

LO STATO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA:

PRINCIPI E POLICY PER GARANTIRE
SICUREZZA E COMPETITIVITÀ



LO STATO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

PRINCIPI E *POLICY* PER GARANTIRE
SICUREZZA E COMPETITIVITÀ

Rapporto Strategico

Settembre 2025

Rapporto Strategico realizzato da TEHA Group S.p.A. in collaborazione con Edison S.p.A.

© 2025 Edison S.p.A. e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del rapporto può essere riprodotta senza l'autorizzazione di Edison e TEHA Group.

I contenuti del presente Rapporto sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group e possono non coincidere con le opinioni e i punti di vista delle persone intervistate e coinvolte nello studio.

Questo Studio Strategico è stato realizzato da TEHA Group (da qui in seguito anche “TEHA”) in collaborazione con Edison.

I lavori di ricerca sono stati indirizzati da un *Advisory Board* che ha supervisionato l’iniziativa composto da:

- **Guido Bortoni** (Presidente CESI; già Presidente ARERA);
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO, The European House – Ambrosetti e TEHA Group*);
- **Nicola Monti** (Amministratore Delegato, Edison);
- **Stefano Venier** (portavoce *dell’Advisory Board*, già Amministratore Delegato SNAM; già Amministratore Delegato HERA);

Si ringraziano per i contributi e i suggerimenti offerti per la realizzazione dello Studio per conto di Edison:

- **Lorenzo Mottura** (*Executive Vice President Strategy, Corporate Development and Innovation*);
- **Marco Peruzzi** (*Executive Vice President Institutional Affairs, Regulation and Climate Change*);
- **Valeria Olivieri** (*Head of Strategy & Corporate Development*);
- **Giorgio Costa** (*Strategy & Corporate Development*).

Il gruppo di lavoro di TEHA è formato da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner e Responsabile Area Scenari e Intelligence*);
- **Francesco Galletti** (*Senior Consultant Area Scenari e Intelligence, Project Coordinator*);
- **Alessandro Sarvador** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Marco Schiavottiello** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Mattia Selva** (*Analyst Area Scenari e Intelligence*);
- **Roberto Stasolla** (*Analyst Area Business and Policy Impact*);
- **Ines Lundra** (*Assistant*).

I contenuti del presente rapporto sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, e rappresentano l’opinione di TEHA Group e possono non coincidere con le opinioni e i punti di vista delle persone coinvolte.

INDICE

PREFAZIONI	3
EXECUTIVE SUMMARY DEL RAPPORTO STRATEGICO	13
CAPITOLO 1	
IL CONTESTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN EUROPA E IN ITALIA E IL RUOLO DI PNIEC E PNRR PER IL RAGGIUNGIMENTO DEI <i>TARGET</i> DEL PAESE	31
1.1 Lo stato di avanzamento del Green Deal europeo e il rinnovato contesto di <i>policy</i> con <i>focus</i> sulla competitività	32
1.2 La transizione energetica in Italia: il quadro di riferimento tra obiettivi sanciti dal PNIEC e investimenti previsti dal PNRR	38
CAPITOLO 2	
LO STATO DELLA TRANSIZIONE IN ITALIA: LE EVIDENZE DELL' <i>ENERGY TRANSITION INDICATOR</i> E IL QUADRO DELLE <i>POLICY</i> ADOTTATE	50
2.1 L' <i>Energy Transition Indicator</i> : metodologia e <i>Key Performance Indicator</i> considerati nel cruscotto di analisi	50
2.2 L' <i>Energy Transition Indicator</i> : le evidenze per la transizione energetica dell'Italia	53
2.3 Le <i>policy</i> per orientare il percorso della transizione energetica e i loro principi guida sottostanti	60
CAPITOLO 3	
LA VISIONE PROGRAMMATICA E STRATEGICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA	71
CAPITOLO 4	
LE CONDIZIONI PER LO SVILUPPO COMPETITIVO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA	76
4.1 I costi delle rinnovabili in Italia: evidenze dall'analisi dell'LCOE	76
4.2 Le determinanti degli <i>extra</i> -costi delle rinnovabili in Italia	79
4.3 Le evoluzioni regolatorie in atto per supportare il dispiegamento delle rinnovabili	84

CAPITOLO 5	
IL RUOLO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI PER LA SICUREZZA E RESILIENZA SISTEMICA	88
5.1 L'evoluzione della domanda elettrica e il ruolo dei sistemi di accumulo	88
5.2 La complementarità delle batterie e dei pompaggi idroelettrici	90
5.3 I benefici sistemici dei pompaggi idroelettrici per l'indipendenza e la sicurezza strategica del Paese	92
CAPITOLO 6	
LE SOLUZIONI <i>LOW-CARBON</i> STRUTTURALI E STRATEGICHE: IL RUOLO DEL NUOVO NUCLEARE E DELLA CCS	100
6.1 Il ruolo del “nuovo nucleare” per la generazione decarbonizzata e programmabile	101
6.2 Il ruolo della CCS per la decarbonizzazione dei processi e la flessibilità sistemica	112
CAPITOLO 7	
LA COMPETITIVITÀ DELLE PRODUZIONI <i>GREEN</i> E <i>LOW-CARBON</i> IN ITALIA	121
7.1 L'industria energivora nel percorso di decarbonizzazione del Paese	121
7.2 L'acciaio come esempio di produzione <i>Green</i> che può beneficiare della visione programmatica sulla transizione	123
PRINCIPALE BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	130

PREFAZIONI

Il percorso della transizione energetica intrapreso dall'Europa e dall'Italia richiede un impegno trasformativo sfidante che coinvolge non soltanto il modo di produrre e consumare l'energia, ma anche l'evoluzione della regolazione dei sistemi energetici e lo sviluppo industriale, in termini sia di competitività, sia di opportunità di crescita economica per il nostro Paese.

Si tratta pertanto di una sfida complessa che richiede un approccio sistemico e programmatico di politica industriale, aperto ad una pluralità di tecnologie, ma focalizzato sulla costruzione nel tempo di un mix energetico che massimizzi la competitività del sistema Paese, la sicurezza energetica e la sostenibilità ambientale:

- assicurando le condizioni per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione al 2030 attraverso uno sviluppo più rapido (ad esempio semplificazioni autorizzative) e una prospettiva più chiara della profittabilità attesa (ad esempio evoluzione del modello di mercato);
- contenendo il costo complessivo dell'energia pagato dai clienti finali e supportato dal sistema Paese, non solo in termini di costo di produzione, ma includendo anche gli oneri di sistema ed il costo delle reti che già oggi, ma ancor più a tendere, rappresentano una parte rilevante del costo della bolletta elettrica;
- minimizzando la dipendenza da tecnologie o catene di forniture extra-EU, importante fonte di rischio geopolitico e volatilità dei prezzi, attraverso l'utilizzo da subito delle tecnologie nazionali/europee già disponibili (come ad esempio lo sviluppo dei pompaggi idroelettrici) e sviluppando accordi di partnership a livello europeo per lo sviluppo delle tecnologie emergenti (come ad esempio il nuovo nucleare di piccola taglia e il relativo ciclo del combustibile);
- valorizzando le competenze industriali del nostro Paese, con importanti ritorni economico industriali che possano fare da volano economico a supporto degli schemi incentivanti del percorso di transizione sia lato offerta, sia lato domanda di energia.

Il presente Rapporto Strategico fornisce importanti spunti di riflessione a supporto dello sviluppo di questo approccio sistemico e programmatico, a partire dall'analisi dello stato di avanzamento del percorso di transizione energetica italiano ed europeo rispetto agli obiettivi 2030 e dall'identificazione di possibili azioni per facilitarne il raggiungimento. Sempre in ottica sistemica e con uno sguardo che abbraccia il breve, il medio ed il lungo termine, il Rapporto evidenzia il contributo ed i limiti delle tecnologie già disponibili per la transizione energetica (rinnovabili, batterie e pompaggi idroelettrici) ed il contributo che le nuove tecnologie (in particolare nuovo nucleare e stoccaggio della CO₂) potranno dare in termini sia di complementarità con le rinnovabili per raggiungere il mix energetico ottimale, sia di sviluppo economico per il sistema paese.

Dopo un avvio del percorso di transizione che ha visto l'Italia raggiungere tutti gli obiettivi fissati per il 2020, il Rapporto evidenzia quanto il ritardo rispetto agli obiettivi 2030 sia evidente ed in buona parte derivante da:

- obiettivi di transizione particolarmente sfidanti che non sempre trovano una contropartita di sostenibilità economica ed industriale nell'attuale contesto di mercato;
- complicazioni burocratiche e ritardi, anche significativi, nei percorsi autorizzativi e nell'avvio dei programmi di supporto allo sviluppo delle tecnologie della transizione (esempio FER-X e MACSE);
- extra costi sistemici rispetto ad altri paesi europei (esempio > 20% per il fotovoltaico) che gli sviluppatori delle rinnovabili devono sostenere (terreno, connessione e requisiti per la rete) e che abbassano l'efficienza delle rinnovabili nel contenimento del costo dell'energia.

Per ridurre il gap rispetto ai target al 2030 occorre semplificare e accelerare l'utilizzo delle tecnologie immediatamente disponibili, non solo fotovoltaico, eolico onshore, batterie (già indirizzati da FER-X e MACSE), ma anche lo sviluppo dei nuovi pompaggi idroelettrici che, come ben evidenziato nel Rapporto, rappresentano un vero e proprio asset strategico per il nostro Paese grazie al potenziale di sviluppo di oltre 13 GW, alla durata nel tempo degli investimenti e delle prestazioni, al contributo significativo che possono dare nella gestione delle risorse idriche (per esempio l'aumento dell'accumulo idrico nel sud Italia) e all'esistenza di una consolidata filiera industriale italiana che li rende esenti da lock-in tecnologico, rispetto a tecnologie di importazione, attivando un contributo economico per il sistema Paese di circa 110 miliardi di euro.

Occorre anche indirizzare fin da subito il percorso di transizione post 2030, costruendo le basi per l'integrazione ottimale nel sistema energetico di quelle tecnologie (per esempio nuovo nucleare di piccola taglia, cattura e stoccaggio della CO₂), che nel medio-lungo termine possono mitigare i limiti di non programmabilità e gli alti costi di sviluppo di rete/sistemi di accumulo propri delle rinnovabili, riducendo la dipendenza tecnologica da paesi extraeuropei e portando sviluppo industriale ed economico per il nostro Paese.

In particolare, per il nuovo nucleare di piccola taglia, il Rapporto evidenzia l'opportunità strategica per l'Italia di partecipare allo sviluppo di una piattaforma tecnologica europea, che includa la gestione del ciclo del combustibile, a garanzia di una maggiore "sovranità energetica" e ricaduta industriale.

Infine, il Rapporto introduce un'ulteriore dimensione, da non trascurare, legata allo sviluppo della domanda di prodotti green come importante elemento di accelerazione della transizione energetica e di crescita dei settori industriali più virtuosi, quale ad esempio la produzione di acciaio ad arco voltaico, tecnologia che vede l'Italia al primo posto in ambito europeo. Importante ricercare un giusto equilibrio tra sistemi incentivanti di offerta e stimolo della domanda di energia sostenibile.

In conclusione, l'Italia ha l'opportunità e le competenze per trasformare il percorso sfidante di transizione energetica in un percorso di sviluppo economico per tutto il sistema Paese, adottando un approccio sistemico e programmatico di politica industriale che acceleri lo sviluppo delle tecnologie esistenti, costruisca le basi per lo sviluppo delle tecnologie emergenti e valorizzi le opportunità di sviluppo di *partnership* tecnologiche in ambito europeo.)

Nicola Monti

Amministratore Delegato, Edison

***“Non possiamo pensare di risolvere i problemi se non
cambiamo la logica di pensiero di chi li ha generati”***

Alfred Einstein

L'Italia si trova oggi in un passaggio cruciale per il proprio futuro energetico, in cui le scelte di *policy* determineranno non solo la rapidità con cui gli obiettivi saranno raggiunti, ma anche la competitività della nostra economia e la sicurezza strategica del Paese. A meno di cinque anni dal traguardo fissato dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) al 2030, si rende necessaria un'analisi rigorosa dello stato di avanzamento della transizione energetica in Italia, così da definire con chiarezza le priorità e le linee di azione che dovranno guidare la strategia nazionale nei prossimi anni. Parallelamente, a un anno dalla scadenza prevista per il completamento degli investimenti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), i 16,3 miliardi di Euro dedicati alla transizione ancora disponibili possono essere una leva strategica essenziale per accelerare il percorso del Paese verso il raggiungimento dei *target* energetici e climatici.

In questa congiuntura storica, lo Studio “*Lo stato della transizione energetica in Italia. Principi e policy per garantire sicurezza e competitività*” intende offrire una prospettiva che combini l'analisi sistemica sullo stato attuale della transizione (*health-check*) e una visione strategica e programmatica (*roadmap*) che guidi le scelte del Paese.

I dati raccolti attraverso l'*Energy Transition Indicator* di TEHA ci forniscono un quadro chiaro: l'Italia è in linea con i *target* al 2030 in solo il 30% dei *Key Performance Indicator* considerati, con ritardi superiori a 10 anni in ambiti chiave come la generazione da fonti rinnovabili e lo sviluppo dei sistemi di accumulo. Questo significa che, proseguendo con l'attuale velocità di implementazione, non saremo in grado di rispettare gli impegni assunti a livello nazionale ed europeo. Si tratta di una sfida che non possiamo permetterci di sottovalutare, perché da essa dipende non solo la traiettoria della decarbonizzazione, ma la stessa capacità del sistema-Paese di mantenere un ruolo competitivo nello scenario globale.

La transizione energetica è, infatti, un percorso complesso e articolato che coinvolge dimensioni diverse e interconnesse – dalla generazione elettrica ai trasporti, dall'edilizia all'industria – e che richiede di essere governato con un approccio sistemico. Per questa ragione, lo Studio individua quattro principi guida come pilastri di una visione sistemica e strategica che promuova un approccio più coordinato e bilanciato alla transizione e renda più efficiente il raggiungimento dei *target* al 2050, salvaguardando la competitività e sicurezza strategica del sistema-Paese.

Tali principi riguardano, *in primis*, lo sviluppo sinergico e complementare di tecnologie mature e facilmente scalabili (fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici) e di soluzioni strategiche per la transizione e indipendenza energetica (nucleare, *Carbon Capture and Storage*, eolico *offshore*) che inseriti all'interno di un *mix* ottimizzato consentono di ridurre il costo complessivo del sistema e dell'energia per il cliente finale, contribuendo alla resilienza e sicurezza sistemica e generando ricadute economiche per il Paese. I principi che sottendono la visione non si limitano alla dimensione tecnologica ma prevedono un forte elemento di

concretezza e di *policy* nella previsione di un meccanismo di monitoraggio e aggiornamento continuo che consenta di ricalibrare le priorità in funzione dei risultati raggiunti e dell'evoluzione del contesto. In un percorso complesso e soggetto a variabili geopolitiche e tecnologiche come quello della transizione, la capacità di aggiustare la traiettoria - preservando la coerenza e stabilità dell'impianto strategico complessivo - rappresenta un elemento cruciale di resilienza strategica. L'ultimo principio guarda, infine, alla dimensione della competitività qualificando la necessità di bilanciare misure incentivanti lato offerta e lato domanda affinché la produzione di energia decarbonizzata si accompagni a stimolo per nuove filiere e produzioni *green*.

Lo Studio sottolinea inoltre come lo sviluppo di queste tecnologie, attraverso un'accurata strategia industriale a livello nazionale, possa diventare anche un'occasione di sviluppo economico, occupazionale e industriale per il sistema-Paese. La valorizzazione degli invasi esistenti per lo sviluppo dei pompaggi idroelettrici consentirebbe di attivare investimenti diretti stimati in 37 miliardi di Euro e generare un impatto economico complessivo di circa 110 miliardi di Euro, grazie agli effetti diretti, indiretti e indotti sull'industria nazionale, contribuendo inoltre alla sicurezza idrica territoriale, in particolare nel Mezzogiorno. Parallelamente, lo sviluppo del nuovo nucleare in Italia può abilitare un impatto economico complessivo per il Paese superiore a 50 miliardi di Euro al 2050 (circa 2,5% del PIL italiano), attivando fino a 117.000 occupati diretti, indiretti e indotti.

Lo Studio Strategico che presentiamo si propone dunque come un contributo concreto e operativo al dibattito sulla transizione. Non si limita a descrivere le sfide, ma individua con una visione di lungo periodo, che orienti le scelte di *policy* bilanciando sicurezza, competitività e sostenibilità con un approccio neutrale fondato su evidenze scientifiche e un periodico *reality check* per ricalibrare le priorità di intervento.

Prima di invitarvi alla lettura del presente Studio Strategico, desidero ringraziare per il prezioso contributo l'*Advisory Board* che ha supervisionato lo sviluppo dello Studio nelle persone di Nicola Monti (Amministratore Delegato, Edison), Guido Bortoni (Presidente CESI; già Presidente ARERA) e Stefano Venier (portavoce dell'*Advisory Board*, già Amministratore Delegato SNAM; già Amministratore Delegato HERA).

Un sentito ringraziamento, infine, anche a tutto il *team* di TEHA formato, oltre che dal sottoscritto, da Lorenzo Tavazzi, Francesco Galletti, Mattia Selva, Alessandro Sarvadon, Marco Schiavottiello, Roberto Stasolla e Ines Lundra.

Valerio De Molli

Managing Partner & CEO, The European House - Ambrosetti e TEHA Group

La transizione energetica verso un sistema a emissioni nulle per contenere il cambiamento climatico è un percorso complesso, non semplicemente complicato. Il passaggio a un modello economico-sociale sostenibile per il nostro mondo – che abbracci cioè anche gli altri *planetary boundaries* con cui dobbiamo confrontarci – lo è ancora di più, non da ultimo anche per i profondi cambiamenti culturali con cui dovremo confrontarci.

