ECCO

IL THINK TANK ITALIANO PER IL CLIMA

REPORT

OTTOBRE 2026

A che punto è la transizione in Italia?

Progress report 2026 del *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* (PNIEC)

Indice dei contenuti

Introduzione 3

1 / *Governance* del clima 7

2 / Finanziare la transizione 10

2.1 / Strategia finanziaria 10

2.2 / Mobilitazione della finanza privata 11

2.3 / Le istituzioni di finanza pubblica 12

2.4 / Sussidi Ambientalmente Dannosi **(SAD)** 12

3 / Sostenibilità socioeconomica della transizione 14

3.1 / Sostenibilità socioeconomica della transizione 14

3.2 / Il Piano sociale per il Clima 14

3.3 / Occupazione 15

4 / Rinnovabili 18

5 / Elettrificazione dei consumi 22

6 / Uscita dal gas 26

7 / Industria e innovazione 30

8 / Tecnologie della transizione 34

9 / Edifici 36

10 / Trasporti 40

Nota metodologica 45

Introduzione



Con l'avvicinarsi del 2030, anno in cui saranno misurati gli obiettivi dei **Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, eventuali ritardi o rallentamenti rendono tali obiettivi più difficili e più onerosi da raggiungere. Di conseguenza, non avendo registrato un cambio di passo sia nelle politiche sia nella riduzione delle emissioni, **la valutazione di quest'anno, per l'Italia, è peggiorativa rispetto agli anni precedenti, come si può vedere nei progress report 2025 e 2024 di ECCO.**

Le emissioni stimate nel nostro Paese per il 2025 sono cresciute di circa 9 $MtCO_{2eq}$ rispetto al 2024[1]. Il divario dall'obiettivo nazionale al 2030 è di 95 $MtCO_{2eq}$, circa 95 MtCO2eq rispetto ai livelli del 2025: un quarto delle emissioni del Paese. Nei settori *Effort Sharing*, ovvero quelli esclusi dal mercato europeo del carbonio ETS, come: trasporti, civile, piccola industria, agricoltura, rifiuti, per cui l'Italia risponde all'Europa, la distanza dagli obiettivi europei vincolanti raggiunge circa 30 $MtCO_{2eq}$, anche considerando gli scenari con politiche aggiuntive.

I settori

- **Trasporti:** il segmento che pesa maggiormente a livello emissivo è quello del trasporto privato. Tuttavia, a quattro anni dal 2030, le auto elettriche circolanti sono appena un decimo dell'obiettivo fisato dal PNIEC. Dopo la fine degli incentivi, a giugno 2026, le immatricolazioni sono tornate ai livelli precedenti, ovvero al 6% del totale. A differenza dell'Italia, gli altri principali mercati europei si avviano a raggiungere una quota del 30% delle immatricolazioni entro fine anno (nel periodo gennaio-luglio la Germania è al 26% e la Francia al 29%). Le emissioni sono in costante aumento dal 1990.

- **Edifici:** i consumi di gas del settore civile, principale causa delle sue emissioni, nel 2025 sono rimasti stazionari rispetto all'anno precedente. Per questo, la stima preliminare ISPRA, che indica un aumento delle emissioni del 7,7% rispetto al 2024,

[1] Secondo la previsione ISPRA, circa la metà di questo aumento (5 $MtCO_{2eq}$) proviene dal settore civile. Il dato andrà verificato con il consuntivo, poiché i consumi di gas del settore risultano stazionari rispetto al 2024.

richiede cautela, e andrà verificata con il dato consuntivo. La quota di rinnovabili nel settore termico è ferma da cinque anni. Si attende ancora il recepimento della cosiddetta direttiva Case Green, che darebbe al settore una tabella di marcia.

- **Gas:** manca una strategia di uscita dal gas. Scelte come la proroga del rigassificatore di Piombino e la metanizzazione della Sardegna vincolano il sistema energetico al gas ben oltre il 2030.

- **Rinnovabili:** unico settore con progressi, con circa 7 GW installati nel 2025. Il ritmo, però, rallenta. Servirebbero circa 10 GW annui per raggiungere l'obiettivo entro il 2030. La crescita delle rinnovabili, inoltre, non si traduce ancora in benefici per famiglie e imprese. Il prezzo dell'elettricità resta legato al gas, tasse e oneri continuano a pesare in modo sproporzionato sul vettore elettrico, e il rinvio dell'uscita dal carbone al 2038 manda un segnale incerto agli investitori.

  Industria: incentivi frammentati e di breve periodo, senza una strategia che sostenga investimenti e costi operativi, in un contesto di forti pressioni internazionali sui prezzi dell'energia e sulla competitività. Il caso ex Ilva ne è il simbolo. Sulle tecnologie della transizione, idrogeno rinnovabile, biometano, e CCS, l'Italia resta molto lontana dagli obiettivi 2030 nonostante i nuovi strumenti di sostegno.

Le condizioni per l'attuazione del Piano

Restano deboli anche le condizioni che dovrebbero rendere possibile l'attuazione delle politiche: un quadro di *governance* coerente, coperture finanziarie adeguate, e valutazioni socioeconomiche che orientino le misure verso i diversi gruppi sociali.

- **Governance:** il PNRR si chiude con meno della metà delle risorse per la transizione effettivamente spese. Inoltre, il PNIEC oggi non può configurarsi come uno strumento legislativo attuativo, in assenza di una legge sul clima nazionale o di altro strumento normativo di approvazione che lo renda tale.

- **Finanza:** assenza di un quadro di coerenza e di allineamento tra le politiche fiscali e di bilancio con quelle energetiche e climatiche. Fisco e oneri sui vettori energetici penalizzano l'elettricità rispetto ai fossili per gli stessi usi. In un quadro normativo frammentato, le risorse che dovrebbero essere destinate esplicitamente al clima vengono destinate altrove - solo il 9% dei proventi delle aste ETS è stato destinato alle politiche di transizione – e si scoraggiano gli investimenti privati.

- **Sostenibilità socioeconomica:** Il Piano Sociale per il Clima non sarà operativo prima del 2027, non risulta che l'Italia abbia chiesto di anticiparne le risorse. La spesa pubblica per la transizionenon si dimostra efficace nel trasferire su larga scala a

consumatori e imprese i benefici della transizione energetica, lasciandoli dipendenti dalla volatilità dei prezzi dovuta ai combustibili fossili importati.

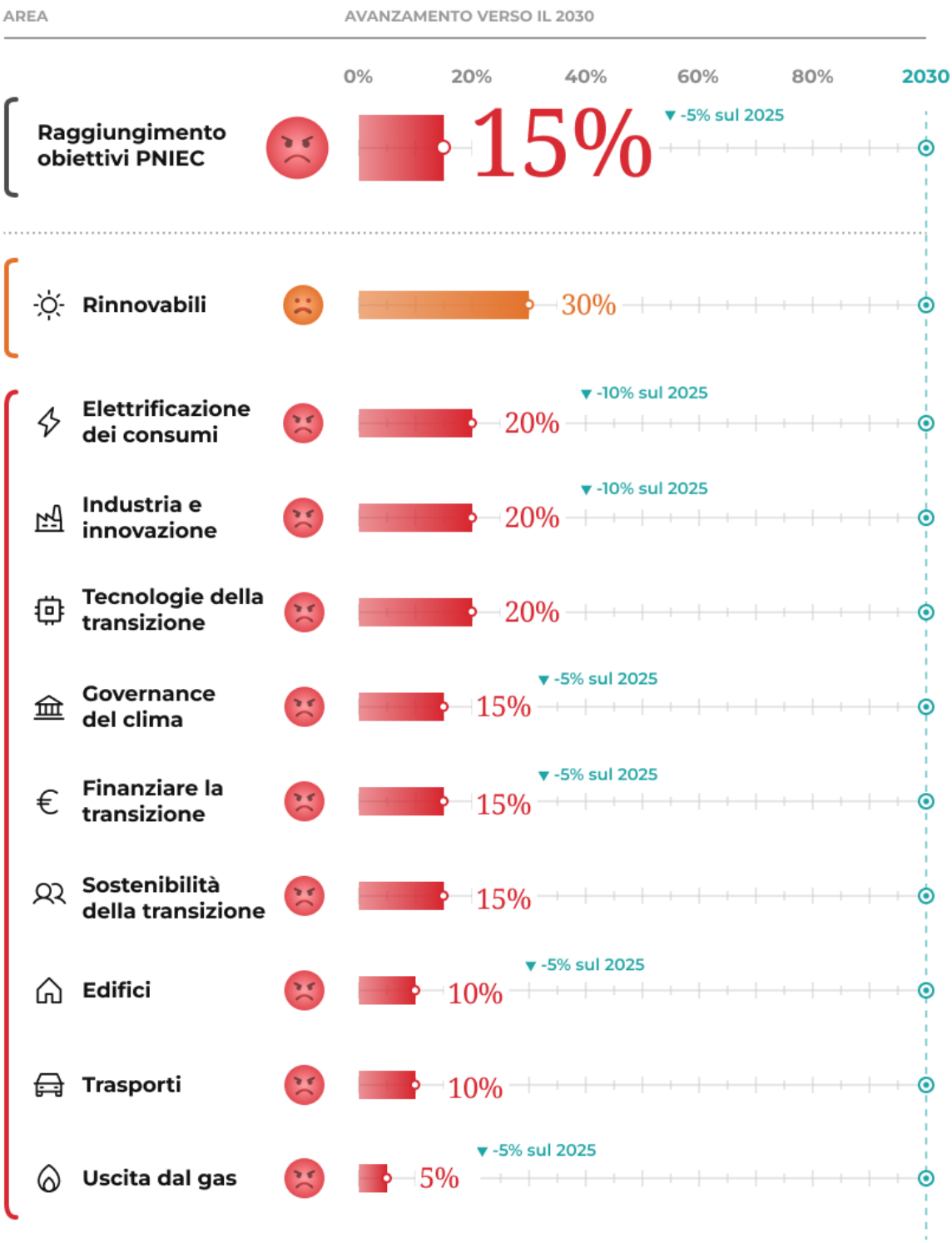


Figura 1 – Avanzamento verso gli obiettivi PNIEC al 2030 per area (valutazione ECCO 2026).

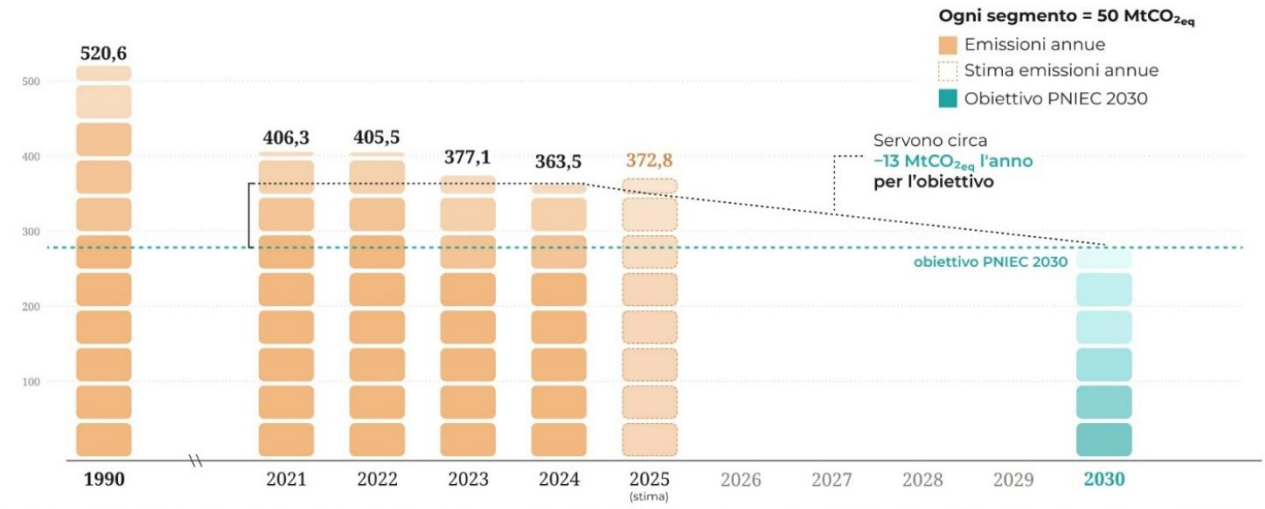
Il costo dei ritardi della transizione

Gli obiettivi annuali previsti dal regolamento *Effort Sharing,* ovvero gli obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori esclusi dal mercato europeo del carbonio (ETS), sono vincolanti. Le tonnellate di CO_2 in eccesso rispetto agli obiettivi dovranno essere compensate con meccanismi di flessibilità e con l'acquisto di quote di emissione da altri Stati membri. Secondo le proiezioni ISPRA, tra il 2021 e il 2030 le emissioni dei settori *Effort Sharing* supereranno di circa 39 $MtCO_{2eq}$ la somma degli obiettivi annuali, e circa 30 di queste sono già maturate al 2025. Senza il ricorso alle flessibilità, che possono ridurre il divario dell'Italia, e considerando i prezzi del carbonio attesi al 2030, il costo di questo scostamento è stimabile tra circa 3,8 e 5,7[2] miliardi di euro.

/ FIGURA 2

Emissioni di gas serra: la curva risale

Dal 1990 al 2024 le emissioni totali di gas serra in Italia sono scese del 30%, ma per il 2025 le stime preliminari indicano una risalita di circa 9 $MtCO_{2eq}$*. Il divario con l'obiettivo 2030 resta di 94 $MtCO_{2eq}$.



Nota metodologica: emissioni in milioni di tonnellate di CO_2 equivalente, escluso il settore LULUCF. *ISPRA, Emissioni di gas serra (CO2 ,CH4 ,N2O, HFCS, PFCS, SF6): trend e proiezioni. **Fonte:** elaborazione ECCO su dati ISPRA (National Inventory Report 2026 ed Emissioni di gas serra) e PNIEC 2024

[2] **ABN AMRO, *ESG Economist – Scenarios shaping EU ETS prices*, settembre 2025, elaborazione su Bloomberg EU-ETS Carbon Pricing Model (EUCPM)**
https://www.abnamro.com/research/en/our-research/esg-economist-scenarios-shaping-eu-ets-prices

1 / *Governance* del clima



Con l'avvicinarsi del 2030, la persistente assenza di un'efficace *governance* climatica in Italia evidenzia un quadro complessivamente in peggioramento: il raggiungimento degli obiettivi appare sempre più lontano. .

Nel 2026 i progressi nella *governance* climatica si sono registrati principalmente a livello europeo. Entro la fine dell'anno, infatti, la Commissione europea presenterà una proposta di revisione del Regolamento sulla *Governance* dell'Unione dell'Energia e dell'Azione Climatica (2018/1999). Regolamento che definisce come l'Europa attua l'Accordo di Parigi sul clima (2015) attraverso i Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi. Questi sviluppi legislativi riguardano direttamente il PNIEC la cui struttura per gli anni a venire potrebbe essere modificata. Nel dibattito sulla revisione dei PNIEC si discute di dare più spazio alle strategie di sviluppo dei singoli settori economici e di trasformarli in veri e propri piani di investimento, capaci di orientare il capitale privato verso la transizione.

Contemporaneamente, a Bruxelles, è iniziata l'elaborazione di un quadro di politiche per la transizione successive al 2030, e quindi al perimetro del Green Deal, a seguito dell'approvazione definitiva della Legge sul clima europea che fissa un obiettivo di riduzione delle emissioni del –90% al 2040. Il quadro legislativo europeo dovrà quindi assumere una configurazione rinnovata che comprenda tutte le politiche necessarie a garantire il raggiungimento dell'obiettivo. Tuttavia, questa revisione avviene in un quadro normativo instabile, con la possibile revisione profonda delle direttive settoriali, a partire dalla direttiva sulle rinnovabili (RED), che rende incerte le regole su cui gli investimenti del PNIEC dovrebbero basarsi.

