



ASSESSORATO SVILUPPO ECONOMICO E GREEN ECONOMY, LAVORO, FORMAZIONE, RELAZIONI
INTERNAZIONALI.

L'ASSESSORE

Al Presidente
dell'Assemblea legislativa dell'Emilia-Romagna
Maurizio Fabbri

Oggetto: Relazione ai sensi della L.R. 26/2004– Clausola valutativa

Con la presente siamo a chiedere l'iscrizione all'ordine del giorno della competente Commissione Assembleare della Relazione di valutazione sull'attuazione ed i risultati ottenuti con la L.R. 26/2004 “DISCIPLINA DELLA PROGRAMMAZIONE ENERGETICA TERRITORIALE ED ALTRE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ENERGIA”.

Cordialmente.

Vincenzo Colla
(firmato digitalmente)

Relazione annuale

Ai sensi della L.R.26/2004, art.29-bis

**“DISCIPLINA DELLA PROGRAMMAZIONE ENERGETICA
TERRITORIALE ED ALTRE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI
ENERGIA”**

Maggio 2026



Indice

Premessa.....	3
1 Gli obiettivi dell'UE e del PER al 2030	5
1.1 Il bilancio energetico regionale del 2023 e la stima dei consumi al 2025	6
1.2 La riduzione delle emissioni di gas serra	9
1.3 L'efficienza energetica	10
1.4 Le fonti rinnovabili	13
1.4.1 Le fonti rinnovabili per la produzione elettrica	16
1.4.2 Le fonti rinnovabili per la produzione termica	27
1.5 Le infrastrutture di rete	28
1.5.1 Energia elettrica	28
1.5.2 Gas naturale	34
1.5.3 Infrastrutture per l'energia termica: reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento	37
1.5.4 Cattura, uso e stoccaggio CO2	41
1.6 Domanda e offerta di energia in Emilia-Romagna, dipendenza e fattura energetica	42
2 Il monitoraggio del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024 e delle altre misure in materia di energia.....	46
2.1 Le misure regionali del Piano Triennale di Attuazione del PER 2022-2024	46
2.1.1 Asse 1. Ricerca, innovazione e formazione	49
2.1.2 Asse 2. Infrastrutture, reti e aree produttive	54
2.1.3 Asse 3. Transizione energetica delle imprese	59
2.1.4 Asse 4. Riqualificazione del patrimonio privato	60
2.1.5 Asse 5. Rigenerazione urbana e riqualificazione del patrimonio pubblico	72
2.1.5.1 Il settore Sanità	73
2.1.6 Asse 6. Mobilità intelligente e sostenibile	73
2.1.7 Asse 7. Azioni di sistema e rapporti con gli Enti locali	79
2.1.8 Asse 8. Azioni trasversali e di sistema	83
2.2 I risultati raggiunti	87
3 Le criticità nell'attuazione della L.R. 26/2004.....	86
3.1 La politica energetica europea e nazionale	86
3.1.1 L'evoluzione della politica energetica UE	90
3.1.2 L'evoluzione della politica energetica nazionale	91
3.1.3 Il livello regionale	91

Premessa

Il presente documento costituisce la Relazione annuale in attuazione del controllo da parte dell'Assemblea legislativa, di cui all'art.29bis della L.R. 26/2004 "DISCIPLINA DELLA PROGRAMMAZIONE ENERGETICA TERRITORIALE ED ALTRE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ENERGIA", introdotto con modifica nel dicembre 2022.

L'art. 29-bis (Clausola valutativa) della LR 26/24 dispone che la Giunta regionale, con cadenza annuale, anche avvalendosi del Tavolo per il Monitoraggio del Piano Energetico e di ARPAE, presenta alla competente commissione assembleare una **relazione** che fornisca informazioni sui seguenti aspetti:

- a. **azioni adottate** in attuazione del Piano Energetico Regionale e dei relativi Piani attuativi;
- b. **grado di conseguimento degli obiettivi** fissati in detti piani;
- c. nonché eventuali **criticità** riscontrate nell'attuazione della presente legge.

Nella presente relazione vengono illustrati gli strumenti e le iniziative attivate dalla Giunta regionale **nel 2025** in attuazione della suddetta legge, il grado di conseguimenti degli obiettivi fissati nei piani **aggiornati al 2023**, e le criticità riscontrate nell'attuazione della legge.

Si precisa che, con riferimento al **grado di conseguimento degli obiettivi** fissati nei piani, i dati di monitoraggio riportati sono aggiornati al 2023, in considerazione delle tempistiche tecniche necessarie per la loro raccolta, validazione ed elaborazione a mezzo del BER (Bilancio Energetico Regionale) redatto da ARPAE.

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.

Le informazioni qui presentate saranno riprodotte e integrate nel sesto Rapporto annuale di monitoraggio, per l'anno 2025, del Per 2030 (piano energetico regionale) e PTA 2022-2024 (piano triennale di attuazione). Il Rapporto è frutto del lavoro del Settore Energia e Transizione ecologica delle Imprese e di Art-ER, e sarà presentato e discusso prima della sua pubblicazione, nella prossima seduta del 30/06/2026, con il comitato tecnico scientifico e il tavolo di monitoraggio per l'attuazione e monitoraggio del Pta del Per 2030 approvato con delibera dell'[Assemblea legislativa dell'Emilia-Romagna](#) (la [numero 111 del 1 marzo 2017](#)).

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.

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

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

Come già illustrato nella relazione di clausola valutativa dell'anno 2025, relativa all'anno 2024, l'approvazione del Green Deal e del REPowerEU, l'UE ha definito i propri obiettivi in materia di clima ed energia al 2030, come di seguito:

- riduzione delle emissioni climalteranti del **55%** rispetto ai livelli del 1990;
- incremento al **42,5%** della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- 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 rispetto a quanto stabilito nel PER 2030 e nel PTA 2022-2024, è riportato nella tabella che segue.

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%	(Dato 2022: -6%) -7% (37,4 MtCO ₂ eq)	-	-23% su base ENEA -13% su base ISPRA (35,0 MtCO ₂ eq)	-41% su base ENEA -34% su base ISPRA (26,7 MtCO ₂ eq)
Riduzione delle emissioni serra (incl. assorbimenti)	-14%	(Dato 2022: -20%) -19% (33,9 MtCO ₂ eq)	-55%	-	-
Risparmio energetico ³	n.d.	(Dato 2022: -6%) -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%	(Dato 2022: -14%) 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 trarre 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 sull'indicatore delle emissioni di gas serra** l'obiettivo al 2020 risulta più distante.

N.B. In merito alla modifica delle modalità di calcolo, riportata sinteticamente in nota, si richiama la spiegazione dettagliata riportata nella Relazione di Clausola Valutativa anno 2025, al corrispondente paragrafo 1.1.

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

Annualmente ARPAE pubblica il bilancio energetico regionale dell'Emilia-Romagna¹, 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.

¹ 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
<i>Commercio e servizi pubblici</i>	1.832	24	798	294		37	680
<i>Residenziale</i>	2.305	97	1.318	434		38	417
<i>Agricoltura e foreste</i>	466	341	52	4			69
<i>Pesca</i>	14	14					
<i>Altri settori non specificati</i>	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

Consumi energetici finali lordi in Emilia-Romagna

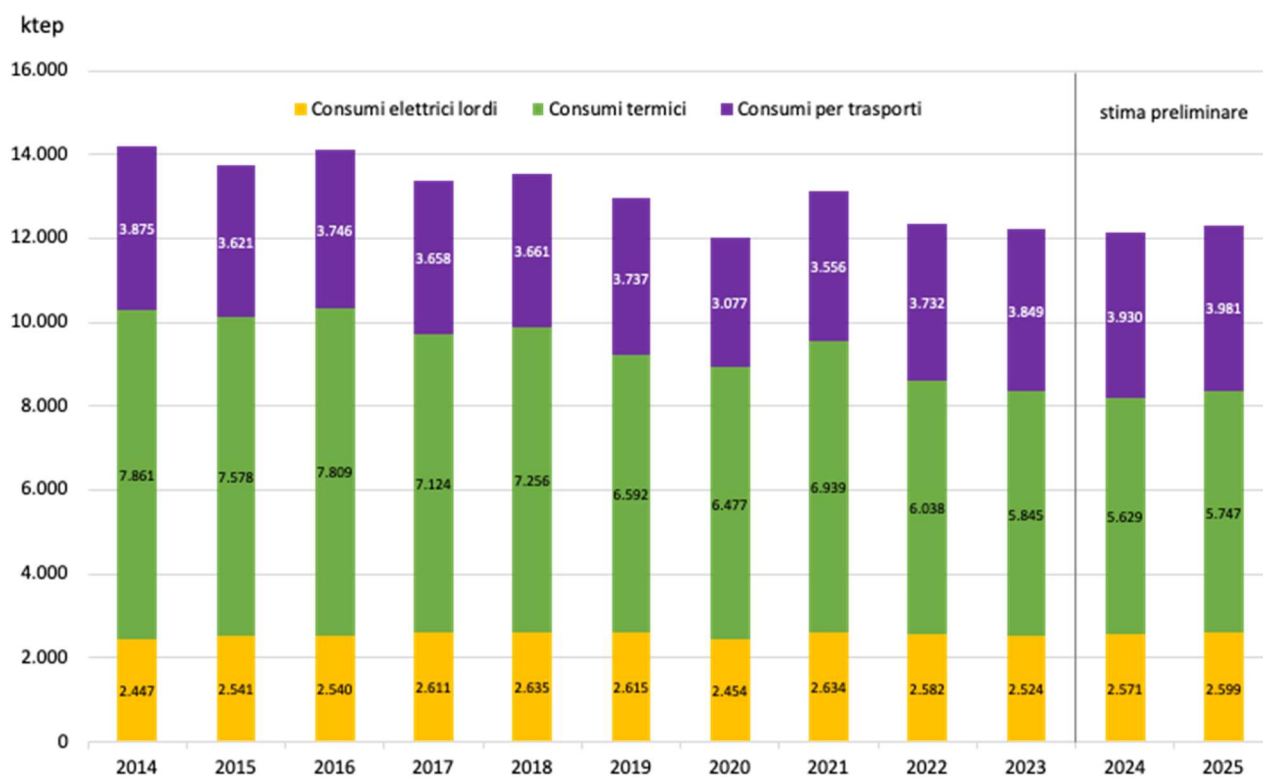


Figura 1 – Andamento dei consumi energetici finali lordi in Emilia-Romagna (stima preliminare al 2025)

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-Romagna², risultano nel **2023** circa **37,4 MtCO₂eq** (esclusi gli assorbimenti) e circa **33,9 MtCO₂eq** (inclusi gli assorbimenti).

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

Obiettivi sui gas serra in Emilia-Romagna

% di riduzione delle emissioni serra rispetto ai livelli del 1990

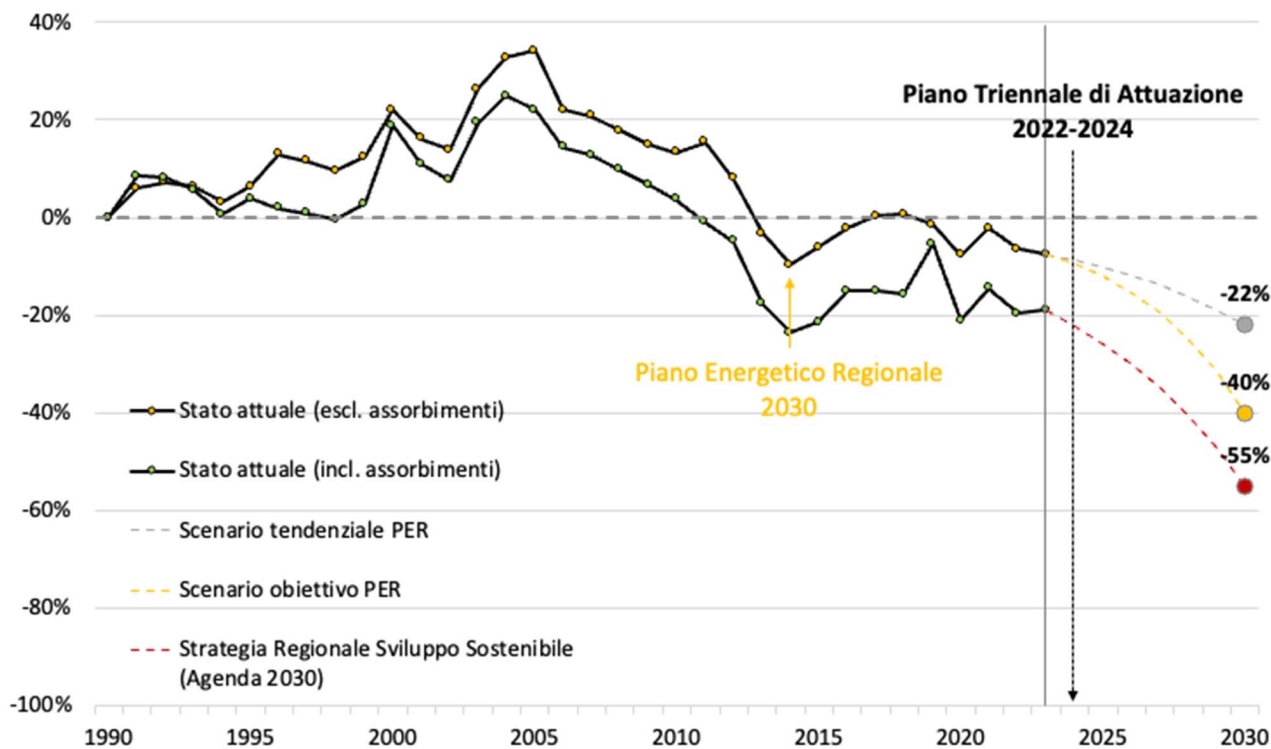


Figura 2 – Andamento delle emissioni di gas serra in Emilia-Romagna rispetto al 1990

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

² Inventari disponibili sul sito di ARPAE ([link](#)).

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)³.

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-Romagna⁴, 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).

³ 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.

⁴ Bilanci energetici regionali disponibili sul sito di ARPAE ([link](#)).

Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna

Consumi energetici finali (ktep)

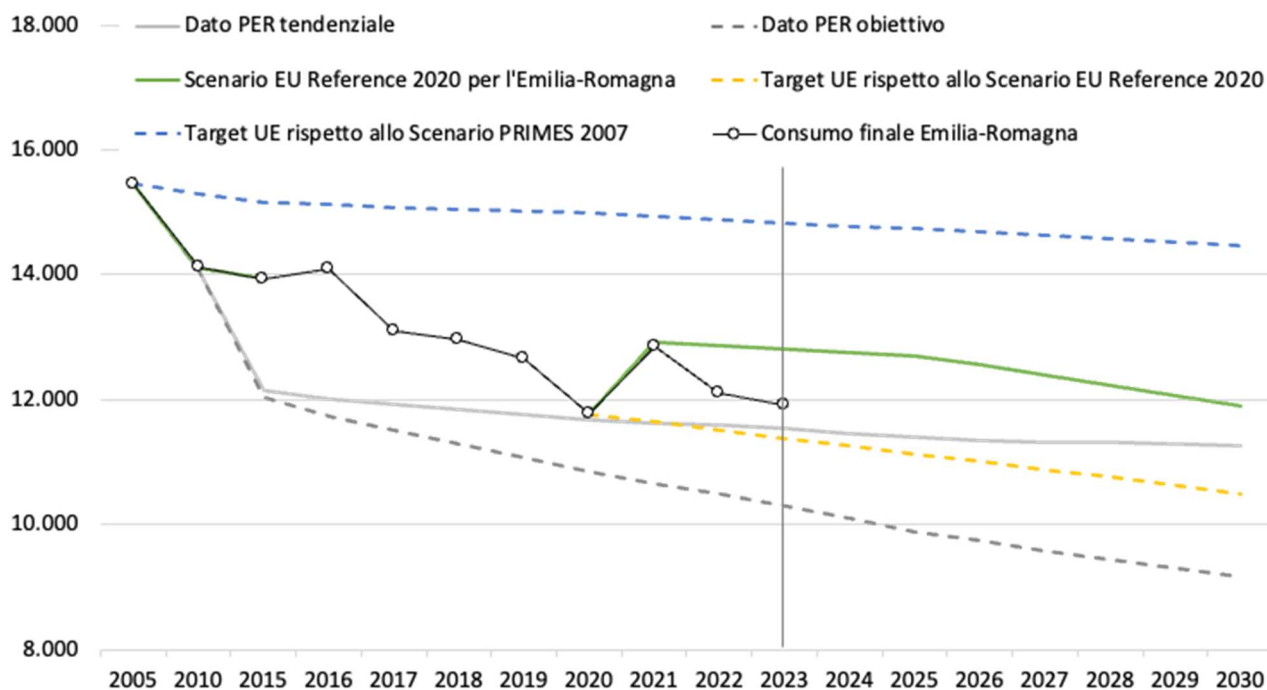


Figura 3 - Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna in termini di consumi energetici finali (ktep)

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

Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna

% di risparmio rispetto agli scenari di riferimento

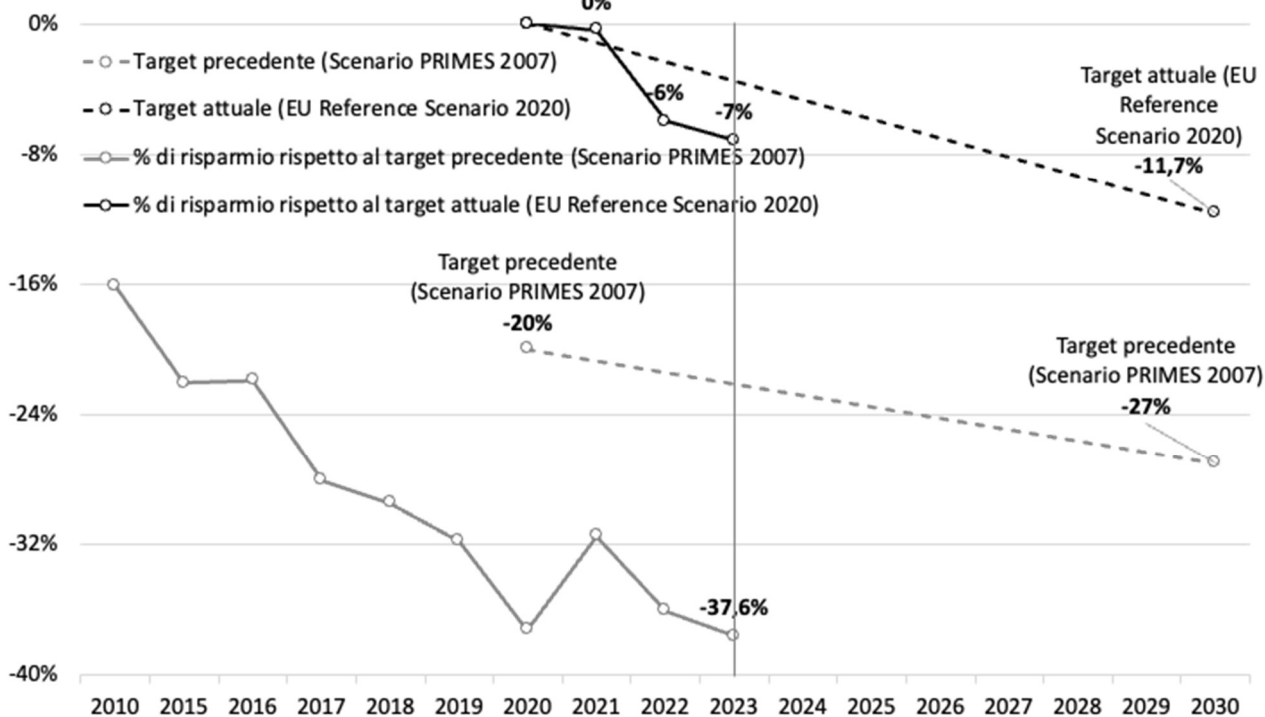


Figura 4 - Obiettivi di risparmio energetico in Emilia-Romagna in % di risparmio rispetto agli scenari di riferimento (%)

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

1.4 Le fonti rinnovabili

N.B. In merito alla modifica degli obiettivi sulle fonti rinnovabili a livello europeo e nazionale, si richiama quanto riportato nella Relazione di Clausola Valutativa anno 2025, al corrispondente paragrafo 1.4.

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 firmatari⁵, il Patto per il Lavoro e il Clima⁶ 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 quanto segue:

*“Per un sistema territoriale profondamente manifatturiero come il nostro, la capacità di accelerare lungo queste direttrici, già resa improrogabile dalla necessità di contrastare i cambiamenti climatici e migliorare la salute pubblica, è divenuta precondizione rispetto alla possibilità di generare nuovo sviluppo. Pertanto, partendo dai **9 TWh** prodotti nel 2024, l’obiettivo che ci poniamo al **2035 è quadruplicare la quota di energia generata da fonti rinnovabili fino a coprire il 100% dei consumi elettrici arrivando a 41 TWh di produzione elettrica** La traiettoria temporale in termini di energia elettrica da rinnovabili prevede di arrivare nel 2028 a produrre 11 TWh, nel 2030 a produrre 19,5 TWh, per poi più che raddoppiare al 2035 e raggiungere circa 41,0 TWh complessivi, equivalenti a circa 3.325 ktep (fattore di conversione 1 ktep $\approx$ 11,63 GWh), coprendo la totalità dei consumi elettrici finali. Per generare questa **produzione elettrica**, i calcoli di scenario prevedono **un mix energetico per una potenza installata di FER elettriche** che salirà dagli attuali 5,1 GW del 2025, a 10,3 GW del 2028, a 12,4 GW nel 2030 e **28,6 GW nel 2035, di cui circa 24 GW da energia solare.**”*

Le previsioni degli obiettivi di potenza da installare e generazione energia elettrica rinnovabile corrispondente 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-Romagna⁷ e dal GSE nell’ambito del

⁵ 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).

⁶ https://www.regione.emilia-romagna.it/pattolavoroeclima/patto_lavoroclima_2020.pdf

⁷ Bilanci energetici regionali disponibili sul sito di ARPAE ([link](#)).

monitoraggio del *burden sharing*⁸, 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).

Obiettivi sulle fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

% di copertura con FER dei consumi energetici finali lordi

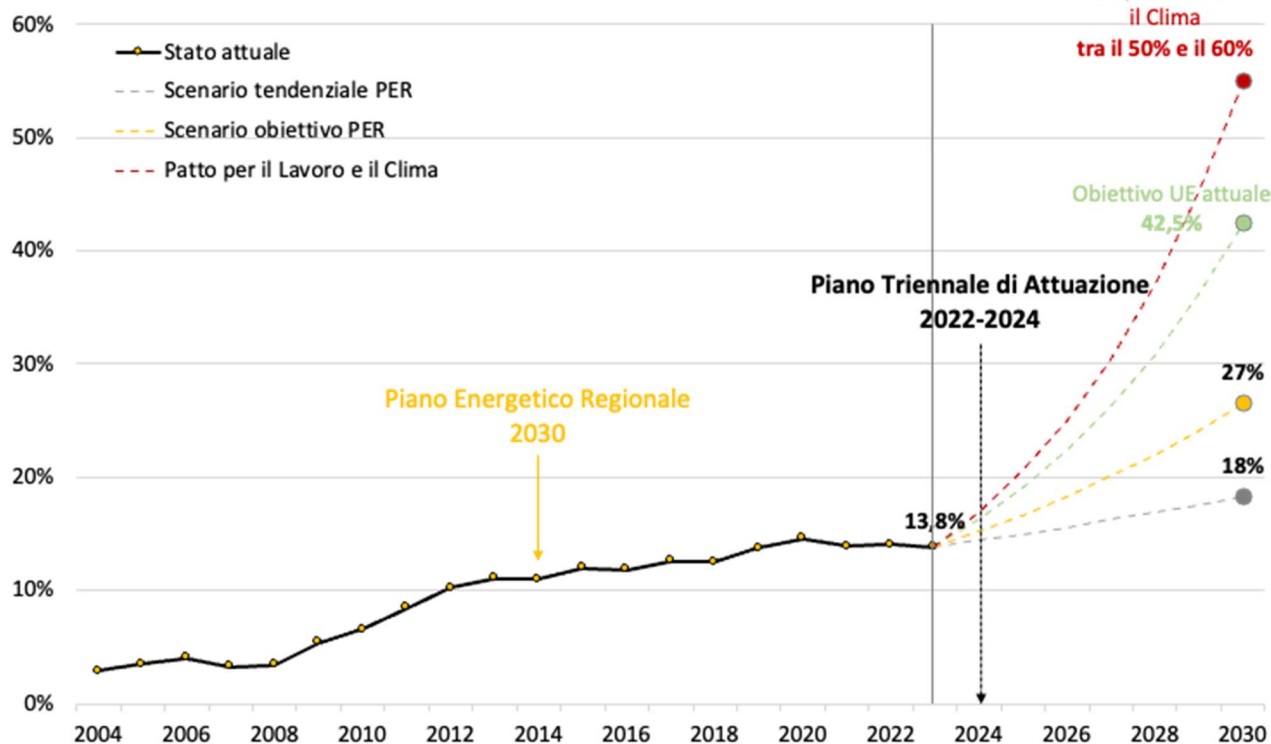


Figura 5 – Evoluzione della quota di fonti rinnovabili sui consumi finali lordi in Emilia-Romagna

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

⁸ Dati di monitoraggio della diffusione delle fonti energetiche rinnovabili nelle regioni italiane disponibili sul sito del GSE ([link](#)).

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 trasporti⁹.

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.

Consumi finali rinnovabili in Emilia-Romagna - STIMA AL 2025 (agg. marzo 2026)

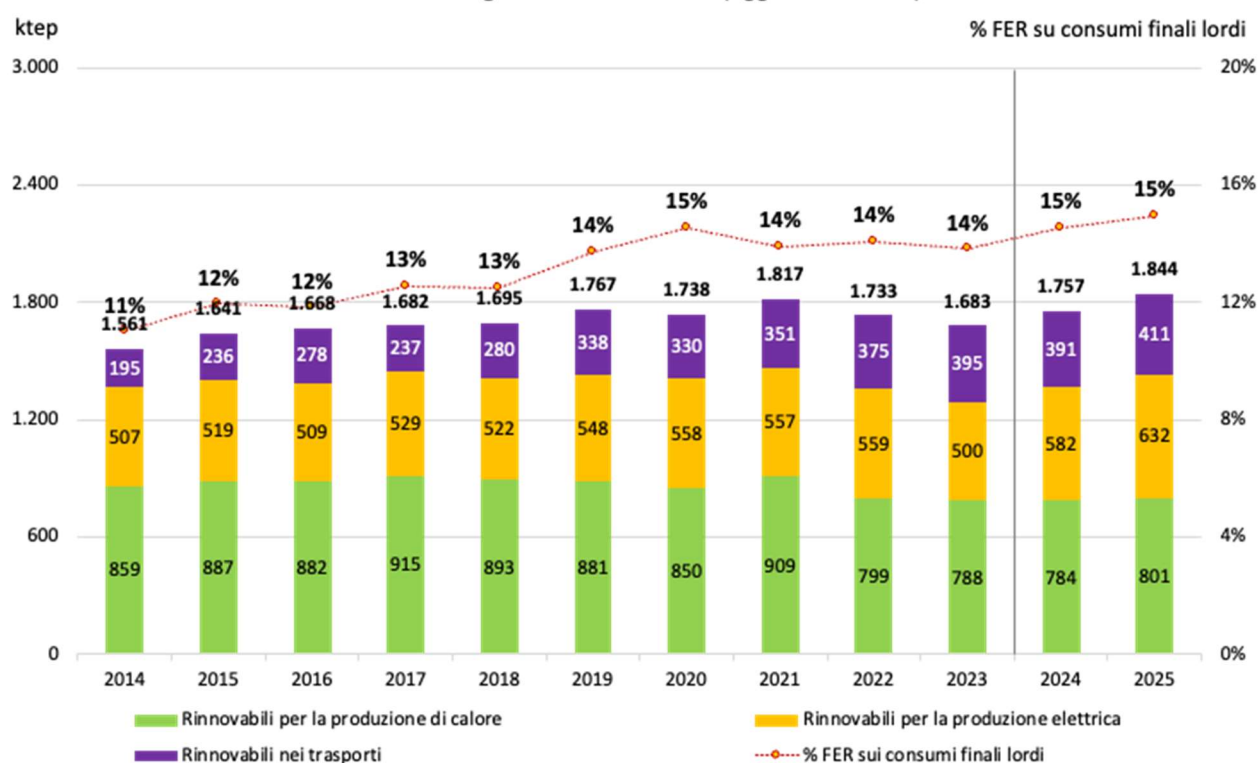


Figura 6 – Evoluzione dei consumi finali rinnovabili in Emilia-Romagna

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

⁹ 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.

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.

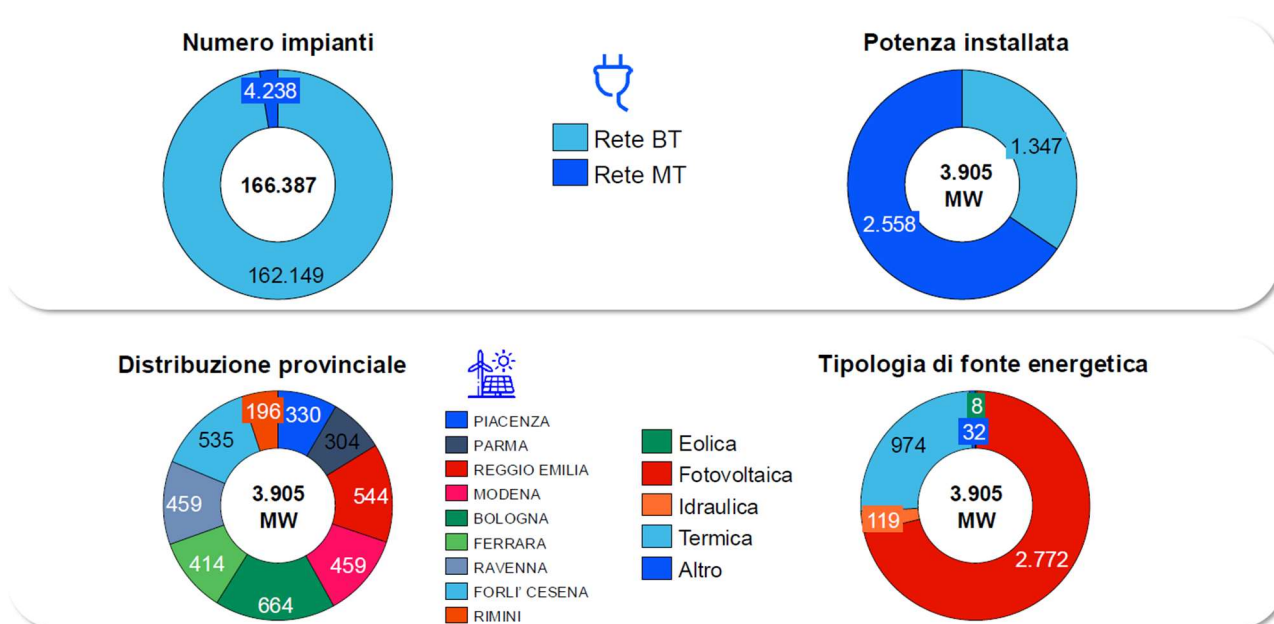


Figura 7 – Connessioni attive produttori rinnovabili in Emilia-Romagna

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 specchio 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 benessere.

5. STMD (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio)

A seguito del rilascio dell'autorizzazione e del benessere 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 degli impianti, e accelera così il processo di decarbonizzazione e transizione verso le rinnovabili.