La ragione della complessità va innanzitutto ricercata (i) nella “non linearità”, ormai evidente a tutti, di questo processo, a cui consegue una difficile programmabilità delle diverse tappe, sia sul fronte degli interventi sia su quello degli effetti; (ii) nella “multifattorialità” della transizione, legata alle dimensioni che coinvolge – tra loro interconnesse e mutuamente determinanti – a cominciare dal processo di elettrificazione stesso in relazione alla dinamica della domanda; (iii) nell’asimmetria delle situazioni di partenza, delle condizioni sociali e degli interessi economici non solo nelle diverse aree del nostro pianeta ma anche all’interno della stessa Europa, che incidono sulla natura del percorso di transizione e conseguentemente sulle sue logiche e implicazioni; (iv) nelle dimensioni economiche dirette e indirette indotte da questo cambiamento, da realizzare in un orizzonte temporale marcatamente inferiore rispetto a quelli del passato.

Una transizione che sappia governare con successo le sue complessità intrinseche, che punti al *Net Zero* senza mai smettere di presidiare gli impatti socio-economici delle profonde trasformazioni a cui dà e dovrà dare luogo, è chiamata a evitare scorciatoie, semplificazioni e approcci ideologici e ad affrontare con serietà scientifica e giusto spirito di autocritica le varie tappe, i risultati conseguiti, le evidenze emergenti e le problematiche geopolitiche che l’attuale contesto pone.

Per fortuna negli ultimi due/tre anni non sono mancate elaborazioni di pensiero critico che nel costruire una maggiore consapevolezza della complessità di questo percorso hanno affrontato (come una voce fuori dal coro) alcuni dei dogmi caratteristici della prima fase del *Green Deal* europeo. Ciò è avvenuto senza disconoscere alcuni dei capisaldi e degli obiettivi ultimi ma proponendo riflessioni puntuali su modalità e politiche adottate, allo scopo di tenere in adeguata considerazione le caratteristiche intrinseche e infrastrutturali di ogni singolo Paese dell’Unione e di riflettere, al tempo stesso, logiche maggiormente *science-based*, ispirate cioè a una maggiore neutralità tecnologica nelle scelte. Infine, indicando anche la necessità di costruire un cammino “più sicuro”, volto ad assicurare la *business continuity* in termini di disponibilità di energia – ovvero di quanta ne serve al sistema nelle diverse fasi della giornata e della stagione – e di equilibrio degli investimenti nel tempo e negli ambiti, in modo da ottimizzare economicamente il costo finale dell’energia decarbonizzata.

Un buon esempio di questo trend si è avuto in particolare dopo l’invasione russa dell’Ucraina, quando si è dovuto dare un nuovo verso e in qualche modo “ricostruire” il cosiddetto “trilemma energetico”, inteso come incessante ricerca di quel fragile e prezioso equilibrio fra disponibilità fisica, competitività economica e sostenibilità ambientale delle forniture energetiche. Alle pressioni interne europee, di alcune parti, verso un’accelerazione cieca verso l’anticipazione di alcuni obiettivi “*green*” in nome di una presunta indipendenza energetica da conseguire prima della sicurezza e della competitività del sistema, si è contrapposta – dopo la

prima fase di emergenza – una spinta a una riflessione, che partendo da un salutare “reality check” sullo stato del percorso a livello di singolo Paese, oltre che di Unione nel suo complesso, sapesse mantenere viva la trazione verso il cambiamento per il *Net Zero*, senza però oscurarne il futuro e senza compromettere la tenuta del sistema socio-economico continentale.

Il presente rapporto strategico “Lo stato della transizione energetica in Italia. Principi e policy per garantire sicurezza e competitività” rappresenta un ulteriore contributo in questa direzione. Oltre a fare una sintesi efficace dello stato di implementazione delle diverse politiche sin qui decise rispetto agli obiettivi fissati per l’Italia, attraverso l’*Energy transition indicator*, il rapporto sviluppa una serie di considerazioni ed analisi volte a suggerire possibili azioni per indirizzare alcuni dei temi che incidono su tempi e costi del percorso in atto, oltre che stimolare alcune considerazioni sul ruolo di alcune tecnologie emergenti a cui il Paese sta guardando e sull’approccio per mantenere lungo il percorso un sistema sicuro, resiliente e competitivo sull’intera *value chain*.

Richiamo un paio di elementi, su quest’ultima parte, che ritengo di particolare interesse: (i) la necessità emergente di un approccio più coordinato e bilanciato, nonché di un’orchestrazione complessiva più forte tra tutti i sistemi infrastrutturali della catena del valore dell’energia fino all’utilizzo finale delle diverse fonti energetiche green e/o decarbonizzate, al fine di conseguire una distribuzione ottimizzata degli investimenti e degli incentivi, nonché un percorso più certo e capace di una migliore competitività complessiva; (ii) l’opportunità di implementare un piano integrato di sviluppo del sistema degli stoccaggi – elemento essenziale per il bilanciamento tra produzione e consumo in ogni fase temporale con il crescere delle rinnovabili –, valorizzando sin da subito la tecnologia dei pompaggi idroelettrici, essenziali per indirizzare le esigenze che i nuovi sistemi a batterie elettrochimiche non saranno in grado di soddisfare, aumentando così sicurezza e resilienza del sistema, oltre che autonomia sulle materie prime critiche, considerato il posizionamento della filiera nel Paese.

L’obiettivo del rapporto strategico, come detto, è quello di costituire elemento di stimolo per riuscire a leggere, da diversi angoli, il presente e per guardare a tutte le possibili scelte per costruire un percorso futuro - in modo quanto più possibile neutrale ed economicamente competitivo - che per sua natura è estremamente complesso e “rivoluzionario”, rispetto all’architettura dei sistemi precedentemente sviluppati e che costituiscono ancora il nostro oggi. Credo che questo rapporto offra molti elementi di riflessione e spero anche utili suggestioni.

Stefano Venier

Portavoce dell’*Advisory Board*, già Amministratore Delegato SNAM;
già Amministratore Delegato HERA

La transizione energetica non è più un tema di prospettiva rivolta ad un futuro prossimo (2050) o remoto (2100), ma una condizione ineludibile oggi per la sicurezza o affidabilità, la competitività o *affordability* e la sostenibilità o decarbonizzazione di economia e società del nostro Paese. In pochi anni, la successione di crisi globali — da quelle dovute al cambiamento climatico alla pandemia, fino alla crisi energetica seguita al conflitto russo-ucraino — ha trasformato l'energia da semplice fattore produttivo a elemento strategico dai connotati economici, sociali e geopolitici.

In questa cornice, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) rappresenta la bussola del percorso dell'Italia verso la neutralità climatica. Come ogni bussola, esso ha una natura programmatica e di definizione di rotte possibili e praticabili. È il documento che definisce obiettivi, traiettorie e strumenti, ma a pochi anni dal traguardo del 2030, la distanza tra programmazione e attuazione è ancora significativa, con andamenti molto differenziati tra i vari comparti.

Il Rapporto Strategico che segue, frutto della collaborazione tra TEHA Group ed Edison, affronta questa sfida con un approccio sistemico e pragmatico. La struttura dello studio unisce due prospettive: da un lato un'analisi diagnostica ("*health check*") dello stato di avanzamento della transizione, che individua progressi e ritardi sulle tappe intermedie (2030), e dall'altro delinea una visione programmatica orientata al 2050, capace di orientare le politiche e gli investimenti mantenendo coerenza strategica e flessibilità operativa.

Un messaggio chiave emerge chiaramente: nessuna risorsa o tecnologia è sufficiente da sola per raggiungere i target fissati. La strategia più efficace a livello di programmazione è quella che preferisco delineare come "assicurativa": un portafoglio di soluzioni ampio e diversificato, dove ogni opzione tecnologica — fotovoltaico, eolico, idroelettrico, sistemi di accumulo, nucleare di nuova generazione, CCS, idrogeno, gas a basse emissioni — compensa gli eventuali limiti delle altre, è pronta a subentrare in soccorso in caso di severe contingenze di un'opzione e ne potenzia i punti di forza. È un approccio che riduce il rischio complessivo, aumenta la resilienza del sistema e consente di reagire con prontezza a *shock* tecnologici, di mercato o geopolitici. Una critica superabile all'approccio assicurativo appena richiamato è che questo tende a "far costare di più" la transizione. Usualmente rispondo che il danno conseguente all'avverarsi di rischi scientemente "non coperti" dal Piano graverebbe molto di più sui consumatori – famiglie ed imprese – rispetto ai costi prevedibili e controllabili di una strategia coperta da assicurazione con risorse e soluzioni alternative.

Questa logica di portafoglio si combina efficacemente con un'altra scelta metodologica cruciale: significa partire da una rotta chiara verso la neutralità climatica, sapendo correggere in tempo reale la traiettoria quando necessario in funzione delle condizioni del contesto che può evolvere rapidamente. Questo significa impiegare le risorse nella migliore maniera possibile, evitando dispersioni e mantenendo la capacità di riallineare priorità e strumenti a fronte di scenari mutevoli.

Ciò significa che, per quanto necessari, né la programmazione né l'approccio "assicurativo" sono di per sé sufficienti a garantire il successo della transizione. Questi devono essere accompagnati da un ingrediente critico – di cui si avverte forte bisogno anche nel nostro Paese

– ovvero il coordinamento degli investimenti. Non si tratta di sospendere il mercato dell'energia per sostenere gli investimenti, bensì di riconoscere che i diversi tasselli del mercato devono essere armonizzati all'interno di un disegno complessivo, capace di guidare gli operatori verso scelte equilibrate e coerenti con l'interesse generale della transizione.

Un esempio eloquente di quanto la mancanza di coordinamento possa risultare perniciosa per la transizione ed, in ultima analisi, anche per i consumatori – famiglie e imprese – è rappresentato dal percorso scelto dalla Spagna: un vero e proprio “eldorado” di rinnovabili, favorito da autorizzazioni rapide e barriere ridotte, ma privo di segnali di mercato di lungo termine o di infrastrutture abilitanti (come gli accumuli). Questo squilibrio ha generato un effetto boomerang, con il blocco degli investimenti e un rallentamento della transizione stessa.

In Italia, al contrario, si è avuto il merito di introdurre per tempo meccanismi di coordinamento sistemico, che tuttavia vanno costantemente aggiornati. È quanto dimostra, oggi, la necessità di allineare strumenti di incentivazione delle rinnovabili (ad esempio i meccanismi FER-X/Z) con lo sviluppo degli accumuli (privati o a sistema come il MACSE) e con i potenziamenti della rete. Il sistema deve essere in grado di favorire il perseguimento degli obiettivi generali senza indulgere ad interessi di parte, pur legittimi, portati dagli operatori delle FER, dagli sviluppatori di accumuli e dai gestori di rete. La funzione di “sistema”, attraverso cui si esercita un effettivo coordinamento, dovrebbe rimanere distinta dagli interessi particolari o, quantomeno, essere orientata dalle Istituzioni responsabili della politica energetica nazionale. Spetta infatti a queste ultime guidare con ancor maggiore forza chi è chiamato a svolgere il coordinamento sistemico, affinché persegua l'interesse generale e garantisca il corretto allineamento degli investimenti alla traiettoria di transizione.

Il Rapporto mette in luce come, nel quadro PNIEC, il settore ETS1 – che include la generazione elettrica e le industrie energivore – mostri risultati complessivamente in linea con la traiettoria attesa. Il contributo della filiera elettrica, in particolare, si sta rivelando determinante per ridurre le emissioni, anche grazie alla rapida penetrazione delle rinnovabili e all'incremento dell'efficienza dei cicli termoelettrici. Tuttavia, il vero terreno ancora paludoso si colloca nei pressi dei settori ESR (come trasporti, edilizia, agricoltura) e di quelli del futuro ETS2 (riscaldamento civile e mobilità diffusa), che coinvolgerà gradualmente comparti aggiuntivi. Qui i *target*, fissati negli ultimi 5-10 anni fa in una fase di grande ottimismo sulla rapidità della transizione, si rivelano oggi irraggiungibili. Raggiungerli richiede verosimilmente politiche ancora più decise nell'elettrificazione, nell'efficienza energetica, nello sviluppo infrastrutturale e nel coinvolgimento diretto di cittadini e imprese che oggi non sono alle viste. Ciò è vero per l'Italia e per la gran parte degli Stati membri dell'Unione europea.

Un aspetto di particolare rilevanza riguarda l'interazione tra ETS1 e il settore elettrico. La decarbonizzazione della generazione, se non gestita in maniera integrata, può produrre effetti collaterali sui prezzi, con possibili impatti sulla competitività industriale. Occorre quindi disegnare strumenti che favoriscano sinergie, evitando interferenze negative tra obiettivi climatici e sviluppo economico. In quest'ottica, la filiera elettrica non può essere considerata un'entità isolata, ma un nodo centrale di un sistema energetico integrato, in cui convivono e si

rafforzano diversi vettori quali gas, idrogeno, combustibili sintetici e tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂.

Edison, come protagonista della filiera elettrica nazionale, ricopre un ruolo strategico per interpretare questa visione con un approccio di complementarità: sviluppando e scalando rapidamente le tecnologie rinnovabili mature, investendo in sistemi di accumulo di breve e lunga durata, sostenendo soluzioni di lungo termine ad altro contenuto strategico come il nucleare di nuova generazione e la CCS. Questa è la combinazione che consente di sostenere la sicurezza del sistema, ridurre la dipendenza dalle importazioni e garantire stabilità al mix energetico nazionale.

In definitiva, la transizione non è solo una questione di tecnologie, ma soprattutto di *governance* e di metodo. Non bastano interventi isolati o frammentati: serve un disegno coerente, fondato su monitoraggio costante, capacità di aggiornare le priorità e strumenti di *policy* che tengano insieme dinamiche di offerta e di domanda. La chiave è costruire un ecosistema energetico realmente interconnesso, in cui ogni tecnologia non agisca in modo separato, ma contribuisca alla resilienza complessiva del sistema. Avendo chiaro questo obiettivo il Rapporto Strategico propone un'agenda che combina visione di lungo periodo e pragmatismo operativo: utilizzare tutte le risorse disponibili, integrarle in un'architettura unitaria, verificare i risultati e correggere la rotta quando necessario. L'obiettivo non si limita alla riduzione delle emissioni: si tratta di trasformare la transizione in un fattore di competitività industriale, attrazione di investimenti e creazione di nuove filiere. Solo in questa prospettiva la neutralità climatica al 2050 diventa non un vincolo da rispettare, ma una leva strategica per rafforzare il ruolo dell'Italia in Europa e nello scenario globale.

Guido Bortoni

Presidente CESI; già Presidente ARERA

EXECUTIVE SUMMARY DEL RAPPORTO STRATEGICO

Lo Studio realizzato da TEHA Group in collaborazione con Edison analizza il **percorso della transizione energetica** in Italia attraverso 2 blocchi metodologici principali, complementari tra loro: un'analisi diagnostica sullo stato dell'arte della transizione ("*health-check*") e una proposta di visione programmatica orientata al 2050 ("*Roadmap*") e un *focus* prioritario sui settori di *power generation* e *industry* che costituiscono il cuore dello Studio.

Il primo blocco metodologico è quindi dedicato a una sorta di "***health-check***" della **transizione energetica**, che fotografa l'avanzamento del Paese rispetto agli obiettivi fissati nel PNIEC, anche alla luce dell'impiego delle risorse stanziare dal PNRR. In particolare, viene analizzata la misura in cui tali risorse – con particolare riferimento alla Missione 7 "RePowerEU" – possono agire da leva per colmare i ritardi accumulati. Un elemento chiave di questo blocco analitico è rappresentato dall'**Energy Transition Indicator**, uno strumento sviluppato da TEHA per valutare in modo sintetico e oggettivo lo stato di avanzamento della transizione. L'indicatore aggrega una selezione di *Key Performance Indicator* (collegati a specifiche misure di decarbonizzazione, generazione da rinnovabili e riduzione dei consumi) mostra che l'Italia risulta attualmente allineata solo su circa il 30% dei target considerati, evidenziando ritardi significativi in ambiti strutturali per la transizione energetica come le fonti rinnovabili e i sistemi di accumulo.

Il secondo blocco dello Studio – la "***Roadmap***" della transizione – prende le mosse da una **visione programmatica, integrata e prospettica**, che il Rapporto individua come necessario punto di riferimento per accompagnare il Paese verso gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050. Questa visione si articola attorno a **quattro principi guida**: (i) lo sviluppo sinergico tra tecnologie mature a rapido dispiegamento (es. fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici) e soluzioni strategiche a lungo termine per la sicurezza e l'indipendenza energetica (es. eolico *offshore*, nucleare, CCS) che inserite nel giusto *mix* consentono di ridurre il costo complessivo dell'energia; (ii) la costruzione di un *mix* ottimale basato su rapidità di dispiegamento, costo complessivo del sistema e dell'energia per il cliente finale, capacità di contribuire alla resilienza e sicurezza sistemica e di generare ricadute per il Paese; (iii) un meccanismo di monitoraggio e aggiornamento triennale delle priorità; e (iv) il bilanciamento delle politiche incentivanti tra domanda e offerta.

All'interno di questa cornice strategica, lo Studio affronta nel dettaglio **le criticità e le potenzialità delle rinnovabili in Italia**, mettendo in evidenza come ostacoli ricorrenti – tra cui vincoli infrastrutturali, lentezze autorizzative e limitata disponibilità di superfici – ne compromettano lo sviluppo competitivo, pur in presenza di condizioni naturali molto favorevoli. L'Italia dispone infatti di un vantaggio comparativo rispetto ad altri Paesi europei, ad esempio, in termini di irraggiamento del territorio, che rischia però di non essere pienamente valorizzato in assenza di riforme strutturali e di un contesto regolatorio più favorevole agli investimenti.