A livello nazionale non si segnalano progressi nella definizione di una *governance* strutturata della transizione energetica. Il PNIEC non è uno strumento attuativo, in assenza di rilevanza normativa o di una legge sul clima nazionale. L'obiettivo fissato nel PNIEC relativo ai settori inclusi nel regolamento *Effort Sharing* (civile, trasporti, piccola e media impresa, rifiuti, agricoltura) rimane inferiore a quello deciso per l'Italia e votato dall'Italia a livello europeo di riduzione delle emissioni del –43,7% al 2030 rispetto ai livelli del 2005. In generale, sebbene la piattaforma PNIEC curata dal GSE monitori i dati sulle emissioni, manca un collegamento chiaro tra questi dati e le politiche per la transizione

che dovrebbero ridurle. Queste ultime rimangono frammentate all'interno di diversi strumenti e strategie, in capo ad amministrazioni diverse, finanziate da molteplici centri di costo e dai costi almeno in apparenza sproporzionati rispetto agli effetti.
Un obiettivo fondamentale consisterebbe nell'**assicurarsi un quadro normativo di politiche coerenti.** Un esempio di quanto questo principio trovi scarsa applicazione è il PNRR. Il 2026 è segnato infatti dalla conclusione del **PNRR**, che più di ogni piano recente avrebbe dovuto innovare e portare benefici verso la transizione. Alle amministrazioni è stato richiesto di finalizzare i progetti entro il 31 agosto ed ora si possono trarre le prime valutazioni preliminari sulla loro efficacia. Nel quadro della missione 2, dove si sono concentrati gli investimenti nella transizione energetica, ovvero la cosiddetta (nel 2021) "Rivoluzione verde", **secondo le stime governative di maggio 2026, è stato speso appena il 45% dei 56,8 miliardi disponibili. In particolare, nella componente dedicata arinnovabili, rete elettrica, mobilità sostenibile e idrogeno, al 31 dicembre 2025 risultavano ancora da spendere circa 15 miliardi di euro che avrebbero potuto contribuire alla sicurezza energetica nazionale**. Inoltre, non è tuttora chiaro quanto siano stati efficaci gli investimenti e le riforme relativi alle politiche energetiche e climatiche del PNRR rispetto alla riduzione delle emissioni, e al ritorno in termini di PIL di tali misure; anche a causa dei ritardi nella spesa e nelle rendicontazioni pubbliche. Allo stesso modo, **rimangono carenti la trasparenza e l'effettivo impiego dei proventi del meccanismo di scambio di quote di CO_2, ETS**, dove la norma di recepimento non è ancora stata allineata a quanto concordato in Europa, continuando a destinare la metà dei proventi al Fondo di Ammortamento dei Titoli di Stato. Dei 18,2 miliardi di euro generati dalle aste ETS tra il 2012 e il 2024, secondo le rendicontazioni pubbliche, sono stati effettivamente spesi per finalità legate al clima solo il 9%.

Gli articoli 9 e 41 della Costituzionecontinuano a trovare applicazione nella giurisprudenza. Ne è un esempio la recente sentenza della Corte Costituzionale che si è pronunciata, ancora una volta, in merito alla legge regionale sarda sulle aree idonee (sentenza 156/2026). A livello regionale si segnalano invece sviluppi sulle leggi per il clima: in Lombardia, a seguito dell'approvazione della legge nel 2025, ne è seguita una nuova strategia regionale sull'adattamento ai cambiamenti climatici, mentre in Emilia-Romagna prosegue la discussione sulla proposta di legge. Nel 2026 sono state presentate proposte di legge al riguardo sia in Piemonte che in Toscana.

Obiettivi	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
+ Definizione di una governance strutturata della transizione energetica + Dialogo multilivello tra istituzioni e soggetti coinvolti nell'attuazione	(=) Legge clima nazionale (=) Valutazione Ambientale strategica X Strategia di lungo periodo	(=) Politiche PNRR per la transizione efficaci ✓ Piano Sociale per il Clima X Utilizzo proventi ETS	X Scarsa trasparenza e accountability sugli investimenti pubblici X Il PNIEC

Obiettivi	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Sistema di monitoraggio e politiche coerenti ♦ Trasparenza e accountability degli investimenti pubblici	X PNIEC strumento attuativo come piano d'investimento X PNIEC coerente con gli obiettivi e politiche UE (=) monitoraggio PNIEC ✓ leggi clima regionali		

2 / Finanziare la transizione



2.1 / Strategia finanziaria

Rispetto all'ultimo progress report, **il PNIEC continua a non avere una strategia di finanziamento e di attuazione delle sue politiche**: né il Piano né la sua piattaforma di monitoraggio indicano in modo coerente e completo il fabbisogno di investimenti per ciascuna misura, le risorse pubbliche e private mobilitate e da mobilitare, e le relative priorità. Con l'approssimarsi del 2030, ogni anno senza strategia riduce i margini per il raggiungimento degli obiettivi. Nel frattempo, la crisi dei prezzi ha assorbito risorse pubbliche in misure emergenziali e regressive, la deregolamentazione europea ha indebolito le leve per attivare gli investimenti privati, e né le istituzioni di finanza pubblica né la riforma dei sussidi ambientalmente dannosi hanno registrato progressi significativi.

Nel corso del 2026, l'assenza di una strategia finanziaria nel PNIEC è risultata particolarmente evidente quando si è trattato di reagire alla crisi dei prezzi dell'energia scatenata dalla chiusura dello stretto di Hormuz, per supportare famiglie e imprese. **A fronte di un aumento significativo dei prezzi dei combustibili fossili e dell'energia, l'Italia ha attuato una serie di provvedimenti emergenziali di riduzione generalizzata dell'accisa sui carburanti per il trasporto privato, per un costo complessivo superiore ai 2,2 miliardi di euro per il bilancio pubblico.** Si è trattato di una serie di misure temporanee, regressive perché non mirate alle fasce più vulnerabili e inadeguate a supportare nel medio periodo **l'unica soluzione strutturale rispetto al caro-energia. Questa soluzione consiste nell' emancipare famiglie e imprese dalla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili attraverso la transizione al vettore elettrico.** La presenza di una strategia finanziaria nel PNIEC avrebbe reso più agevole e immediato indirizzare quelle stesse risorse a favore di misure e investimenti strutturali, pre-identificati e quantificati, volti all'elettrificazione dei consumi finali. Allo stesso modo, **un PNIEC dotato di una strategia finanziaria avrebbe facilitato l'identificazione degli investimenti verso cui indirizzare la flessibilità di bilancio concessa dalla Commissione europea per la sicurezza energetica**.

2.2 / Mobilitazione della finanza privata

Gli investimenti privati difficilmente riescono ad attivarsi senza un quadro di riferimento chiaro, determinato e coerente. Il PNIEC si limita a descrivere il contesto normativo, europeo e nazionale, ma non fornisce una visione su come tali norme possano tradursi in azioni concrete.

Il **processo di deregolamentazione avviato a livello europeo aumenta ulteriormente l'incertezza**. La direttiva Omnibus I (UE 2026/470), in vigore dal 18 marzo, riduce gli obblighi di rendicontazione di sostenibilità alle imprese con oltre 1.000 dipendenti e 450 milioni di fatturato. Inoltre, indica come necessaria l'abrogazione delle disposizioni sui piani di transizione per il cambiamento climatico previsti dalla direttiva sulla due diligence. Inoltre, sostituisce gli *European Sustainability Reporting Standards (ESRS)* con una versione semplificata che riduce di oltre il 60% le informazioni obbligatorie e di oltre il 70% quelle complessive. Il regolamento delegato (UE) 2026/73 semplifica la rendicontazione della tassonomia, con soglie di materialità sotto cui le imprese possono omettere la valutazione di alcune attività, ed è in vigore dal 28 gennaio 2026. Allenta anche il criterio generico DNSH ("non arrecare danno significativo" all'ambiente) sulle sostanze chimiche, comune a tutti gli obiettivi ambientali della tassonomia (mitigazione e adattamento climatico, acqua, economia circolare, inquinamento, biodiversità).

Queste norme rappresentano le leve che il PNIEC indicava per attivare gli investimenti privati. **La deregolamentazione a livello europeo ostacola il ruolo pubblico di facilitazione degli investimenti privati, rendendo l'architettura delle politiche e delle misure del PNIEC, già frammentata, più debole di quanto riscontrato nell'ultimo report.** Inoltre, l'abrogazione dei piani di transizione elimina una fonte di informazione che potrebbe rendere le strategie nazionali, inclusi i PNIEC, più credibili agli occhi degli investitori.

Il Tavolo per la finanza sostenibile, individuato come uno strumento positivo per il dialogo tra istituzioni pubbliche e operatori privati, non ha registrato avanzamenti significativi. Istituito nel 2022 dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, e le principali autorità di vigilanza finanziaria (Banca d'Italia, Consob, IVASS, COVIP), il Tavolo ha l'obiettivo di favorire l'uso di capitali privati per sostenere la transizione, favorendo il dialogo tra istituzioni pubbliche e operatori privati. A fine 2025 è stata pubblicata una tabella di interoperabilità tra il Documento di dialogo PMI-banche sulla sostenibilità e lo standard volontario VSME dell'EFRAG.[3] Insieme, la tabella e il documento di dialogo consentono di ridurre

[3] EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*) è l'organismo tecnico che sviluppa gli standard di rendicontazione di sostenibilità per la Commissione europea, incluso il VSME (*Voluntary SME Standard*), lo

duplicazioni ed oneri amministrativi per le imprese. Durante il 2026 sono state condotte iniziative di formazione e di confronto sul territorio nazionale tra cui incontri per imprese e operatori locali, attività di formazione sui temi ESG, materiali informativi pratici, momenti di confronto diretto con il sistema bancario.

2.3 / Le istituzioni di finanza pubblica

Anche per quanto riguarda il ruolo delle banche nazionali di sviluppo nel **mobilitare la finanza privata per la transizione, si registrano pochi progressi rispetto al report precedente.** La revisione, a fine 2025, della politica del settore energia di Cassa Depositi e Prestiti ha prodotto risultati irrilevanti: la politica è infatti rimasta per lo più invariata, continuando a considerare il gas una fonte energetica di transizione necessaria "*a preservare la sicurezza energetica*"; mantenendo la possibilità di finanziare progetti petroliferi *upstream, midstream e downstream*, e di estrazione e trasporto gas naturale, purché convenzionali; considerando come particolarmente positivi i progetti legati alla produzione di biocarburanti.

Per quanto riguarda SACE invece, la Corte dei Conti ha rilevato come critica, per il secondo anno consecutivo, l'alta concentrazione settoriale, inclusa nel settore *oil&gas*, delle esposizioni di SACE, raccomandando l'adozione di "un'oculata diversificazione" per mitigarne i rischi connessi.

2.4 / Sussidi Ambientalmente Dannosi (SAD)

Il contesto relativo ai Sussidi Ambientalmente Dannosi (SAD) rimane sostanzialmente invariato rispetto a quello dell'ultimo progress report. **Il catalogo dei SAD del 2026 ne evidenzia un lieve calo rispetto all'anno precedente (22,3 miliardi di euro rispetto a 23,7 miliardi nel 2024), ma il livello rimane stabilmente più elevato rispetto al periodo pre-crisi del 2022, quando i SAD si attestavano a 20,6 miliardi.** Tutti i 18 SAD ai combustibili fossili identificati come "inefficienti" nel PNIEC e destinati a essere riformati in via prioritaria rimangono ad oggi attivi, segnale che **l'elenco è sprovvisto di qualsiasi forma di operatività**.

Sebbene, a partire dal 2021, sia stata avviata la riforma di alcuni SAD – tra cui, nella Legge di Bilancio per il 2026, il completamento della riforma del SAD legato al trattamento fiscale preferenziale del diesel rispetto alla benzina nel trasporto privato su strada (riforma che è stata poi completamente stravolta con i tagli alle accise attuati in risposta alla crisi di Hormuz) – continua a mancare un percorso di uscita da tutti i SAD con la relativa prioritizzazione. Tale percorso dovrebbe occuparsi anche della riforma di quei SAD impliciti

standard volontario per le micro, piccole e medie imprese non quotate. Il Documento di dialogo PMI-banche del Tavolo era nato in parallelo allo stesso scopo di semplificare le richieste di dati ESG alle piccole imprese. La tabella di interoperabilità allinea i formati nazionali ed europei specificando le voci che rimangono specifiche al rapporto banca-impresa italiano, riducendo così l'onere amministrativo sulle imprese.

legati al differente trattamento fiscale e di oneri di diversi vettori energetici utilizzati per uno stesso scopo, che si traduce in un trattamento più favorevole per i combustibili fossili rispetto all'elettricità. Una riforma di questi SAD impliciti sarebbe in linea con quanto raccomandato dalla Commissione europea nel suo Piano d'Azione per l'Elettrificazione, presentato a giugno 2026, nel quale si sottolinea l'importanza di riequilibrare il rapporto di prezzo tra elettricità e gas, intervenendo proprio su tasse e oneri.

Il catalogo del MASE evidenzia anche un aumento significativo dei sussidi ambientalmente favorevoli (SAF), dovuto prevalentemente all'aumento dei bonus edilizi (ecobonus; bonus condomini; sismabonus): da 70,5 miliardi di euro nel 2024 (un aumento già consistente rispetto ai 41 miliardi del 2023), a 82,5 miliardi nel 2025. Si tratta di un totale che evidenzia come **la spesa pubblica, in forma di supporto diretto o di mancato gettito, ufficialmente destinata ai settori della transizione sia già significativa, ma inefficace rispetto all'avanzamento degli obiettivi del PNIEC**, perché non accompagnata da una strategia e da una coerenza complessiva rispetto al percorso di sviluppo e di spesa pubblica del Paese.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
⌖ Strategia di finanziamento e attuazione delle politiche del clima nel PNIEC e nel Piano Strutturale di Bilancio ⌖ Progressiva attuazione della strategia finanziaria nella Legge di Bilancio	✓ Identificazione investimenti e aggiornamento annuale (=) Misure incentivazione finanza privata (=) Modifiche atto di indirizzo di SACE tramite decreti o delibere CIPESS (=) Identificazione SAD riformabili X Revisione della politica di investimenti energetici di CDP X Riforma di fiscalità e oneri sull'energia coerente con obiettivi PNIEC e raccomandazioni UE	X Presentazione di una strategia di finanziamento dettagliata X Piano per progressiva riforma dei SAD X Reazioni emergenziali, regressive e a supporto del consumo di fossili a fronte della crisi di Hormuz	(=) Piano Strutturale di Bilancio 2025-2029: clima come fattore di impatto sulla politica economica. Assenza di strategia di finanziamento che evidenzi il ruolo reciproco della finanza pubblica e privata X Coerenza ed efficacia delle politiche di prelievo e spesa nei settori della transizione

3 / Sostenibilità socioeconomica della transizione



3.1 / Sostenibilità socioeconomica della transizione

Il 2026 segna un'**evoluzione positiva, ma ancora incompiuta della dimensione socioeconomica della transizione**. Avanzano i piani operativi dedicati: il Piano Sociale per il Clima, approvato dal Consiglio dei Ministri ad agosto 2026, i Piani Territoriali di Giusta Transizione e il Reddito Energetico Nazionale. Quest'ultimo, che stanzia 200 milioni per il biennio 2024-2025 a sostegno del fotovoltaico per le famiglie a basso ISEE, è la prima misura del PNIEC indirizzata esplicitamente in base al reddito e al territorio.

La dimensione sociale della transizione resta però un mosaico di strumenti non coordinati. Il Reddito Energetico non è raccordato né agli indicatori di povertà energetica del PNIEC né al Bonus Sociale Energia Plus del Piano Sociale Clima, comportando un rischio di sovrapposizioni. Mancano un piano nazionale per i lavoratori, dati pubblici sulla distribuzione degli investimenti edilizi per reddito e territorio, e un monitoraggio capace di verificare se la transizione riduca le disuguaglianze.

Pesano inoltre due fattori. I tempi si accorciano: con molte misure operative solo a partire dal 2027 o 2028, l'orizzonte del 2030 lascia margini sempre più stretti per produrre risultati. Inoltre, **la crisi dei prezzi è stata affrontata con provvedimenti emergenziali, per un costo complessivo superiore ai 2,6 miliardi di euro per il bilancio pubblico, senza soluzioni mirate alle fasce più vulnerabili e, comunque, senza attivare misure strutturali**. Senza un cambio di passo, la sostenibilità socioeconomica resta un obiettivo dichiarato più che un risultato verificabile del PNIEC.

3.2 / Il Piano sociale per il Clima

Il Piano Sociale per il Clima (PSC) ha compiuto nell'ultimo anno un passaggio decisivo: il 4 agosto 2026 il Consiglio dei Ministri ha approvato il testo definitivo, che il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha trasmesso, il 6 agosto, alla Commissione europea in vista dell'approvazione definitiva. La **dotazione complessiva è stata definita in circa 9,35 miliardi di euro per il periodo 2026-2032, di cui circa 7 miliardi provenienti dal**

Fondo Sociale Clima europeo e circa 2,3 miliardi di cofinanziamento nazionale (pari al 25% del totale).

Le risorse servono a mitigare gli impatti sociali dell'estensione del meccanismo di scambio di quote di emissioni all'edilizia e ai trasporti (ETS2). Quest'ultimo entrerà in vigore nel 2028. Le risorse si articolano in tre ambiti: circa 3,3 miliardi per la riqualificazione energetica dell'edilizia residenziale pubblica e degli immobili delle microimprese vulnerabili, circa 4,6 miliardi per la mobilità (tra servizi pubblici, hub di prossimità e "Il Mio Conto Mobilità"), circa 1,3 miliardi per il Bonus Sociale Energia Plus.