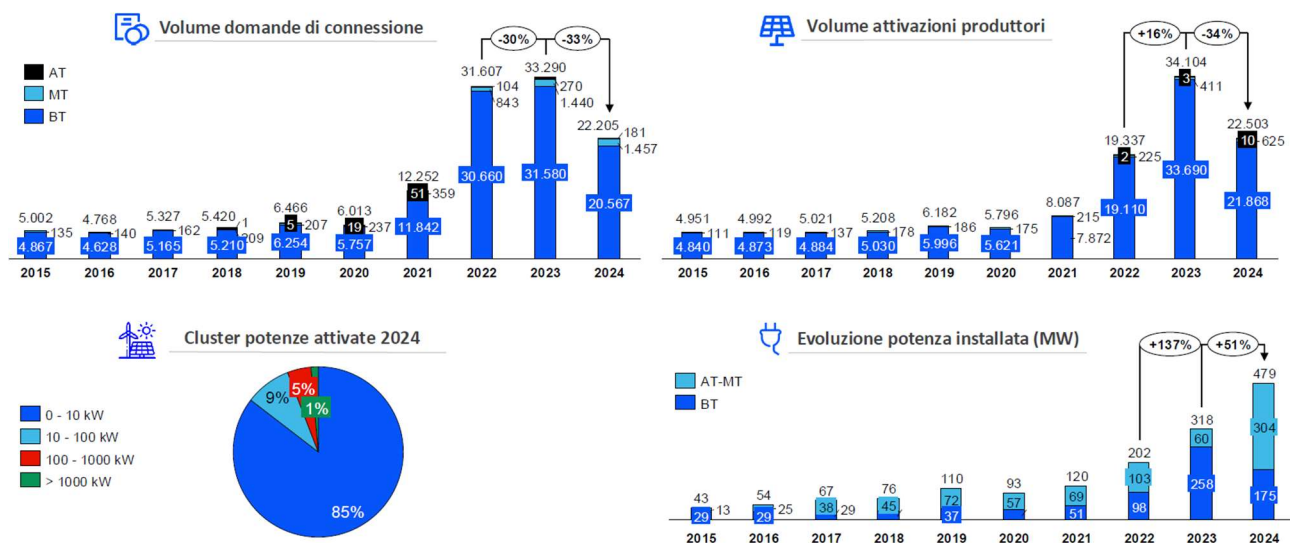


Figura 8 – Andamento delle connessioni attive produttori rinnovabili in Emilia-Romagna – periodo 2015-2024

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%
<i>Idroelettrico rinnovabile</i>	225	362	1.609	1.128	5,3%
<i>Pompaggi puri</i>	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%
<i>Bioenergie</i>	355	620	1.746	2.303	10,7%
<i>Geotermoelettrico</i>	0	0	-	0	0,0%
<i>Termoelettrico a fonti convenzionali</i>	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

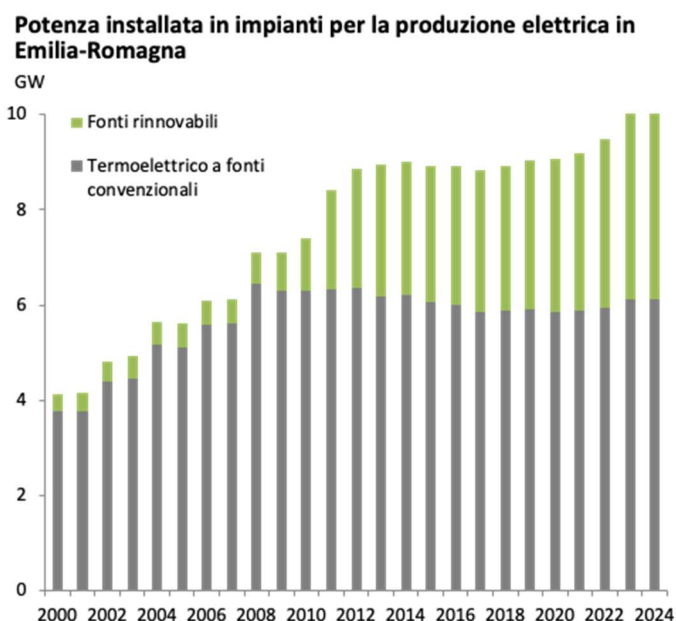


Figura 9 - Potenza installata in impianti di produzione di energia elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

Potenza installata in impianti a fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

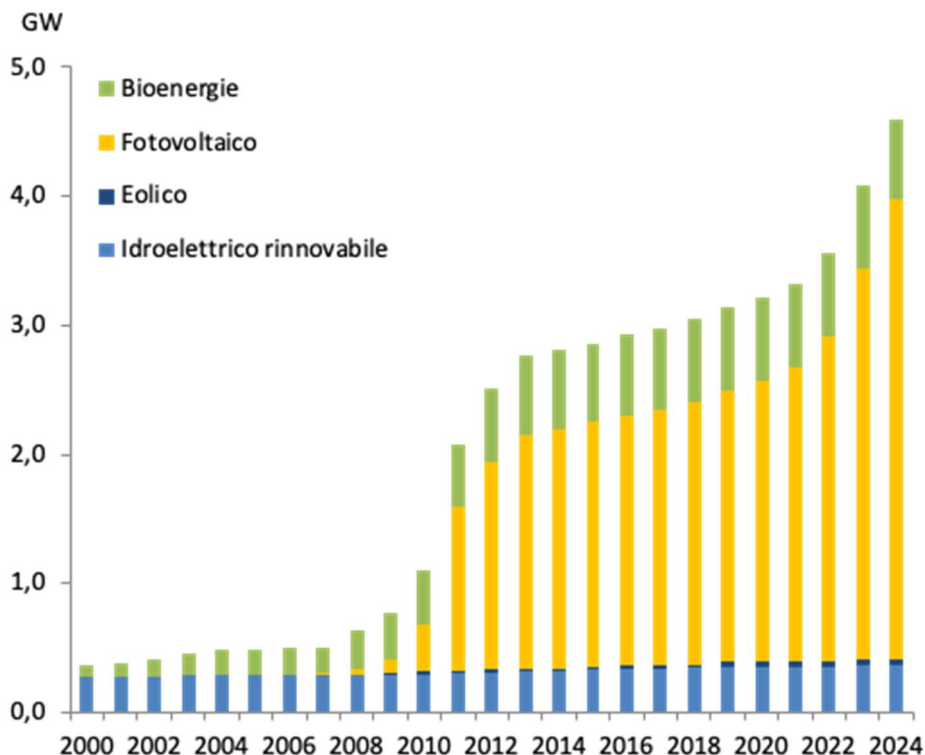


Figura 10 - Potenza installata in impianti di produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

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%).

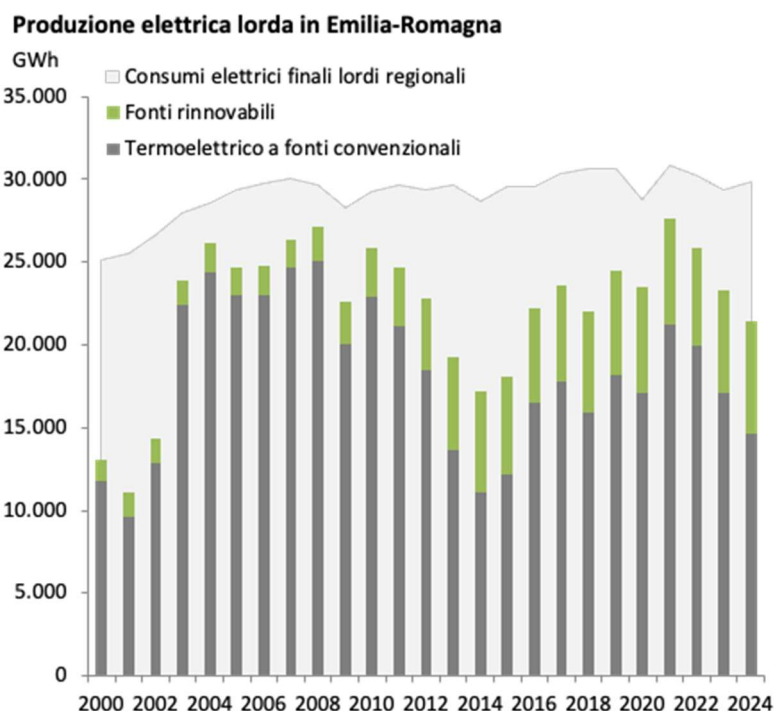


Figura 11 - Produzione elettrica lorda degli impianti di produzione elettrica in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

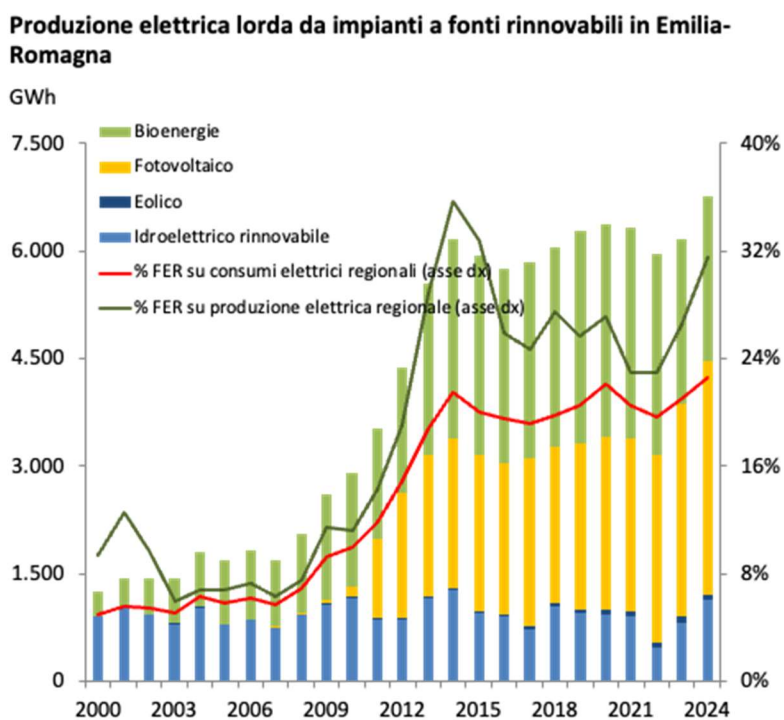


Figura 12 - Produzione elettrica lorda degli impianti di produzione elettrica a fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

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), ma sono attualmente in fase di autorizzazione due progetti off-shore di taglia significativa davanti alle coste di Rimini (330 MW per oltre 700 GWh¹⁰) e di Ravenna (circa 450 MW¹¹ per oltre 1 TWh di producibilità): considerando che hanno entrambi positivamente superato la fase di VIA, una volta approvati 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 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.

Potenza (MW)	Medio termine (2020)		Lungo termine (2030)
	Situazione attuale (2014)	Scenario obiettivo	Scenario obiettivo
Idroelettrico	655	662	680
di cui: idroelettrico rinnovabile	325	332	350
pompaaggi 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 pompaaggi)	9.351	9.021	9.770

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

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati Terna

¹⁰ Fonte: [Guardia Costiera di Rimini](#).

¹¹ Fonte: [Saipem](#).

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 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 installato nel territorio regionale, impossibile senza un deciso incremento di numerosità di grandi impianti con utility scale.

Raggiungimento degli obiettivi del PER 2030 - FER-E

Potenza installata al 31 dicembre 2024 (MW). In rosso i target del PER 2030

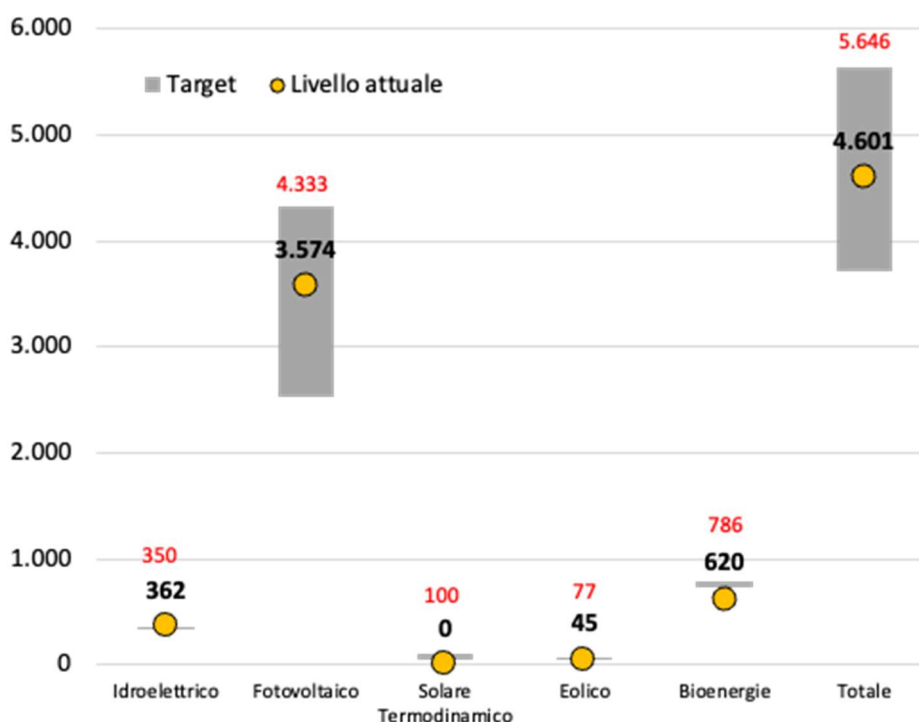


Figura 13 – Risultati raggiunti sulle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Emilia-Romagna

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.

Nel complesso, sono in esercizio in regione oltre **70 mila sistemi di accumulo**, mentre a gennaio 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.

FORTE	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 vulture, modifiche non sostanziali

Tabella 7 – Autorizzazioni Uniche degli impianti alimentati a fonti rinnovabili – Anno 2024- Fonte: ARPAE

FORTE	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
BIOLQUIDI	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 voltture, 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 traggare 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 attualmente raggiunto gli obiettivi previsti nello scenario tendenziale ed è verosimile possano raggiungere in tempi relativamente contenuti anche quelli dello 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.