Parallelamente, viene analizzata la necessità di sviluppare in modo integrato **soluzioni di flessibilità di sistema**, essenziali per garantire stabilità alla rete in un contesto a crescente penetrazione di FER intermittenti. Tra queste, un ruolo centrale è attribuito ai **pompaggi idroelettrici**, grazie alla loro maturità tecnologica, alla presenza di una filiera industriale nazionale e al duplice impatto su sicurezza energetica e idrica, in particolare nel Mezzogiorno. Lo Studio esamina anche il contributo delle **tecnologie low-carbon**, come il **nuovo nucleare** (basato su reattori modulari di piccola taglia) e la **Carbon Capture & Storage (CCS)**, in quanto soluzioni essenziali per garantire continuità nella produzione elettrica, decarbonizzare i settori industriali più complessi e rafforzare la sovranità energetica nazionale.

Infine, il Rapporto sottolinea come l'attuazione coerente di questa visione strategica possa rappresentare un **fattore abilitante per la competitività dell'industria italiana**, in particolare per quella energivora. Settori come l'acciaio, in cui l'Italia detiene una *leadership* già orientata alla sostenibilità (con una quota di produzione da forno elettrico superiore alla media europea), possono trarre vantaggio diretto da un sistema energetico più efficiente, stabile e decarbonizzato, trasformando la transizione in un'opportunità concreta di rilancio industriale e posizionamento tecnologico a livello internazionale.



Figura I. Schema di sintesi del Rapporto Strategico. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

I 7 MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

1. **L'Italia ha stanziato investimenti significativi per sostenere la transizione energetica. Il solo PNRR prevede 19,9 miliardi di Euro, di cui 11,2 miliardi assegnati alla missione 7 “RePowerEU”, introdotta nel 2023 in risposta alla crisi energetica. Ad oggi, vi sono ancora 16,3 miliardi di Euro che possono essere una leva per accelerare il percorso verso i target del Paese. L'urgenza di accelerare il percorso della transizione emerge con chiarezza dall'*Energy Transition Indicator* sviluppato da TEHA in cui l'Italia è in linea con circa il 30% dei *Key Performance Indicator* (KPI) analizzati, ma presenta ritardi significativi – superiori a 10 anni – in ambiti chiave come la generazione da FER e lo sviluppo dei sistemi di accumulo fondamentali per la stabilità della rete.**

L'Italia si trova oggi in una fase decisiva per la propria transizione energetica. Mancano meno di **5 anni** al traguardo del **2030** previsto dal **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** (PNIEC), e meno di **1 anno al completamento degli investimenti previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (PNRR), la cui ultima tranche è attesa nel 2026. In particolare, il PNRR, rivisto nel 2023 per adattarsi alle mutate condizioni geopolitiche ed energetiche ha assunto un **ruolo strategico complementare del PNIEC**, contribuendo in modo più diretto alla dimensione della sicurezza e autonomia energetica nazionale. Tra le modifiche più rilevanti, spicca l'introduzione della **Missione 7 – RePowerEU**, pensata come risposta alla crisi energetica innescata dal conflitto russo-ucraino. Tale revisione ha comportato una **riallocazione significativa di risorse** – circa **9,5 miliardi** di euro – con **effetti diretti** su quattro delle sei missioni originarie del piano.

Per valutare l'effettiva **capacità del PNRR di sostenere la transizione energetica**, TEHA ha condotto un'analisi dettagliata degli investimenti da cui emerge come circa **19,9 miliardi di Euro** – equivalenti a circa il 10% dell'intero piano – siano destinati a interventi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, infrastrutture energetiche, *green gases* e batterie. Tuttavia, a fine 2024, la spesa effettiva risulta ancora limitata: **l'82% di tali fondi** (oltre 16 miliardi di Euro) risulta ancora **inutilizzato**, con i **maggiori ritardi** concentrati nei comparti delle **batterie**, dei **gas verdi** e, in misura significativa, anche nell'**installazione di FER** e nelle infrastrutture di rete.

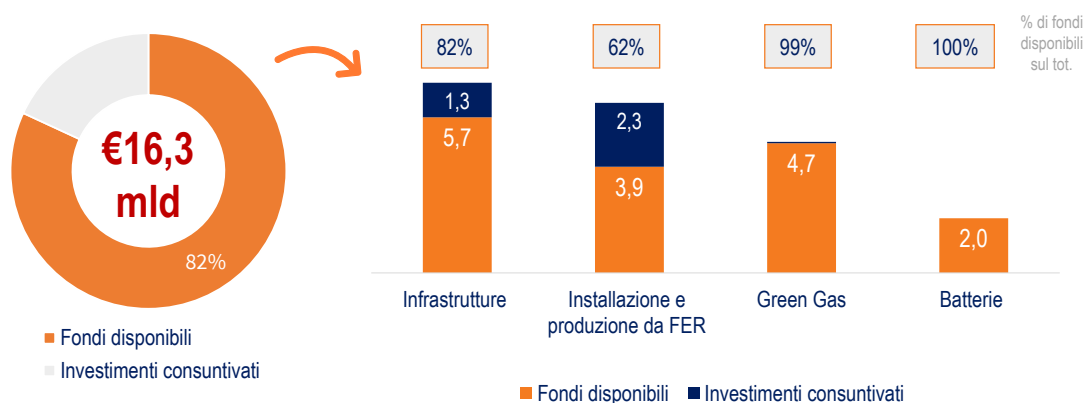


Figura II. Risorse del PNRR destinate alla transizione energetica ancora da spendere a fine 2024 (valori percentuali), 2024 – a sinistra - Ambiti di focalizzazione degli investimenti del PNRR destinati alla transizione energetica confronto tra fondi disponibili o non consumtivati e fondi investiti (miliardi di Euro), dicembre 2024 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei deputati, 2025.

Il PNRR rappresenta pertanto uno **strumento importante** e ancora da valorizzare pienamente per veicolare investimenti verso la transizione energetica.

A conferma di questa lettura, l'analisi condotta attraverso l'**Energy Transition Indicator** sviluppato da **TEHA** – costruito su **14 indicatori chiave** articolati in **tre macroaree** (riduzione delle emissioni, penetrazione delle fonti rinnovabili e decarbonizzazione dei consumi) – evidenzia con chiarezza la necessità di un maggiore attenzione sulle dinamiche evolutive che caratterizzano l'attuale percorso di transizione energetica del Paese. L'Italia risulta infatti in **linea o con lievi ritardi** solo su **4 KPI su 14**, pari a circa il **30% del totale**.

Sul fronte delle emissioni climalteranti, l'Italia mostra segnali contrastanti: se da un **lato** il percorso di riduzione delle emissioni nei settori **ETS appare in linea con gli obiettivi**, dall'altro lato la **decarbonizzazione della produzione elettrica**, misurata in CO₂ per kWh prodotto, resta una delle sfide più urgenti.

Tuttavia, è nelle **altre 2 aree che si concentrano le maggiori criticità**. Nel dettaglio, all'interno della generazione da FER, si evidenziano forti ritardi sia nella **produzione che nella potenza installata eolica**. Il tasso medio annuo di crescita dell'eolico è oggi circa un **terzo di quello necessario** per raggiungere il **target 2030**, traducendosi in uno **scostamento temporale stimato di 10 anni**. Anche per il solare si registra un **rallentamento**, seppur più **contenuto**, che proietta il raggiungimento degli obiettivi con almeno **4-5 anni di ritardo**. Dinamiche analoghe emergono dal lato delle **infrastrutture di accumulo**, dove gli impianti *utility scale* richiederebbero un'accelerazione **radicale** per colmare il divario di oltre **45.000 GWh** entro il 2030.

Nella macroarea della decarbonizzazione dei consumi, le criticità più marcate si osservano nel settore dei **trasporti**, dove l'**impiego delle FER risulta ben al di sotto** dei livelli *target*. Con una distanza da colmare superiore all'**89%** e un *gap* nei **tassi di crescita annua pari a circa**

19 punti percentuali, il ritardo stimato per questo indicatore supera i **30 anni**. Il settore **residenziale**, pur registrando anch'esso ritardi, mostra una **traiettoria più incoraggiante**, con scostamenti più contenuti e potenzialità di recupero.

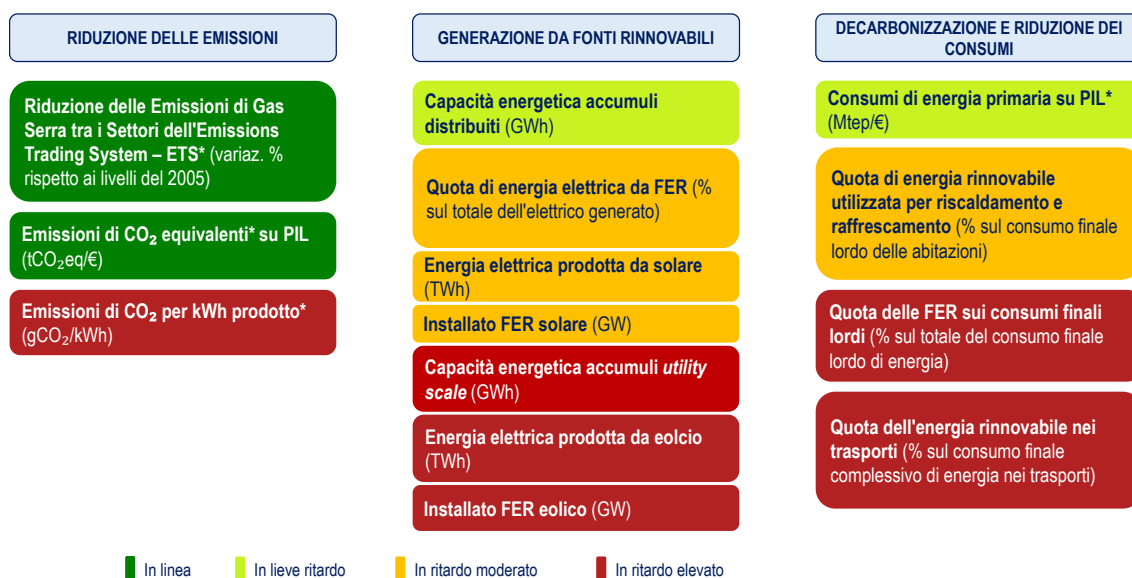


Figura III. Energy Transition Indicator (infografica), 2025. Fonte: TEHA Group, 2025.

2. Per garantire una transizione energetica efficace occorre una **roadmap** al 2050 basata una visione programmatica e sistemica che preveda 4 principi: i) lo sviluppo coordinato e sinergico di tecnologie pronte e più rapidamente dispiegabili e scalabili (fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici) e di soluzioni strutturali e strategiche per la sicurezza e indipendenza del sistema (eolico *offshore*, nucleare e CCS) che inserite nel giusto *mix* consentono di ridurre il costo complessivo dell'energia per il cliente finale, inclusi i costi di sistema; ii) la valutazione del *mix* ottimale, con visione di lungo termine, sulla base di velocità di dispiegamento, costo di sviluppo, resilienza sicurezza sistemica e benefici per il Paese; iii) il monitoraggio annuale e ricalibratura delle priorità di intervento su base triennale; e iv) il bilanciamento delle misure incentivanti tra lato della domanda e dell'offerta.

Alla luce del percorso in atto e dei ritardi registrati nell'”*health-check*” della transizione di cui al primo messaggio chiave, lo Studio Strategico propone di declinare una **roadmap al 2050 basata una visione programmatica e sistemica** che preveda **quattro principi chiave** la cui combinazione consente di avere una transizione effettivamente compiuta nei termini più efficienti:

- i. lo **sviluppo sinergico e bilanciato** tra tecnologie mature e immediatamente scalabili — come fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici — e **soluzioni**

strategiche e strutturali, fondamentali per la sicurezza e l'indipendenza del sistema, quali eolico *offshore*, nucleare e CCS/CCUS che inserite nel giusto *mix* consentono di ridurre il costo complessivo dell'energia;

- ii. la valutazione del ***mix* ottimale di tecnologie**, con visione di lungo termine, da effettuare sulla base di criteri quali **rapidità di dispiegamento, costi di sviluppo** (inteso come costo complessivo del sistema e dell'energia per il cliente finale), **capacità di contribuire alla resilienza sicurezza sistemica** e di generare **impatti economici** e industriali per il Paese;
- iii. la formalizzazione di un **meccanismo di monitoraggio annuale e aggiornamento triennale della roadmap**, finalizzato a garantire flessibilità e reattività rispetto all'evoluzione tecnologica, ai contesti di mercato e agli scenari geopolitici ricalibrando le priorità di intervento preservando al contempo la coerenza e stabilità dell'impianto strategico complessivo;
- iv. Il **bilanciamento tra misure incentivanti lato offerta e lato domanda**, affinché l'incentivazione alla produzione di energia decarbonizzata si accompagni a strumenti in grado di stimolare l'adozione di nuove tecnologie da parte di cittadini e imprese e l'attivazione di nuove filiere produttive collegate.

Per quanto riguarda lo sviluppo sinergico, lo Studio sottolinea come il **PNIEC italiano abbia fissato obiettivi al 2030 fortemente orientati verso tecnologie mature e scalabili**, in particolare il fotovoltaico (PV) e i sistemi di accumulo elettrochimico (BESS). Queste soluzioni sono, nel breve termine, strumenti chiave per accelerare la decarbonizzazione grazie a tempi rapidi di implementazione e costi di sviluppo relativamente contenuti, come illustrato anche nella figura successiva. Tuttavia, una *roadmap* orientata all'efficienza sistemica di medio-lungo periodo non può fondarsi esclusivamente su criteri di costo e velocità di *deployment*. Gli eventi degli ultimi anni – tra cui crisi geopolitiche, volatilità dei mercati energetici e tensioni sulle catene di approvvigionamento – hanno messo in luce la **necessità di integrare nel mix energetico anche tecnologie che, pur richiedendo orizzonti temporali e investimenti iniziali più ampi, siano in grado di massimizzare altri parametri chiave** quali resilienza, continuità di approvvigionamento e ritorno strategico per il sistema-Paese, oltre a minimizzare il costo complessivo per il sistema.

Da qui prende forma il secondo principio guida della visione proposta: la necessità di **bilanciare, fin da oggi, lo sviluppo delle tecnologie "ready-to-deploy"** – come il fotovoltaico, l'eolico *onshore*, gli accumuli e i pompaggi idroelettrici – **con l'avanzamento di tecnologie "strutturali e strategiche" per la sicurezza e l'autonomia energetica** di lungo periodo, come l'eolico *offshore*, il nuovo nucleare e le soluzioni di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS/CCUS). Dalla figura seguente emerge con chiarezza che le tecnologie oggi più adottate tendono a garantire un minor ritorno in termini di resilienza e ritorno sistemico, mentre soluzioni come il nucleare o il termoelettrico accoppiato a CCS presentano un profilo più robusto su questi assi. Queste tecnologie rappresentano quindi *asset* centrali per

assicurare flessibilità, capacità modulabile, e sovranità energetica nel medio-lungo termine e inserite nel giusto *mix* consentono di ridurre il costo complessivo dell'energia.

Inoltre, un *mix* bilanciato consente non solo di ottimizzare il sistema sotto il profilo tecnico-economico, ma anche di attivare filiere industriali ad alto valore aggiunto, promuovendo **innovazione, occupazione e sviluppo di competenze strategiche**. Tutti elementi su cui il nuovo nucleare e la CCS – ma anche i pompaggi idroelettrici restando sul primo *bulk* di tecnologie – possono attivare ricadute importanti e diffuse nel territorio.

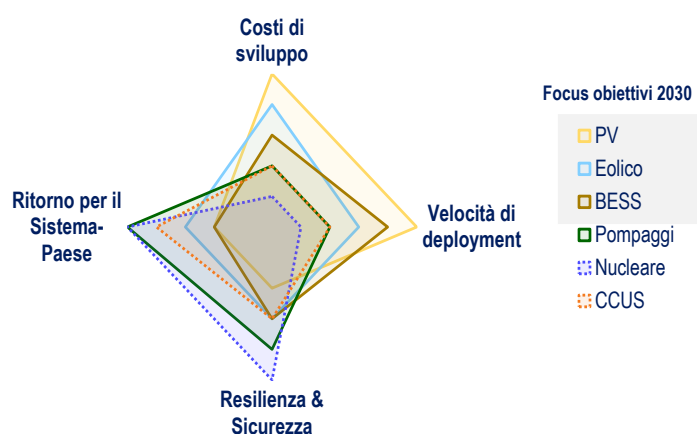


Figura IV. Criteri per valutare il mix energetico ottimale secondo la visione programmatica e strategica (esemplificativo). Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

Il terzo principio guida della visione è rappresentato dalla necessità di un **approccio dinamico e adattivo**. Affinché la *roadmap* resti allineata con gli obiettivi di neutralità climatica al 2050, è essenziale prevedere un meccanismo di monitoraggio strutturato e periodico dello stato di avanzamento della transizione. A tal fine, lo Studio propone l'adozione di un **modello di revisione triennale**, che consenta di valutare in modo continuo l'efficacia delle misure implementate, **identificare tempestivamente eventuali criticità e ricalibrare, se necessario, le priorità di intervento**. Questo processo di aggiornamento dovrebbe essere strettamente coordinato con le revisioni del PNIEC, così da garantire coerenza tra programmazione nazionale e traiettoria di lungo periodo. Al centro di questo principio vi è quindi la **ricalibratura dinamica delle priorità in un contesto di policy stabile ma capace di adattarsi al mutare degli scenari**.