Gli investimenti inizieranno nel 2027 e il sostegno al reddito nel 2028. Dal febbraio 2026 Banca Europea per gli Investimenti e la Commissione europea hanno attivato una *Frontloading Facility* da 3 miliardi, aperta agli stati che hanno già recepito l'ETS2, Italia compresa. Questo avrebbe consentito all'Italia di anticipare i tempi anche a sostegno delle famiglie più esposte al caro-energia. Dalle informazioni pubbliche disponibili, però, l'Italia non risulta averne fatto richiesta, rinunciando così a un'opportunità.

Sul merito delle misure si segnalano nuovamente: l'assenza di misure dirette alle famiglie vulnerabili proprietarie di immobili nell'edilizia privata; il rischio di sovrapposizione con strumenti nazionali già esistenti (come il Bonus Sociale Gas/Energia stesso e, come ricordato sopra, il Reddito Energetico Nazionale); un'allocazione delle risorse che non sempre rispetta il principio di addizionalità previsto dal regolamento europeo. Perché il PSC possa rappresentare un reale strumento di giusta transizione, dovrà essere integrato con la futura attuazione della direttiva EPBD, (cd. "Case Green"), con una revisione complessiva e coerente della fiscalità energetica, e con il PNIEC stesso, monitorandone l'attuazione attraverso la Piattaforma PNIEC, attraverso indicatori coerenti e armonizzati rispetto alla misurazione della povertà energetica. Manca inoltre un approccio strutturato sulla povertà dei trasporti: va chiarito come le misure per la mobilità si raccordino agli obiettivi del PNIEC in materia di trasporti.

3.3 / Occupazione

La transizione crea nuova occupazione, ma in modo discontinuo. La filiera delle pompe di calore conta circa 107.000 occupati (dati 2022)[4], ma ha subito il crollo delle vendite dopo la fine del Superbonus (-33% nel 2023, -46% nel 2024), con una ripresa parziale nel 2025[5]. Le rinnovabili elettriche sono cresciute con più continuità (si veda il capitolo Rinnovabili) e

[4]TEHA-Assoclima, Il ruolo delle pompe di calore in Italia: https://www.zerosottozero.it/2025/02/18/assoclima-il-ruolo-delle-pompe-di-calore-in-italia/

[5]Assoclima, mercato della climatizzazione 2025: https://industriaeformazione.it/2026/02/26/climatizzazione-2025-anno-di-transizione-ma-le-pompe-di-calore-restano-protagoniste/

l'Italia è decima al mondo per occupati nel fotovoltaico[6]. Mancano tuttavia dati nazionali aggiornati sull'occupazione nella filiera, che consentano di misurare quanto lavoro la transizione stia effettivamente generando. **Il PNIEC, inoltre, continua a non prevedere un piano organico di transizione per i lavoratori, mentre nel 2026 i principali dossier di crisi sono peggiorati.**

Ex Ilva. La Corte d'Appello di Milano ha ordinato lo spegnimento dell'area a caldo entro il 28 ottobre; la Cassazione si pronuncerà il 20. L'altoforno 2 ha fatto l'ultima colata, si fermeranno anche Genova e Novi Ligure, e la cassa integrazione potrebbe passare da circa 4.450 a 9.000[7] lavoratori. Il Governo ha annunciato un decreto da circa 125 milioni per le tutele, mentre la vendita resta aperta: le offerte finali sono attese entro il prossimo 8 novembre[8]. Manca ancora un piano industriale per la riconversione.

Sulcis. Glencore ha fermato la linea zinco di Portovesme, rinviando al 2027 la decisione sul progetto litio[9]. Per la centrale Enel Grazia Deledda i sindacati contestano un piano limitato alle batterie[10]. Una prospettiva arriva dal data center Digital Vault Sulcis a Nuraxi Figus, dichiarato strategico ad agosto, con circa 400 posti di lavoro stimati[11].

Carbone. Il decreto Bollette ha rinviato il phase-out al 2038, tredici anni dopo la scadenza indicata nel PNIEC[12], rendendo più incerta la riconversione di siti e lavoratori.

Just Transition Fund. Nel Sulcis, oltre ai Contratti di Investimento attivati nel 2025, nel 2026 è partito un nuovo avviso da 10 milioni per l'innovazione delle imprese[13]. A Taranto si sono aggiunti gli avvisi TecnoNidi e NIDI per startup e nuove imprese[14], mentre Green Belt e Sea

---

[6]IRENA-ILO, Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2025: https://www.fondazionesviluppososteniBile.org/rinnovabili-nel-mondo-cresce-loccupazione-ma-meno-delle-installazioni/

[7]TarantoToday, Corte d'Appello conferma lo spegnimento: https://www.tarantotoday.it/attualita/ex-ilva-corte-appello-milano-conferma-spegnimento-altoforni-05-10-2026.html

[8]Milano Finanzia, ex Ilva si fermano anche i siti del nord: https://www.milanofinanza.it/news/ex-ilva-si-fermano-anche-i-siti-del-nord-sciopero-di-24-ore-il-governo-vara-il-decreto-per-la-cassa-202610091408552126

[9]L'Unione Sarda, Rsu Portovesme Srl: https://www.unionesarda.it/news-sardegna/sulcis-iglesiente/portovesme-rsu-avverte-servono-atti-concreti-dal-governo-non-piu-tempo-di-propaganda-nacxzegj

[10]Collettiva, vertenza centrale Grazia Deledda (giugno 2026): https://www.collettiva.it/copertine/lavoro/sulcis-enel-centrale-grazia-deledda-rru3ygs8

[11]Italpress, via libera ai data center strategici (agosto 2026): https://www.italpress.com/?p=726214

[12]ANSA, rinvio dell'uscita dal carbone al 2038 (marzo 2026): https://www.ansa.it/sito/notizie/economia/2026/03/28/uscita-dal-carbone-rimandata-al-2038-ok-emendamento-lega-a-dl-bollette_c9b0149e-8815-47c8-81f0-f1a5b69a2b23.html

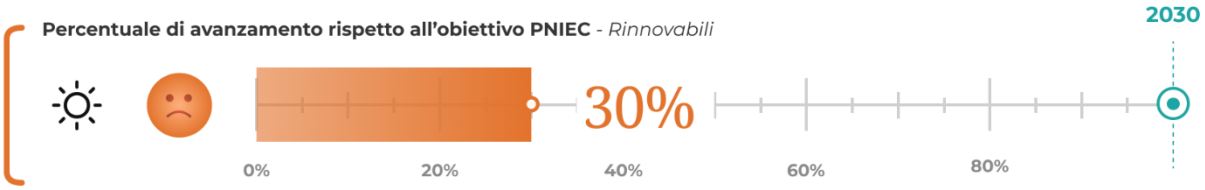
[13]Sardegna Tomorrow, avviso JTF da 10 milioni per le imprese del Sulcis: https://www.sardegnatomorrow.it/sulcis-iglesiente/economia/sulcis-iglesiente-10-milioni-per-imprese-al-via-lavviso-jtf-sardegna

[14]Puglia Sviluppo, avvisi JTF per la provincia di Taranto: https://pugliasviluppo.eu/it/Just-Transition-Fund-Avvisi-per-la-provincia-di-Taranto

Hub sono in progettazione. L'efficacia di questi strumenti dipenderà però dal destino dell'ex Ilva e dalla sua riconversione.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Orientare fiscalità e spesa pubblica verso la transizione accessibile e conveniente ♦ Occupazione di qualità e riconversione delle competenze ♦ Accesso a misure di efficienza energetica e mobilità sostenibile, con particolare attenzione a vulnerabilità	(=) Coerenza della spesa rispetto ad obiettivi socio-economici e climatici X Coerenza della fiscalità rispetto ad obiettivi socio-economici e climatici X Valutazione impatti distributivi misure della transizione e mitigazione di tali impatti (=) Indicatori povertà energetica e nella mobilità	(=) Incentivi per il retrofit energetico degli edifici ✓ Conto Termico (=) Potenziamento trasporto pubblico locale/infrastrutture (=) Incentivi per veicoli a basse emissioni con clausole sociale/ territoriali (=) Piano Sociale per il Clima (PSC) (=) Formazione/ riqualificazione (=) Incentivi/supporti alle comunità energetiche X Strumenti fiscali con destinazione dei ricavi a misure eco-sociali (=) Piani Territoriali di giusta transizione	X SAD impliciti, trattamento fiscale più favorevole per i combustibili fossili X Assenza programma transizione occupazionale (=) Incentivi efficienza energetica e mobilità non integrano condizionalità sociali, riducendo l'accessibilità X Assenza valutazione impatti distributivi delle politiche (=) Mancanza di indicatori per il monitoraggio della povertà dei trasporti e indicatori presenti per monitorare la povertà energetica ma non applicati in modo sistematico X Assenza di indicatori costi e benefici occupazionali

4 / Rinnovabili



Dopo la crescita del triennio 2022-2024, nel 2025 lo sviluppo delle rinnovabili segna un rallentamento: +7 GW installati nel 2025, contro i +7,7 GW del 2024. Per raggiungere il target PNIEC di 70 GW di capacità aggiuntiva tra il 2022 e il 2030, arrivando quindi a 131 GW nell 2030, servirebbe un ritmo vicino ai 10 GW l'anno. Il divario tra il ritmo attuale e quello richiesto non riguarda solo il raggiungimento dell'obiettivo , ma si traduce in una maggiore esposizione del sistema elettrico ai prezzi internazionali del gas e alla dipendenza dalle importazioni, con effetti diretti sui costi e sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

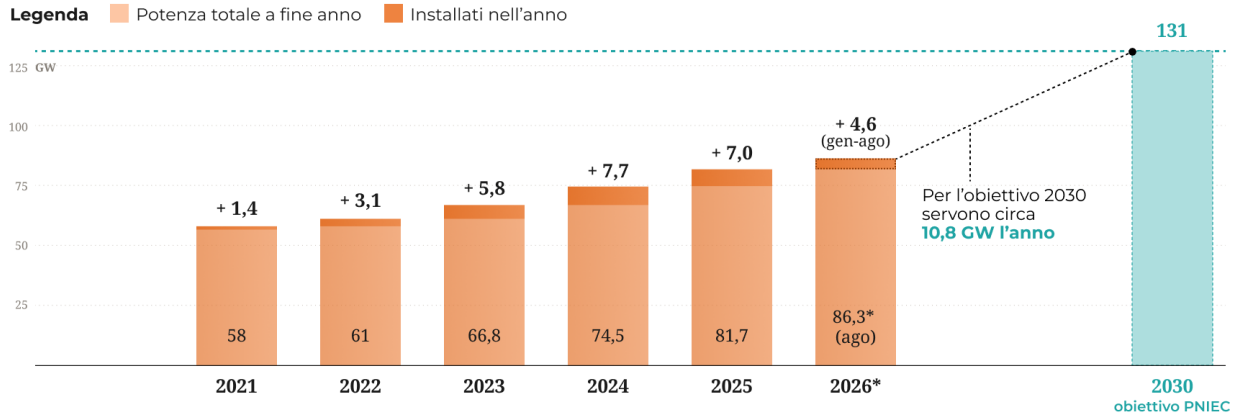
Secondo i dati di Terna, nel biennio 2024-2025 la capacità rinnovabile installata è cresciuta di 14,7 GW, di cui il 90% da fotovoltaico. Nei primi otto mesi del 2026 la capacità è aumentata ulteriormente di 4,6 GW, portando la potenza rinnovabile totale installata in Italia a 86,3 GW[15], di cui 47,7 GW di solare e 14 GW di eolico. Questa capacità risulta essere lievemente superiore alla traiettoria intermedia del DM Aree Idonee (+666 MW), che, secondo la distribuzione mensile di Terna tra gennaio 2021 e agosto 2026, prevede un target di 28,8 GW e, più in generale, di 80 GW tra il 2020 e il 2030. Esistono però forti differenze territoriali: gran parte delle regioni del Nord e il Lazio sono in anticipo sui propri obiettivi, mentre il Mezzogiorno, a dispetto di maggiori potenziali, ad eccezione della Campania, è in ritardo, con gli scostamenti maggiori in Sardegna (-649 MW) e in Calabria (-463 MW). Gli obiettivi del decreto prevedono inoltre una crescita progressiva della capacità da installare ogni anno, da 8,3 GW nel 2026 a 15 GW nel 2030. **Ad oggi occorre colmare circa 43 GW mancanti, ovvero ancora il 60% dell'obiettivo. Ciò richiederebbe un ritmo di installazione doppio rispetto alla media registrata dal 2021** (la capacità solare dovrebbe aumentare di due terzi, mentre quella eolica dovrebbe raddoppiare rispetto alla capacità attuale).

[15] Elaborazione ECCO sulla base dei dati statistici di Terna 2025 e del Rapporto Mensile Terna per la capacità installata rinnovabile nei primi otto mesi del 2026.

/ FIGURA 3

La corsa delle rinnovabili perde slancio

Tra il 2022 e il 2024 le installazioni di rinnovabili in Italia sono cresciute ogni anno, poi è arrivata la frenata. Per raggiungere i 70 GW aggiuntivi previsti dal PNIEC entro il 2030, servirebbe un ritmo di circa 10,8 GW l'anno, contro i 7 GW del 2025



***2026:** elaborazione ECCO sulla base della potenza efficiente da statistiche Terna 2025 e della capacità entrata in esercizio fino ad agosto 2026 secondo i rapporti mensili Terna.
Fonte: elaborazione ECCO su dati Terna (statistiche e rapporti mensili) e PNIEC 2024; ECCO, PNIEC Progress Report, ottobre 2026.

Per quanto riguarda la capacità di accumulo, Terna registra un aumento da 13,1 GWh (5,7 GW) a fine 2024 a 18,0 GWh (7,4 GW) a fine 2025. Il ritmo di crescita, tuttavia, rallenta sensibilmente nel 2026: nei primi otto mesi la capacità è aumentata di 1.521 MWh, contro i 4.227 MWh dello stesso periodo del 2025 (-64%). Lo scenario "PNIEC Policy" del DDS 2024 di Terna, che traduce gli obiettivi del PNIEC sulle rinnovabili e sul sistema elettrico in un fabbisogno di accumuli, prevede al 2030 una capacità di accumulo di circa 122 GWh totali; di cui 50 GWh da sistemi di pompaggio e i restanti 71,5 GWh in accumulo elettrochimico. Rispetto all'obiettivo di accumulo elettrochimico, la capacità installata ad agosto 2026 corrisponde quindi solo al 27%. Il dato complessivo nasconde però una forte differenza tra i segmenti: oggi circa il 69% della potenza di accumulo elettrochimico installata è in sistemi di piccola taglia, fino a 20 kW, tipicamente domestici, mentre i sistemi al di sopra di 10 MW rappresentano circa il 25%. Gli obiettivi al 2030 prevedono la proporzione opposta: circa il 69% della capacità di accumulo elettrochimico dovrebbe essere utility-scale, il 19% distribuito, e l'11% dal capacity market.

Lo sviluppo del segmento utility-scale è affidato principalmente al MACSE. La prima asta del 30 settembre 2025 ha aggiudicato tutti i 10 GWh previsti dall'asta, con consegna nel 2028. I contingenti riflettono la distribuzione geografica del potenziale rinnovabile con una presenza quasi esclusiva nelle regioni del Sud Italia e nelle isole. Il premio medio ponderato di aggiudicazione è risultato circa un terzo del premio massimo ammesso (37.000 €/MWh-anno), a conferma della competitività economica della tecnologia. La seconda asta, prevista per il 24 novembre 2026, mette a disposizione 16 GWh con consegna nel 2029, anch'essi concentrati nelle aree del Centro-Sud, del Sud e delle isole. Terna stima per il MACSE un fabbisogno prudenziale di circa 42 GWh al 2030, che richiederebbe quindi una terza asta

di circa 16 GWh con consegna nel 2030: per ora, tuttavia, ARERA e MASE hanno approvato solo il fabbisogno per il 2029, rinviando la valutazione degli anni successivi anche in ragione delle tensioni geopolitiche.

Secondo i dati ISPRA, nel 2024 le emissioni delle industrie energetiche si sono attestate a 63,9 $MtCO_{2eq}$, con una riduzione del 53,6% rispetto al 1990. Il calo rispetto al 2023 è stato trainato soprattutto dalla ripresa dell'idroelettrico (+30%) e dal crollo della generazione a carbone (−71%). Nel 2025 le emissioni del settore sono scese solo lievemente, a 62,8 $MtCO_{2eq}$ perchéla minore produzione idroelettrica (−21%) ha fatto aumentare il ricorso al gas nella generazione elettrica. La variabilità idrologica, determinata dagli effetti del cambiamento climatico, è un fattore di rischio da non sottovalutare: senza una crescita più rapida delle rinnovabili, degli accumuli e delle tecnologie abilitanti, gli anni di scarsa disponibilità idrica rischiano di tradursi in un maggiore ricorso alla generazione a gas.