Raggiungimento degli obiettivi del PER 2030 - FER-C

Produzione termica al 31 dicembre 2023 (GWh). In rosso i target del PER 2030

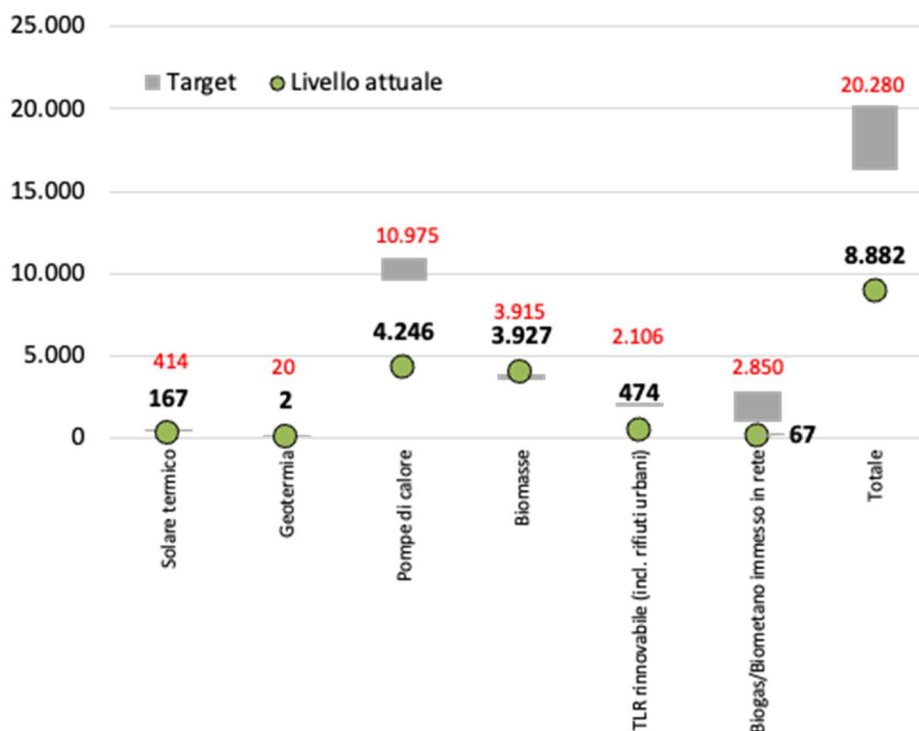


Figura 14 – Risultati raggiunti sulle rinnovabili termiche in Emilia-Romagna

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati GSE

1.5 Le infrastrutture di rete

1.5.1 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

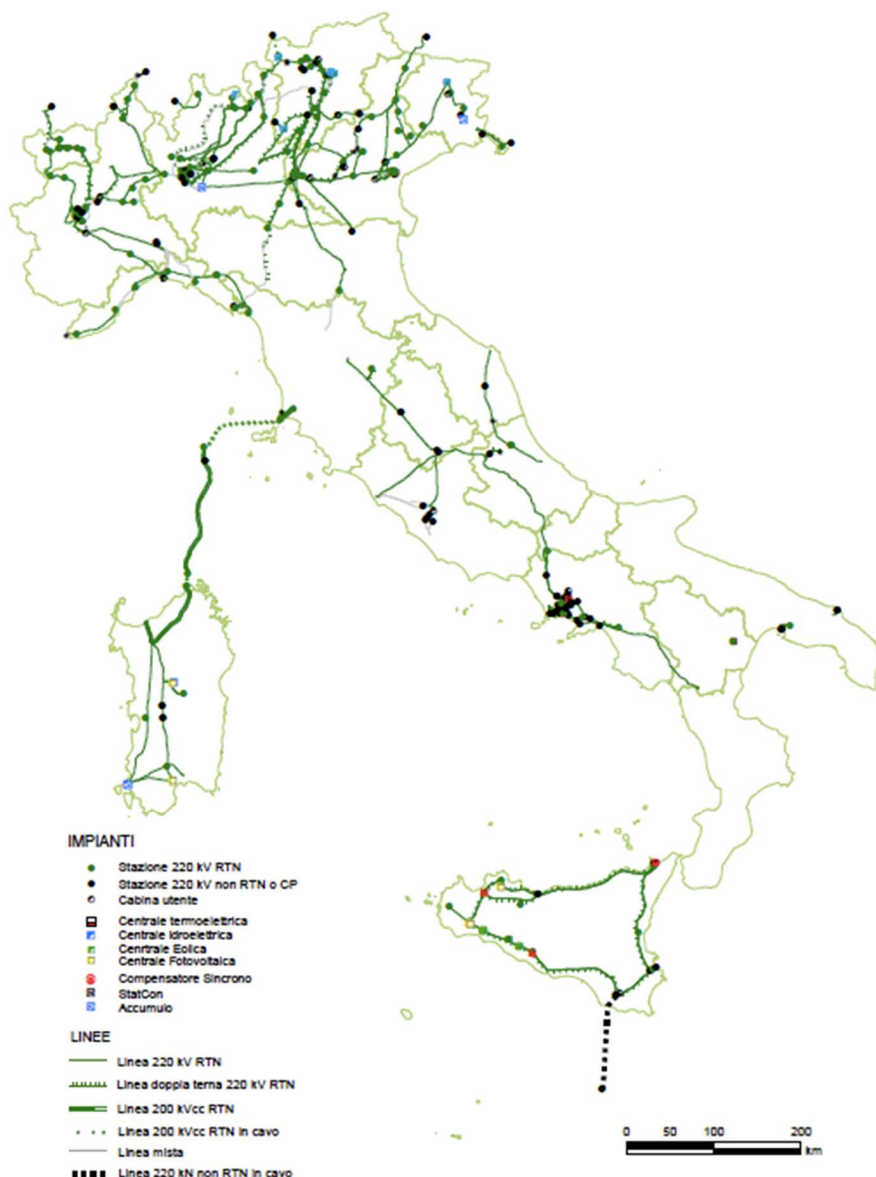


Figura 16 – Rete italiana a 220 kW al 31 dicembre 2024

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 CO₂ fino a quasi 2 Mt/ anno, che tenderà sul lungo termine (al 2040) ad oltre 12 Mt/anno.



Figura 17 – Interventi interzonal 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'elettificazione dei consumi e per ospitare nuova generazione distribuita (hosting capacity). Sono inoltre previsti numerosi **rinnovi e potenziamenti di cabine esistenti**.

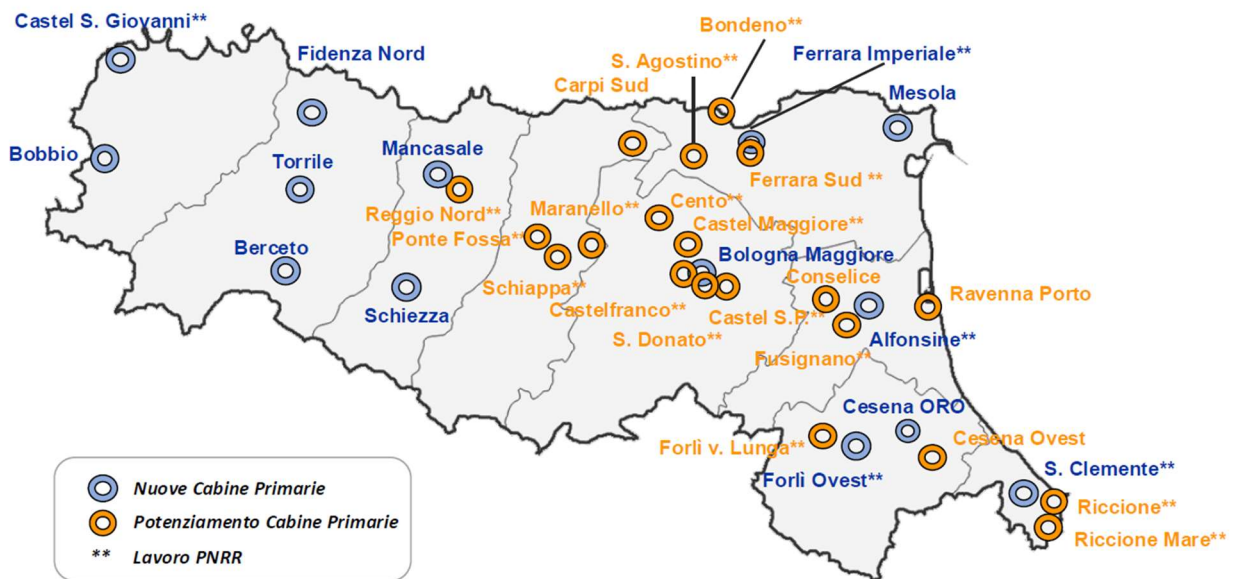


Figura 18 – Interventi di costruzione nuove C.P. e potenziamento esistenti previsti da ENEL/E-DISTRIBUZIONE nell'orizzonte 2034 nel PdS 2025

Fonte: Terna

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 redistribuzione 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 m³/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 H₂-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, preriscaldamento, 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 oggi alimentata da centrali in assetto cogenerativo, pertanto anche la consegna di energia elettrica alla rete nazionale risulta essere elevata.

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 Mm³**. La maggior parte di questi impianti sono alimentati con centrali termiche (anche in assetto cogenerativo) a gas, e alcune da cascate 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.

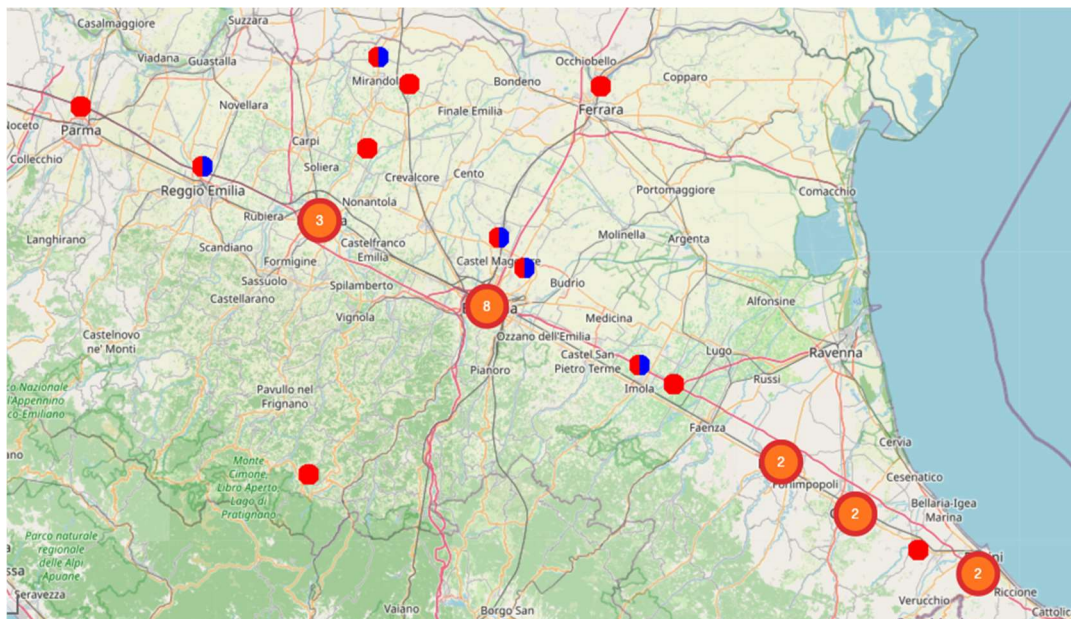


Figura 21 - Mappa indicativa della presenza di impianti TLR in Emilia Romagna

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			
Parma	26	Città	Iren	1999	Incenerimento	si	no	

Comune	ID	Denominazione rete	Soggetto titolare	Anno di avvio erogazione calore	Tipologia prevalente di centrale	Servizio riscaldamento	Servizio raffrescamento	Combustibili primari
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 CO₂

La cattura e stoccaggio della CO₂ (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 CO₂ è la Direttiva 2009/31/CE, che definisce un quadro giuridico per lo stoccaggio permanente della CO₂ in formazioni geologiche profonde in modo sicuro. Il sistema europeo di scambio delle emissioni (ETS) dà un incentivo economico alla cattura e stoccaggio della CO₂: 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 CO₂ "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 CO₂ 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 2030¹².

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 CO₂, 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 CO₂ il 3 settembre 2024. Nella **Fase 1**, circa **25.000 t/anno** vengono catturate dai fumi a bassa concentrazione della centrale a gas di Casalborgorsetti (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 CO₂, 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 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

¹² 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 CO₂) nel sistema ETS per compensare le emissioni difficili da abbattere (hard-to-abate).

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 CO₂, 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 CO₂ 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%.

Dipendenza energetica in Emilia-Romagna nel 2023

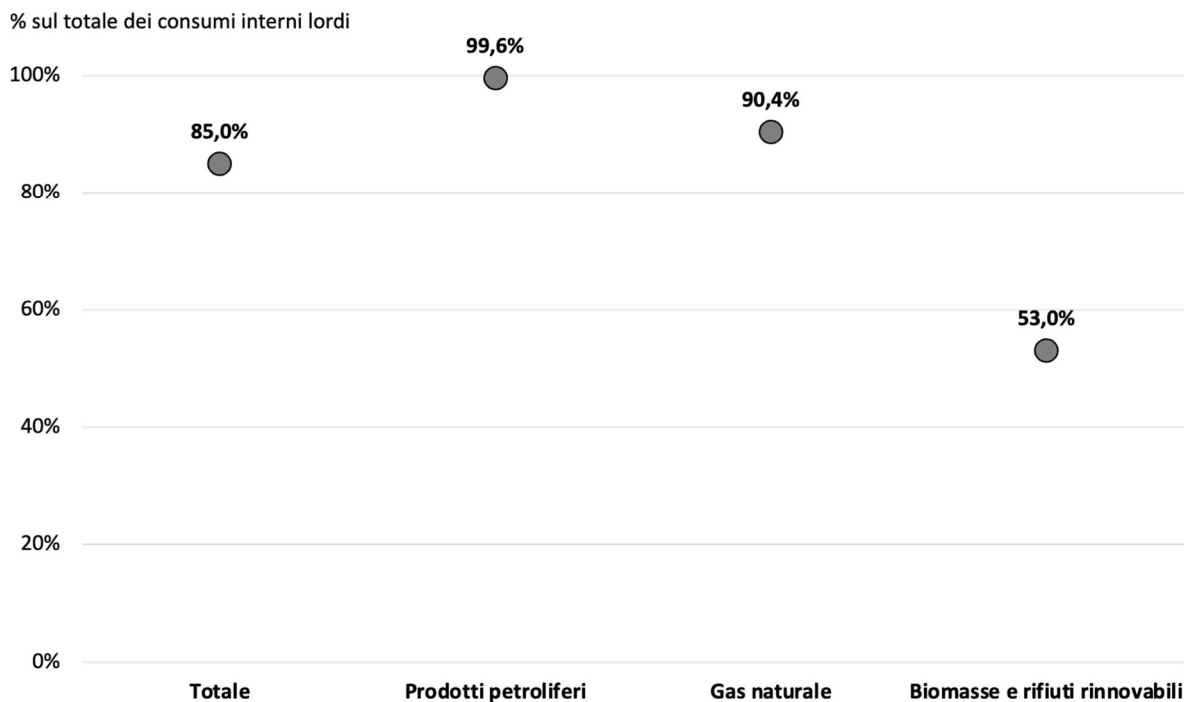


Figura 22 – Dipendenza energetica in Emilia-Romagna nel 2023

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.

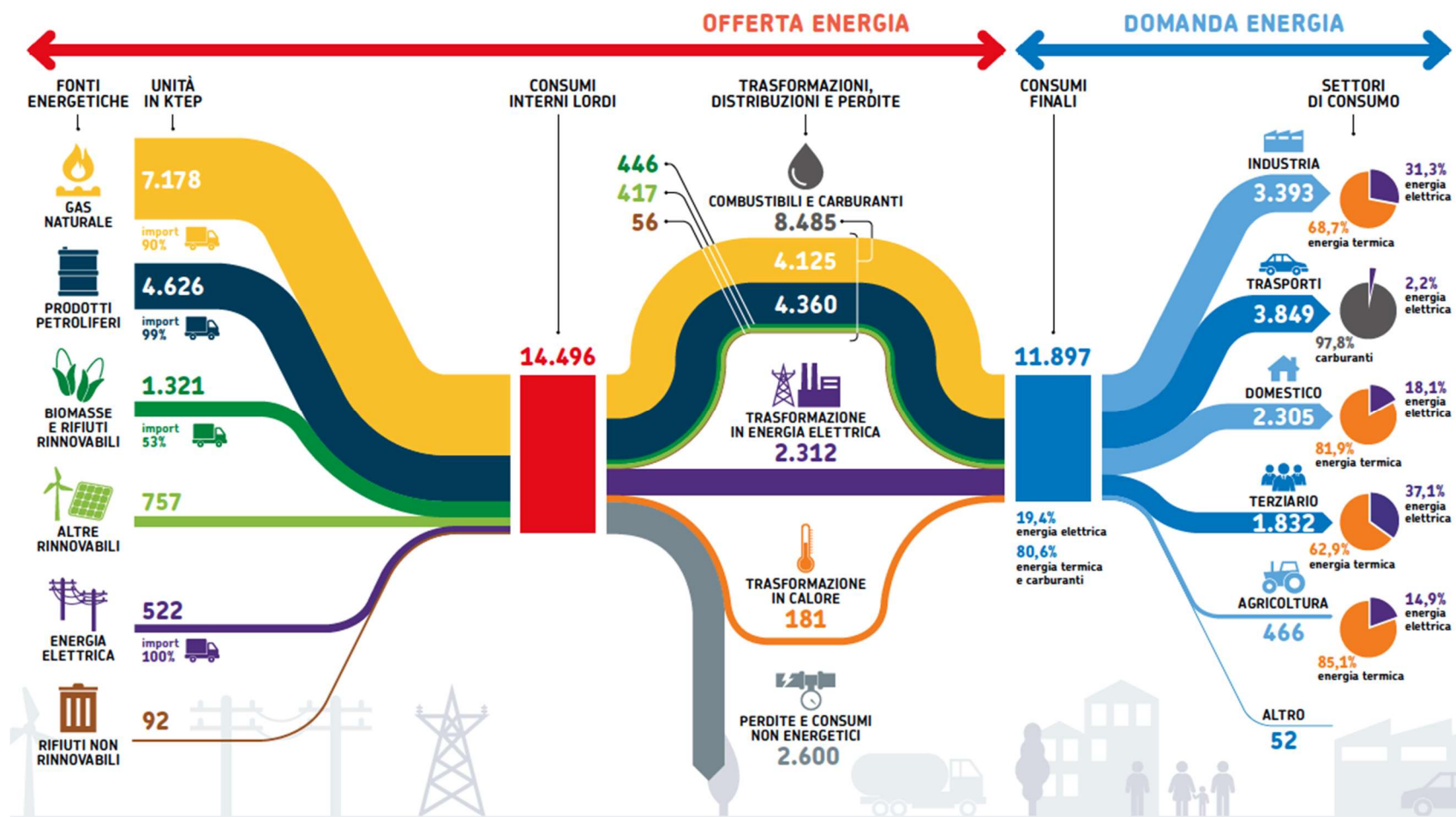


Figura 23 – Diagramma Sankey con flussi di produzione e consumo di energia finale In Emilia-Romagna nel 2023

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 legislatura¹³, 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)

¹³ <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 riqualificazione del patrimonio pubblico	• Efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica compreso il sostegno alla decarbonizzazione degli 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 ciclopeditone 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

Assi	Azioni
	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 15 – 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 STEP¹⁴** 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 efficienti**, 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).

