	Fotovoltaico	17–23% §	20–50 §	≈0	≈0
	Mix elettrico IT (2023)	—	~230	~5–15	~80–150

Legenda dei simboli

† Emissioni indirette attribuite al mix elettrico italiano (fattore ~230 g CO_2/kWh_e — fonte ISPRA/GSE 2023). Le emissioni dirette al punto d'uso sono nulle.

‡ Zero emissioni dirette al punto d'uso; le emissioni indirette dipendono dal mix di generazione nazionale.

§ Valore LCA (ciclo di vita) per produzione, installazione e smaltimento. Emissioni operative nulle.

CO_2: I valori sono riferiti all'energia in ingresso al dispositivo (g CO_2/kWh_en). Per comparazione fra vettori diversi è necessario normalizzare sulla stessa base.

PM10 / NOx: Emissioni dirette al punto d'uso (combustione). Le tecnologie elettriche hanno emissioni locali nulle; le emissioni upstream (centrali, supply chain) vanno contabilizzate in un'analisi LCA completa.

Fonti: *ISPRA — Fattori di emissione nazionali 2023; EEA — EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2022; IPCC AR6 WG3 (2022); Odyssee-Mure Energy Efficiency Database; Elaborazione ART-ER.*



ART-ER
ATTRATTIVITÀ
RICERCA
TERRITORIO

RE-R