L'accelerazione verso un sistema elettrico decarbonizzato è ostacolata da un quadro normativo incerto e in continua evoluzione che non tutela gli investimenti in corso e futuri. Per esempio, il quadro delle aree idonee, che mira ad accelerare le autorizzazioni, ha creato discontinuità: il DM del 2024 ne affidava l'individuazione alle Regioni, ma l'attuazione è stata lenta, talvolta molto restrittiva, e segnata da un lungo contenzioso. Con la L. 4/2026 si è intervenuti direttamente sul Testo Unico fonti energetiche rinnovabili (FER) stabilendo che sia lo Stato a fissare un primo elenco nazionale di aree idonee che le Regioni possono ampliare, ma il termine per le Regioni è scaduto a maggio 2026 con un'attuazione disomogenea. I tempi delle autorizzazioni restano quindi un ostacolo: dal 2021 ad agosto 2026 la commissione tecnica del Ministero dell'Ambiente ha espresso pareri su progetti per oltre 67 GW, ma solo 39 GW hanno completato l'iter di valutazione ambientale, mentre 24 GW restano bloccati presso la Presidenza del Consiglio e il Ministero della Cultura, secondo i dati del MASE riportati da ANSA. Inoltre, a inizio 2026 circa il 70% dei progetti in valutazione era ancora in attesa del parere tecnico, secondo Legambiente.

Accanto alle autorizzazioni, anche la rete elettrica sta diventando un vincolo crescente per l'aggiunta di capacità rinnovabile. Nel 2025 la produzione persa per curtailment sulle reti di alta e altissima tensione ha raggiunto circa 802 GWh, più del doppio rispetto al 2024. Allo stesso tempo, pesa la saturazione virtuale della rete: le richieste di allacciamento a Terna, pari a 318 GW di rinnovabili e 294 GW di accumuli, includono molti progetti che non verranno mai realizzati ma occupano spazio sulla rete.

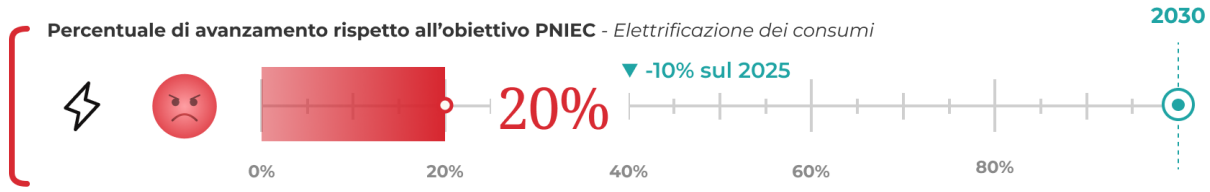
Sul fronte degli incentivi, il FER X transitorio ha confermato l'interesse degli operatori per il fotovoltaico, e quello più contenuto per l'eolico: le graduatorie pubblicate dal GSE mostrano come 474 impianti fotovoltaici si siano aggiudicati complessivamente 7700 MW , contro appena 940 MW assegnati a 29 impianti eolici. Il regime definitivo, introdotto con il DM 18 giugno 2026, prevede fino al 2030 un contingente massimo di 37,15 GW. Di questi, 10 GW sono ad accesso diretto per gli impianti fino a 1 MW (quindi principalmente fotovoltaici) e 27,15 GW sono assegnati tramite aste, di cui 16,5 GW riservati all'eolico e 10 GW al fotovoltaico. La prima asta è prevista per il 1° dicembre 2026. Se interamente assegnato e

realizzato, il contingente coprirebbe circa tre quarti della capacità ancora necessaria per raggiungere gli obiettivi. Il risultato dipenderà però soprattutto dall'eolico: il contingente di 16,5 GW sarebbe sufficiente a colmare il divario rispetto al target PNIEC - per cui mancano 14,1 GW - ma solo se si superano le difficoltà autorizzative particolarmente critiche per questa tipologia di impianti.

Il Decreto Bollette, infine, ha introdotto alcune misure positive, come la promozione dei contratti di lungo termine (PPA) per l'acquisto di energia rinnovabile da parte delle imprese e nuove regole contro la saturazione virtuale della rete, attuate con un decreto del MASE che assegna la priorità di connessione ai progetti già autorizzati. Restano però critici il rimborso ai produttori a gas dei costi delle quote ETS, che non abbassa le bollette e rischia di rallentare gli investimenti nelle rinnovabili, respinto dalla Commissione europea nell'aprile 2026 e ora in una fase di stallo attuativo, e il posticipo del phase-out del carbone al 2038; una misura di scarsa utilità pratica e ridondante rispetto al capacity market, che rischia di generare costi aggiuntivi e di indebolire la credibilità dell'Italia sugli impegni di decarbonizzazione.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Crescita rinnovabili PNIEC: 70 GW tra il 2023 e il 2030 ♦ 71,5 GWh di capacità di accumulo elettrochimico al 2030	(=) Biennio 2024-2025 installati circa 14,7 GW di rinnovabili, sotto al tasso annuale richiesto X Regioni del Sud al di sotto dei target rinnovabili (=) Accumulo: 19,5 GWh ad agosto 2026, con un divario di circa 52 GWh dall'obiettivo al 2030 (=) Tempi autorizzativi lunghi	X Decreto-legge Aree Idonee X Decreto-legge Agricoltura ✓ Decreto FER X in regime definitivo fino al 2030 con 37,5 GW ✓ Prima asta MACSE (=) Recepimento RED III X Decreto Bollette 2026	X Il DDL aree idonee: attuazione regionale disomogenea X Proroga dell'uscita dell'Italia dal carbone al 2038 X Decreto Bollette 2026 ha proposto il rimborso dei costi ETS ai produttori da gas e il posticipo phase-out carbone

5 / Elettrificazione dei consumi

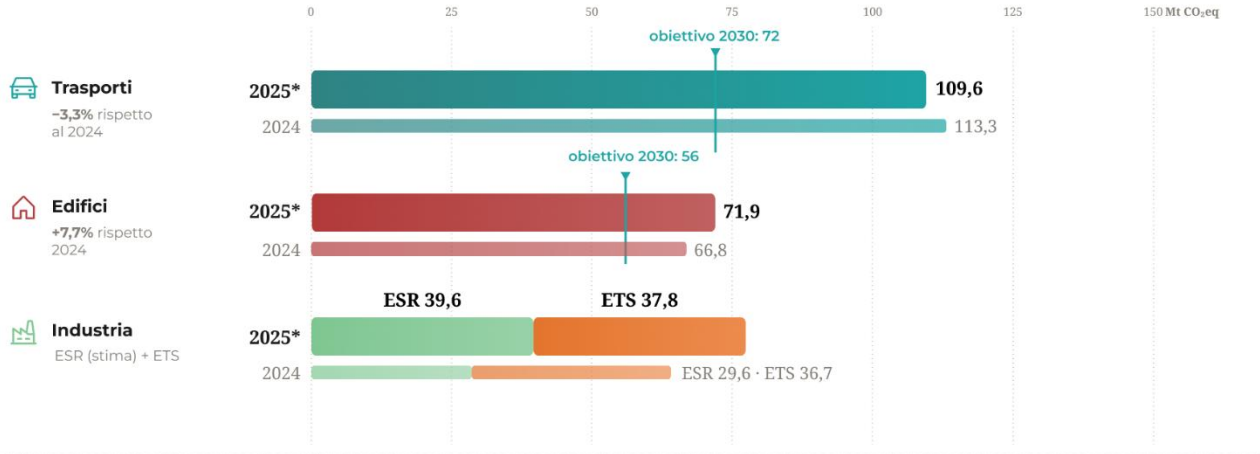


I settori civile, dei trasporti e parte del comparto manifatturiero, incluse numerose piccole e medie imprese, rappresentano una componente rilevante delle emissioni soggette al Regolamento Effort Sharing (ESR), che stabilisce obiettivi nazionali di riduzione distinti da quelli applicabili ai settori energivori coperti dall'EU ETS. Nel complesso, i settori del trasporto, del civile e del manifatturiero ricadenti nell'ESR rappresentano circa il 58% delle emissioni nazionali di gas serra, generate in larga parte dalla combustione di combustibili fossili per la produzione di calore per il riscaldamento, per i processi industriali e per i trasporti.

/ FIGURA 4

Trasporti ed edifici i settori più in difficoltà

Nel 2025 i trasporti calano del 3%, ma restano 38 MtCO2eq sopra l'obiettivo 2030.
Edifici e industria, invece, sono stimate in crescita.



Nota metodologica: emissioni in milioni di tonnellate di CO_2 equivalente. *2025: scenario ISPRA WAM (per il civile include la voce "Altro").
Fonte: elaborazione ECCO su dati ISPRA (Rapporto 429/2026, National Inventory Document 2026, indicatori ambientali) e PNIEC 2024.

L'elettrificazione di questi consumi, se accompagnata da uno sviluppo coerente di fonti rinnovabili, può ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, rafforzare la sicurezza energetica e contribuire alla decarbonizzazione dei settori coinvolti. Tuttavia, il PNIEC non include un obiettivo trasversale sul grado complessivo di elettrificazione, e una strategia coordinata di attuazione.

Dal 1990 il grado di elettrificazione dei consumi finali di energia in Italia è aumentato progressivamente, ma è sostanzialmente stabile dal 2021, con un tasso del 23,3% nel 2024. Persistono anche forti differenze a livello settoriale. I servizi presentano il più elevato grado di elettrificazione dei consumi finali, con l'elettricità che copre il 49% dei consumi finali del settore. Nell'industria e nel settore civile, il tasso di elettrificazione ha raggiunto rispettivamente il 40% e il 21% dei consumi finali nel 2024, con un lieve incremento. Nei trasporti non si registrano incrementi significativi: il tasso di elettrificazione risulta pari al 2%, sostanzialmente invariato rispetto al 2023; evidenziando un potenziale ancora non sfruttato.

Uno dei fattori che ostacola l'elettrificazione dei consumi in Italia è lo squilibrio tra i prezzi dell'elettricità e quelli delle fonti fossili, come il gas. L'Italia, infatti, è tra i Paesi europei con il più alto rapporto tra il costo dell'elettricità e del gas. Questo disequilibrio è dovuto anche alla persistente dipendenza del prezzo dell'elettricità da quello del gas. Nonostante la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, in Italia le centrali a gas continuano infatti a svolgere frequentemente il ruolo di tecnologia marginale nel mercato elettrico, contribuendo quindi in misura rilevante alla formazione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità. A ciò si aggiunge il peso elevato delle componenti fiscali e parafiscali sul prezzo dell'energia elettrica, che accentua ulteriormente il divario. .Questo squilibrio è presente anche nel settore dei trasporti, dove l'elettricità per i veicoli elettrici è più tassata rispetto ai carburanti tradizionali.

Per affrontare questa criticità, il Governo è intervenuto con il Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla Legge 10 aprile 2026, n. 49 (Decreto Bollette). Tuttavia, la norma prevede interventi di carattere transitorio, come il rafforzamento del bonus sociale elettrico, interventi di riduzione parziale degli oneri di sistema per alcune utenze non domestiche, la rimodulazione volontaria degli incentivi del Conto Energia per impianti fotovoltaici. Queste norme non risolvono il nodo strutturale della formazione del prezzo elettrico, né il peso di tasse e oneri sull'elettricità. Inoltre, il previsto meccanismo di rimborso dei costi ETS sostenuti dai produttori termoelettrici a gas, nuovamente temporaneo, è stato valutato in contrasto con la necessità di preservare un segnale di prezzo di medio periodo che incentivi gli investimenti nelle fonti non fossili. Resta quindi aperta la necessità di una riforma di lungo periodo delle componenti del prezzo elettrico, in grado di rimodularle in un'ottica di integrazione dei sistemi energetici e di una progressiva transizione al vettore elettrico.

Proprio in relazione a questo punto, invece, si valuta positivamente il recepimento dell'**ETS2**, nonostante il rinvio dell'avvio operativo al 2028 deciso a livello europeo, poiché introduce un segnale di prezzo in grado di ridurre il divario tra il costo dell'elettricità e quello dei combustibili fossili e, soprattutto, destina i proventi delle aste a soluzioni più efficienti ed elettrificate nei settori sottoposti alla norma.

A complemento dell'introduzione dell'ETS2, il **Piano Sociale per il Clima** italiano, di cui si è detto nel capitolo sulla sostenibilità socioeconomica della transizione, la cui dotazione complessiva è stata precisata in circa 9,35 miliardi di euro per il periodo 2026-2032, è rivolto a mitigare gli impatti sociali dell'estensione dell'ETS2 all'edilizia e ai trasporti.

Gli investimenti, però, inizieranno nel 2027 dal momento che, ad oggi, l'Italia non risulta aver attivato la Frontloading Facility da 3 miliardi, aperta agli Stati che hanno già recepito l'ETS2, Italia compresa. Questo avrebbe consentito all'Italia di anticipare i tempi anche a sostegno delle famiglie più esposte al caro-energia.

Tra le politiche previste per raggiungere gli obiettivi del PNIEC, si valuta positivamente il nuovo meccanismo **Conto Termico 3.0**, nonostante le risorse mobilitate siano limitate . Questa misura, gestita dal GSE, dispone di un fondo di 900 milioni di euro annui e incentiva interventi di efficientamento energetico negli edifici esistenti e di produzione di energia termica da fonti rinnovabili per edifici e imprese con impianti di piccole dimensioni (<2 MW). Per le imprese, il meccanismo esclude dagli incentivi le apparecchiature alimentate da combustibili fossili.

Lo schema di decreto **FER T** è in fase di valutazione. La consultazione pubblica su questo strumento è stata conclusa il 21 aprile 2025. Secondo lo schema posto in consultazione, il FER-T si rivolge a soggetti pubblici e privati e riguarda gli impianti di produzione di energia termica rinnovabile di grande taglia: oltre 2 MW di potenza termica utile per pompe di calore, bioenergie e geotermia, e oltre 2.500 m² di superficie per il solare termico. L'incentivo, assegnato tramite procedure competitive, consiste in una tariffa premio sull'energia termica rinnovabile prodotta, riconosciuta per dieci anni.

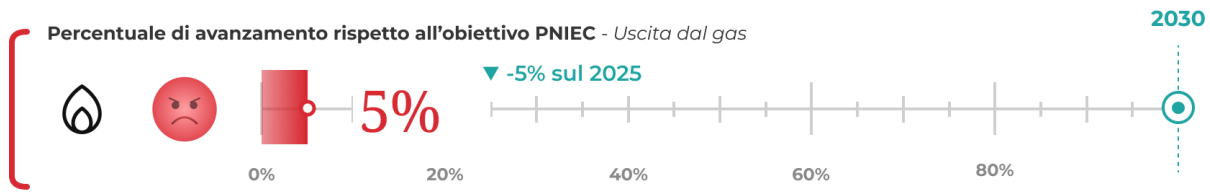
Il **Nuovo Piano Transizione 5.0 (Iperammortamento)**, che ha sostituito il precedente Piano Transizione 5.0, mobilita risorse stimate in 9,8 miliardi di euro. A differenza del Piano precedente, non prevede un credito d'imposta, ma un iperammortamento: una maggiorazione del costo di acquisizione dei beni strumentali, deducibile attraverso le quote di ammortamento o i canoni di leasing. La misura sostiene investimenti in tecnologie avanzate, digitalizzazione e modelli produttivi più sostenibili, inclusi impianti da fonti rinnovabili per l'autoconsumo. Resta però critica l'assenza del principio DNSH, che nel precedente piano Transizione 5.0 contribuiva ad escludere investimenti non coerenti con gli obiettivi climatici.

In aggiunta a queste misure, rimane da verificare il potenziale di elettrificazione realizzabile attraverso l'utilizzo delle risorse legate alla **flessibilità di bilancio**. Queste risorse sono concesse agli Stati membri nell'ambito della Clausola di Salvaguardia Nazionale, inizialmente pensata per la spesa nela difesa e poi estesa anche a misure per la sicurezza energetica. Si stima che per l'Italia questo margine possa valere circa **13,5-14 miliardi di euro complessivi per il triennio 2026-2028**, con un massimo di circa **7 miliardi di euro l'anno**, da destinare ad interventi che riducano la dipendenza da combustibili fossili importati e sostengano l'elettrificazione dei consumi finali, reti, accumuli, efficienza energetica e nuova capacità rinnovabile. Questa finestra può quindi rappresentare un'opportunità rilevante per anticipare misure a favore dell'elettrificazione dei consumi delle famiglie e delle imprese. Resta però da valutare come il Governo intenderà utilizzare concretamente tali risorse.