¹⁴ 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 16 - 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 17 - 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)¹⁵.

- ¹⁵ 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;
- Rete politecnica (IFTS, ITS, formazione superiore): formazione terziaria non universitaria (formazione post diploma);
- Alte competenze per la ricerca, il trasferimento tecnologico e l'imprenditorialità: master, assegni di ricerca, dottorati (formazione post laurea);
- 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
le 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
le 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 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 18 – 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 CO₂ 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 il rapporto "Idrogeno in Emilia-Romagna: imprese, ricerca e innovazione"**¹⁶ 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 studio¹⁷ 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 la mobilità, oltre alle stazioni TPER, è in costruzione a Piacenza 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.

¹⁶ <https://energia.regione.emilia-romagna.it/novita/notizie/2025/aggiornata-mappatura-regionale-idrogeno-in-er>

¹⁷ [Scenari e prospettive dell'idrogeno verde in Emilia-Romagna](#)

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.

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 loro sistemi di produzione in sistemi completamente elettrificati.

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 CO₂ 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 Regione¹⁸. 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 Ucraina. È 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

¹⁸ <https://energia.regione.emilia-romagna.it/comunita-energetiche/materiali-e-pubblicazioni>

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.

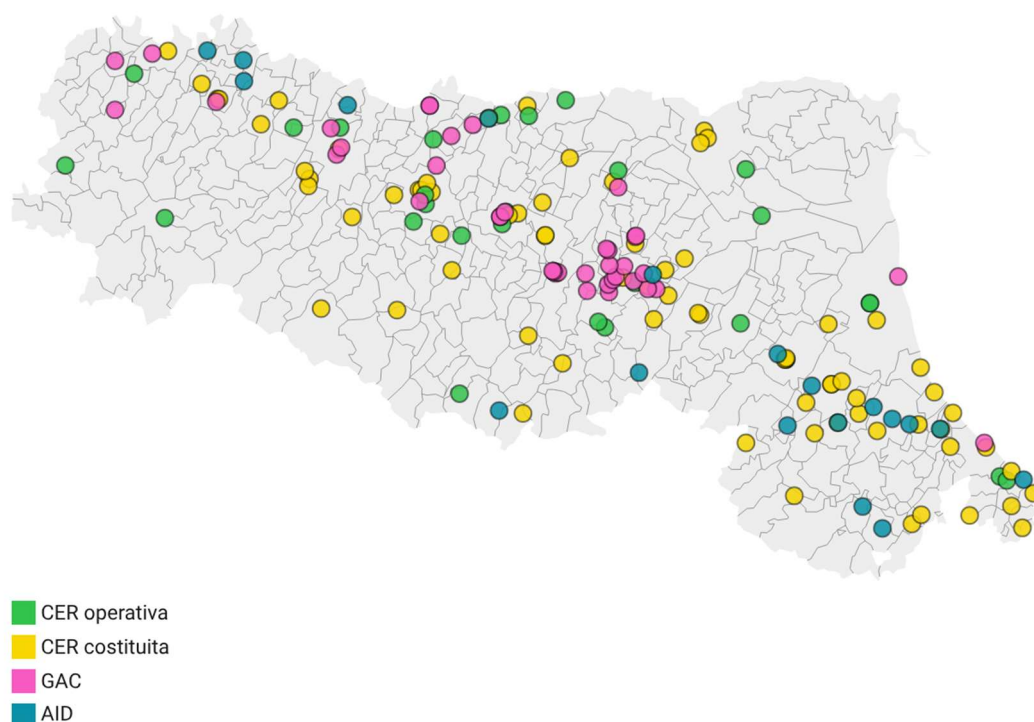


Figura 24 – Mappatura delle Autoconsumo diffuso per la condivisione di energia rinnovabile

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.

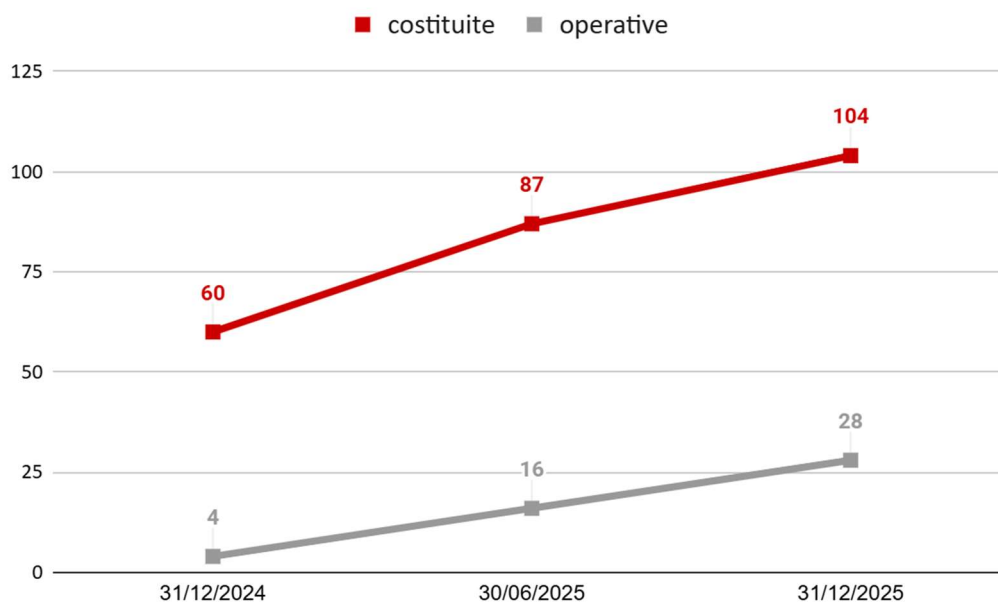


Figura 25 –Andamento del processo di costituzione delle CER nel 2025

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.

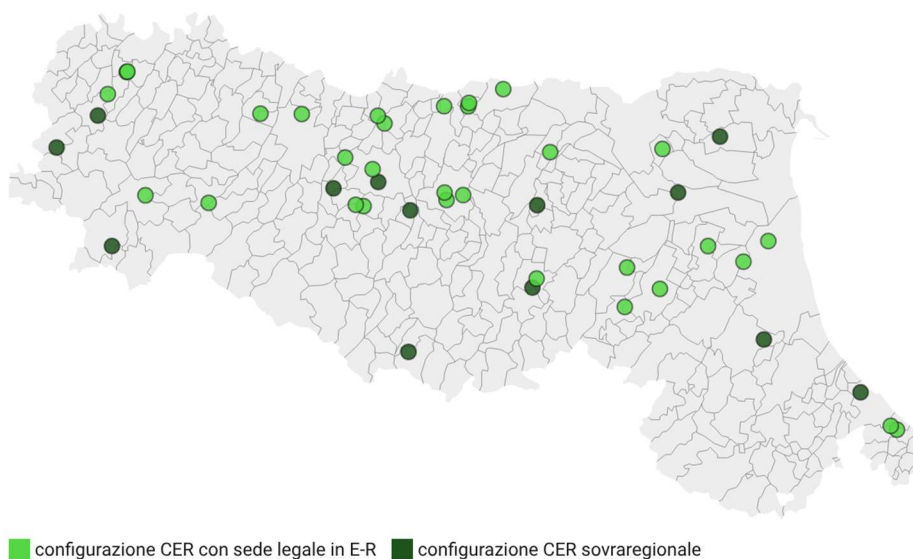


Figura 26 –Mappatura delle configurazioni CER operative

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**¹⁹, 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 **42,2²⁰ GWh/anno di energia elettrica da FER e da impianti di cogenerazione, risparmieranno circa 4,76 GWh di energia (408²¹ tep/anno) e ridurranno le emissioni di CO₂ di oltre 22.000²² tonnellate annue.**

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."

¹⁹ 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.

²⁰ Il valore relativo al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025 è stato corretto.

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.

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 alla **sostituzione degli impianti di riscaldamento civile a biomassa**²³. 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 ²⁴
Totale	8.621	31,98	82.202

Tabella 19 – 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 SACE²⁵ e CRITER²⁶ punta a fornire a tecnici e operatori dati immobiliari aggiornati, sensibilizzando al contempo privati e PA sulla rigenerazione edilizia.

²³ La misura prevede la sostituzione di apparecchi obsoleti con sistemi a 5 stelle o pompe di calore (potenza 35 kW)

²⁴ Il valore è stato corretto rispetto al dato presentato nel rapporto di monitoraggio del PER edizione 2025.

²⁵ Con D.G.R. n. 1275/2015 è stato istituito un sistema di certificazione della prestazione energetica degli edifici e delle singole unità immobiliari,

²⁶ 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

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).

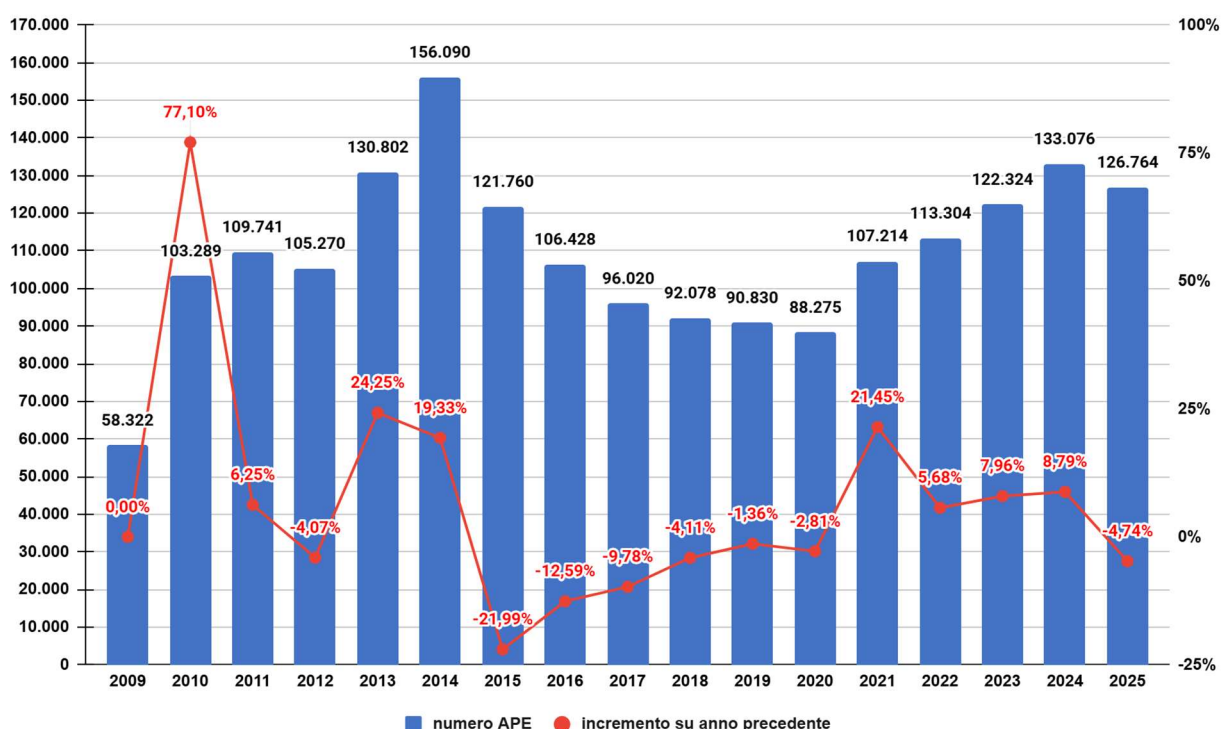


Figura 27 – Numero di attestati emessi per anno dal 2009 al 2025 e incremento in percentuale rispetto all'anno precedente

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

Nel periodo di vigenza della D.G.R. 1275/2015²⁷ 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

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.

²⁷ 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".

destinazioni d'uso non residenziali prevalgono quelli destinati ad attività commerciali (E.5, 34%), uffici (E.2, 29%) e attività artigianali (E.8, 26%).

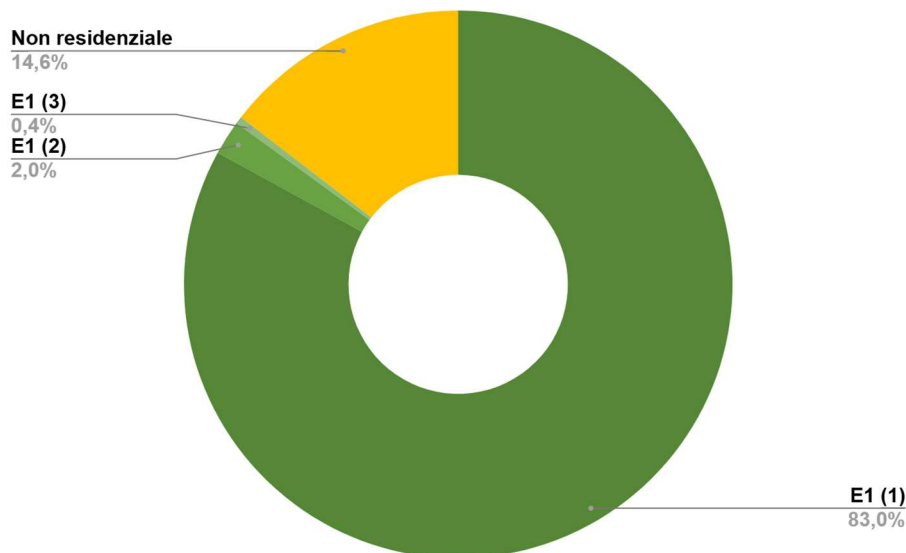


Figura 28 - Distribuzione percentuale degli APE per macro settore: residenziale (E1(1); E1(2); E1(3) e non residenziale

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

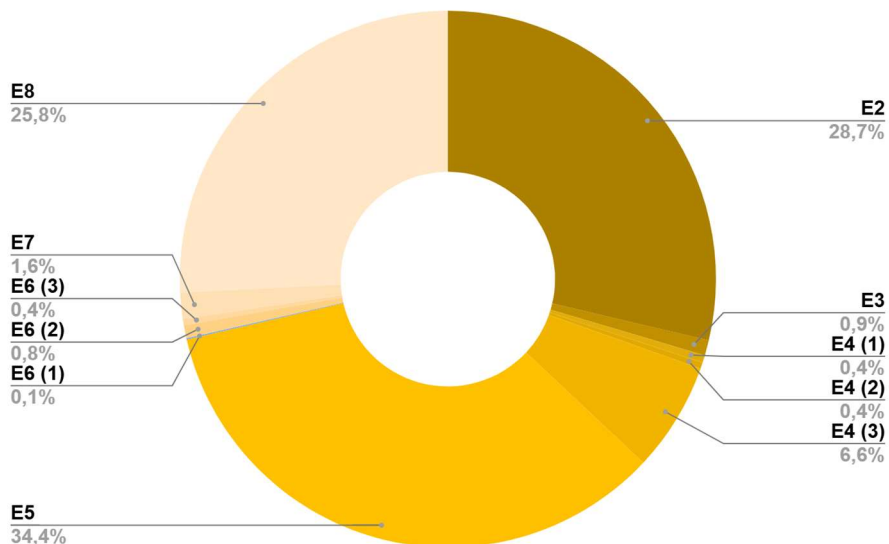


Figura 29 – Distribuzione percentuale degli APE per settore non residenziale (2015-2025)

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.