Infine, il quarto principio – strettamente collegato sia alla selezione delle tecnologie sia al processo di monitoraggio – è rappresentato dalla **verifica del corretto bilanciamento tra le misure orientate al lato dell'offerta e quelle rivolte alla domanda**. Lo squilibrio tra i due lati rischia di compromettere l'efficacia della transizione stessa, limitando la capacità del sistema di assorbire in modo stabile ed economicamente sostenibile l'*output* generato dalle nuove tecnologie. Un maggiore supporto al lato della domanda diventa quindi essenziale per consolidare le filiere industriali emergenti, stimolare mercati di sbocco e accompagnare il dispiegamento di tecnologie ad alto impatto sistemico ma con orizzonti temporali più lunghi.

3. Per lo sviluppo competitivo delle rinnovabili, è fondamentale affrontare gli extra-costi sistemici — legati a congestioni di rete, *iter* autorizzativi e disponibilità dei terreni — che rendono i progetti *Ready to Build* fotovoltaici in Italia oltre il 20% più costosi rispetto alla media dei principali *peer* europei (Francia, Germania, Spagna) a fronte di condizioni abilitanti favorevoli, come un irraggiamento solare superiore a quello di Francia e Germania. Per rafforzare la competitività delle FER è necessario un bilanciamento tra le esigenze degli operatori (in termini di tempi, costi e condizioni di allaccio alla rete) e gli obiettivi nazionali di resilienza e sicurezza del sistema energetico.

Lo sviluppo competitivo delle energie rinnovabili in Italia rappresenta oggi una delle principali sfide per la **transizione energetica** del Paese. Sebbene le tecnologie **fotovoltaiche** ed **eoliche** abbiano mostrato una crescente maturità negli ultimi anni, con una riduzione significativa dei costi di generazione (*LCOE – Levelized Cost of Electricity*) pari all'**86% per il fotovoltaico** e al **59% per l'eolico** dal 2010 al 2023, l'Italia continua a registrare un **gap competitivo** rispetto ai principali Paesi europei (ad eccezione della Germania), a causa di una serie di **extra-costi sistemici**.

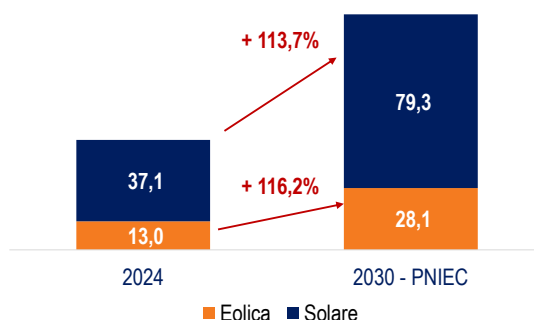


Figura V. Potenza complessiva installata per fonte (GW), 2024 e 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC e TERNA, 2025.

Nonostante un **irraggiamento solare** superiore a quello di Francia e Germania, i progetti **“Ready to Build”** italiani risultano **oltre il 20% più costosi** a parità di caratteristiche rispetto alla media di questi Paesi. Questo divario è riconducibile a una combinazione di **fattori strutturali**, tra cui l’elevato costo dei **terreni** e delle **connessioni alla rete**, che da soli possono incidere per **fino al 39%** sul *LCOE* complessivo. A ciò si aggiungono una **governance territoriale frammentata** e **procedure autorizzative lente e complesse**: a gennaio 2025 risultavano oltre 1.700 progetti FER in attesa di valutazione presso il MASE, di cui circa l’80% ancora bloccato nella fase di istruttoria tecnica. L’assenza di filtri all’ingresso, il mancato coordinamento tra pianificazione energetica e disponibilità infrastrutturale, e la mancanza di criteri di priorità hanno generato una situazione di congestione normativa e amministrativa, rallentando l’intero processo di sviluppo. Inoltre, la pressione crescente sulle **richieste di**

connessione in Alta Tensione – con **355 GW** ancora in attesa e oltre il **65% delle richieste** concentrate in tre sole Regioni – ha evidenziato l'inefficienza del modello “*on-demand*” attualmente adottato, generando **incertezza progettuale** e contribuendo all'innalzamento dei costi di sviluppo. Il fenomeno dell’“**effetto carta**”, ovvero la presentazione di richieste ridondanti rispetto alla reale capacità di realizzazione, contribuisce ulteriormente a compromettere la qualità media dei progetti, aumentando la complessità nella programmazione di opere di rete e ostacolando la selezione delle iniziative più efficienti.

Un ulteriore ostacolo alla **competitività** delle FER italiane è rappresentato dall'attuale modello di **governance territoriale**, particolarmente evidente nel caso del “Decreto Aree Idonee”, pensato per accelerare lo sviluppo ma rivelatosi fonte di **disomogeneità** e **incertezza normativa**. L'approccio differenziato adottato dalle Regioni ha generato **restrizioni e vincoli eccessivi** che hanno escluso **grandi porzioni di territorio** dallo sviluppo degli impianti. Tali vincoli sono stati riconosciuti anche dal TAR del Lazio che ha recentemente sancito l'illegittimità del Decreto originario per mancanza di criteri omogenei e assenza di una disciplina transitoria. Per superare queste distorsioni e garantire uno sviluppo più ordinato e competitivo delle rinnovabili, sono già in corso importanti innovazioni normative. In particolare, Terna ha avviato un nuovo modello di programmazione territoriale basato su 76 microzone. A ciò si affianca l'introduzione del **meccanismo di “open season”**, che supera la logica dell'accesso sequenziale e consente una **gestione centralizzata e trasparente delle connessioni**, prenotabili solo in finestre temporali predefinite e allineate alla **disponibilità di capacità reale**. Questa transizione verso una logica di “*Go-to-Area*”, già sperimentata con successo nel Mare del Nord per lo sviluppo dell'eolico *offshore*, potrebbe rappresentare una importante innovazione anche per il contesto italiano.



Figura VI. Livello di programmazione in funzione della modalità di sviluppo della rete. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

Tuttavia, affinché tali strumenti abbiano impatto reale, è fondamentale accompagnarli con politiche di semplificazione normativa, tempistiche vincolanti e un maggiore coordinamento tra Stato e Regioni, superando l'attuale frammentazione. Solo in questo modo sarà possibile

riequilibrare il rapporto tra **esigenze degli operatori** – in termini di **tempi certi, costi sostenibili e accesso alla rete** – e obiettivi nazionali di **resilienza, sicurezza energetica** e coerenza con i **target europei**.

4. **Lo sviluppo integrato di accumuli a breve (batterie) e medio-lungo (pompaggi idroelettrici) termine in logica sinergica e complementare è fondamentale per garantire la stabilità della rete, a fronte di crescente penetrazione delle FER intermittenti, e massimizzare i benefici per il Paese. In questo contesto, i pompaggi idroelettrici sono una leva strategica per la stabilità, la competitività e la sicurezza del sistema energetico, grazie alla maturità tecnologica, alla lunga vita utile, alla presenza di una filiera industriale nazionale specializzata e al potenziale contributo alla sicurezza idrica, in particolare nel Mezzogiorno. La valorizzazione degli invasi nazionali può portare la potenza dei pompaggi fino a 13,6 GW, generando un impatto economico complessivo di 109,5 miliardi di euro per il Paese.**

Lo sviluppo integrato di sistemi di accumulo a breve e medio-lungo termine rappresenta una **condizione imprescindibile** per garantire **stabilità, resilienza e sicurezza** alla rete elettrica nazionale, in un contesto caratterizzato da crescente **penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili**. L'evoluzione della **curva di carico residuo** – con fenomeni sempre più marcati di *overgeneration* nelle ore centrali della giornata e picchi di domanda concentrati nella fascia serale – rende evidente il ruolo cruciale dello *storage* per equilibrare produzione e consumo. In questo quadro, si afferma con chiarezza la **complementarità** tra batterie e **pompaggi idroelettrici**, le uniche due tecnologie mature in grado di coprire in modo efficiente il fabbisogno di accumulo, rispettivamente, di breve e medio-lungo termine.

Le batterie agli ioni di litio sono efficaci per contenere una buona parte della volatilità giornaliera e offrire servizi di regolazione dinamica, ma presentano limiti intrinseci in termini di durata, dipendenza da materie prime critiche e capacità di risposta strutturale. Al contrario, i **pompaggi idroelettrici** offrono **inerzia meccanica naturale**, elevata **potenza di cortocircuito** e **regolazione continua della frequenza**, configurandosi come **leva strategica** per la stabilità del sistema. Con una **vita utile di oltre 50 anni**, una **bassa dipendenza da materiali critici** e una filiera nazionale consolidata, essi rappresentano una risorsa tecnologicamente affidabile e sistemicamente resiliente. Il **contributo dei pompaggi** si estende anche alla **sicurezza idrica territoriale**, in particolare nel **Mezzogiorno**, dove l'utilizzo di invasi esistenti per impianti di pompaggio può integrare la funzione energetica con quella di gestione idraulica e prevenzione del rischio climatico, generando **benefici ambientali e socioeconomici** a livello locale. Inoltre, la **capacità di “black start”**, l'elevata disponibilità operativa e l'adattabilità tecnologica dei sistemi di pompaggio – inclusi quelli in

configurazione **ternaria** o **full-converter** – ne confermano la centralità per un sistema elettrico moderno, flessibile e sicuro.

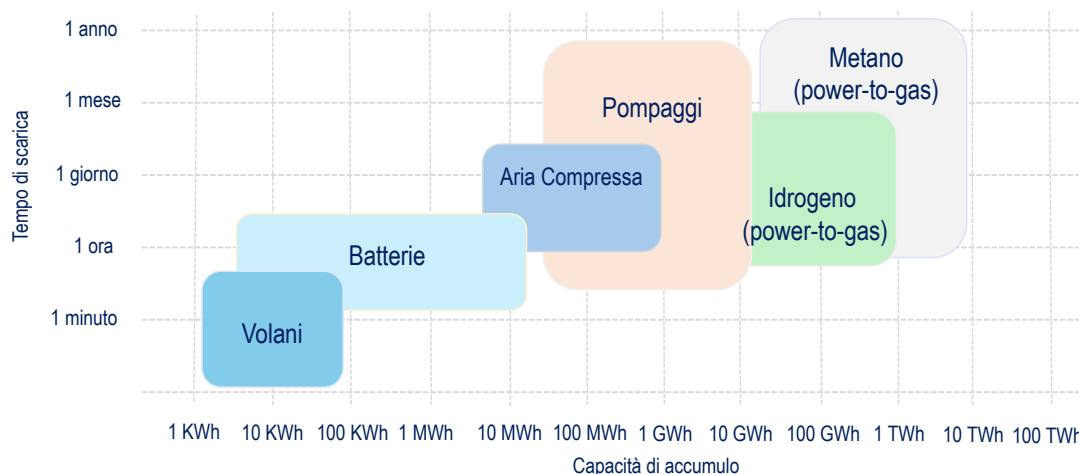


Figura VII. Evoluzione della domanda elettrica, delle rinnovabili e della curva di carico residuo (MW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati TERNA, 2025.

Sotto il profilo sistemico, la **valorizzazione degli invasi idrici esistenti** può portare la potenza installabile dei **nuovi pompaggi idroelettrici** in Italia fino a **13,6 GW**, equivalenti a **125,9 GWh di capacità di accumulo**, secondo le stime condotte su scala nazionale da RSE. Questo risultato deriverebbe dalla realizzazione di **56 nuovi impianti di pompaggio tradizionali** in aree già infrastrutturate o in prossimità di bacini esistenti, limitando così l'impatto ambientale e favorendo la rapidità realizzativa. La **filiera idroelettrica italiana**, forte di competenze tecniche, capacità di *revamping* e *know-how* diffuso, potrebbe trarre beneficio da investimenti diretti stimati in **37 miliardi di Euro**, con un impatto economico complessivo pari a **109,5 miliardi di Euro**, considerando anche gli effetti indiretti e indotti sull'industria nazionale. Questo corrisponde a un **moltiplicatore economico di 2,96**: per ogni euro investito, se ne generano quasi due nel sistema economico complessivo.

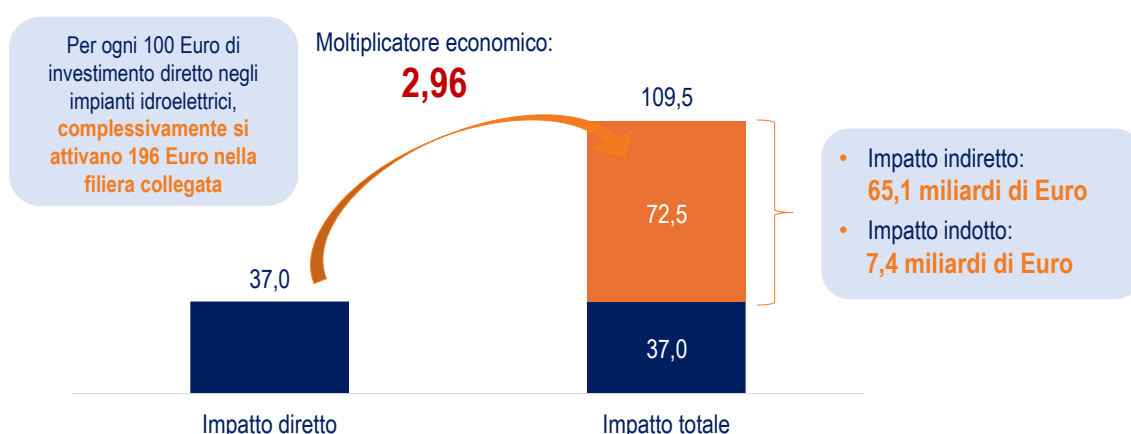


Figura VIII. Impatto diretto, indiretto e indotto generato dalla valorizzazione della filiera idroelettrica per una migliore gestione degli invasi (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione TEHA su fonti varie, 2025.

A questi benefici si aggiungono quelli ambientali e di **resilienza climatica**, legati al ruolo degli impianti nel controllo delle piene, nella laminazione delle portate idriche e nella creazione di riserve per usi irrigui e potabili. In un contesto internazionale di **forte dipendenza da materie prime critiche**, in particolare per tecnologie di accumulo elettrochimico, la filiera idroelettrica – basata su materiali locali come **cemento, calcestruzzo e modeste quantità di rame e nickel** – rappresenta una **soluzione di sicurezza strategica**, libera da vincoli geopolitici e coerente con i principi di **autonomia energetica europea**. Mentre il fabbisogno di litio, cobalto e terre rare è destinato a crescere esponenzialmente nei prossimi anni, la tecnologia idroelettrica si distingue per assenza di dipendenze critiche e verticalità nazionale della catena del valore. Per garantire il pieno dispiegamento del potenziale di questa tecnologia è però necessario un **cambio di passo nella programmazione**: occorre includere fin da subito obiettivi chiari e vincolanti nello sviluppo della capacità di accumulo nazionale, prevedendo **meccanismi di supporto differenziati** per tecnologie diverse e riconoscendo i pompaggi idroelettrici come infrastrutture strategiche. Ciò richiede anche **semplificazione degli iter autorizzativi**, strumenti dedicati per **revamping e repowering**, e un’effettiva **integrazione nella pianificazione energetica nazionale**. Solo così sarà possibile assicurare al sistema elettrico italiano la **flessibilità, stabilità e sicurezza** necessarie per affrontare la transizione energetica con strumenti robusti, autonomi e sostenibili nel lungo periodo.

5. Il nuovo nucleare – basato su reattori di piccola taglia SMR e AMR – è una componente chiave per integrare le rinnovabili intermittenti con una generazione programmabile e decarbonizzata, contribuendo in modo decisivo alla sicurezza del sistema e all’indipendenza energetica. Il nuovo nucleare può, inoltre, attivare importanti benefici sistemici per il Paese, con un potenziale di Valore Aggiunto fino a 50 miliardi di Euro entro il 2050 se sviluppato secondo una logica di collaborazione europea.

Nel contesto della transizione delineata dalla visione programmatica, **il nuovo nucleare** – fondato sullo sviluppo di SMR (*Small Modular Reactors*) e AMR (*Advanced Modular Reactors*) – si afferma come **elemento strategico per integrare le rinnovabili intermittenti con una produzione continua, programmabile e a basse emissioni**.

A conferma della rinnovata centralità del nucleare nella transizione energetica, **diversi Paesi europei** – tra cui Belgio, Repubblica Ceca e Svizzera – stanno rivedendo le proprie politiche energetiche, superando ipotesi di *phase-out* o di riduzione degli investimenti e **riconoscendo al nucleare un ruolo strategico** per la sicurezza e l’indipendenza energetica.

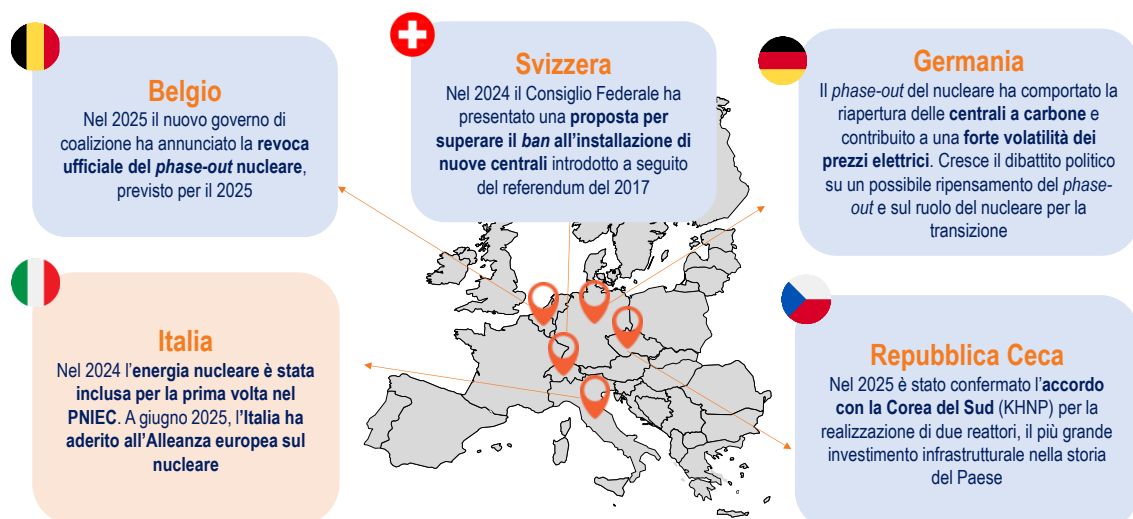


Figura IX. Paesi europei stanno rivalutando il ruolo del nucleare per la transizione energetica e la sicurezza strategica (illustrativo).
Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

In particolare, gli **SMR**, basati su tecnologie evolute di III generazione, si distinguono per le **economie di serie, la standardizzazione e la costruzione modulare**, che permettono tempi più rapidi di installazione e ritorni economici più certi. Gli **AMR**, invece, rappresentano la IV generazione e aggiungeranno tra i benefici la **possibilità di utilizzare come combustibile i rifiuti nucleari** delle generazioni precedenti e il **raggiungimento di temperature fino a 950°C** che li rende impiegabili in applicazioni industriali a elevata intensità termica. Una caratteristica distintiva del nuovo nucleare è, pertanto, la **complementarità tecnologica tra SMR e AMR**, che valorizza le sinergie tra le generazioni e abilita la minimizzazione del volume e della radiotossicità dei rifiuti nucleari finali. Questa prospettiva apre ad importanti opportunità di **partnership europee, basate sul co-sviluppo della tecnologia SMR ed AMR e sul co-investimento negli impianti del ciclo del combustibile, strategici per la sovranità energetica italiana ed europea**.