Si valuta in modo critico il sistema dei **Certificati Bianchi** perché, nonostante promuova interventi di efficienza energetica, continua ad incentivare alcune soluzioni basate sui combustibili fossili, riducendone il contributo agli obiettivi di decarbonizzazione.

Obiettivi	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Obiettivo di riduzione delle emissioni dei settori ESR (tra cui settori civile e in parte trasporti e industria) previsto per l'Italia: -43,7% rispetto al 2005 ♦ Obiettivo riportato nel PNIEC: -40,6% rispetto al 2005	✓ Elettricità nei consumi finali 2024: 21% civile, 2% trasporti, 40% industria e 49% servizi. Complessivo 23% X Settori ESR: Emissioni stimate al 2025 di 268,8 $MtCO_{2eq}$, differenza rispetto all'obiettivo di riduzione PNIEC di 28,1 $MtCO_{2eq}$. X Settore industria ESR: Emissioni stimate al 2025 di 39,6 $MtCO_{2eq}$, in aumento rispetto al 2024 di 10 $MtCO_{2eq}$. X Settori trasporti: Emissioni stimate al 2025 di 109,6 $MtCO_{2eq}$, in lieve calo tra il 2025 e il 2024 di 3,7 $MtCO_{2eq}$. X Settore civile: Emissioni stimate al 2025 di 71,9 Mt CO_{2eq}, in aumento rispetto al 2024 di 5,1 $MtCO_{2eq}$.	X Decreto energia ✓ Recepimento ETS2 (=) Piano Sociale per il Clima ✓ Conto Termico 3.0 (=) FER T (=) Nuovo Piano Transizione 5.0 - Iperammortamento (=) Flessibilità di bilancio X Aggiornamento Certificati Bianchi	X Sussidi frammentati tra sostegno per elettrificazione dell'energia termica e soluzioni basate su combustibili fossili X Componenti fiscali e parafiscali sull'elettricità più elevate rispetto a quelle sui combustibili fossili X Italia non ha aggiunto fondi aggiuntivi nazionali al primo pilota della Heat Auctions, promosse dalla Commissione europea tramite Innovation Fund

6 / Uscita dal gas



L'Italia continua a non definire una strategia per l'abbandono progressivo (*phase-out*) del gas naturale, nonostante il suo utilizzo non sia compatibile con il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050.

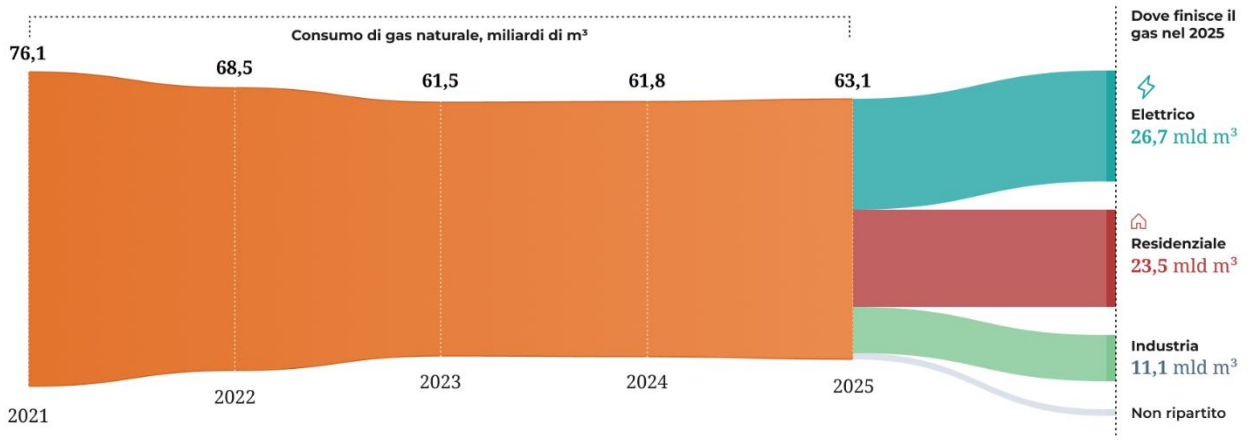
A tre anni dalla crisi energetica del biennio 2021-2022, la domanda italiana di gas **rimane inferiore di 11,2 mld di m³ rispetto al livello del 2019**, ultimo anno prima della pandemia (corrispondente a un -15% rispetto ai 74,3 mld di m³ del 2019). Tuttavia, rispetto al 2024 il consumo di gas è cresciuto del 2,1%, da 61,8 a 63,1 miliardi di m³, registrando dinamiche differenti nei tre macrosettori di consumo (comparto industriale, comparto della distribuzione - composto prevalentemente dal settore civile e dalle imprese di natura non industriale quali i servizi -, comparto termoelettrico). **L'aumento del 2025 è principalmente trainato dalla produzione termoelettrica dove il consumo di gas è cresciuto del 7,2% rispetto all'anno precedente.** Questo per effetto del progressivo abbandono del carbone (-13,5%), della diminuzione della produzione idroelettrica (-21,2%) ed eolica (-3,3%), e di un minor import estero (-8,1%), solo parzialmente compensati da una maggiore produzione solare (+25,1%). Nei primi otto mesi del 2026, il *trend* è tornato a scendere registrando un -1,1% rispetto ai primi otto mesi del 2025, anche in questo caso con dinamiche differenti nei tre settori: +4,8% per il termoelettrico, -6,3% nel comparto industriale e -3,5% nella distribuzione.

Nonostante il rialzo del 2025, la riduzione della domanda di gas si conferma in parte strutturale e il consumo permane significativamente inferiore ai livelli storici (oggi è di 5 miliardi di m³ superiore agli obiettivi PNIEC tra gas naturale e biometano): nel 2025 l'industria ha registrato un calo del 15%, il termoelettrico del 13% e il settore residenziale e dei servizi del 17% rispetto al 2021.

/ FIGURA 5

Il consumo di gas torna a salire

Dopo il crollo del 2021–2023, i consumi crescono per il secondo anno di fila e arrivano a 63,1 miliardi di m³ nel 2025. Il 42% del gas consumato in Italia nel 2025 è servito a produrre elettricità.



Nota metodologica: lo spessore del flusso è proporzionale al consumo annuo. La ripartizione per uso si riferisce al 2025 e riporta le tre voci del dataset; la parte grigia non è ripartita. **Fonte:** elaborazione ECCO su dati MASE (bilancio del gas naturale, SISEN) e Snam.

Tuttavia, nonostante diversi Stati membri abbiano già varato strategie nazionali o regionali di eliminazione graduale del gas naturale, riconoscendo che la transizione sarà un processo lungo, da realizzare in tappe, in linea con le raccomandazioni della Commissione europea, **la strategia italiana sembra andare nella direzione opposta**. Basti ricordare la proroga della concessione del rigassificatore di Piombino di fatto a tempo indeterminato: l'impianto resterà infatti in funzione fino all'entrata in esercizio di un sito alternativo , la cui individuazione è però in una fase di forte stallo politico e tecnico, e la scelta ha incontrato la ferma opposizione del presidente della Regione Toscana. Inoltre, occorre citare il processo di metanizzazione della Sardegna, la cui Fase 1 305 km di rete per un costo di 540 milioni di euro –, ormai avviata, dovrebbe concludersi entro il 2033/2034; tempistiche che vanno ben oltre gli obiettivi 2030 di sviluppo delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, dell'elettrificazione dei consumi. Soluzioni che, secondo la Commissione europea, gli Stati membri dovrebbero prioritizzare insieme al divieto di nuove connessioni alla rete del gas. **ARERA stessa ha espresso la necessità di "effettuare ulteriori valutazioni e approfondimenti in tema di metanizzazione dell'Isola"[16] per verificare la sostenibilità economica degli investimenti in ragione dei costi delle opere e degli impatti tariffari sugli utenti**: tra collegamento virtuale e rete di trasporto si stima un costo di investimento di 1,45 miliardi di euro, 157 milioni/anno di costi operativi e, a regime, un onere in bolletta di 285 milioni di euro annui. Non ultima,

[16] ARERA (2026) *Documento per la consultazione 135/2026/R/gas - Attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 settembre 2025, in materia di opere e infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna*, pag. 50

la decisione di ridurre i tempi amministrativi per il rilascio delle autorizzazioni alla ricerca, all'esplorazione o all'estrazione di gas e petrolio, con l'obiettivo di aumentare la produzione nazionale e ridurre la dipendenza energetica dall'estero. Il contributo della produzione nazionale di gas rimane però marginale sul totale dei consumi (5% del fabbisogno nazionale): tra 2024 e 2025 la produzione è aumentata di circa 0,5 miliardi di m^3. Secondo le analisi di Energy Square, se fossero prodotte tutte le riserve certe, probabili e possibili (78,7 miliardi di m^3) queste sarebbero in grado di coprire appena 15 mesi di consumi di gas. Con questi volumi aggiuntivi, in un mercato ormai integrato, l'impatto sul prezzo è trascurabile.

Nel suo quadro strategico 2026-2029 **ARERA riconosce la necessità di una pianificazione più integrata e coordinata delle infrastrutture energetiche**, assicurando che TSO e DSO sviluppino piani coerenti con gli scenari di elettrificazione. Inoltre, riconosce che con l'attuale regime tariffario vi sia un rischio di sovracapitalizzazione, da correggere con un approccio diverso e con meccanismi di remunerazione più flessibili e "*output-based*". Per il gas in particolare, **l'Autorità si propone di "accompagnare" il settore verso la decarbonizzazione riducendo i prelievi in linea con il PNIEC**, e prevede esplicitamente di sviluppare un trattamento regolatorio dedicato per "*eventuali e limitati interventi di nuova metanizzazione o di suo completamento*" sulla rete.

Le risorse del PNRR e l'evoluzione dei meccanismi incentivanti hanno accelerato gli investimenti nel biometano, sia nella riconversione degli impianti a biogas esistenti sia attraverso una maggiore flessibilità operativa e la semplificazione delle procedure autorizzative. Secondo un report del Politecnico di Milano, la capacità produttiva potrebbe salire a 2,9–3,8 mld Sm^3/anno nel 2030 e a 5,1–6,8 nel 2035, trainata in buona parte dal DM 2022. Resta però un divario di 1,9–2,8 mld Sm^3/anno rispetto all'obiettivo PNIEC di 5,7 mld Sm^3/anno al 2030. Permangono infatti criticità: un quadro normativo e incentivante incerto e instabile, tempi autorizzativi ancora lunghi, elevati costi e tempi di connessione alla rete, la frammentazione degli impianti, l'incertezza sulla disponibilità e sul costo delle materie prime.

Rispetto agli sviluppi normativi, l'attuazione del Regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano è entrata in una fase più avanzata, ma permangono ritardi nell'implementazione a livello nazionale: alla data della pubblicazione di questo progress report, il DDL S. 1836, che prevede la designazione delle autorità competenti per l'attuazione del Regolamento e disposizioni sul relativo regime sanzionatorio, non risulta ancora approvato: al 15 settembre 2026 era in corso di esame in Commissione al Senato. Il Regolamento prevedeva che gli Stati membri designassero almeno un'autorità competente e ne notificassero i recapiti alla Commissione entro il 5 febbraio 2025.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
⌖ Domanda di gas naturale di 42,5 Mtep al 2030 (54 mld di m^3) con un peso che scende al 33% sul fabbisogno di energia primaria ⌖ Domanda di biometano prevista in crescita fino a oltre 5 mld di m^3 al 2030	(=) Consumo gas 2025: 63,1 mld m^3, in crescita del 2,1% rispetto al 2024; rimane inferiore di 11,2 mld rispetto al 2019 X Consumo finale lordo di biometano 2025: 0,44 mld m^3, in aumento di appena 61 mln m^3 rispetto al 2024. La capacità produttiva attuale è di circa 0,9 mld m^3/anno.	X Assenza di una strategia di uscita dal gas X Proroga della concessione del terminale di rigassificazione a Piombino a tempo indeterminato X Raddoppio della capacità di trasporto dall'Azerbaijan attraverso il TAP rimane un obiettivo futuro X Metanizzazione della Sardegna (DPCM 09/2025): avviata la procedura amministrativa/espropriativa per il tratto Centro-Sud (fase 1)	(=) Nel DCO 135/2026/R/GAS di aprile 2026, l'Autorità esprime incertezza sulla sostenibilità economica degli investimenti gas in Sardegna (=) Nel quadro strategico 2026-2029, l'Autorità si pone l'obiettivo di adeguare il quadro regolatorio del settore del gas naturale in linea con gli obiettivi del PNIEC X Persistono le tensioni internazionali sul mercato del gas, con crescita dei rischi geopolitici. A settembre 2026 il prezzo del gas (TTF) ha superato i 70 €/MWh X La capacità di rigassificazione tedesca e lo sviluppo di nuove rotte nei Balcani riducono il ruolo dell'Italia come hub mediterraneo, confermando lo scenario di ECCO sui rischi di nuove infrastrutture gas (es. linea Adriatica)

7 / Industria e innovazione



Il processo di decarbonizzazione dell'industria italiana rimane uno degli aspetti più critici della transizione energetica nazionale. Sebbene il PNIEC 2024 abbia individuato come priorità l'elettrificazione, l'efficienza energetica, l'uso dell'idrogeno e la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS), i**l quadro delle misure concrete rimane disomogeneo, frammentato** e, ove allineato con gli obiettivi, privo di continuità nel tempo. Durante l'ultimo anno sono stati introdotti alcuni nuovi strumenti di sostegno agli investimenti industriali, ma, nonostante ciò, **l'assenza di una strategia unitaria che affronti sia i *CapEx* che gli *OpEx* degli investimenti in tecnologie più innovative continua a frenare la trasformazione strutturale del comparto manifatturiero.** Nel 2024 le emissioni del settore industriale sono pari a 66,3 $MtCO_{2eq}$, in calo del 7% rispetto al 2023. La riduzione complessiva delle emissioni raggiunge il 52% nel 2024 rispetto al 2005. Tale valore riflette in parte la dismissione delle produzioni primarie, come la chiusura dei cracker del chimico o i livelli produttivi dell'ex Ilva di Taranto ormai compromessi, e non solo i processi di decarbonizzazione ed efficientamento delle produzioni, rendendo complesso valutare in che misura le industrie italiane stiano investendo nella transizione energetica.

Le stime di ISPRA, inoltre, indicano un balzo a 77,4 $MtCO_{2eq}$ nel 2025 (+17%) - ipotesi però da verificare e non confermata da un pari aumento della domanda di gas[17]

Tra i principali provvedimenti normativi e meccanismi di incentivazione riconducibili alla decarbonizzazione industriale si possono citare:

- **Nuovo Piano Transizione 5.0 - Iperammortamento** (sostituto di Transizione 5.0) sostiene con un iperammortamento, per un valore stimato di 9,8 miliardi di euro, gli investimenti in beni strumentali avanzati e in impianti rinnovabili per l'autoconsumo.

[17] I dati sui consumi di gas (Snam) e le stime delle emissioni (ISPRA) non sono direttamente confrontabili e possono mostrare andamenti divergenti, principalmente per due ragioni. In primo luogo, le emissioni del settore dipendono in larga parte dal gas naturale, ma anche dall'impiego di altri combustibili fossili per la generazione del calore necessario durante i processi produttivi, in particolare, il gasolio. Una crescita delle emissioni a fronte di consumi di gas stabili o in calo potrebbe quindi riflettere, almeno in parte, un aumento dei consumi di gasolio, ipotesi che andrà verificata con i dati di vendita dei prodotti petroliferi. In secondo luogo, le stime ISPRA per il 2025 sono preliminari: sono elaborate a partire da indicatori indiretti e da bilanci energetici provvisori e saranno consolidate con la prossima edizione dell'inventario nazionale delle emissioni. Le tendenze qui descritte andranno quindi verificate alla luce dei dati definitivi.

A differenza del Piano precedente, non applica il principio DNSH, e quindi non esclude gli investimenti incoerenti con gli obiettivi climatici.

- **Fondo per la Transizione Industriale, gestito da Invitalia per conto del Ministero delle Imprese e del Made in Italy, destinato a sostenere gli investimenti delle imprese nella transizione ecologica**. Finanzia interventi di efficienza energetica, riduzione dell'uso delle risorse, riuso, riciclo e recupero di materie prime. L'ultimo bando, finanziato dal PNRR con €134 milioni, si è chiuso il 10 dicembre 2025; il 50% delle risorse era riservato alle imprese energivore. È quindi principalmente uno strumento di sostegno agli investimenti (*CapEx*) e alla trasformazione dei processi produttivi.