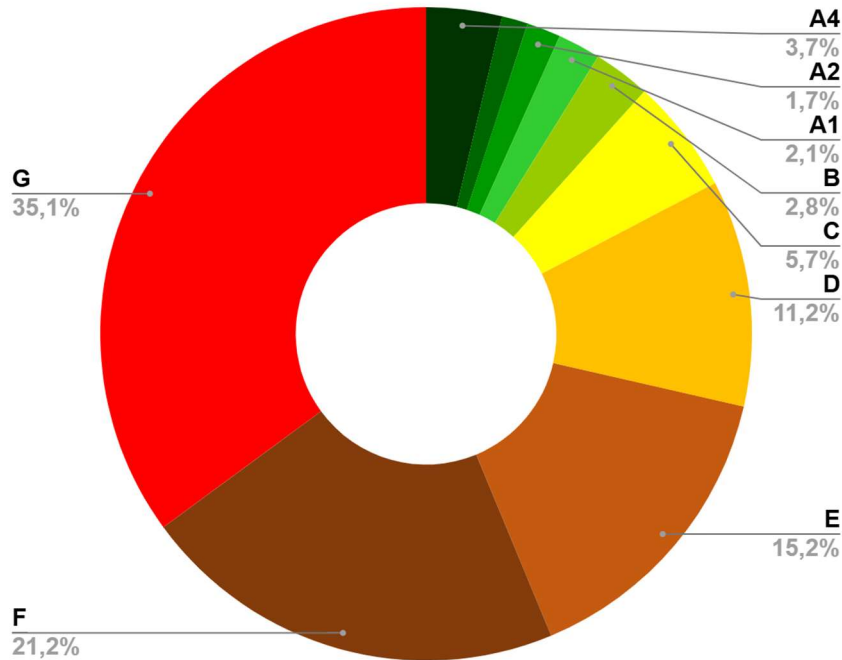


Figura 30 – Ripartizione delle classi energetiche riferita a tutte le destinazioni d'uso (2015-2025)

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.

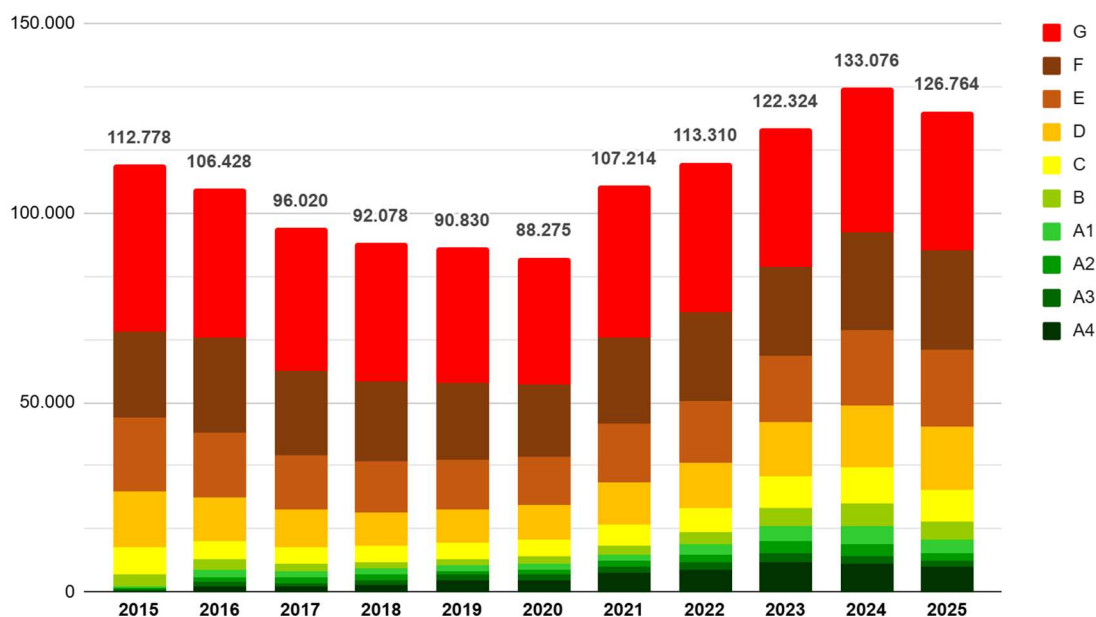


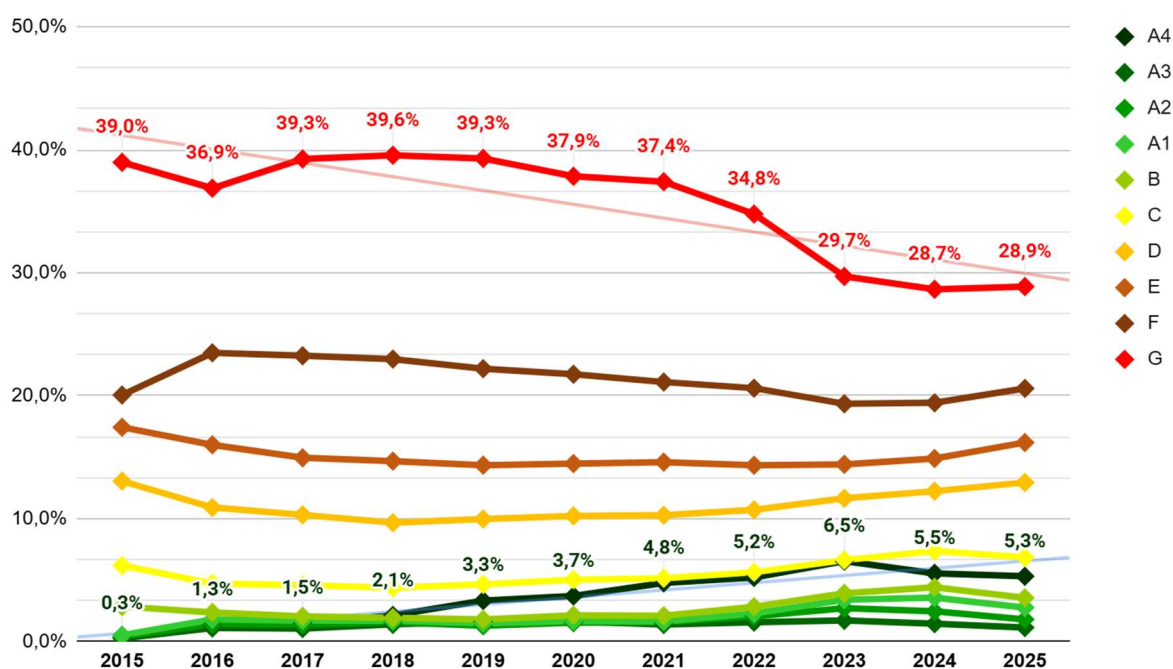
Figura 31 – Distribuzione in valore assoluto delle classi energetiche 2015 - 2025

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.

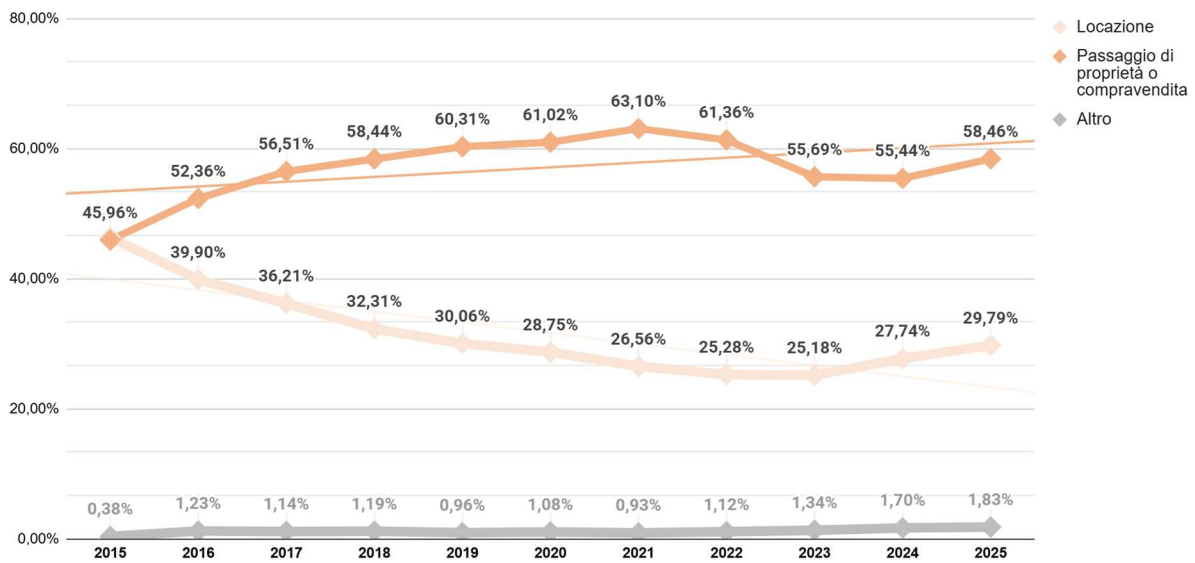


Figura 33 – Distribuzione percentuale delle motivazioni di emissione dell'APE non riconducibili a interventi edilizi (locazione, passaggio di proprietà, altro) 2015 - 2025

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati catasto energetico SACE

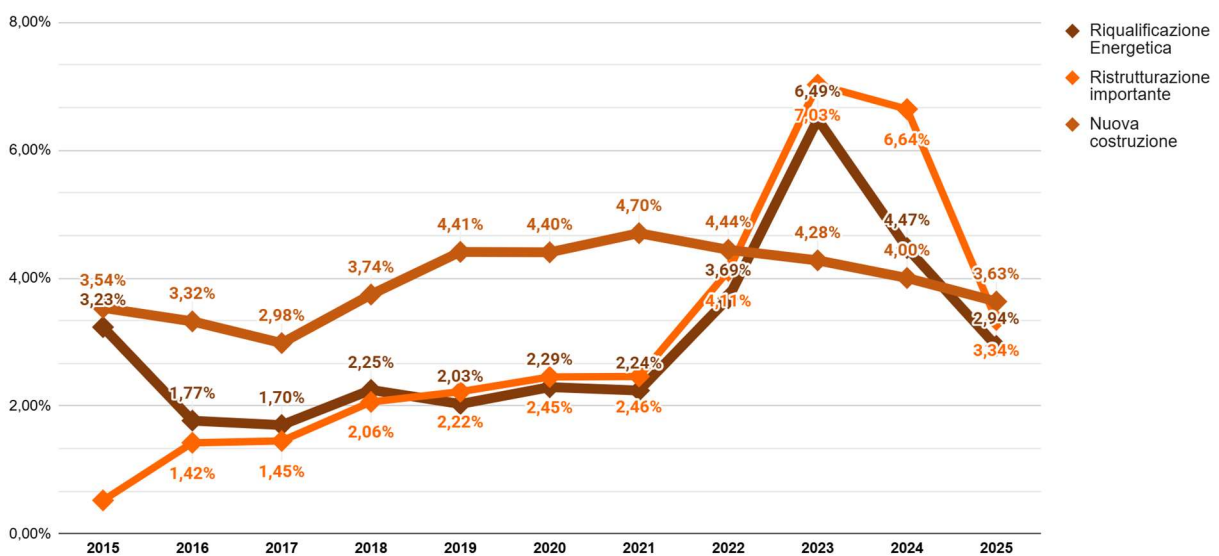


Figura 34 – Distribuzione percentuale delle motivazioni di emissione dell'APE riconducibili a interventi edilizi (nuova costruzione/ ristrutturazione edilizia, ristrutturazione importante, riqualificazione energetica)2015 - 2025

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**.

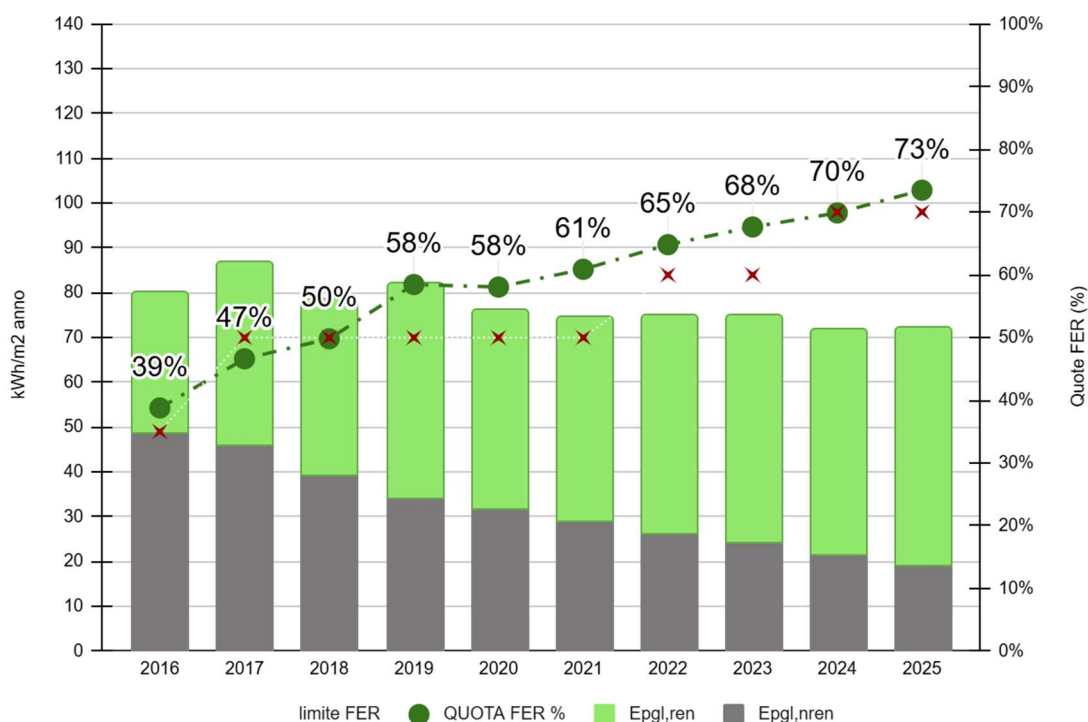


Figura 35 – Consumi medi di energia non rinnovabile e rinnovabile e copertura media dei consumi di energia termica da FER espressa in percentuale rispetto al limite normativo (espressa nel grafico con una croce) nei nuovi edifici ad uso residenziale

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.