L'Italia, pur non avendo attivi reattori nucleari da oltre trent'anni, conserva un tessuto industriale e tecnologico competitivo, con **70 aziende attive nel settore e competenze consolidate nella produzione di componenti chiave, forgiate e ingegneria**. La valorizzazione di questa filiera può generare benefici economici rilevanti. Secondo le stime, il **nuovo nucleare potrebbe abilitare entro il 2050 fino a 50 miliardi di euro di Valore Aggiunto, pari al 2,5% del PIL**.



Figura X. I benefici associati allo sviluppo del nuovo nucleare in Italia. Fonte: elaborazione TEHA Group su Rapporto TEHA, Edison e Ansaldo Nucleare "Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese. Il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività", 2024.

L'Italia ha già compiuto passi concreti verso il rilancio del nucleare. Con l'inserimento del nucleare nel PNIEC e la recente **adesione alla Nuclear Alliance europea**. A conferma di ciò, nel luglio 2025 la **Conferenza Unificata** tra Stato e Regioni ha approvato lo schema di Legge che, quando approvato anche dal Parlamento, affiderà al Governo il compito di disciplinare l'intero ciclo di vita degli impianti.

Il Rapporto individua un **insieme di azioni strategiche prioritarie** per valorizzare il nuovo nucleare in Italia, tra cui la **definizione di un piano industriale di lungo periodo**, la formalizzazione di un **organismo nazionale di coordinamento** (NEPIO), il rafforzamento della ricerca e della formazione lungo tutta la filiera e l'attivazione di strumenti di supporto agli investimenti pubblici e privati.

6. Lo sviluppo della Carbon Capture & Storage (CCS), di cui anche Paesi con obiettivi di sviluppo importanti sulle rinnovabili come Germania e Spagna stanno oggi accelerando il dispiegamento consente di decarbonizzare i processi industriali e aumentare la flessibilità sistemica garantendo l'operatività delle centrali termoelettriche. Lo sviluppo in Italia di una filiera integrata può generare fino a 30 miliardi di Euro di Valore Aggiunto entro il 2050.

Nella *roadmap* della transizione energetica nazionale, lo sviluppo della *Carbon Capture & Storage* (CCS) ha un ruolo sempre più **strategico e strutturale**. Se il nuovo nucleare rappresenta una leva per garantire produzione elettrica decarbonizzata e indipendenza energetica, la **CCS si configura come uno strumento essenziale per decarbonizzare i settori industriali hard-to-abate e rafforzare la flessibilità del sistema energetico, mantenendo l'operatività del parco termoelettrico** esistente in un *mix* elettrico dominato da rinnovabili intermittenti.

Negli ultimi anni, a livello mondiale la CCS ha conosciuto un'accelerazione significativa a livello internazionale, che riflette la crescente maturità tecnologica e rilevanza strategica del settore. A livello globale, il **numero complessivo di impianti CCS è cresciuto da 65 nel 2020 a 628 nel 2024**.

Numerosi **Paesi europei stanno adottando approcci concreti e strutturati per integrare la CCS nelle proprie strategie industriali e climatiche**, a conferma del suo crescente ruolo strategico nella transizione energetica. La **Germania** ha definito una strategia a lungo termine per gestire il 5% delle emissioni considerate “inevitabili”, con iniziative anche a livello regionale, come nel Nord Reno-Westfalia, dove sono previsti progetti per la cattura di milioni di tonnellate di CO₂ da processi industriali. La **Danimarca** ha istituito un fondo CCS da **2,1 miliardi di Euro in 20 anni** per sostenere progetti nazionali, accompagnando l'azione normativa con un solido supporto finanziario. Il **Regno Unito** ha lanciato un **piano operativo dettagliato**, affiancato da **24 miliardi di euro di finanziamenti pubblici** per creare un ecosistema normativo, tecnologico e industriale favorevole alla diffusione della CCS su larga scala. Infine, la **Norvegia**, già pioniera nel settore, ha dato vita al progetto **Longship**, una delle iniziative più avanzate d'Europa, con **1,6 miliardi di Euro di investimenti** per sviluppare un'infrastruttura integrata di cattura, trasporto e stoccaggio offshore della CO₂. Infine, sebbene la **Spagna** sia storicamente tra i Paesi europei più dinamici nel settore delle energie rinnovabili – con una crescita media annua del fotovoltaico pari al +20% tra il 2010 e il 2024 – il Governo ha recentemente avviato un'**evoluzione significativa nella propria strategia climatica**, riconoscendo la necessità di integrare soluzioni di **Carbon Capture and Storage (CCS)** per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica al 2050. Questi esempi dimostrano come la CCS stia evolvendo rapidamente da tecnologia sperimentale a **pilastro operativo delle strategie climatiche e industriali nazionali**, sostenuta da visione politica, governance dedicata e investimenti rilevanti.



Figura XI. Panoramica delle strategie nazionali di gestione del carbonio e delle roadmap per l'implementazione della CCS. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Global CCS institute, 2025.*

Anche in Italia, la CCS può svolgere un ruolo chiave a patto di accelerarne il percorso di valorizzazione, beneficiando delle sperimentazioni già attuate, in ottica di sviluppo di filiera.

Oltre alla valenza ambientale e strategica, lo sviluppo della CCS può generare **benefici economici significativi per l'Italia**. Una filiera nazionale integrata, infatti, potrebbe produrre **fino a 30 miliardi di Euro di Valore Aggiunto tra il 2026 e il 2050** articolato in **10,3 miliardi** di impatti diretti legati alla progettazione, realizzazione e gestione degli impianti CCS, **15,7 miliardi** di impatti **indiretti**, attivati lungo le filiere collegate (componentistica, ingegneria, servizi) e **4 miliardi di impatti indotti**, generati dall'aumento del reddito e dei consumi.

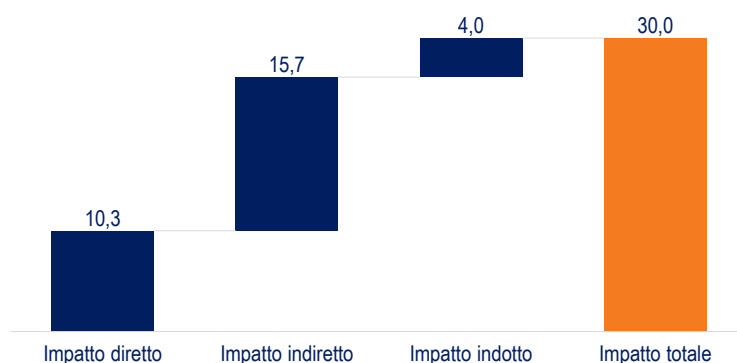


Figura XII. Impatto diretto, indiretto e indotto cumulato generato dallo sviluppo della filiera CCS in Italia (miliardi di Euro), 2026-2050 Fonte: elaborazione TEHA Group su report TEHA-Snam-EniLab «CCS: leva strategica per la decarbonizzazione e la competitività dell'Italia», 2025.

Per sostenere il percorso di valorizzazione della CCS in Italia, il Rapporto propone di definire un **piano industriale a lungo termine**, completare il **quadro normativo abilitante**, attivare strumenti di finanziamento dedicati, promuovere **formazione e riqualificazione professionale**, e istituire un ente nazionale di coordinamento per garantire *governance* e visione integrata.

- 7. L'attuazione delle soluzioni previste nella visione programmatica è un fattore chiave per sostenere la competitività delle produzioni green e low carbon in Italia. L'industria energivora genera circa 50 miliardi di Euro di valore aggiunto ed è responsabile del 15,5% delle emissioni nette nazionali. Un caso paradigmatico è quello dell'acciaio: l'84% della produzione italiana avviene tramite forni elettrici (vs media UE del 44%). Un sistema energetico decarbonizzato ed efficiente diventa un vantaggio diretto e concreto per costituire un hub italiano sull'acciaio green.**

La visione programmatica per la transizione può, infine, diventare uno strumento industriale per **abilitare produzioni green** competitive nei comparti **hard-to-abate**. In Italia i settori energivori concentrano circa il **70%** delle emissioni del manifatturiero e il **71%** dei consumi energetici industriali, con un fabbisogno termico spesso oltre **150°C** che limita l'elettificazione dei processi. La combinazione tra disponibilità di energia a basse emissioni, prevedibilità del costo e mercati di sbocco per prodotti *low carbon* è la condizione per

difendere capacità produttiva e rendere bancabili gli investimenti, anche attraverso bioenergie, idrogeno rinnovabile, CCS e calore diretto o idrogeno da SMR ed AMR dove tecnicamente applicabile.

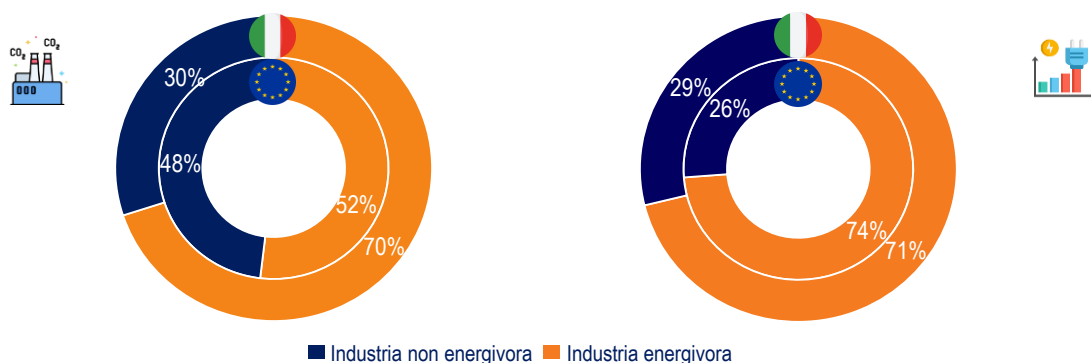


Figura XIII. Emissioni di gas a effetto serra nell'industria Europea ed Italiana (valori percentuali), 2023 – a sinistra - Consumi di energia finale nell'industria Europea ed Italiana (valori percentuali), 2023 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat ed EEA, 2025.

Un esempio paradigmatico di produzione *green* può essere quello dell'acciaio nel cui contesto competitivo l'**Europa** pesa il **6,6%** della produzione mondiale di acciaio grezzo su **1,9 miliardi di tonnellate**. l'Italia rappresenta il **16,7%** dei **126,2 milioni di tonnellate** europee, seconda solo alla Germania con il 28,1%. La struttura produttiva nazionale è già orientata a tecnologie a minore intensità emissiva, con un ricorso ai **forni elettrici** intorno all'**84%** - molto superiore alla media europea pari al 44% e mondiale pari al 28%. L'acciaio *low carbon* è *input* strategico per filiere della **transizione** come fotovoltaico, reti elettriche, eolico e infrastrutture per l'idrogeno.

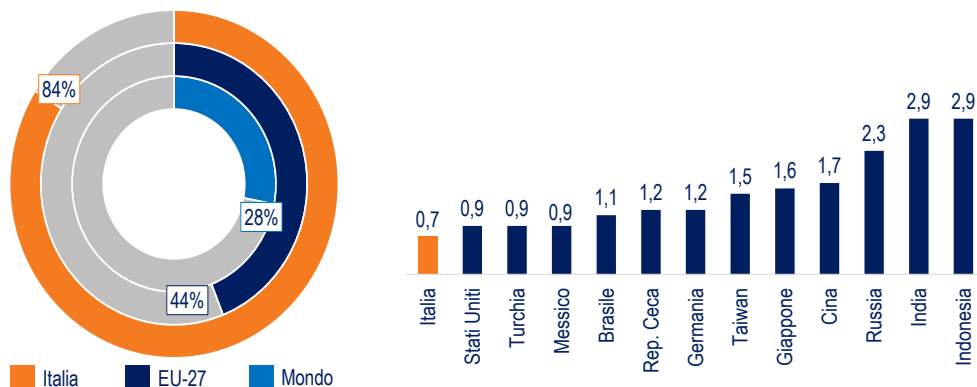


Figura XIV. Produzione di acciaio da forno elettrico sul totale (percentuale sul totale), 2023– a sinistra – e Intensità emissiva dell'acciaio dei top-15 produttori mondiali (Ton CO2/Ton di acciaio prodotto), 2023 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Steel Association e Eurofer, 2025.

Il quadro di *policy* attuale resta sbilanciato, con circa il **90%** dei sostegni pubblici destinati alla siderurgia in Europa ha finanziato l'**offerta tecnologica**, mentre i segnali di domanda sono

deboli. Sul lato dei prezzi, infatti, ad aprile 2025 l'acciaio *green* si colloca intorno a 800 Euro per tonnellata, con un **green premium** richiesto di **200–300 Euro per tonnellata**.

Valorizzare il ruolo delle produzioni *green* all'interno del processo di transizione delineato dalla visione programmatica richiede un *set* coerente di misure: **stimolo della domanda** tramite *green public procurement* e criteri ambientali minimi nei bandi, meccanismi premiali fiscali **e semplificazioni** per chi utilizza materiali *low carbon*, accesso a **energia decarbonizzata e competitiva** attraverso **PPA** ed **Energy Release**, completamento degli strumenti europei di tutela competitiva con l'**estensione** del **CBAM** ai prodotti finiti nel solco dello *EU Steel and Metal Action Plan*. L'**allineamento** tra **politica industriale** e **traiettoria energetica** può consentire di creare mercati stabili per i prodotti decarbonizzati e trasformare i punti di forza strutturali dell'Italia in un vantaggio competitivo nelle filiere *green*.

CAPITOLO 1

IL CONTESTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN EUROPA E IN ITALIA E IL RUOLO DI PNIEC E PNRR PER IL RAGGIUNGIMENTO DEI *TARGET* DEL PAESE

1. Il primo Capitolo del Rapporto si propone di delineare il quadro attuale della **transizione energetica nell’Unione Europea e in Italia**, in un momento storico in cui è necessario un ripensamento delle strategie industriali, ambientali ed economiche. La crisi climatica, l’instabilità geopolitica e l’urgenza di rafforzare l’autonomia strategica rendono l’energia una dimensione centrale di **competitività e sicurezza sistemica**.
2. All’interno di questo scenario, la costruzione di un assetto energetico sostenibile e resiliente richiede un **impegno coordinato** tra istituzioni e industria accompagnato da una **capacità concreta** di trasformare le **ambizioni programmatiche** in **risultati misurabili**. La riflessione proposta in questo capitolo si fonda su un’analisi integrata del **quadro regolatorio**, degli **strumenti programmatori** e delle **performance di attuazione delle politiche pubbliche** in ambito energetico. In particolare, essa mette in luce le tensioni tra **ambizione e realizzazione**, tra urgenza e capacità di risposta, che caratterizzano il momento attuale della transizione energetica in Europa e in Italia.
3. La lettura combinata delle politiche comunitarie e delle strategie nazionali consente di evidenziare i punti di forza e le criticità del percorso in atto, ponendo l’attenzione non solo sugli **obiettivi ambientali**, ma anche sulla necessità di garantire **coerenza economica, efficienza esecutiva e competitività industriale**.
4. Nello specifico, il Capitolo propone una lettura integrata del **quadro europeo e nazionale** della **transizione energetica**, articolata in due dimensioni principali:
 - Una prima parte è dedicata all’analisi dello stato di avanzamento del **Green Deal europeo**, prendendo le mosse dall’*assessment* condotto dal Joint Research Centre (JRC) della Commissione Europea e con un *focus* specifico sulla dimensione energetica. A partire da questi elementi viene inquadrato il rinnovato contesto di *policy* delineato dall’Unione Europea, in cui la competitività diventa asse strategico trasversale e secondo un’impostazione resa esplicita dal **Competitiveness Compass** e dalle iniziative normative più recenti.
 - Nella seconda parte, tali dinamiche vengono inserite nella **realtà italiana**, analizzando come il Paese si stia muovendo rispetto agli **obiettivi sanciti dal PNIEC** e come gli **investimenti collegati al PNRR** possano contribuire al il perseguimento degli obiettivi climatici ed energetici.