- L'**Energy Release 2.0** è un meccanismo rivolto alle imprese energivore. Il GSE anticipa loro energia elettrica a prezzo calmierato per 36 mesi; in cambio, le imprese si impegnano a realizzare, direttamente o tramite terzi, nuova capacità rinnovabile, con cui restituire l'energia ricevuta nell'arco di 20 anni. L'obiettivo è ridurre i costi energetici dell'industria nel breve termine e accelerare lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili nel lungo periodo. A gennaio 2026 risultavano sottoscritti 476 contratti, per circa 22,5 TWh assegnati a clienti energivori e aggregatori. Nel giugno 2026 il GSE ha inoltre pubblicato gli esiti della procedura competitiva attraverso cui soggetti terzi possono assumere l'obbligo di realizzare la nuova capacità rinnovabile necessaria a restituirel'energia anticipata.

- Per le imprese esposte al rischio di *carbon leakage* opera il **Fondo per la transizione energetica nel settore industriale**, gestito dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica tramite Acquirente Unico. Il Fondo compensa fino al 75% dei costi indiretti dell'EU ETS trasferiti sul prezzo dell'elettricità. Non finanzia direttamente nuovi investimenti: l'aiuto è condizionato soltanto all'esecuzione di un audit energetico e all'attuazione delle raccomandazioni, con tempo di ritorno entro tre anni. Nel 2025 sono stati destinati 600 milioni di euro alla compensazione dei costi sostenuti nel 2024.

- Dal 2026 è operativo il **Conto Termico 3.0**. Gestito dal GSE, con un limite di spesa di 900 milioni di euro annui, incentiva l'efficienza energetica negli edifici esistenti e la produzione di calore rinnovabile da impianti di piccola taglia (fino a 2 MW). Esclude per le imprese le apparecchiature alimentate da combustibili fossili. È valutato positivamente, nonostante i volumi finanziari limitati.

- Si segnala che il **decreto FER-T** non risulta ancora entrato in vigore. Questo strumento è concepito per sostenere la produzione di calore da fonti rinnovabili in impianti di maggiore taglia rispetto a quelli coperti dal Conto Termico e risulta quindi potenzialmente rilevante per applicazioni industriali.

Il processo per la definizione della Strategia Industriale italiana è proseguito con la pubblicazione, il 29 gennaio 2026, del **Libro Bianco "Made in Italy 2030"**. La strategia non

integra pienamente la decarbonizzazione e la competitività industriale e continua ad attribuire un ruolo rilevante alle fonti fossili.

Resta inoltre limitato l'utilizzo dei proventi delle aste dell' EU ETS per la transizione. Tra il 2012 e il 2024 l'Italia ha incassato circa 18,2 miliardi di euro, ma solo il 9%, circa (1,6 miliardi) è stato effettivamente speso per interventi di contrasto ai cambiamenti climatici. Le risorse ETS potrebbero invece rappresentare una fonte stabile per finanziare la decarbonizzazione industriale

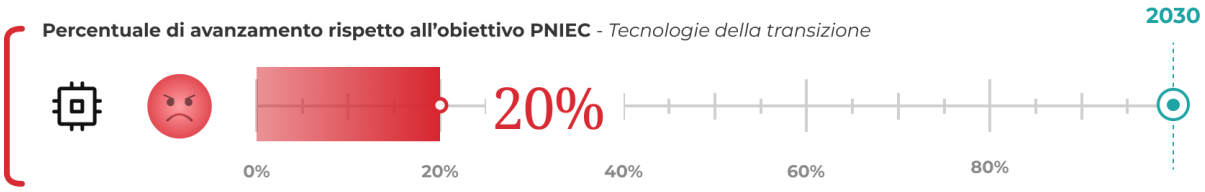
A luglio, la Commissione europea ha presentato la proposta di revisione della Direttiva ETS1, con l'obiettivo di allineare il sistema al target climatico europeo entro il 2040 e rafforzare la competitività industriale. La revisione, pur mantenendo l'avvio della riduzione delle quote gratuite per i settori CBAM dal 2026, ne rallenta il *phase-out* a partire dal 2028 e ne propone la completa eliminazione nel 2038, anziché nel 2034.

Parallelamente, l'avvio dell'ETS2 è stato rinviato dal 2027 al 2028. Il nuovo sistema riguarderà edifici, trasporto stradale ed ulteriori settori, tra cui le imprese non coperte dall'ETS1. L'obbligo ricadrà sui fornitori di combustibili, ma i costi potranno venire riflessi sui prezzi pagati dalle imprese.

Infine, **la crisi dell'ex Ilva di Taranto è entrata in una fase ancora più critica.** L'11 settembre 2026 la Corte d'Appello di Milano ha confermato lo stop dell'area a caldo, cioè la parte dell'acciaieria in cui avvengono le fasi primarie della produzione dell'acciaio, entro il 28 ottobre 2026, facendo prevalere la tutela della salute della popolazione esposta alle emissioni dello stabilimento. La decisione incide anche sulla gara: restano le offerte di Jindal e Flacks, mentre Federacciai ha presentato una manifestazione di interesse non vincolante rispetto all'area a freddo. Senza l'area a caldo, l'Italia non produce più acciaio da minerale ferroso e, per ottenere lo stesso prodotto, dovrebbe alimentare i laminatoi con semilavorati di acciaio prodotti altrove, aumentando la dipendenza dalle importazioni e indebolendo così la competitività del comparto.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi (stime)	Valutazione politiche	Esempi
♦ Piano decarbonizzazione industria con specificità settori produttivi ♦ Strumenti per la gestione delle implicazioni sociali della transizione: impatti occupazionali e formazione ♦ Sostituzione dei fossili mediante l'elettrificazione per il calore richiesto a media e bassa temperatura. ♦ Idrogeno, biometano e CCS per industrie Hard to Abate e calore ad alta temperatura	(=) **Settore industria:** Emissioni 2024 di 66,3 MtCO2eq, in diminuzione rispetto al 2023. Le stime al 2025 indicano un aumento a 77,4 MtCO2eq (=) **Settore industria ESR:** Emissioni 2024 di 29,6 MtCO2eq, in calo del 9% rispetto al 2023. Le stime al 2025 indicano un aumento a 39,6 MtCO2eq (=) **Settore industria ETS:** Emissioni 2024 di 36,7 MtCO2eq, in calo del 5% rispetto al 2023. Le stime al 2025 indicano un aumento a 37,8 MtCO2eq	X Libro Bianco (=) Nuovo Piano Transizione 5.0 (=) Fondo per la Transizione Industriale ✓ Energy Release 2.0 ✓ Conto Termico 3.0 (=) FER T X Utilizzo dei proventi ETS ancora limitato al 9% (=) Fondo per la Transizione Energetica nel Settore Industriale	X Ex-Ilva, chiusura dell'area a caldo e continua incertezza gestionale X Costo energia

8 / Tecnologie della transizione



Il PNIEC individua otto ambiti tecnologici prioritari per accompagnare la transizione energetica e industriale verso il 2030. **Nel corso del 2026 diversi strumenti di sostegno sono entrati in una fase più avanzata di attuazione, ma il quadro resta frammentato e non ancora pienamente adeguato a garantire continuità nel medio-lungo periodo.**

Sul fronte delle tecnologie per la transizione, il principale strumento resta il **Contratto di sviluppo - Net Zero**, finalizzato a rafforzare le catene produttive europee di tecnologie verdi quali batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore, elettrolizzatori e CCUS, includendo anche componenti chiave e materie prime critiche. La misura dispone di circa 1,74 miliardi di euro e lo sportello si è chiuso il 21 aprile 2026.

Prosegue anche il sostegno attraverso gli **IPCEI**, utilizzati per finanziare grandi progetti industriali innovativi nelle filiere delle batterie, della microelettronica e dell'idrogeno. In particolare, l'IPCEI Hy2Use sostiene infrastrutture e applicazioni industriali dell'idrogeno, con circa 395 milioni di euro di risorse italiane. Nel luglio 2026 è stato inoltre pubblicato un nuovo bando dedicato al Clean Hydrogen, con una dotazione di 82,6 milioni di euro.

La **Strategia Nazionale Idrogeno** continua a rappresentare il principale riferimento per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Nel 2026 il quadro di sostegno si è rafforzato con un nuovo regime nazionale da 6 miliardi di euro, approvato fino alla fine del 2029 e destinato alla produzione di idrogeno rinnovabile per l'industria e i trasporti, attraverso procedure competitive e contratti per differenza. Nonostante questo rafforzamento, permane la necessità di accelerare significativamente lo sviluppo della produzione nazionale per avvicinarsi agli obiettivi fissati per il 2030.

Anche il **biometano** continua a mostrare un forte divario rispetto agli obiettivi del PNIEC. La stima di produzione al 2025 è di 0,4 miliardi di m^3, molto distante dal target di 5,7 miliardi di m^3 al 2030. Nel 2026 sono state inoltre introdotte misure che facilitano l'utilizzo del biometano nei settori industriali difficili da decarbonizzare. Le imprese, anche in forma aggregata, possono acquistare e utilizzare biometano prodotto in siti diversi dai propri, fino a un massimo del 35% dei propri consumi. Il GSE promuove servizi volontari di aggregazione tra domanda e offerta di biometano; e nei contratti di compravendita devono essere indicate le singole voci di costo, sotto il monitoraggio del GSE e di ARERA.

Sul fronte della **cattura e dello stoccaggio della CO_2**, la prima fase del progetto Ravenna CCS, sviluppato da Eni e Snam, è operativa dal 2024 e prevede la cattura e lo stoccaggio di circa 25 $ktCO_2$ l'anno. L'obiettivo è sviluppare progressivamente un hub per lo

stoccaggio della CO_2 proveniente anche da altri impianti industriali. Nel maggio 2026 Eni ha presentato al MASE l'istanza di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) per la Fase 2, che prevede di arrivare a circa 4 $MtCO_2$ l'anno entro il 2030. A fronte di questo forte aumento di scala, non sono stati resi pubblici dati quantitativi sulle emissioni effettivamente catturate e stoccate nella Fase 1, oltre alle dichiarazioni sull'efficienza del sistema di cattura. Nel 2026 il Governo ha inoltre previsto che ARERA definisca un primo quadro regolatorio per l'accesso alle infrastrutture di trasporto e ai siti di stoccaggio della CO_2, in attesa di una disciplina organica della filiera CCUS.

Per quanto riguarda il **nucleare**, il disegno di legge delega sul nucleare sostenibile, approvato dalla Camera il 4 giugno 2026, è stato definitivamente approvato dal Senato il 23 settembre 2026. La legge delega il Governo ad adottare, entro dodici mesi dalla sua entrata in vigore, uno o più decreti legislativi per definire un nuovo quadro normativo sul nucleare. Il quadro riguarderà la produzione di energia, anche da impianti modulari e avanzati, la filiera del combustibile, lo smantellamento degli impianti, la gestione dei rifiuti radioattivi, la ricerca sulla fusione e il riordino delle competenze in materia di sicurezza. L'eventuale contributo del nucleare è tuttavia atteso oltre il 2030 e non risulta quindi determinante per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC di questo decennio.

Sono avanzati anche gli strumenti per le **rinnovabili e per i sistemi di accumulo**. La prima asta del MACSE ha assegnato circa 10 GWh di nuova capacità di stoccaggio, con entrata in esercizio prevista nel 2028. Ad agosto 2026 è inoltre entrato in vigore il FER X definitivo, che sostiene fino a circa 37,15 GW di nuova capacità rinnovabile entro il 2030, tramite contratti per differenza a due vie e aste competitive per gli impianti di taglia maggiore.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi (stime)	Valutazione politiche	Esempi
♦ Sviluppo al 2030 di: – stoccaggio energia elettrica (accumuli); – fonti rinnovabili; – idrogeno; – combustibili rinnovabili diversi dall'idrogeno; – nucleare; – CCUS; – tecnologie di rete e digitalizzazione; – materie prime critiche e materiali per la transizione e relative filiere	X **Stima consumo idrogeno rinnovabile:** 252 kt entro il 2030. Capacità produttiva idrogeno rinnovabile al 2025: 0,25 kt. (=) Progetto CCS di Ravenna, presentata l'istanza VIA per la fase 2 X **Produzione biometano al 2025:** 0,4 mld di mc. Obiettivo PNIEC al 2030: 5,7 mld di mc	(=) Contratti di sviluppo Net-Zero ✓ Rafforzamento di programma IPCEI (=) Avanzamento DDL Nucleare Sostenibile ✓ FER X definitivo	✓ Nuovo regime da €6 mld per la produzione di idrogeno rinnovabile ✓ Prima asta MACSE: assegnati circa 10 GWh di nuova capacità di accumulo (=) Nucleare: iter normativo avanzato, ma contributo atteso oltre il 2030 ✓ FER X: sostegno a oltre 37 GW di nuova capacità rinnovabile

9 / Edifici



Il settore civile ha un ruolo centrale nella transizione energetica: è quello che incide di più sui consumi finali di energia in Italia, come nel resto d'Europa. Nonostante questo, si trova attualmente fuori traiettoria rispetto agli obiettivi del PNIEC su tutti i fronti: emissioni, quota di rinnovabili e consumi.

Secondo i dati ENEA, nel 2024 il consumo di energia finale nel settore civile (edifici) è stato di 43,8 Mtep (40,7% dei consumi nazionali), ripartito in 27 Mtep nel residenziale (gas 49,2%, elettrico 21,1%, biocombustibili 17,3% in particolare legna e pellet) e 17 Mtep nel terziario (elettrico 50%, gas 33%, rinnovabili 13% trainate dalle pompe di calore). **Le pompe di calore restano sotto il potenziale nel residenziale**: secondo Assoclima, delle 22 milioni installate, solo 3,8 milioni sono l'unico riscaldamento domestico; inoltre il mercato, dopo la spinta Superbonus, si è stabilizzato nel 2025, con vendita delle taglie residenziali in calo (-4,4%) e di quelle medio-grandi in crescita (+11,6%, anche da PNRR).

Sul fronte emissivo, il PNIEC fissa un target di -41,6% al 2030 rispetto al 2005 per il settore civile (inteso come residenziale, terziario e agricoltura). Secondo i dati ISPRA, nel 2024 le emissioni si sono attestate a 66,8 $MtCO_{2eq}$, invariate rispetto al 2023, ma in controtendenza rispetto al calo medio nazionale (-3,6%). Le stime di ISPRA indicano un balzo a 71,9 $MtCO_{2eq}$ nel 2025 (+7,7%), trainato dal residenziale (+13,2%) per la maggiore domanda di riscaldamento - ipotesi però da verificare e non confermata da un pari aumento della domanda di gas[18].

[18] I dati sui consumi di gas (Snam) e le stime delle emissioni (ISPRA) non sono direttamente confrontabili e possono mostrare andamenti divergenti, principalmente per due ragioni. In primo luogo, le emissioni del settore dipendono in larga parte dal gas naturale, ma anche dall'impiego di altri combustibili fossili per il riscaldamento, in particolare gasolio e GPL. Una crescita delle emissioni a fronte di consumi di gas stabili o in calo potrebbe quindi riflettere, almeno in parte, un aumento dei consumi di gasolio da riscaldamento, ipotesi che andrà verificata con i dati di vendita dei prodotti petroliferi. Inoltre, i prelievi dalle reti di distribuzione rilevati da Snam includono anche piccole utenze commerciali e industriali, e non coincidono quindi esattamente con il perimetro del settore civile dell'inventario. In secondo luogo, le stime ISPRA per il 2025 sono preliminari: sono elaborate a partire da indicatori indiretti e dai bilanci energetici provvisori e saranno consolidate con la prossima edizione dell'inventario nazionale delle emissioni. Le tendenze qui descritte andranno quindi verificate alla luce dei dati definitivi.

Per quanto riguarda la quota di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali, il Piano fissa per gli edifici un target FER del 40,1% (elevato al 42,5% con il recepimento RED III, D.Lgs. 5/2026) e una quota termica del 36% (17,6 Mtep, di cui il 60% da bioenergie e biometano e il 30% da pompe di calore). Anche in questo caso i progressi sono minimi :nel 2025 la quota di rinnovabili è ferma al 20,5% (20,4% nel 2020), ben al di sotto del 25,3% indicato nella traiettoria PNIEC. Nel riscaldamento e raffrescamento la quota si attesta al 20,6%, 3,9 punti sotto il 24,5% atteso.
Il D.Lgs. 5/2026 di recepimento RED III è arrivato con 8 mesi di ritardo (Italia al parere motivato d'infrazione) e introduce nuove soglie minime di FER per gli edifici: 60% per le nuove costruzioni, 40% per le ristrutturazioni importanti di primo livello, 15% per il secondo livello.

I limiti di budget aggravano il quadro: il Conto Termico 3.0 (2026) ha ampliato la platea e gli interventi senza aumentare i fondi (900 mln/anno), esaurendo le risorse in un mese (1,3 mld di richieste) e costringendo il GSE a sospendere temporaneamente il portale. Il Reddito Energetico Nazionale ha esaurito rapidamente le dotazioni sia nel 2024 che nel 2025 (il bando 2026 non è stato rifinanziato) e i ritardi nella realizzazione degli impianti già ammessi hanno richiesto una proroga dei termini da 12 a 18 mesi.