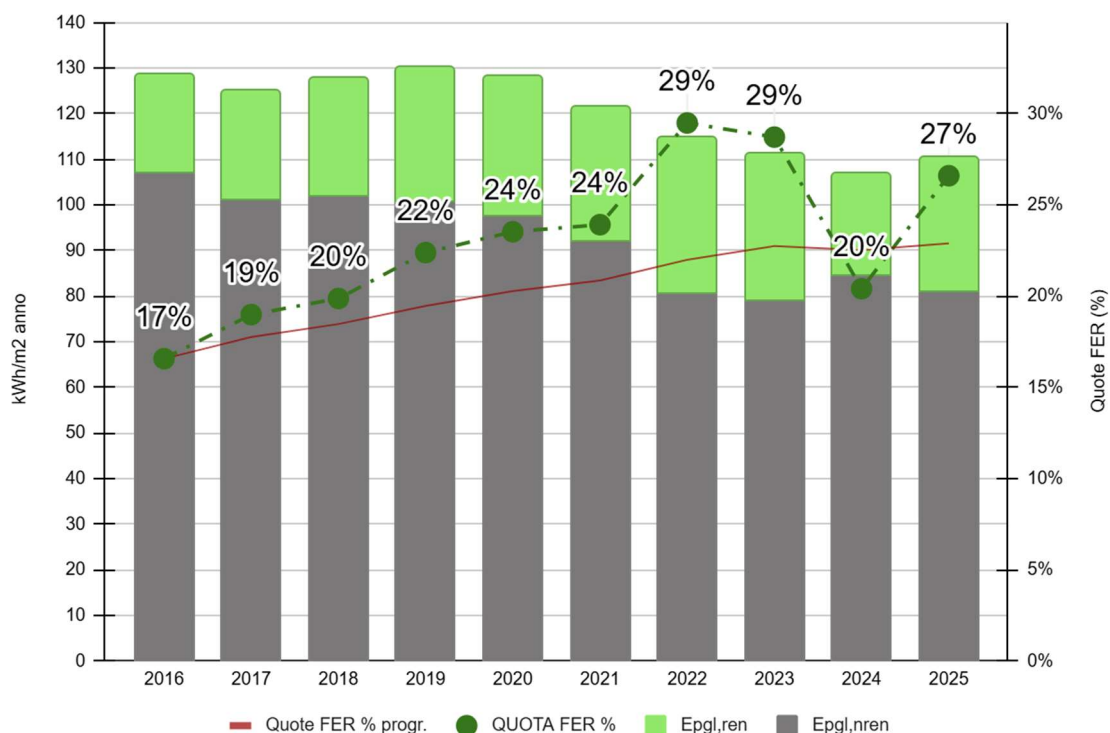


Figura 36 – Consumi medi di energia non rinnovabile e rinnovabile e copertura media dei consumi di energia termica da FER espressa in percentuale negli edifici ad uso residenziale sottoposti a ristrutturazioni importanti

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

PROVINCIA	N. LIBRETTI IMPIANTO
Reggio Emilia	191.019
Rimini	167.791
Totale complessivo	1.900.365

Tabella 20 – 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%).

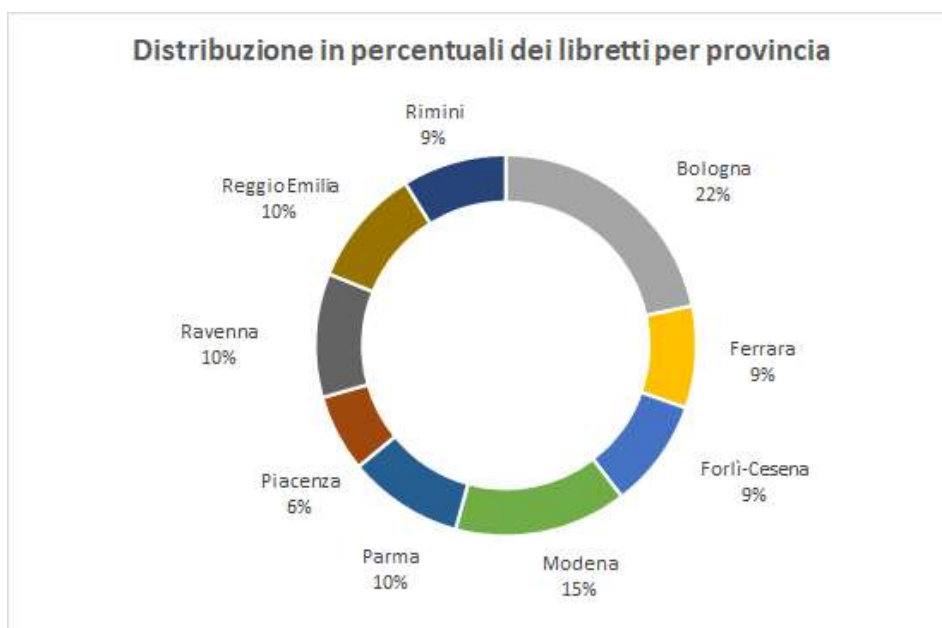


Figura 37 – Distribuzione percentuale dei libretti per provincia

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.

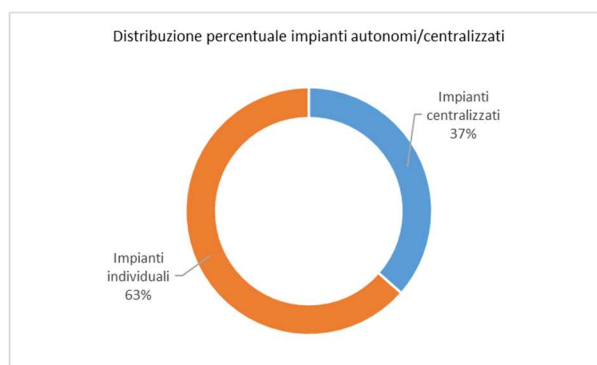


Figura 38 – Distribuzione percentuale impianti autonomi/centralizzati

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 21 – 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.

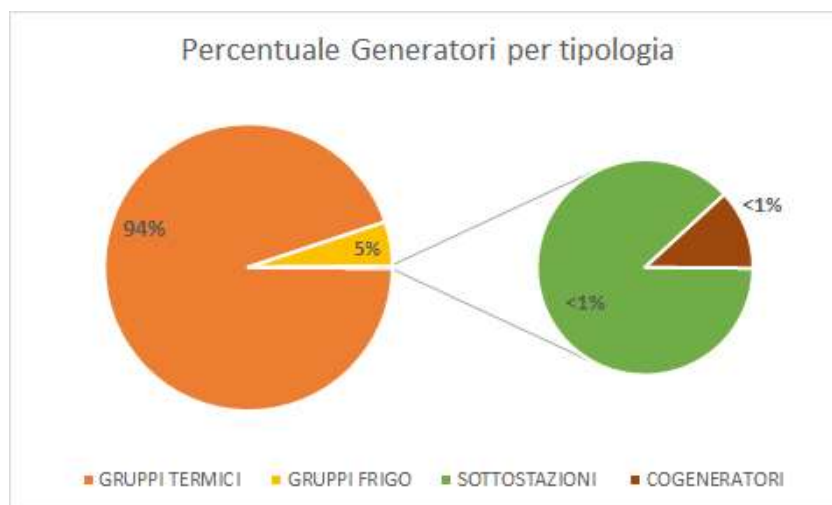


Figura 39 – Distribuzione percentuale per tipologia di generatori

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 22 – 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 primaria**.
 - Energie rinnovabili: **0,45 MW di fotovoltaico con 541 MWh/anno di energia prodotta**.

- Sostenibilità: riduzione di circa **1.471 t/anno di CO₂**

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 CO₂**. 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 CO₂**. 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.**

Raggiungimento degli obiettivi del PER 2030 - Trasporto passeggeri

Numero di veicoli al 31 dicembre 2024

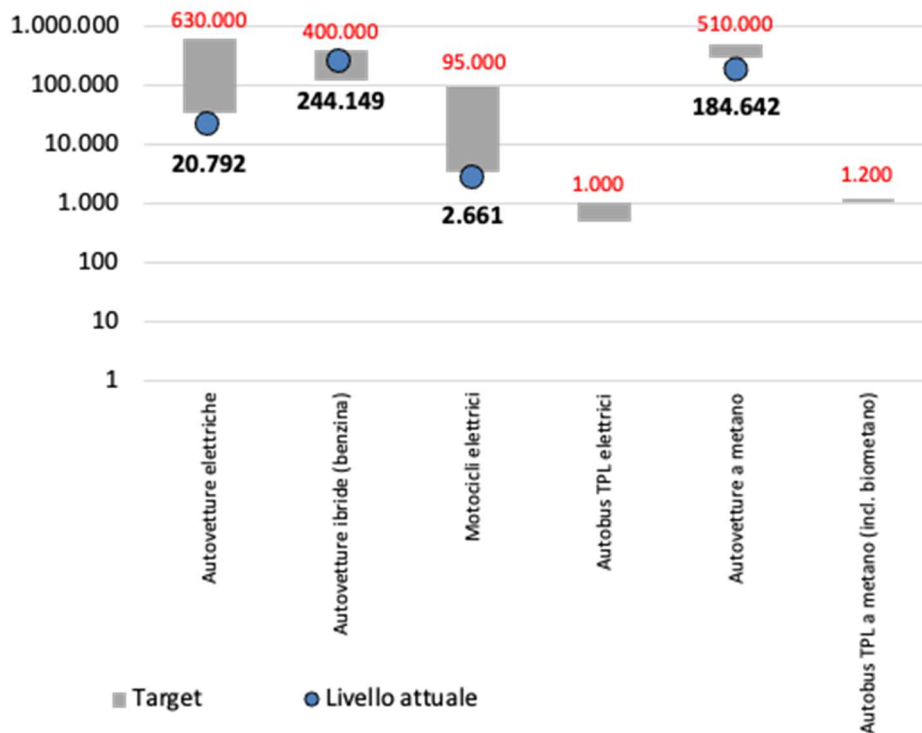


Figura 40 - Diffusione dei veicoli a basse emissioni nel trasporto passeggeri in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER dicembre 2024

Fonte: elaborazioni ART-ER su dati ACI

Raggiungimento degli obiettivi del PER 2030 - Trasporto merci

Numero di veicoli al 31 dicembre 2024

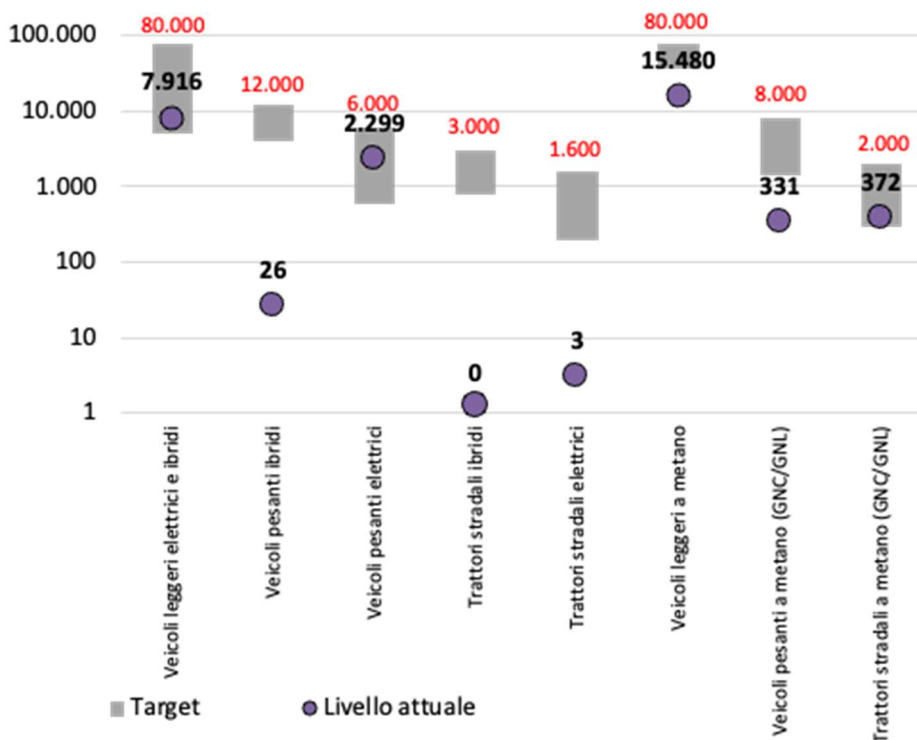


Figura 41 - Diffusione dei veicoli a basse emissioni nel trasporto merci in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER dicembre 2024

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 ciclopeditoni 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.

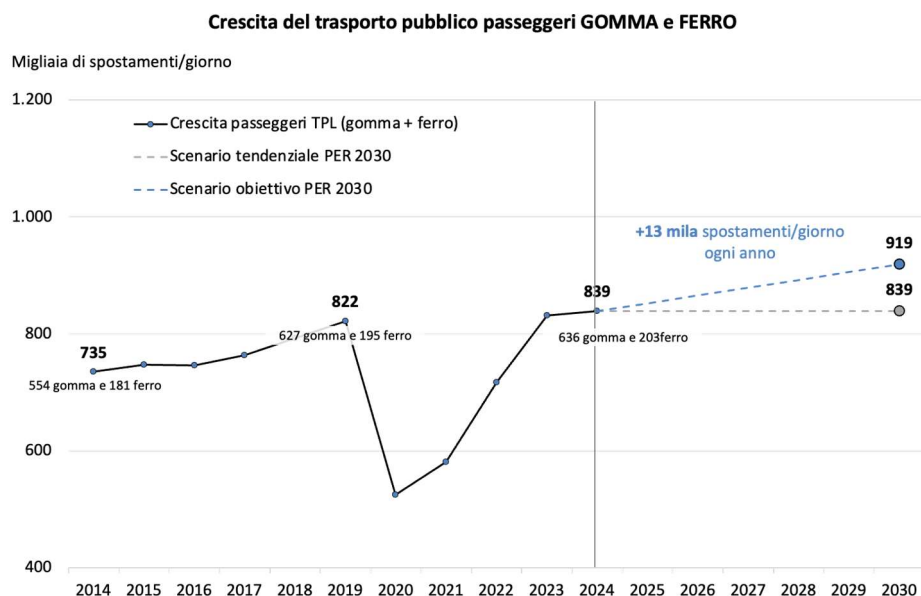


Figura 42 - Crescita del trasporto pubblico passeggeri in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER dicembre 2024

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
DM 164/2021	3.310.154,54	1	luglio 2024
	2.724.845,46		
	6.035.000,00	1	febbraio 2025
Risorse BILANCIO RER	1.303.874,20	1	marzo 2025
	4.731.125,80		
Risorse REPower EU DM 147/2024	12.070.000,00	2	marzo 2025
			maggio 2025
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'**elettificazione 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.

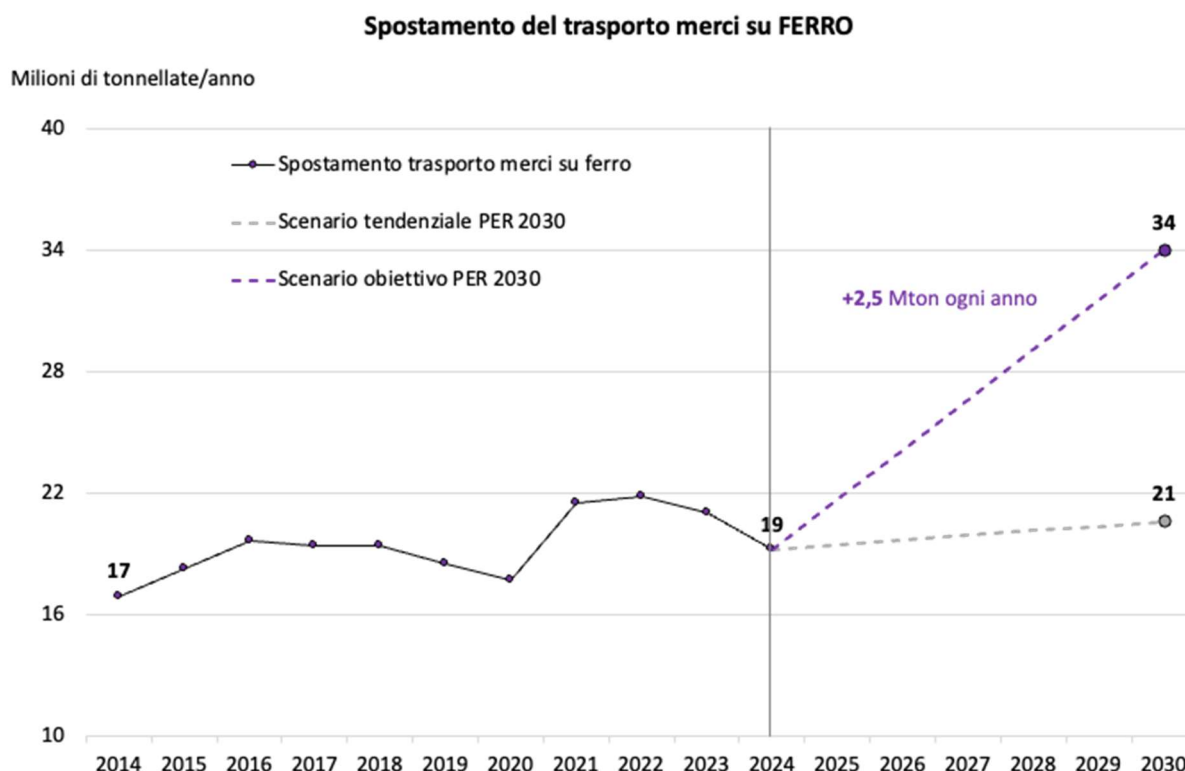


Figura 43 - Crescita del trasporto merci su ferro in Emilia-Romagna e confronto con gli obiettivi del PER

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 CO₂ 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 emissioni 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 CO₂ 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**²⁸.