1.1 LO STATO DI AVANZAMENTO DEL **GREEN DEAL** EUROPEO E IL RINNOVATO CONTESTO DI POLICY CON FOCUS SULLA COMPETITIVITÀ

5. Il **Green Deal** europeo, presentato dalla Commissione europea a dicembre 2019, è la strategia quadro dell'Unione per rendere l'Europa il **primo continente** climaticamente **neutro** entro il **2050**. Si tratta di un piano di trasformazione profonda dell'economia, dell'energia, dell'industria e della società europee, fondato su alcuni principi guida fondamentali: la centralità della **sostenibilità ambientale**, l'integrazione trasversale delle **politiche climatiche** in tutte le aree di intervento, e un **approccio equo e inclusivo** alla transizione. Rappresenta, in altri termini, il **fulcro** della **trasformazione economica, energetica e industriale** dell'Unione Europea.
6. A 5 anni dalla sua presentazione e a fronte dell'ambizione dichiarata, i progressi effettivi sono ancora parziali e disomogenei come testimoniato da un recente **assessment** condotto su scala comunitaria dal Joint Research Centre (**JRC**) della Commissione Europea¹. L'obiettivo *dell'assessment* è duplice: da un lato fornire un **quadro aggiornato** e misurabile dello stato di **avanzamento** del **Green Deal**; dall'altro individuare le **aree** in cui è necessario un **intervento** correttivo tempestivo per garantire l'efficacia del percorso europeo verso la neutralità climatica.

Le sette aree tematiche del Green Deal e i 154 obiettivi quantificabili

7. Il quadro strategico del *Green Deal* europeo può essere suddiviso in **sette aree tematiche** fondamentali, ognuna delle quali rappresenta un tassello nel percorso di transizione verso un'**economia climaticamente neutra e sostenibile**. Si tratta, nello specifico di: **economia** circolare, **energia clean**, tutela della **biodiversità**, **mobilità sostenibile**, **riduzione** dell'**inquinamento** e delle **emissioni** di gas serra e trasformazione della **politica agricola** comune in chiave *green*. L'*assessment* condotto dal JRC identifica in queste 7 aree **154 obiettivi quantificabili**, che costituiscono la base operativa per monitorare l'**efficacia** e la **coerenza** dell'azione in materia di transizione ecologica.

¹ Joint Research Centre, “*Delivering the EU Green Deal - Progress towards targets*”, 2025.

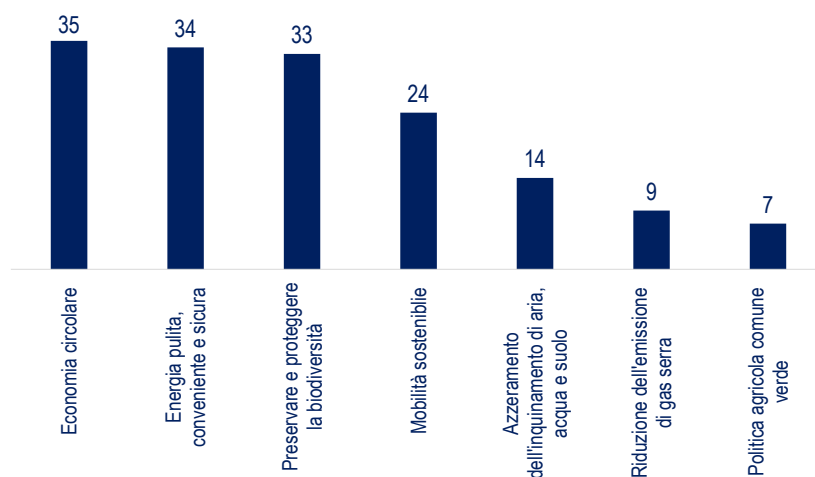


Figura 1. Numero di obiettivi del Green Deal europeo quantificabili per area tematica, 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2025.*

8. La distribuzione di questi obiettivi evidenzia un'**eterogeneità strutturale** nelle **priorità** e nella **maturità** delle **policy settoriali**. I domini dell'**economia circolare**, dell'**energia** e della **biodiversità** raccolgono oltre **due terzi** degli obiettivi complessivi, segno della forte attenzione istituzionale riservata a tali ambiti. Di contro, la riduzione delle emissioni di gas serra e la riforma della politica agricola comune presentano un numero più contenuto di **target** misurabili, riflettendo una maggiore complessità di *governance* o una minore granularità delle metriche disponibili. Questa asimmetria può generare **squilibri di attuazione** e richiede un affinamento degli strumenti di monitoraggio per garantire una transizione equa e sistemica, fondata su un approccio coerente e comparabile tra settori.
9. Nonostante la chiarezza degli obiettivi e la strutturazione delle aree tematiche, lo stato di avanzamento del *Green Deal* fotografa un **ritardo sistemico** sulle diverse dimensioni monitorato. A livello aggregato, soltanto il **20,8%** dei 154 obiettivi totali si trova in **linea con i tempi pianificati**. Di contro, il **41,6%** degli obiettivi necessita di un'accelerazione significativa, mentre il **9,7%** mostra segnali di regressione o assenza di progresso. Ancora più rilevante è la quota di obiettivi per cui i dati disponibili non sono sufficienti a formulare una valutazione robusta (**27,9%**), indice di un *deficit* informativo che ostacola la **rendicontazione** e la **trasparenza dell'azione pubblica**. Il quadro complessivo è quindi quello di un rallentamento diffuso, che mina la coerenza della transizione e ne mette in discussione la fattibilità nei tempi annunciati.

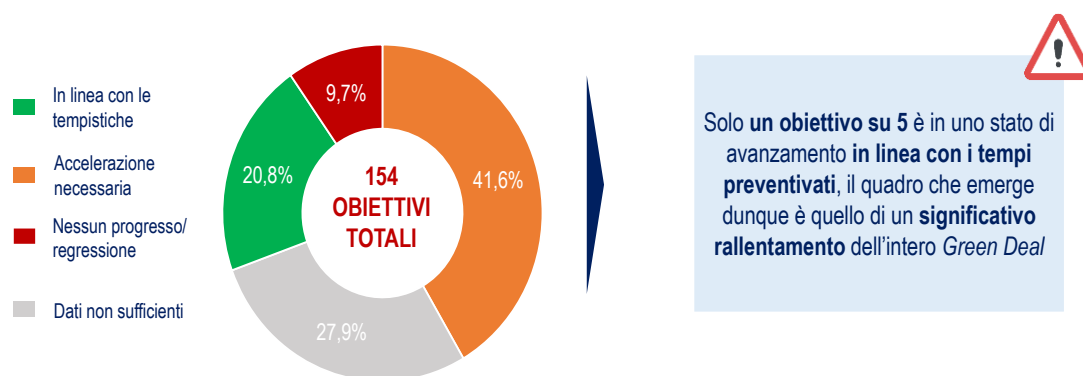


Figura 2. Stato di avanzamento degli obiettivi del Green Deal (valori in percentuale), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2025.

10. La necessità di imprimere un'accelerazione non riguarda solo alcuni ambiti specifici, ma si presenta in maniera **trasversale** a **tutte** le **aree** tematiche del *Green Deal*. In particolare, settori nevralgici come l'**energia pulita** (**65%** degli obiettivi in ritardo) mostrano difficoltà soprattutto nell'attuazione di politiche volte alla **sicurezza energetica** e all'integrazione delle **fonti rinnovabili**, con un bisogno urgente di accelerare gli investimenti infrastrutturali e le regolazioni legate a **FER** e sistemi di **accumulo**. Con riferimento alla politica agricola comune verde (**71%** degli obiettivi in ritardo), il JRC sottolinea che molte delle azioni **Farm to Fork** risultano **incompiute**, in particolare sul fronte della riduzione dei pesticidi e della gestione sostenibile del suolo. Per la **riduzione** delle **emissioni** di gas serra (**56%** in ritardo), il messaggio chiave è che le politiche ESG richiedono una **maggiore diffusione** di strumenti di **carbon pricing** e sistemi efficaci di **monitoraggio ESR/ETS** per garantire coerenza tra *target* e riduzioni reali. Nella dimensione dell'**economia circolare**, pur con un **31%** degli obiettivi allineati, il JRC evidenzia che la **limitata efficacia** dei meccanismi esistenti genera un rallentamento significativo nell'adozione di modelli di riciclo e scambio di materia. Infine, in aree come tutela della **biodiversità** e **azzeramento** dell'**inquinamento**, il principale freno è il **deficit informativo**: il JRC rileva che rispettivamente il **45%** e il **35%** dei *target* non siano oggi valutabili per **mancanza** di **dati**, compromettendo la trasparenza e la rendicontazione delle *performance*.
11. L'eterogeneità degli stati di avanzamento solleva interrogativi sul disegno e sulla capacità di attuazione delle *policy*, ponendo l'accento sulla necessità di **interventi correttivi differenziati ma sistemici**, per ricalibrare l'intera traiettoria della transizione verde.

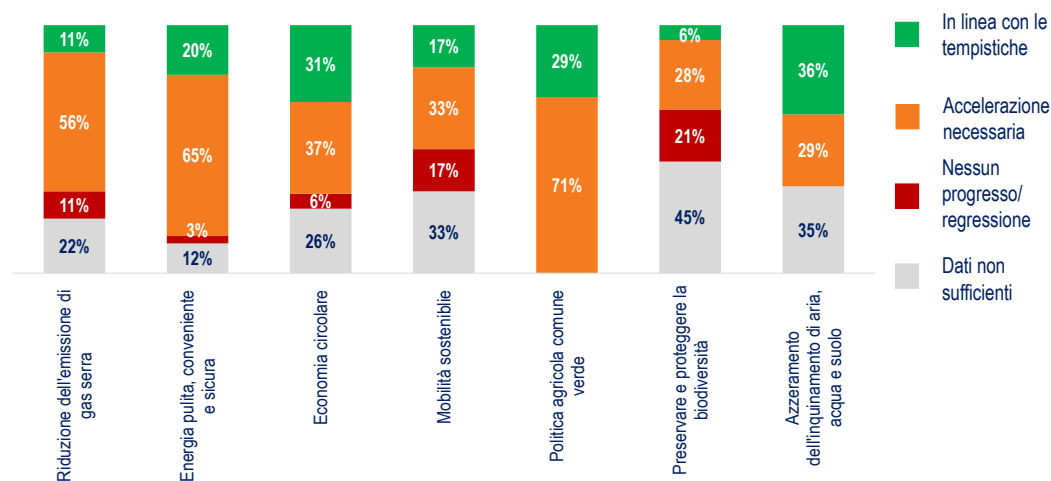


Figura 3. Stato di avanzamento degli obiettivi per area tematica (valori in percentuale), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione Europea, 2025.

12. All'interno del complesso mosaico del Green Deal, la **dimensione energetica** rappresenta uno dei **pilastri** più importanti e allo stesso tempo più critici. Secondo l'analisi condotta dal JRC, l'Unione Europea nel suo complesso ha oggi **ritardi** significativi in **12** dei 15 indicatori **binding**, ovvero quegli obiettivi giuridicamente vincolanti per gli Stati membri. Solo 3 *target* risultano in linea con le tempistiche previste. Si tratta specificamente di:

- raggiungimento, entro il 2022, del 18% dell'aumento totale previsto della quota di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi;
- impegno degli Stati membri a fissare un obiettivo indicativo per le tecnologie innovative nel settore delle rinnovabili, pari ad almeno il 5% della nuova capacità installata da qui al 2030;
- previsione del raggiungimento della neutralità energetica nel settore del trattamento delle acque reflue entro il 2045.

Altri **11 indicatori vincolanti necessitano di un'accelerazione decisa**, mentre uno risulta addirittura fermo. Si tratta di un dato particolarmente critico, se si considera che tali obiettivi includono voci fondamentali come l'incremento della quota di rinnovabili nei consumi finali lordi, nei trasporti, nell'industria e nel settore del riscaldamento e raffrescamento, nonché la riduzione dei consumi energetici e la riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico.

Indicatori <i>binding</i> in ritardo/con nessun progresso	Stato attuale
Quota FER nei consumi finali lordi	!
Quota FER nei consumi dei trasporti	!
Aumento medio annuo della quota FER nei consumi dell'industria	!
Aumento annuo della quota FER nel riscaldamento e raffrescamento	!
Riduzione dei consumi finali di energia rispetto allo scenario del 2020	!
Limite al consumo primario di energia	!
Risparmi cumulati di energia finale su base pluriennale, 2021 - 2030	!
Ristrutturazione annuale del patrimonio edilizio pubblico	!
Riduzione dell'uso medio di energia primaria nel settore residenziale	!
Progetti congiunti tra Stati membri per la produzione di energia rinnovabile	!
Interconnessione elettrica a livello UE	!
Quota di idrogeno rinnovabile nei consumi industriali	×

 Accelerazione necessaria
  Nessun progresso/regressione

Figura 4. Indicatori *binding* in ritardo/con nessun progresso, 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati JRC, 2025

13. Anche per quanto riguarda i *target non-binding* – cioè politicamente ma non giuridicamente vincolanti – la situazione è simile: su 15 indicatori monitorati, **solo quattro** sono **in linea** con le scadenze. Tra questi figurano il raddoppio atteso, entro il 2030, della quota di energia rinnovabile nel *mix* elettrico europeo, che dovrebbe salire al 55–60%; l'accelerazione nella diffusione delle pompe di calore; e il raggiungimento di oltre 320 GW di capacità fotovoltaica installata entro il 2025.
14. In sintesi, il quadro che emerge dall'*assessment* condotto su scala europea dal JRC mostra un generalizzato ritardo rispetto ai target fissati dal *Green Deal* europeo con la dimensione energetica che non fa eccezione a questo riguardo.

Il rinnovato focus sulla competitività: una ridefinizione delle priorità europee

15. Anche alla luce delle difficoltà emerse nell'attuazione del *Green Deal*, l'Unione Europea ha avviato, a partire dal gennaio 2025, un **processo di riorientamento** profondo delle proprie **priorità strategiche**. Questo riposizionamento non rappresenta un arretramento rispetto agli obiettivi della transizione verde, ma piuttosto un tentativo di collocarla all'interno di un nuovo paradigma, in cui la **competitività diventa l'asse trasversale e abilitante di tutte le politiche settoriali**, incluse quelle ambientali ed energetiche. L'avvio formale di questa nuova fase è coinciso con la presentazione della **"Bussola per la Competitività"** il 26 gennaio, cui hanno fatto seguito una serie di interventi chiave e pacchetti normativi che testimoniano la volontà di rilanciare l'industria europea attraverso una governance più incisiva e reattiva. Nel **Commission**

Work Program dell'11 febbraio viene chiaramente esplicitata la priorità assegnata alla **semplificazione normativa**, alla **sicurezza economica** e alla **competitività sistemica**. Il successivo intervento di Mario Draghi – autore del *Report* sulla competitività europea che ha avviato il dibattito su questa nuova linea strategica – presso il Parlamento Europeo ha costituito un **appello esplicito ad agire** “con velocità, scala e intensità” per fronteggiare una stagnazione interna che si scontra con un mondo esterno in rapida espansione.

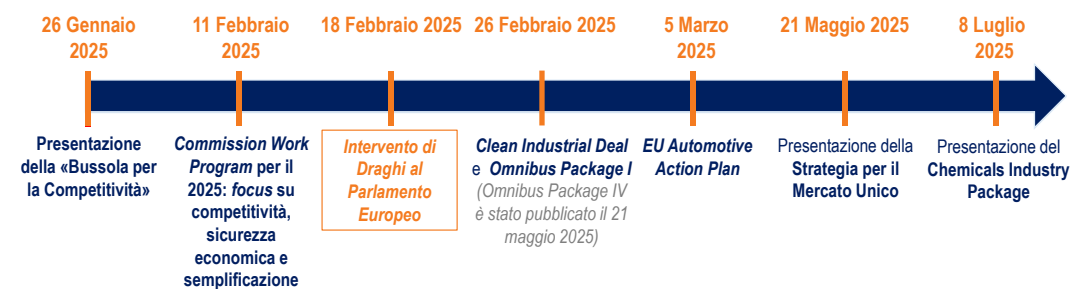


Figura 5. Timeline del riorientamento delle priorità strategiche europee generali e settoriali, 2025. Fonte: elaborazioni TEHA Group su dati Commissione Europea, 2025

16. A valle di questa nuova impostazione, la Commissione ha avviato una serie di **iniziative legislative e strategiche** che coprono **settori critici** dell'economia europea. Dal *Clean Industrial Deal* all'*Automotive Action Plan*, fino alla Strategia per il Mercato Unico e al *Chemicals Industry Package*, si delinea un'agenda integrata che punta a rilanciare l'industria continentale non solo come strumento di crescita economica, ma anche come leva per l'autonomia strategica e la resilienza sistemica dell'Unione. Il messaggio politico è chiaro: in una fase storica caratterizzata da tensioni geopolitiche, volatilità dei mercati energetici e transizione climatica, la **competitività** non è più una variabile subordinata, bensì il **prerequisito per la sostenibilità** stessa del progetto europeo.
17. In questo senso, il “**Competitiveness Compass**” vuole essere un **cambio di paradigma** per una *governance* finalizzata a **rilanciare** la **competitività** dell'**industria europea**, che combini 3 ambiti di intervento prioritari con 5 attività trasversali di natura sistemica. I 4 assi portanti dell'intervento delineano in maniera netta le principali sfide industriali dell'Unione: **colmare** il **divario** di **innovazione**, **sostenere** la **decarbonizzazione** senza perdere in competitività e **rafforzare** la **sicurezza** e la **resilienza economica** e **produttiva**. Si tratta di un'impostazione che riconosce come la transizione ecologica, da sola, non possa assicurare prosperità industriale se non viene accompagnata da politiche di reindustrializzazione intelligente e cooperazione europea.
18. A supporto di questi ambiti, il *framework* operativo si articola su **5 attività trasversali** fondamentali: la **semplificazione regolatoria** come prerequisito per un'azione industriale efficace; la rimozione degli ostacoli che ancora frammentano il mercato interno; il **rafforzamento** degli **strumenti finanziari** a supporto della competitività, in particolare per le PMI e le filiere strategiche; lo sviluppo delle **competenze** e la creazione

di **occupazione qualificata**, in linea con la doppia transizione verde-digitale; e infine, una **governance più efficace e coerente**, fondata su un migliore coordinamento tra politiche nazionali e strategie europee. L'integrazione tra questi elementi rappresenta una risposta complessiva, pragmatica e multilivello alla sfida di riposizionare l'industria europea nel nuovo ordine economico globale, senza arretrare sugli obiettivi ambientali ma rafforzando al contempo la propria autonomia strategica.