Sui consumi finali, il PNIEC fissa per l'Italia un target di consumi finali totali di energia pari a 101,7 Mtep al 2030. Questo target corrisponde a una riduzione dei consumi finali annuali di energia del 9% dal 2022 al 2030, di cui 3,9 Mtep attribuiti ai settori residenziale (2,7 Mtep) e terziario (1,2 Mtep). Questo richiederebbe al settore civile 73,4 Mtep di risparmi cumulati 2021-2030 attraverso il portafoglio di politiche attive (art. 8). Nel 2025 le misure monitorate da ENEA[19] hanno raggiunto un risparmio annuale di più di 5 Mtep (85% del target intermedio), per un cumulato di 17,2 Mtep (23% del target 2030, contro un atteso 32%) - insufficiente comunque a invertire la crescita dei consumi assoluti (43,8 Mtep nel 2024, da 43,1 nel 2023). Il dato 2025 non è ancora consolidato, ma le rilevazioni trimestrali di ENEA descrivono consumi "stazionari" rispetto al 2024.

Questo ritardo si accompagna al depotenziamento delle detrazioni fiscali: nonostante il Piano le indichi come principale strumento per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica (con un contributo stimato superiore al 50%), la riforma introdotta dalla Legge di Bilancio 2025 si muove in una direzione diversa. Ha infatti apportato modifiche sostanziali ai *bonus* "ordinari", riducendo le aliquote fiscali: nel 2025 la percentuale scende dal 50% al 36% (salvo il caso dell'abitazione principale, per cui resta al 50%), e al 30% per il 2026 e il 2027 (36% per la prima casa). La Legge di Bilancio 2026 si è limitata a prorogare per un altro anno le aliquote del 2025, rinviando questo ulteriore taglio al 2027, ma resta confermata l'eliminazione del differenziale tra *Ecobonus* e Bonus Casa, uniformando le agevolazioni e riducendo la premialità, e quindi l'attrattività, degli

[19] Il dato include: Certificati Bianchi, Conto Termico, Detrazioni fiscali (Superbonus, Ecobonus, Bonus Casa e Bonus Facciate), Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica, Piano Transizione 4.0, Politiche di Coesione, Campagne d'informazione e Mobilità sostenibile.

interventi di efficienza energetica. Le detrazioni fiscali continuano a generare la quota maggioritaria dei risparmi (2,7 Mtep sui 5 Mtep totali), ma il loro contributo aggiuntivo si sta progressivamente riducendo. I risparmi annuali continuano a crescere, ma a un ritmo sempre più lento: nel 2025 gli interventi incentivati hanno aggiunto 0,24 Mtep di nuovi risparmi rispetto all'anno precedente, contro 0,38 Mtep nel 2024 (−37%) e 0,68 Mtep nel 2023 (−64%). **Restano molteplici le criticità legate all'equiparazione degli incentivi per l'efficienza energetica a quelli per la ristrutturazione edilizia**: questa scelta non riduc i costi energetici delle famiglie, non garantisce accesso alle misure a chi è in affitto (20% delle famiglie), penalizza l'occupazione e la catena del valore e non premia la qualità e l'efficacia degli interventi.

Il **Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE)** resta lo strumento meno efficace del portafoglio a causa di un significativo ritardo nell'emanazione del decreto ministeriale di riforma del Fondo: dei 284,8 milioni di euro complessivamente stanziati, solo 18,4 milioni risultano mobilitati a fine 2025. Di conseguenza, a fronte di un obiettivo PNIEC di 73,4 Mtep cumulati al 2030, il valore realizzato ammonta a circa 4000 tep, appena lo 0,005% del target.

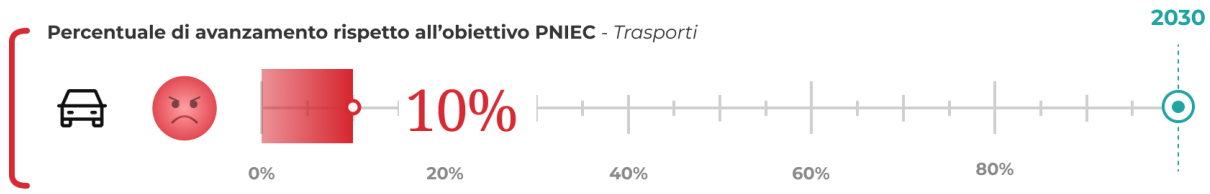
Secondo i dati SIAPE, a settembre 2026 il 49,3% degli oltre 6,6 milioni di Attestati di Prestazione Energetica residenziali cumulati si colloca nelle classi F o G. Proprio su questo segmento l'EPBD chiederebbe di concentrare almeno il 55% del risparmio energetico, ma in assenza del recepimento della Direttiva e del relativo Piano Nazionale di Ristrutturazione manca ancora un quadro normativo e una tabella di marcia vincolante. Allo stesso tempo, l'Osservatorio immobiliare FIAIP rileva un ridimensionamento, rispetto al 2024, del peso che la performance energetica esercita come driver della domanda di immobili: un arretramento rispetto alla spinta che sembrava consolidarsi negli anni del Superbonus e un segnale di come, in assenza di una premialità chiara per l'efficienza, il mercato torni a considerarla un fattore marginale.

Nonostante un ritardo di un anno, un segnale incoraggiante arriva dal Piano Sociale per il Clima (PSC), approvato dal Consiglio dei Ministri il 4 agosto 2026 e ora in negoziato con la Commissione, con 9,35 mld per il 2026-2032 (3,295 mld per gli edifici, in particolare ERP e microimprese vulnerabili). Metà delle risorse ERP confluirà nel Piano Casa 2026 (PSC, pag. 63), descritto come "canale attuativo interno": resta da verificare che sia realmente addizionale e che produca un miglioramento energetico misurabile. A questo si aggiunge un rischio sulla dotazione stessa: il rinvio dell'ETS2 dal 2027 al 2028, da cui il Fondo Sociale Clima trae le risorse, ridurrà le entrate nel primo anno, imponendo un Piano ridimensionato rispetto alle previsioni originarie.

Il quadro complessivo non è mutato rispetto all'anno precedente: manca il recepimento di direttive europee cardine come EPBD ed Efficienza Energetica (EED), così come strumenti attuativi adeguati e stabili nel tempo, oltre a una riforma fiscale che riequilibri il peso delle componenti fiscali e parafiscali tra elettricità e gas, oggi penalizzante per la competitività delle tecnologie elettriche e per le scelte di investimento delle famiglie.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Riduzione emissioni: fino a 56 $MtCO_{2eq}$ al 2030 (-41,6% rispetto al 2005; -29,1% rispetto al 1990), con consumi energetici finali pari a 39,6 Mtep (26,6 residenziale e 13,0 terziario) ♦ Quota di FER nel settore civile di 40,1% al 2030, ma con il recepimento della RED III (D.Lgs. 9 gennaio 2026, n. 5) la quota si alza a 42,5% ♦ Quota di consumi FER: prevista vicina al 36% per riscaldamento e raffrescamento nel 2030 (60% da biometano e bioenergie, 30% da pompe di calore) ♦ Riduzione dei consumi finali di energia da 112 a 102 Mtep tra il 2022 e il 2030, di cui il 40% (3,9 Mtep) deve provenire dal settore civile	**X** Emissioni 67 $MtCO_{2eq}$, stabili rispetto al 2023 e le stime preliminari 2025 indicano un aumento a 72Mt **X** Quota FER stazionaria da 20,4% nel 2020 a 20,5% nel 2025, contro il 25,3% previsto nella traiettoria PNIEC **(=)** 43,8 Mtep nel 2024, in crescita rispetto al 2023 (43,1 Mtep). Stabili nel 2025	**X** Ecobonus e Bonus Casa alle stesse aliquote del 2025, senza premialità per interventi di efficienza energetica **(=)** Conto Termico 3.0: estensione platea e degli interventi ammissibili, ma senza aumento dei fondi ✓ PSC: Stanziati 3,295 mld per gli edifici (di cui 1,95 mld per l'ERP), ma metà ERP confluirà nel Piano Casa 2026, con un rischio di non addizionalità delle risorse ✓ RED III recepita **X** Mancato recepimento della Direttiva EPBD IV e della relativa presentazione Piano Nazionale di Ristrutturazione.	**X** Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE), sfruttati solo 18 mln su 284 disponibili **(=)** Mercato pompe di calore stabilizzato post-Superbonus. Solo 3,8 mln delle 22 mln installate sono l'unico riscaldamento in casa **X** Crescita annua incentivi fiscali diminuita del 37% nel 2025 **X** 49,3% degli edifici residenziali con APE ancora in classe F-G

10 / Trasporti

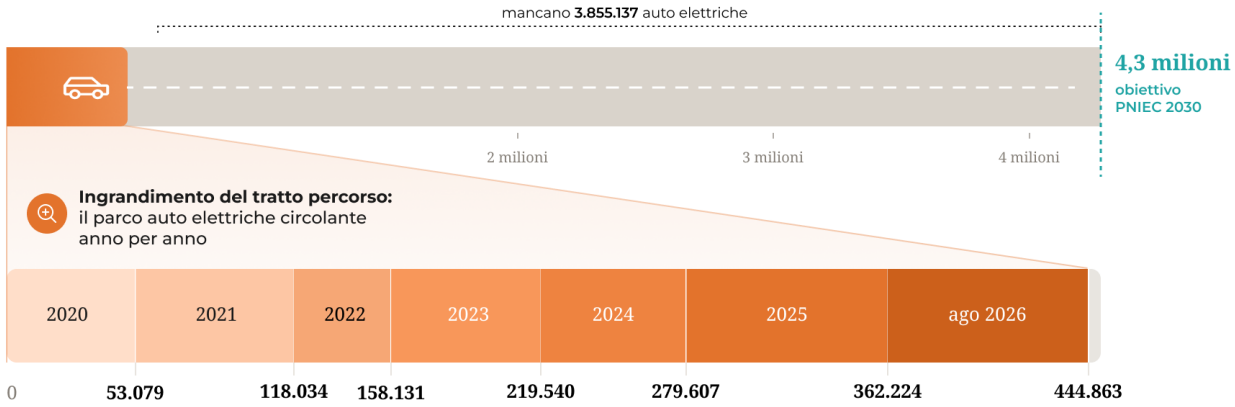


Con **113,3 $MtCO_{2eq}$ di** emissioni di gas serra nel 2024, pari al 31,3% del totale nazionale, in aumento rispetto al 2023 (+4%), i trasporti rappresentano il **principale settore per emissioni in Italia**. **Le emissioni dei trasporti risultano in crescita sia rispetto al periodo pre-pandemia,** +7% vs 2019, sia rispetto al 1990, +11%. Secondo le proiezioni di ISPRA, **nel 2025 le emissioni avrebbero generato una leggera contrazione rispetto al 2024, scendendo a 109,56 $MtCO_{2eq}$ (-3,3%).** Circa **il 92% di queste emissioni è imputabile al solo trasporto su strada.**

/ FIGURA 6

La strada verso l'elettrificazione dei trasporti è ancora lunga

Oggi circola appena il 10% delle auto elettriche previste dal PNIEC per il 2030. Il restante 90% dovrebbe essere raggiunto in poco più di quattro anni.



Il numero sotto ogni confine è il totale di auto elettriche in circolazione alla fine di quell'anno.

Nota metodologica: parco circolante di auto a batteria (BEV) a fine anno; il dato 2026 si riferisce ad agosto. Il dataset non riporta le immatricolazioni annue.
Fonte: elaborazione ECCO su dati Piattaforma di monitoraggio PNIEC, Motus-E (agosto 2026) e PNIEC 2024.

Nel 2024, i consumi finali di energia del settore risultano pari a 38 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), 4,5 milioni di tonnellate in più rispetto al 1990 (+14%). Di queste il 91% è imputabile al consumo di carburanti nel trasporto su strada.

La quota di fonti di energia rinnovabile per i trasporti (FER-T) risulta pari a 2,5 Mtep di consumi finali lordi, **il 29% in meno rispetto al valore di riferimento atteso per il 2025** (3,5 Mtep) nella proiezione all'obiettivo 2030 (7,3 Mtep). Il maggior contributo delle FER-T si registra dai biocarburanti avanzati (1,3 Mtep) e non avanzati (0,6 Mtep). Il biometano

incide per ulteriori 0,3 Mtep, mentre il contributo di elettricità rinnovabile rimane a 0,3 Mtep, di cui per la maggior parte associata ai consumi ferroviari e solo in minima parte ai consumi del settore della mobilità passeggeri e merci su strada. Con riferimento alla metodologia di calcolo della Direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), che assegna criteri di conteggio premiali a seconda della tipologia di fonte rinnovabile consumata nel settore, il contributo ai consumi finali lordi complessivi delle FER-T risulta pari all'8,9%, contro un valore del 15% preso a riferimento per la traiettoria verso l'obiettivo del 34,2% al 2030.

In merito all'**elettrificazione della mobilità su strada**, il PNIEC prevede un obiettivo di 4,3 mln di auto elettriche a batteria (BEV) entro il 2030. Ad agosto 2026, il **numero di veicoli elettrici BEV circolanti in Italia risultava pari a 445 mila BEV; un decimo dell'obiettivo.** Nel 2025, la quota di nuove immatricolazioni annue **è stata pari a un 6% medio**, raggiunta grazie all'effetto dell'entrata in vigore, a novembre, del decreto ministeriale dell'8 agosto 2025 che stanziava 597 milioni di euro per incentivi dedicati esclusivamente a vetture BEV. **Negli otto mesi di durata dello schema, fino a giugno 2026, la quota di nuove immatricolazioni di vetture elettriche ha raggiunto il 9% medio** per poi tornare a livelli pre-incentivi nei mesi di luglio e agosto 2026, mentre nello stesso periodo la **media di nuove immatricolazioni BEV in Europa è arrivata al 22% medio**, con i principali mercati europei proiettati verso il 30% delle immatricolazioni entro l'anno (nel periodo gennaio-luglio la Germania è al 26% e la Francia al 29%).

Il programma si è concluso a giugno 2026 e non è stato sostituito da un nuovo schema dedicato esclusivamente alle auto elettriche.

Le scelte più recenti del Governo non sembrano voler cambiare questa impostazione e incidere in modo più deciso sulla transizione all'elettrico nella mobilità. Con il DPCM del 10 giugno 2026 sono state rimodulate le risorse del Fondo Automotive con circa 1,34 miliardi di euro disponibili nel quinquennio 2026-2030. Di questi, circa il 70% è destinato alla transizione delle imprese attraverso accordi per l'innovazione e contratti di sviluppo, mentre il restante 30%, circa 400 milioni di euro, finanzia misure molto eterogenee: incentivi per l'acquisto di motocicli e veicoli commerciali sia elettrici sia con motorizzazioni tradizionali, contributi per l'installazione di impianti GPL e metano sui veicoli circolanti, incentivi per le infrastrutture di ricarica domestica e un programma sperimentale di noleggio sociale a lungo termine aperto anche ad autovetture con emissioni fino a 135 gCO2/km. **Dietro questa architettura si riconosce il principio della neutralità tecnologica**, che il Governo ha assunto come paradigma delle politiche industriali e della mobilità, con l'effetto di ripartire **risorse scarse** su un ampio ventaglio di opzioni tecnologiche. Questa dispersione non consente di raggiungere la **massa critica** necessaria a orientare il mercato verso le tecnologie elettriche, più efficienti ed efficaci nelridurre sia i costi di trasporto per gli utenti, siale emissioni climalteranti e inquinanti.

Per recuperare il ritardo sugli obiettivi del PNIEC e favorire l'attivazione di un ciclo virtuoso di investimenti privati nella mobilità elettrica, il Governo può **riattivare gli incentivi alla domanda di veicoli elettrici utilizzando una parte delle risorse della clausola di salvaguardia nazionale del Patto di stabilità e crescita**. La clausola, attivata

per le spese nella difesa, è stata estesa agli interventi riconducibili alla sicurezza energetica e le misure di sostegno alla domanda di veicoli elettrici risultano compatibili con i relativi criteri di ammissibilità. **Lo schema di incentivazione del 2025 offre una base già disponibile**: i criteri di accesso, la selezione dei beneficiari e i meccanismi di erogazione sono stati definiti e collaudati, e possono essere riutilizzati con aggiustamenti limitati. La riduzione dei massimali di contributo per veicolo, in particolare, consentirebbe di ampliare la platea dei beneficiari a parità di risorse impegnate, mantenendo l'impianto originario di targeting sui redditi medio-bassi e sulle aree a elevato pendolarismo.