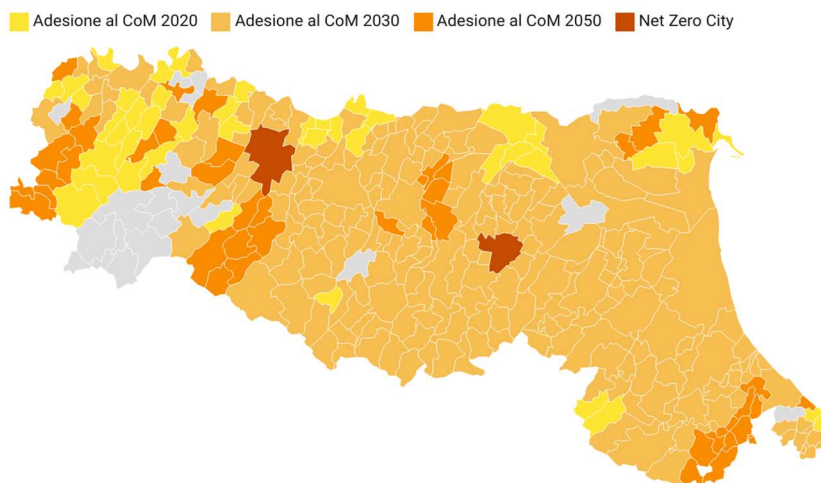


Figura 44 – Mappa dei Comuni aderenti al Covenant of Mayors con obiettivi al 2020, 2030 e 2050

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.

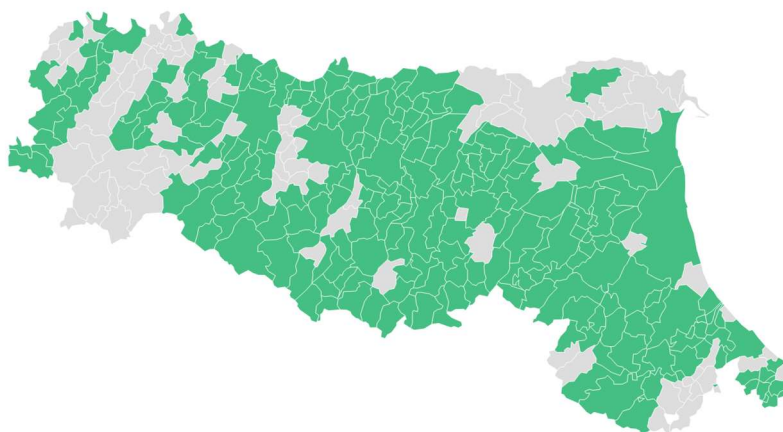


Figura 45 - Mappa dei Comuni con PAESC liquidati dalla Regione Emilia-Romagna (aggiornamento al 31/12/2025)

Fonte: elaborazioni ART-ER

²⁸ 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/>

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 CO₂:

- 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 JRC²⁹.

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.

²⁹ link: <https://data.jrc.ec.europa.eu/>

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, infatti, 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.

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.

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**³⁰ 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 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 EMAS³¹ e la norma UNI EN ISO 14001³²) e di prodotto (quali Ecolabel³³, la Dichiarazione Ambientale di Prodotto EPD³⁴, e le certificazioni PEFC³⁵, FSC³⁶, Remade in Italy³⁷ e Plastica Seconda Vita³⁸). 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.

³⁰ Transizione ecologica in Emilia-Romagna Focus sulle certificazioni ambientali, edizione 2025, a cura di ART-ER consultabile al seguente link: [Rapporto GreenER](#)

³¹ 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->

³² 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>

³³ <https://www.mase.gov.it/portale/ecolabel-ue>

³⁴ <https://www.environdec.com/home>

³⁵ <https://www.pefc.it/>

³⁶ <https://www.it.fsc.org/it-it>

³⁷ <https://www.remade.it/>

³⁸ <https://www.ippr.it/plastica-seconda-vita/>

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

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%
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 2024-2024:

- 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.

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

3.1 La politica energetica europea e nazionale

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, 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 infine 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 esplicitare 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.

3.1.1 *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 miscele in paesi terzi o trasbordi non dichiarati.
Regolamento (UE) 2026/109	Il 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 Annuale 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 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 31 - Novità normative europee 2025 - 2026

Fonte: elaborazione ART-ER

È opportuno inoltre richiamare la proposta di regolamento denominata **Industrial Accelerator Act (IAA)**³⁹, 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

³⁹ COM(2026) 130 (Proposta)

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 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.

3.1.2 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 in 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

Novità normativa nazionale	
	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'agrovoltico 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 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 in legge (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 agrovoltico, comunità energetiche (CER) e biometano.

Tabella 32 - Novità normative nazionali 2025 -2026

Fonte: elaborazione ART-ER

3.1.3 Il livello 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. Pertanto, la Regione ha pubblicato con **DGR 345 del 9 marzo 2026 il PdL per la nuova Legge Regionale sulle aree idonee**, che risulta al momento in fase di approvazione in Assemblea Legislativa.

Il testo presentato dalla Giunta – pur nei limiti normativi imposti dal testo nazionale, che in particolare per le zone *core* e *buffer* UNESCO introduce relevantissimi limiti all'installazione, senza transitorio per i progetti pendenti, con forte impatto per la provincia ferrarese - mostra novità importanti rispetto a quello del maggio 2025, avendo eliminato l'asservimento del 10% per gli impianti fotovoltaici e introdotto altre novità di *favor* all'installazione delle rinnovabili per raggiungere gli obiettivi regionali PNIEC 2030. Accanto a queste positive novità, 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. I, 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) – che viene assunto 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													
Tipologia superficie o area	Rapporto MW/ha installabile	Superficie (ha)	Potenza stimata teoricamente installabile FV (MW)	Potenza già installata FV (MW)	Potenza installata nel 2024 (MW)	Taglia media impianto (kW)	Numero impianti/connes- sioni 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 ritmo 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
Tetti (residenziale, terziario, produttivo ...) al netto di vincoli territoriali ed esposizione non favorevole	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
Aree di bonifica	0,75	3.700,00	2.775,00		304 in MT/AT	500,00	5.550,00	625 in MT	46	2.775	1.387,50	150,82	150,82
Aree dismesse min 10 ha	0,75	1.600,00	1.200,00			500,00	2.400,00		46	1.200	600,00	65,22	65,22
Aree buffer 350 m da produttivo - 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
Autostrade - fascia di 240 m per lato, al netto di gallerie, CISA, tratti in Appennino	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
Ipotesi con taglia impianti NON utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	0,60	10.450,00	6.270,00			5.000,00	1.254,00	625 in MT	46	627	3.135,00	340,76	
Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	0,60	10.450,00	6.270,00			50.000,00	125,40	20 in AAT	6	63	3.135,00		2500,00
											Potenza stimata installabile FV (MW) stimata decurtazione 50% senza orizzonti temporali	Ipotesi con taglia media impianti NON utility scale (5 MW) - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale
											21.747,50	2.965,58	5.124,82
											FV/AGRIFV installabile in MW	2030 - target PNIEC NON RAGGIUNTO	2030 - target PNIEC RAGGIUNTO (SAU 1%)
											tempo infinito		

Tabella 33 - 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.

Tipologia superficie o area	Anni necessari per attivazione potenziale rinnovabili FV TOTALE - con ritmo 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
Tetti (residenziale, terziario, produttivo ...) al netto di vincoli territoriali ed esposizione non favorevole	17	328.125	2.625,00	778,35	778,35
Aree di bonifica	46	2.775	1.387,50	150,82	150,82
Aree dismesse min 10 ha	46	1.200	600,00	65,22	65,22
Aree buffer 350 m da produttivo - STIMA 10% aree agricole in buffer, m di cui 1/4 utile per FV	46	10.400	10.400,00	1130,43	1130,43
Autostrade - fascia di 240 m per lato, al netto di gallerie, CISA, tratti in Appennino	36	360	3.600,00	500,00	500,00
Ipotesi con taglia impianti NON utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	46	627	3.135,00	340,76	
Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	6	63	3.135,00		2500,00
			Potenza stimata installabile FV (MW) stimata decurtazione 50% senza orizzonti temporali	Ipotesi con taglia media impianti NON utility scale (5 MW) - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale	Ipotesi con taglia impianti utility scale - AGRIVOLTAICO - 1% SAU regionale
		FV/AGRIFV installabile in MW	21.747,50	2.965,58	5.124,82
			tempo infinito	2030 - target PNIEC NON RAGGIUNTO	2030 - target PNIEC RAGGIUNTO (SAU 1%)

Tabella 33 - CALCOLO DELLA POTENZA DI RINNOVABILI INSTALLABILE IN EMILIA- ROMAGNA – estratto risultati

In base alla taglia media degli impianti connessi alla rete elettrica di distribuzione/trasporto in tensione bassa, media e alta, è ricavata la stima del numero totale di nuovi impianti fotovoltaici installabili sulle superfici disponibili, da collegare in attivo alla rete. Dividendo di nuovo il numero complessivo di connessioni di tutti gli impianti fotovoltaici installabili, per il numero di connessioni attivate da ENEL nel 2024 in BT (Bassa Tensione) e MT (Media Tensione) in Emilia-Romagna, assunte come il numero medio di connessioni attivabili in un anno per la rete di distribuzione, e per il numero ipotizzato come verosimile di 20 in un anno per la rete AT e AAT (Alta e Altissima Tensione) per la rete di trasporto, si ottiene il numero di anni totali necessari per installare tutto il contingente potenziale di fotovoltaico realizzabile sulle superfici disponibili sul territorio regionale.

Si sottolinea che il valore di taglia media degli impianti per i tetti (8 kW) è rappresentativo in particolare del settore residenziale (BT < 20 kW) che tuttavia copre circa il 96,5% del numero degli impianti in BT, ovvero la quasi totalità degli stessi. Risultano installati impianti di potenza compresa tra 20 kW e 212 kW per circa 3,5% del numero degli impianti in BT, aventi taglia media 47 kW, corrispondenti alla piccolissima quota di non residenziali (imprese).

Va sottolineato peraltro come l'attuale potenza sviluppata di impianti fotovoltaico su tetti e capannoni, pari a 2,3 GW complessivi, è stata installata in 20 anni, pertanto ad un ritmo che difficilmente potrà crescere in maniera tale da soddisfare le scadenze del 2030 e installare 2,6 GW di fotovoltaico sui tetti in 4 anni, per molti motivi:

- frammentazione estrema della proprietà immobiliare e quindi dell'iniziativa privata d'installazione
- assenza di incentivi stabili a livello nazionale
- freni culturali/economici

Data la potenzialità di sviluppo rinnovabili elettriche in Emilia-Romagna - sostanzialmente corrispondente a quella solare di impianti fotovoltaici e agrivoltaici - dai calcoli illustrati e rappresentati in tabella, emerge come un limite di occupazione SAU dell'1% sia adeguato a raggiungere gli obiettivi PNIEC 2030, ma sia **necessario promuovere in concreto la realizzazione di impianti di grande taglia (media 50 MW)**, senza i quali non sono raggiungibili né gli obiettivi del PNIEC 2030, pari per la nostra regione a 6,33 GW installati a partire dal 2021 (circa 9, 6 GW complessivi), né quelli del Patto e del Percorso.

Per quanto si tratti di un calcolo basato su ipotesi qualitative, risulta evidente l'inadeguatezza di una programmazione di sviluppo delle rinnovabili che ponga come prioritaria l'installazione degli **impianti fotovoltaici sulle superfici costruite e/o nelle fasce delle "solar belt"**, che hanno dimensioni di **piccola e piccolissima taglia** e sono collegati alla rete in bassa e media tensione. Le due tipologie di installazione restituiscono infatti **orizzonti temporali di realizzazione del potenziale installabile, rispettivamente, di oltre 15, 35 e 45 anni**, superando quindi abbondantemente l'orizzonte di decarbonizzazione totale con obiettivo al 2050.

A tali fattori di realizzazione temporale vanno sommati quelli di strutturale mortalità dei progetti d'investimento nelle rinnovabili che, immaginando un effetto positivo delle nuove norme sulle rinnovabili e sulla desaturazione virtuale della rete elettrica rispetto ai dati storici, è stata definita pari al 50% del totale – con un margine di successo nettamente superiore rispetto all'attuale.

Per contro, la maggiore taglia media degli impianti, oltre che ad un minore numero di iter autorizzativi, sebbene più lunghi e complessi, garantisce i seguenti vantaggi:

- minori tratte di connessione alla rete elettrica di trasporto, con corrispondente consumo di suolo
- minore numero di procedimento a carico del gestore di rete TERNA per l'attivazione degli impianti, (connessioni attive), con conseguente maggiore velocità e ottimizzazione nella progettazione degli interventi di sviluppo della rete per rispondere alla domanda energetica (connessioni passive di consumo) generata dai nuovi investimenti produttivi, dalla elettrificazione distribuita dei consumi di famiglie e PMI e dalla creazione dei nuovi impianti con taglia fino a 1 MW delle CER
- ottimizzazione di scala su costi e tempi di realizzazione
- maggiore governo e controllo della PA sui progetti ai fini di un corretto inserimento nel paesaggio e nel territorio.

È necessario, pertanto, un monitoraggio annuale dei risultati raggiunti, al fine di assicurare il raggiungimento del target PNIEC 2030, insieme ad una **revisione della Legge Regionale Aree Idonee per allineare la traiettoria di sviluppo rinnovabili agli obiettivi della nuova pianificazione regionale che saranno definiti con orizzonte oltre il 2030**.

Insieme al monitoraggio, risulta fondamentale il coinvolgimento dei cittadini attraverso una **comunicazione strategica** per l'attuazione del PER e dei suoi piani attuativi, superare la generalizzata mancanza di accettazione sociale e ostilità verso gli impianti rinnovabili di grande tagli, che vanno correttamente integrati nel territorio e nel paesaggio, ma che restano essenziali per decarbonizzare i consumi energetici, ridurre emissioni climalteranti ed inquinanti, migliorare l'ambiente per la salute dei cittadini, ridurre il prezzo dell'energia per famiglie e imprese e quindi contrastare la povertà energetica.

A fronte delle criticità sopra esposte, si evidenziano i **principali risultati raggiunti nel 2025**, che ci **consentono di fondare adeguatamente il percorso di definizione del nuovo PER decennale oltre il 2035**, che di seguito si documentano:

1. 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;
2. 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;
3. Completamento delle nuove **piattaforme dati e consumi energetici degli** CRITER e 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.
4. 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, in recepimento di quanto stabilito dalla Direttiva EPBD IV ("Case Green").