1.2 LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA: IL QUADRO DI RIFERIMENTO TRA OBIETTIVI SANCITI DAL PNIEC E INVESTIMENTI PREVISTI DAL PNRR

19. Nel momento in cui l'*assessment* del JRC pone l'accento sui ritardi strutturali che mettono a rischio il raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, anche l'**Italia** si trova ad affrontare una **finestra temporale decisiva** per la transizione energetica. Mancano infatti **5 anni** al traguardo fissato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (**PNIEC**) e poco meno di un anno al completamento degli investimenti previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (**PNRR**), la cui ultima rata è prevista nel **2026**.
20. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) sono oggi due **pilastri strategici** per la **transizione energetica ed ecologica** nei prossimi anni. Pur nati da logiche differenti – il primo come adempimento previsto dal regolamento europeo sulla *governance* dell'energia, il secondo come risposta congiunturale alla crisi pandemica e alla necessità di rilancio economico – entrambi convergono nella loro struttura di fondo verso un obiettivo comune: l'**allineamento** agli impegni internazionali sanciti a livello europeo.
21. Il **PNIEC** si caratterizza per un impianto fortemente **integrato**, che abbraccia i settori dell'energia, dei trasporti, dell'efficienza energetica, del clima e della sicurezza. La sua natura strategica implica un'attenzione trasversale alla **sostenibilità socioeconomica** della **transizione**, che deve essere equa, inclusiva e compatibile con gli equilibri territoriali e occupazionali. Il **PNRR**, dal canto suo, pur non essendo un piano energetico in senso stretto, contribuisce in maniera significativa alla transizione attraverso l'**allocazione** vincolata di **almeno il 37%** delle risorse per **obiettivi climatici** e il **20%** per quelli **digitali**, secondo quanto stabilito dalla Commissione Europea. Il principio guida nella selezione dei progetti è duplice: da un lato **massimizzare l'impatto** su **PIL e occupazione**; dall'altro **rafforzare la sicurezza energetica** nazionale, riducendo le dipendenze esterne tramite il potenziamento delle reti e delle filiere industriali critiche.

Le quattro macroaree strategiche del PNIEC

22. Per realizzare una transizione energetica coerente con gli obiettivi europei e climatici, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) individua **4 macro-ambiti** strategici verso cui concentrare gli sforzi di *policy* e investimento: la **riduzione delle emissioni** e l'aumento degli **assorbimenti di gas serra**, lo **sviluppo** delle fonti di energia

rinnovabile, il miglioramento dell'**efficienza energetica** e il **potenziamento del sistema elettrico** e delle **reti**.

- Sul versante delle emissioni climalteranti, i *target* fissati al 2030 sono stringenti: una riduzione del **-66%** delle emissioni nei **settori** coperti dal sistema **ETS** rispetto ai livelli del 2005, e una contrazione del **-40,6%** nei settori non-ETS (ESR – *Effort Sharing Regulation*).
 - In parallelo, il PNIEC assegna un **ruolo decisivo** alle **energie rinnovabili** con *target* del **63,4% di FER** (Fonti Energetiche Rinnovabili) nel *mix* di generazione elettrica al 2030 e quota sui consumi finali pari al **39,4%** (**34%** nei trasporti, **36%** nel riscaldamento e raffrescamento, e **63%** nel settore elettrico).
 - Per quanto riguarda l'efficienza energetica, gli obiettivi si declinano in una **riduzione** dei consumi di **energia primaria** a **123 Mtep** (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio) e di **energia finale** a **102 Mtep**, con un risparmio cumulato, tramite obblighi di efficienza energetica, pari a **73,4 Mtep**. Questi numeri rendono evidente il peso strategico attribuito alle politiche di razionalizzazione e di riqualificazione energetica, sia in ambito residenziale che industriale.
 - Infine, il PNIEC guarda al **rafforzamento strutturale** del **sistema elettrico** come leva imprescindibile della transizione, puntando a raggiungere una capacità installata di **fonti rinnovabili** pari a **132 GW** e un **accumulo elettrochimico** pari a **22,5 GW**. L'evoluzione della rete rappresenta un prerequisito fondamentale per l'integrazione efficiente delle FER e per garantire la sicurezza e la flessibilità del sistema, in un contesto sempre più decentralizzato e digitalizzato.
23. L'articolazione di questi 4 ambiti strategici riflette l'approccio sistemico del PNIEC, che non limita l'azione alla sola decarbonizzazione ma mira a **ricomporre** in chiave unitaria le **dimensioni ambientali, energetiche, tecnologiche** ed **economiche** della transizione. Tuttavia, come già emerso dai dati sull'andamento attuale, la sfida non riguarda solo la coerenza degli obiettivi, ma soprattutto la capacità di trasformarli in misure concrete, rapide e coordinate. Significativamente, inoltre, il PNIEC formulato dall'Italia nel 2024 delinea anche un possibile scenario evolutivo al 2050 fondato su un *mix* di tecnologie a basse emissioni tra cui l'integrazione di generazione elettrica da fonte nucleare.

Le traiettorie in atto sugli indicatori più significativi del PNIEC

24. Tra le 4 macro-aree del PNIEC uno degli elementi più critici nel percorso italiano verso la transizione energetica riguarda il ritmo di **riduzione** delle **emissioni di gas serra**. Il PNIEC fissa per il 2030 un *target* di abbattimento del **-55%** rispetto ai livelli del 1990, in piena coerenza con gli obiettivi del pacchetto europeo "*Fit for 55*". Tuttavia, i dati disponibili segnalano un netto **disallineamento** tra gli impegni assunti a livello programmatico e l'effettivo andamento delle emissioni negli ultimi anni. Nel 2024, le emissioni italiane si attestano a circa **358 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente**, rispetto ai 516 milioni del

1990. Questo significa che, proseguendo con il tasso medio annuo di riduzione registrato negli ultimi cinque anni, l'Italia raggiungerebbe il target del -55% non nel 2030, ma con **oltre due decenni di ritardo**: solo nel 2052.

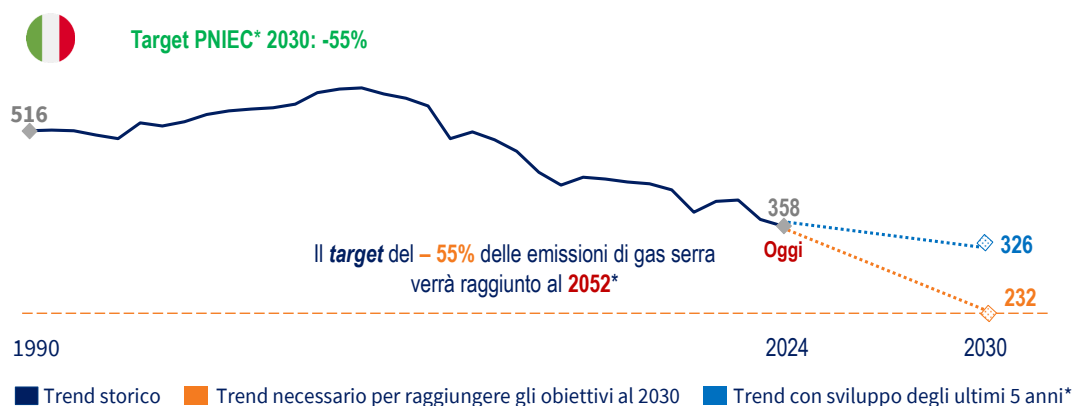


Figura 6. Emissioni di gas serra in Italia (milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti), 1990-2030E. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati su dati Enea e PNIEC, 2025.

25. Proiettando infatti l'attuale *trend*, la riduzione stimata al 2030 si fermerebbe attorno al -**37%**, lasciando un **gap** significativo di **18 p.p.** (punti percentuali) rispetto al traguardo sancito europeo. In termini assoluti, ciò equivale a un **deficit** di oltre **90 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente** che devono essere tagliate nei prossimi anni.
26. A fronte del *trend* complessivo sulle emissioni, una sotto-dimensione sta vedendo un *trend* in linea con l'andamento generale richiesto. Si tratta delle **emissioni di gas a effetto serra** nei settori regolati dal sistema europeo di scambio di quote di emissione (**ETS**). Questi settori, che comprendono in larga parte grandi impianti industriali e di generazione elettrica, rappresentano una quota significativa del bilancio emissivo nazionale e sono soggetti a vincoli giuridicamente vincolanti a livello UE. Secondo le elaborazioni di TEHA su dati dell'EEA, la traiettoria osservata tra il 2005 e il 2024 ha prodotto una riduzione media annua delle emissioni del **-3,9%**, che – se mantenuta fino al 2030 – consentirebbe all'Italia di raggiungere una diminuzione complessiva del **-64%** rispetto ai livelli del 2005. Si tratterebbe di un risultato assai prossimo al target ufficiale fissato al -66%, configurando quindi un **gap residuo** di appena **2 punti percentuali**.

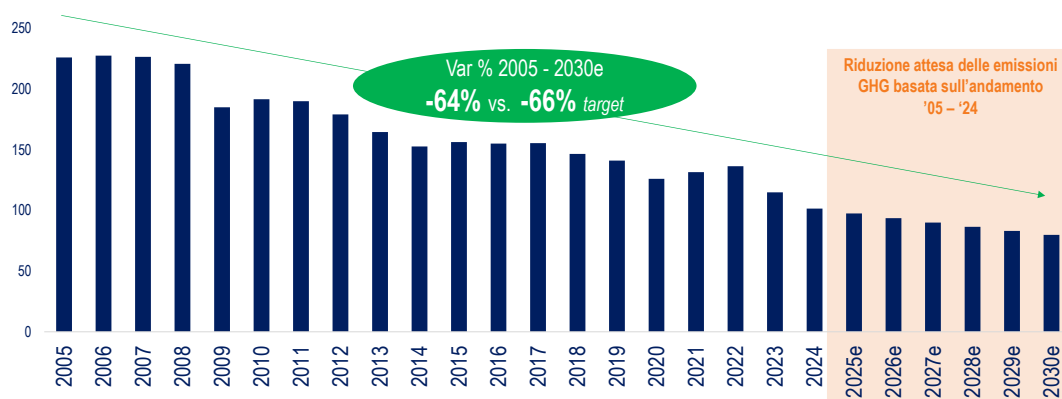


Figura 7. Emissioni gas GHG per impianti che ricadono nella normativa ETS in Italia (milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti), 2005 – 2030e. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati EEA, 2025.

L'altro lato della medaglia: decarbonizzazione trainata da contrazione produttiva

Il dato positivo sulle emissioni nei settori ETS richiede, tuttavia, un'analisi più approfondita delle **cause sottostanti** al calo registrato. Se è vero che la traiettoria emissiva appare allineata agli obiettivi europei, è altrettanto evidente che tale risultato non è dovuto esclusivamente – o nemmeno prevalentemente – a politiche di efficientamento o all'adozione di tecnologie pulite. Al contrario, l'andamento delle attività industriali nei comparti ETS rivela un quadro ben più critico, dominato da una tendenza alla **contrazione strutturale** della **produzione**.

Nel periodo 2005–2024, la produzione venduta nei settori ETS selezionati – tra cui figurano comparti ad alta intensità energetica e di emissione, come la fabbricazione di gas industriali, cemento, calce, gesso e prodotti chimici organici – ha subito un **calo del 51%**. Si tratta di una riduzione significativa, che incide direttamente sulla capacità produttiva dell'economia italiana e che rende la riduzione emissiva in atto da leggere con cautela.

Questa dinamica apre a riflessioni cruciali: una transizione energetica autenticamente sostenibile non può basarsi su una “decarbonizzazione per deindustrializzazione”. Un simile scenario, infatti, comporterebbe gravi ricadute in termini di crescita economica, occupazione e autonomia strategica. La riduzione delle emissioni deve dunque essere accompagnata da **investimenti** consistenti in innovazione tecnologica, efficienza energetica e **riconversione dei processi produttivi**, in modo da preservare e rilanciare la competitività del tessuto industriale nazionale nel contesto della transizione verde.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e fonti varie, 2025.

27. Nonostante l'attenzione crescente verso le fonti rinnovabili e il loro ruolo strategico nella transizione energetica, l'Italia si trova oggi di fronte a un **ritardo strutturale** nell'integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (**FER**) all'interno dei consumi finali lordi di energia. I dati aggiornati al 2024 mostrano una quota FER complessiva pari al **20,4%**, ben al di sotto della traiettoria prevista dal PNIEC per centrare il **target** al 2030 del **39,4%**. Se il ritmo di crescita rimanesse quello osservato nel decennio passato, la distanza dal target al 2030 sarebbe di **14,7 p.p.**, e il raggiungimento dell'obiettivo slitterebbe al **2045**.

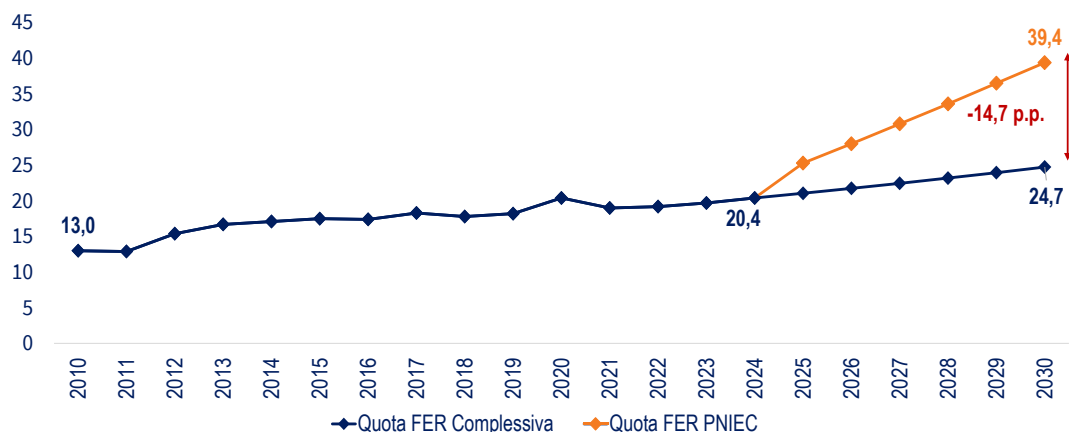


Figura 8. Quota FER sui consumi finali di energia (percentuale sul totale del consumo finale lordo di energia), 2010-2030e.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Piattaforma Monitoraggio PNIEC, 2025.

28. È importante precisare che la quota di fonti rinnovabili nei consumi finali rappresenta solo uno dei parametri utili a valutare il **grado di penetrazione delle FER**. Il PNIEC fissa obiettivi specifici anche in termini di **produzione elettrica da rinnovabili**, prevedendo che al 2030 il **63,4%** dell'elettricità sia generato da fonti rinnovabili. Su questo fronte, l'Italia ha compiuto **progressi significativi**: dal **23% del 2010** è passata al **41% nel 2024** (+18 p.p.). Sebbene il ritmo di crescita sia stato inferiore rispetto alla media europea (+24 punti percentuali dal 2010 al 2024), risulta comunque **superiore a quello globale** (+12 p.p. nello stesso periodo). Tuttavia, anche rispetto a questo *target*, l'Italia rischia di accumulare ritardi. Secondo le elaborazioni TEHA², mantenendo le condizioni attuali e sfruttando pienamente il potenziale tecnico delle FER, si raggiungerebbe una **quota massima del 50% di rinnovabili nel mix elettrico** al 2030, rimanendo così a **13,4 punti percentuali** dal *target* fissato dal PNIEC.
29. Tali divergenze tra andamento reale e percorso programmato rappresentano un campanello d'allarme per l'efficacia dell'attuale strategia di transizione. Le cause del ritardo sono molteplici: si va dalle **strozzature autorizzative** alla **carenza di infrastrutture abilitanti**, come reti di distribuzione e accumulo. Inoltre, l'incremento della quota FER richiede un **coordinamento intersettoriale** tra energia, trasporti e riscaldamento, ambiti in cui l'Italia sconta ritardi storici e mancanza di politiche strutturali. Il grafico precedente suggerisce un rischio concreto di **"mancato aggancio"** agli obiettivi europei, con conseguenze dirette sulla sull'efficacia del PNIEC. In particolare, l'eventuale fallimento nell'ampliamento delle FER nei consumi finali potrebbe pregiudicare anche altri *target* interconnessi, come la riduzione delle emissioni, l'efficienza energetica e la riduzione della dipendenza da fonti fossili estere.

² Per maggiori approfondimenti su questa dimensione si veda il *Position Paper* TEHA in collaborazione con CVA "Renewable Thinking: Lo stato dell'arte delle rinnovabili in Italia: quali leve strategiche per accelerarne il dispiegamento nel Paese", 2025.