A queste misure dovrebbero accompagnarsi ulteriori riforme di stimolo alla mobilità elettrica, a partire dal completamento e rafforzamento della **revisione delle aliquote fiscali sui fringe benefit per le flotte di auto aziendali** introdotta nella Legge di Bilancio 2025. La riforma non ha infatti portato a un incremento delle auto aziendali elettriche, le cui immatricolazioni nei primi sei mesi del 2026 risultano ancora inferiori a quelle del settore privato (6% vs 11%, scorporando le relative quote). Per contro, ha favorito il mercato delle ibride plug-in (PHEV), le cui emissioni di ciclo di guida "real world" risultano fino a quattro volte superiori rispetto a quelle dichiarate dai cicli di omologazione convenzionali, a causa degli elevati consumi di carburante causati dalle limitate percorrenze che vengono effettuate in modalità elettrica con questi veicoli. Il completamento della riforma dovrebbe prevedere la **detassazione integrale ai fini IRPEF** dei fringe benefit per le auto a emissioni zero e una **graduale eliminazione** dei vantaggi fiscali per le vetture tradizionali. In parallelo, andrebbe rivisto **l'intero sistema di agevolazioni** riconosciute ai veicoli aziendali non elettrici – dalla **deducibilità dei costi di acquisto** alla **detraibilità dell'IVA** alla **tassa di immatricolazione** – ancorandole ad un **criterio oggettivo** con una **metrica riferita alle emissioni di CO2 dei veicoli**. Un **quadro fiscale stabile e progressivo**, fondato su tale principio, favorirebbe un **rapido aumento delle immatricolazioni di veicoli elettrici**, la **crescita del mercato dell'usato a zero emissioni** e un **impatto positivo per il bilancio pubblico**, come dimostrano esperienze analoghe in altri Paesi europei, tra cui il **Belgio**.

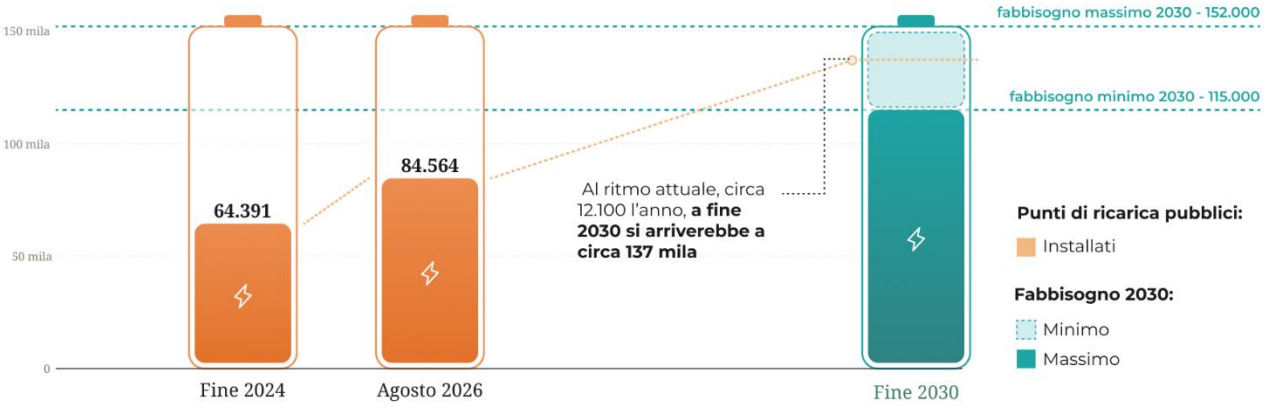
Per quel che riguarda **l'infrastruttura di ricarica elettrica dei veicoli**, al primo semestre 2026 si registra un totale di oltre 84.500 punti di ricarica, in aumento del 19% rispetto al 2025. Per il 71%, si tratta di punti di ricarica con erogazione di elettricità in corrente alternata fino a 50 kW di potenza, per il 21% di punti di ricarica veloci con potenza di erogazione compresa tra 50 e 149 kW e per l'8% di punti di ricarica ultra-veloci con potenza superiore a 150 kW. Questo sviluppo dimostra la disponibilità degli operatori a investire in vista della crescita della domanda di veicoli. **Il potenziamento della rete di infrastrutture di ricarica, soprattutto nel corridoio TEN-T** per le ricariche ad alta potenza sia per il traffico passeggeri che per quello delle merci, deve rimanere una priorità di sviluppo del Paese. Per favorire tale processo e,, allo stesso tempo, incrementare la flotta di veicoli elettrici circolanti, è auspicabile un intervento di **riforma fiscale mirato a eliminare le distorsioni dovute al peso delle componenti parafiscali (Asos) che gravano sulle tariffe di ricarica elettrica pubblica**, e in particolare proprio sul servizio erogato in media tensione e alta potenza. Le **risorse per finanziare tale**

misura possono essere recuperate in un quadro di riforma coordinata della fiscalità energetica dei carburanti e dei Sussidi Ambientalmente Dannosi per l'energia.

/ FIGURA 7

Le colonnine corrono più delle auto

Dal 2024 i punti di ricarica pubblici sono cresciuti del 31%.
Al ritmo attuale nel 2030 copriremo il 90% del fabbisogno massimo.



Nota metodologica: punti di ricarica a uso pubblico. Il fabbisogno al 2030 è una stima di Motus-E (115.000-152.000). Il ritmo attuale è calcolato tra fine 2024 e agosto 2026 (20 mesi); **Fonte:** elaborazione ECCO su dati Motus-E (2024; agosto 2026) e Piattaforma di monitoraggio PNIEC (parco auto elettriche BEV).

Il **PNIEC** non definisce obiettivi quantitativi di **riduzione del parco auto circolante**, né stima il contributo che le **politiche di mobilità sostenibile** incluse nel Piano potrebbero fornire alla **decarbonizzazione del settore dei trasporti**. Attualmente, il parco auto italiano conta circa **41 mln di veicoli** con un **tasso di motorizzazione nazionale** di **701 auto ogni 1.000 abitanti**, il più alto d'Europa, a fronte di una **media UE di 584** (Eurostat, 2026). Per **invertire questa tendenza** e favorire una **mobilità più sostenibile e razionale**, è necessario sostenere e rafforzare le **politiche locali** per promuovere il **trasporto pubblico**, l'**intermodalità** e la **mobilità condivisa**. Va in questa direzione la proposta di allocazione delle risorse del **Piano Sociale per il Clima**, che,, tuttavia, per sua natura è destinata a incidere solo marginalmente sulla dimensione del problema e dovrà essere affiancata da ulteriori misure strutturali. Queste dovranno agire da un lato **sull'incremento dell'offerta di linee e mezzi di trasporto pubblico locale**, anche nelle aree periferiche, nonché sulla regolazione **dei flussi di traffico urbano** attraverso la **limitazione dell'accesso alle auto ai centri cittadini** e l'**adozione di piani di moderazione della velocità** accompagnati da una rivisitazione urbanistica delle aree condivise, sull'esempio delle iniziative "**Città 30**". Tale percorso deve essere intrapreso in un quadro di governance coordinato e orientato alla riduzione complessiva delle emissioni e del numero di veicoli in circolazione, con ricadute positive per la collettività, anche in ambito sanitario, per la **riduzione della mortalità** da incidenti e da inquinamento atmosferico locale.

Obiettivi Italia	Dove siamo oggi	Valutazione politiche	Esempi
♦ Riduzione emissioni al 2030: 72 $MtCO_{2eq}$ (-42,7% vs. 2005; -29% vs. 1990) e consumi finali di energia pari a 33,1 Mtep ♦ Consumi di fonti di energia rinnovabile per i trasporti (FER-T): 7,3 Mtep. ♦ Trasporto su strada: 4,3 milioni di auto elettriche a batteria (BEV) al 2030.	X Emissioni trasporti 2024 pari a 113,3 $MtCO_{2eq}$: -12% vs 2005; +11% rispetto al 1990; +4% vs 2023). Proiezione delle emissioni 2025 in leggera diminuzione (109,6 $MtCO_{2eq}$, -17% vs. 2005; +7% vs 1990; -3,3% vs. 2024). X Consumi FER-T 2,5 Mtep (-29% rispetto a valore di riferimento 2025 come proiezione verso obiettivo PNIEC 2030) X 445 mila BEV circolanti (10% dell'obiettivo) e quota di mercato delle nuove immatricolazioni annue ampiamente sotto la media Europea (H1 2026: Italia 9%; media Europea 22%; Germania 26%; Francia 29%) ✓ Disponibilità di stazioni di ricarica elettrica in crescita anno dopo anno; permangono differenze territoriali ancora da colmare con politiche di sussidiarietà	✓ Programma di incentivi del decreto ministeriale 8 agosto 2025 dedicato esclusivamente alle auto elettriche a batteria (BEV) X Assenza di continuità negli incentivi alla domanda per auto elettriche a batteria (BEV) X Assenza di un piano per il completamento della riforma fiscale delle auto aziendali per favorire un maggiore incremento della domanda di veicoli elettrici a batteria nelle flotte ✓ Potenziamento dei servizi di trasporto pubblico locale e di sharing mobility per le famiglie vulnerabili alle spese dei trasporti attraverso il nuovo Piano Sociale per il Clima	✓ Impatto positivo sul mercato delle nuove immatricolazioni di auto elettriche a batteria BEV dello schema di incentivi alla domanda introdotto dal decreto 8 agosto 2025 per il periodo novembre 2025 – giugno 2026 X L'insufficienza delle risorse destinate al Fondo automotive e la loro ripartizione tra tecnologie diverse impediscono di concentrare sui veicoli elettrici il sostegno necessario a raggiungere gli obiettivi di elettrificazione del parco circolante fissati dal PNIEC. X Sottovalutazione del potenziale di elettrificazione delle flotte aziendali attivabile da una fiscalità premiale per i veicoli elettrici.

Nota metodologica

I dati quantitativi evidenziati in questo studio provengono dai più recenti dati statistici pubblici, in particolare dall'Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale (ISPRA) o da elaborazioni ECCO sulla base dei dati pubblicati nel 2026. Per quanto riguarda le energie rinnovabili, i dati provengono da Terna, dalla Piattaforma PNIEC del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. I dati relativi all'efficienza energetica sono riportati dai più recenti report ENEA e dalla Piattaforma PNIEC, mentre quelli relativi ai consumi di gas sono riportati dai bilanci energetici del MASE e da Snam. Infine, per i trasporti, oltre ai dati PNIEC, sono riportati anche i dati di MOTUS-E relativi alle stazioni di ricarica. I dati, di conseguenza, sono i più aggiornati disponibili a ottobre 2026.

Lista delle principali fonti:

- ANIMA, 2026 "Mercato climatizzazione 2025"
- ECCO, 2026 "Aste EU ETS in Italia: trasparenza e tracciabilità dei ricavi"
- ENEA, 2026 "Rapporto annuale sull'efficienza energetica"
- EUROSTAT, 2026 "Simplified energy balances"
- IEA, 2026 "CCUS Projects Explorer"
- IEA, 2026 "Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database"
- ISPRA, 2026 "Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi."
- ISPRA, 2026: "Emissioni di gas serra: trend e proiezioni"
- MASE, 2026 "Monitoraggio PNIEC"
- MASE, 2026 "Gas Naturale. Bilancio"
- MOTUS-E, 2026 "Mercato auto"
- Snam, 2026 "Dati e pubblicazioni"
- ANGAISA, 2025 "Crollo delle ristrutturazioni nel residenziale"
- EEA, 2025 "EU Emission Trading ETS data viewer"
- ISPRA, 2025 "Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2023"
- ISPRA, 2025 "Trend e proiezioni delle emissioni di gas serra- Settori Effort Sharing"
- Terna, 2025 "Dati statistici"
- Terna, 2025 "Nel 2025 fabbisogno elettrico pari a 311,3 TWh"
- Terna, 2025 "Piano di sviluppo"
- Terna, 2025 "Rapporto mensile sul sistema elettrico"

- Terna, 2025 “Terna, conclusa la prima asta MACSE: assegnati 10 GWh di capacità di accumulo di energia”
- MASE, 2024 “Piano Nazionale Integrato Energia e Clima”
- MASE, 2024 “Strategia Nazionale Idrogeno”
- MOTUS-E, 2024 “Il futuro della mobilità elettrica in Italia”
- Terna, 2024 “Rapporto mensile sul sistema elettrico”
- Terna, 2023 “Impianti di generazione”
- Terna, 2022 “Dati Statistici sull’energia elettrica in Italia”
- Anie, 2021 “Osservatorio Sistemi di Accumulo al 31 dicembre 2020”
- Terna, 2021 “Impianti di generazione"
- ISPRA, 2020 “Il sistema EU ETS in Italia”

Rispetto alla valutazione delle politiche sono state definite specifiche categorie di valutazione, come si può osservare nella tabella sotto riportata. Ogni indicatore, politica ed esempio è valutato secondo quattro criteri: (i) *accountability*, ovvero la presenza di meccanismi d’implementazione e l’identificazione chiara delle responsabilità; (ii) sostenibilità finanziaria, che evidenzia se sono presenti finanziamenti e altri incentivi; (iii) coerenza tra le politiche, ovvero la presenza di misure abilitative; (iv) efficacia ed efficienza, nel senso di una definizione delle tempistiche d’implementazione.

Criteri per valutare l'implementazione del Piano negli ambiti trasversali e settoriali				
Categorie	Accountability	Sostenibilità finanziaria	Coerenza politiche	Efficacia ed efficienza
	Meccanismi per l'implementazione ed identificazione chiara delle responsabilità	Finanziamenti e altri incentivi finanziari	Presenza di misure abilitative e per superare le barriere	Timeline per piani futuri
Gli obiettivi per il settore o dimensione trasversale sono raggiungibili	I meccanismi d'implementazione sono esaustivi e consentono di ottenere risultati	Combinazione credibile di finanziamenti pubblici e piani per incoraggiare finanza privata	Le politiche di settore/dimensione trasversale considerano misure abilitative come la governance, finanziamenti equi, partecipazione pubblica, lavoratori e formazione, potenziali barriere sono superate	È presente una scansione temporale appropriata per decisioni future e sviluppo delle politiche
Si riscontra il rischio di non raggiungere l'obiettivo	Mancano diversi elementi chiave necessari ad ottenere un impatto delle politiche	Alcuni impegni di finanziamento sono presenti, ma non è chiaro da dove proverrà una parte significativa dei fondi.	I piani considerano alcuni, ma non tutti, i fattori abilitanti e/o rimangono alcune barriere.	I piani forniscono solo un'indicazione parziale delle tempistiche per le decisioni future e lo sviluppo delle politiche.
Quanto previsto non permette di raggiungere gli obiettivi	Nessun piano o strategia completa; oppure le politiche del piano sono prive della maggior parte degli elementi chiave.	Non è chiaro da dove proverrà la maggior parte dei finanziamenti; non sono ancora stati considerati incentivi per affrontare questo aspetto.	Le misure dei piani dedicano un'attenzione trascurabile ai fattori abilitanti e alle barriere presenti.	Non c'è indicazione delle tempistiche e delle tappe necessarie per raggiungere gli obiettivi di quando i "gaps" verranno colmati o quando verranno prese delle decisioni

ECCO

IL THINK TANK ITALIANO PER IL CLIMA

Questo report è stato realizzato con il contributo di:

/

Chiara Di Mambro
Direttrice Strategia Italia ed Europa, ECCO
chiara.dimambro@eccoclimate.org

Francesca Andreolli
Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO
francesca.andreolli@eccoclimate.org

Giulia Novati
Ricercatrice Senior Transizione Industriale, ECCO
giulia.novati@eccoclimate.org

Carolina Bedocchi
Ricercatrice Transizione Industriale, ECCO
carolina.bedocchi@eccoclimate.org

Giulia Colafrancesco
Analista Senior Governance e Giusta Transizione, ECCO
giulia.colafrancesco@eccoclimate.org

Matteo Frisoni
Policy Advisor Finanza per la transizione, ECCO
matteo.frisoni@eccoclimate.org

Francesca Bellisai
Analista Politiche Europee e Governance, ECCO
francesca.bellisai@eccoclimate.org

Jacopo Pasqualotto
Ricercatore Efficienza Energetica
jacopo.pasqualotto@eccoclimate.org

Costanza Scano
Ricercatrice Transizione Industriale, ECCO
costanza.scano@eccoclimate.org

Massimiliano Bienati
Responsabile Trasporti, ECCO
massimiliano.bienati@eccoclimate.org

Caterina Molinari
Analista Senior Finanza Sostenibile, ECCO
caterina.molinari@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente a ECCO – il think tank italiano per il clima, autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo report, si prega di contattare:

/

Andrea Ghianda
Responsabile Comunicazione, ECCO
andrea.ghianda@eccoclimate.org
+39 3396466985

/

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione: **19 ottobre 2026**