Le criticità strutturali del PNIEC evidenziate dalla Commissione europea

30. A maggio 2025, la Commissione europea ha formalmente sollevato una serie di osservazioni nei confronti della versione aggiornata del PNIEC dell'Italia, sottolineando alcune **aree di debolezza strutturale e strategica** che rischiano di compromettere il pieno allineamento del piano nazionale con gli obiettivi europei di decarbonizzazione. Le 4 dimensioni identificate – che spaziano dalla chiarezza attuativa alla *governance* normativa – offrono una chiave interpretativa utile per comprendere l'attuale stato di avanzamento e le sfide che restano da affrontare.
31. In primo luogo, la Commissione evidenzia una **carenza di dettaglio e chiarezza** nelle **misure di attuazione**. Sebbene il PNIEC italiano includa obiettivi e principi generali coerenti con i *target* europei, mancano indicazioni operative concrete, elementi tecnici e cronoprogrammi affidabili per molte delle misure proposte, rendendo così di difficile valutazione la **credibilità e fattibilità** e riducendo l'efficacia del piano come strumento utile di *governance* in campo energetica.
32. Un secondo ambito critico riguarda la **scarsa ambizione** degli **investimenti** per l'**efficienza energetica**, in particolare nel settore residenziale e nei trasporti, due comparti strategici per la riduzione della domanda energetica primaria, e la Commissione ha ritenuto il contributo italiano ai *target* di efficienza insufficiente sia in termini quantitativi sia per l'assenza di schemi di incentivo e monitoraggio strutturati.
33. Sul fronte della *governance*, emerge il nodo del **processo autorizzativo** per i nuovi impianti FER, considerato **complesso, disomogeneo e frammentato**. I disallineamenti tra autorità centrali e regionali rallentano l'implementazione dei progetti, in un contesto che richiederebbe invece celerità e coerenza amministrativa, e qui la Commissione sollecita quindi un'urgente semplificazione normativa, ritenuta preconditione per l'accelerazione degli investimenti infrastrutturali nel settore energetico.
34. Infine, un ulteriore punto di debolezza viene individuato nella strategia su **idrogeno e sistemi di accumulo**. Pur citati nel PNIEC come tecnologie abilitanti, gli interventi previsti risultano deboli, non strutturati o del tutto assenti, mancando una visione di sistema sullo sviluppo infrastrutturale dell'idrogeno rinnovabile e dell'accumulo elettrochimico, elementi imprescindibili per costruire un sistema energetico integrato, flessibile e resiliente.
35. Queste osservazioni delineano un quadro chiaro: affinché il PNIEC possa costituire un pilastro credibile della strategia di transizione italiana, sarà necessario **rafforzarne l'attuabilità**, migliorare il **coordinamento istituzionale** e allocare **risorse** in modo più **strategico e coerente** con gli obiettivi europei. In particolare, sarà fondamentale definire una **roadmap attuativa dettagliata**, che consideri in modo integrato tutte le dimensioni della transizione – energetica, ambientale, industriale e sociale – e includa le tecnologie abilitanti più rilevanti, così da garantire una pianificazione efficace e realistica degli interventi necessari.



Figura 9. Gli elementi critici del PNIEC italiano nella *review* della Commissione europea. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.*

L'evoluzione del PNRR e la riallocazione delle risorse tra le diverse missioni

36. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è stato formulato nel **2022**, con una dotazione complessiva pari a **191,5 miliardi di Euro**, articolandosi inizialmente in **6 missioni** strategiche – digitalizzazione (M1), transizione ecologica (M2), infrastrutture per la mobilità sostenibile (M3), istruzione e ricerca (M4), inclusione e coesione (M5), salute (M6)– successivamente affiancate dalla **Missione 7**, introdotta con il capitolo RePowerEU. **Quest'ultimo capitolo è strettamente connesso con la transizione e sicurezza energetica** in quanto la sua introduzione è avvenuta in seguito alla crisi energetica originatasi con l'invasione russa dell'Ucraina.
37. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è stato oggetto, nel corso del 2023, di un importante processo di **revisione**. Tale aggiornamento si è reso necessario per adeguare priorità e strumenti operativi a uno scenario segnato da tensioni internazionali, instabilità dei mercati energetici e crescente urgenza delle sfide ambientali. In questo quadro, il ripensamento del PNRR ha assunto un valore strategico complementare rispetto al PNIEC, mirando a rafforzare la coerenza complessiva del disegno di transizione italiano e a garantire un impiego più mirato ed efficace delle risorse disponibili.

Stato di attuazione del PNRR e performance italiana nel contesto europeo

L'Italia si posiziona tra i primi 5 Paesi dell'UE per grado di **attuazione** del PNRR, mostrando un livello di implementazione che, **a fine 2024**, ha raggiunto il **63%** dei fondi complessivamente assegnati e il **54%** dei *milestone* e *target* (M&T) previsti. Questo dato ha particolare rilievo se si considera che l'Italia è tra i **principali beneficiari** delle risorse europee, con un'assegnazione complessiva pari a circa **194 miliardi di Euro**.

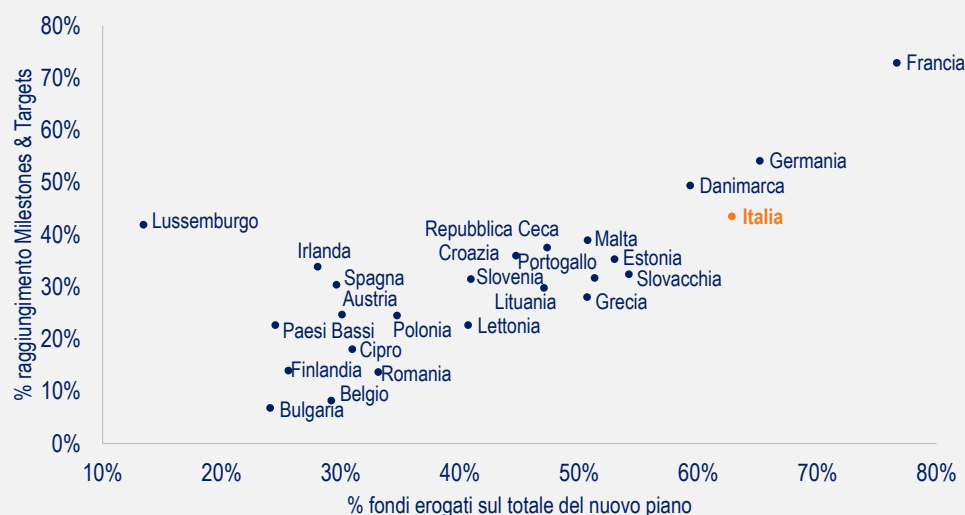


Figura 10. Confronto tra il raggiungimento di *milestone* e *target* e la percentuale di fondi erogati sul totale del nuovo piano (percentuale), 2021-2024.

Il confronto con gli altri Stati membri evidenzia come, nonostante la dimensione del Piano italiano, l'Italia stia riuscendo a mantenere un ritmo sostenuto, rappresentando un elemento cruciale per la **continuità** degli **investimenti** legati alla **transizione digitale, energetica e tecnologica**.

Ciononostante, restano ancora circa **54 miliardi di Euro** da ottenere, equivalenti al **28%** del piano, insieme al completamento di **284 milestone e target**, che rappresentano il **46%** del totale. Il completamento di tali obiettivi è condizione necessaria per la presentazione e l'approvazione della decima e ultima rata, fissata al 30 giugno 2026.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat, 2025.

38. Tra le modifiche più rilevanti introdotte con la revisione del piano vi è stata una significativa **riallocazione delle risorse** finanziarie tra le diverse missioni, finalizzata a rendere l'impianto complessivo del PNRR più aderente alle nuove priorità nazionali ed europee. In questo contesto, ha trovato spazio anche l'introduzione della nuova **Missione 7 – REPowerEU**, concepita specificamente per contribuire al **rafforzamento dell'autonomia energetica**.
39. Complessivamente, l'intervento di revisione ha comportato una riallocazione di circa **9,5 miliardi di Euro** con impatti significativi su quattro delle sei missioni originarie del PNRR. La riduzione più consistente ha interessato la **Missione 2 – Rivoluzione verde e transizione ecologica** (**-4,2 miliardi di Euro**), seguita dalla **Missione 5 – Inclusione e**

coesione (-2,9 miliardi di Euro), dalla **Missione 3** – Infrastrutture per una mobilità sostenibile (-€1,6 miliardi di Euro) e infine dalla **Missione 4** – Istruzione e ricerca (-€0,8 miliardi di Euro). Una parte (circa **1 miliardo** di Euro) di questa riallocazione ha riguardato la **Missione 1** (digitalizzazione, innovazione, competitività), mentre la parte preponderante è confluita nella nuova Missione 7, contribuendo a rafforzarne il peso sistemico all'interno della strategia complessiva.

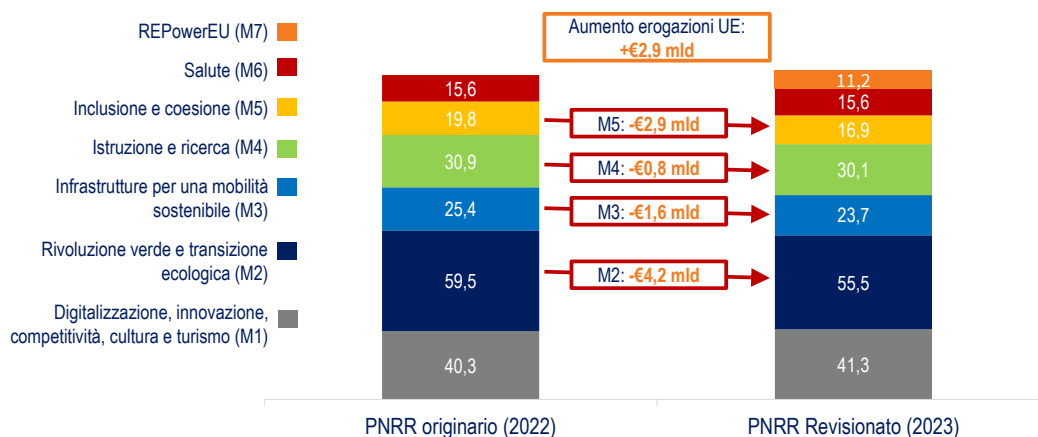


Figura 11. Variazione dotazioni Missioni PNRR (miliardi di Euro), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei deputati, 2025.

La transizione energetica nel PNRR: un *focus* sugli investimenti che possono contribuire al percorso evolutivo del Paese

40. Per approfondire le risorse del PNRR che possono effettivamente contribuire alla transizione energetica, **TEHA ha analizzato gli investimenti contenuti nelle Missioni 2, 3 e 7**, ovvero quelle che impattano in modo diretto sulle dinamiche energetiche nazionali. A partire da questa riclassificazione, è stata proposta una strutturazione degli interventi lungo **4 macro-ambiti strategici**, che riflettono le principali direttrici su cui si concentrano le misure rilevanti in chiave energetica:
- Il primo ambito riguarda l'**installazione** e **produzione** di **energia** da fonti rinnovabili in cui si collocano interventi di sostegno all'autoproduzione di energia nelle PMI, le azioni finalizzate alla promozione dell'energia rinnovabile e al supporto a *start-up* operanti nella transizione ecologica, inclusi programmi agrovoltai e le iniziative legate all'agrisolare. Questi progetti rientrano principalmente nella Missione 2 e nella più recente Missione 7;
 - Il secondo ambito è il **rafforzamento** delle **infrastrutture energetiche**, fondamentali per garantire resilienza, flessibilità e sicurezza del sistema. Gli investimenti spaziano dal potenziamento delle *smart grid* e delle reti di trasmissione intelligente, all'installazione di colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici, fino alla realizzazione di grandi progetti infrastrutturali quali il Tyrrhenian

Link, la linea Adriatica fase 1, e le infrastrutture transfrontaliere per l'esportazione di gas. In questo contesto, oltre alla Missione 2, risultano coinvolte la M3, relativa alla mobilità sostenibile (es. *Green Ports*), e nuovamente la M7, che finanzia interventi strategici di connessione energetica a livello nazionale ed europeo;

- Il terzo ambito di investimento concerne i **green gases**, con particolare enfasi sulla produzione, sperimentazione e utilizzo dell'**idrogeno verde e del bio-metano** in contesti industriali e nel settore dei trasporti. Le azioni previste mirano non solo a incrementare la disponibilità di idrogeno nei settori *hard-to-abate*, ma anche a supportare la ricerca, lo sviluppo e la diffusione di tecnologie associate. Le risorse sono allocate principalmente nelle Missioni 2 e 7, a dimostrazione della crescente centralità attribuita a questi vettori energetici nel futuro *mix* nazionale;
- Infine, un quarto filone d'intervento è rappresentato dalle **batterie**, considerato elemento chiave per garantire l'integrazione delle rinnovabili non programmabili. Le azioni comprendono il sostegno alla capacità produttiva dell'industria nazionale delle batterie e la promozione dell'integrazione tra rinnovabili e sistemi di storage. Tali misure rientrano anch'esse nella Missione 2, a conferma del suo ruolo centrale nell'ecosistema energetico italiano delineato dal PNRR.

Ambito di focalizzazione	Missione	Investimento
Installazione e produzione da FER	M7	Sostegno per l'autoproduzione di energia da FER nelle PMI
	M2	Promozione rinnovabile, e Supporto a start-up attive nella transizione ecologica, Parco-Agrisolare e Sviluppo Agrovoltico
Infrastrutture	M2	Rafforzamento Smart Grid, Resilienza climatica delle reti, Installazione di infrastruttura di ricarica elettrica
	M3	Green Ports
	M7	Rafforzamento Smart Grid, Resilienza climatica delle reti, Thyrenian-link, SA. CO. I. 3, Interconnessione elettrica transfrontaliera, Reti di trasmissione intelligente, Linea Adriatica fase 1, Infrastruttura transfrontaliera per esportazione di gas
Green Gases	M2	Produzione idrogeno in aree industriali, Utilizzo idrogeno in settori HTA, Sperimentazione idrogeno per trasporto stradale e ferroviario e Ricerca e sviluppo idrogeno, Sviluppo bio-metano
	M7	Produzione di idrogeno in aree industriali
Batterie	M2	Rinnovabili e batterie, Capacità produttiva delle rinnovabili e industria delle batterie

Figura 12. Investimenti del PNRR legati alla transizione energetica suddivisi per ambiti di pertinenza. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei deputati, 2025*

41. Gli investimenti del PNRR che TEHA ha collegato direttamente alla transizione energetica hanno un valore complessivo pari a **19,9 miliardi di Euro**, corrispondente a circa il **10%** del totale degli investimenti previsti dal piano. Più nel dettaglio: **7 miliardi** di Euro sono destinati al **potenziamento** delle **infrastrutture** energetiche, **6,2 miliardi** di Euro al **supporto** per l'**installazione e produzione di FER**, **4,7 miliardi** di Euro ai **green gases** (idrogeno e biometano), e infine **2 miliardi** di Euro sono stati riservati allo sviluppo delle **batterie** e delle **tecnologie di accumulo elettrochimico**. Questa ripartizione testimonia

la volontà di agire contemporaneamente su più fronti, combinando produzione, stoccaggio, trasporto e uso efficiente dell'energia in una logica integrata e sinergica.

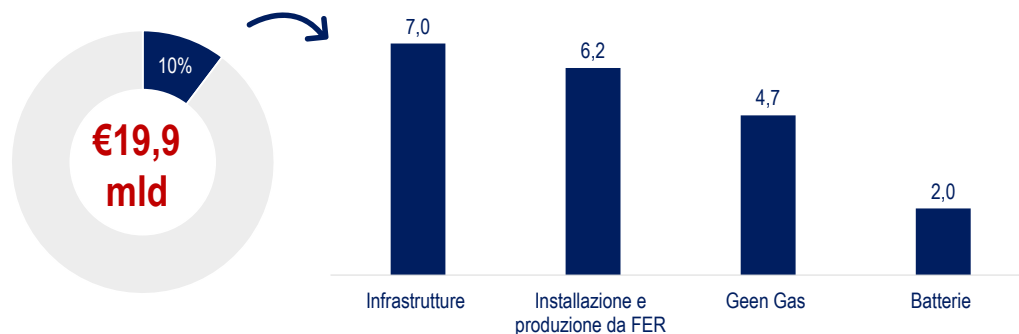


Figura 13. Incidenza delle risorse del PNRR destinate a tematiche connesse alla transizione energetica sul totale degli investimenti (valori percentuali), 2024 – a sinistra - Ambiti di focalizzazione degli investimenti del PNRR destinati alla transizione energetica (miliardi di Euro), 2024 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei deputati, 2025.

42. A fronte di questa dotazione finanziaria, i dati aggiornati alla fine del 2024 mostrano come la spesa effettiva in questa dimensione sia ancora limitata, con circa l'**82%** dei fondi stanziati (**16,3 miliardi** di Euro) ancora da spendere. Tale ritardo si distribuisce in modo disomogeneo tra i vari ambiti. Il *cluster* legato alle batterie vede ancora la totalità dei fondi da spendere e lo stesso vale anche per i *green gases*. Altri ambiti come le **infrastrutture energetiche** e l'**installazione e produzione da FER** mostrano rispettivamente ancora l'**82%** e il **62%** delle risorse ancora disponibili.

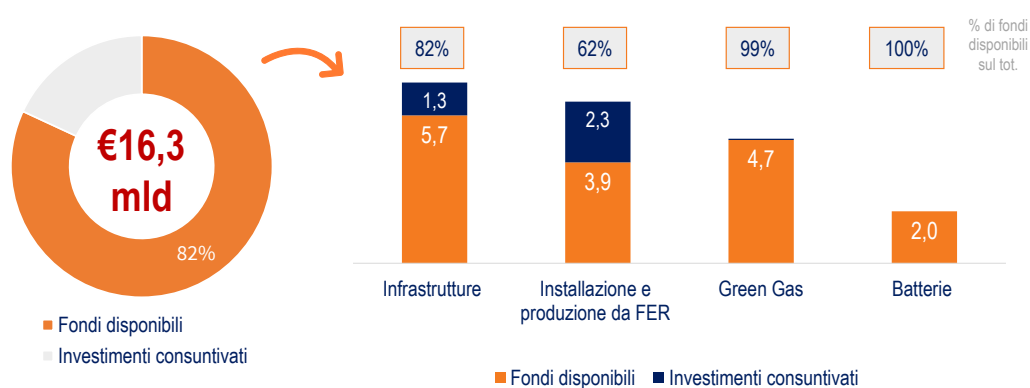


Figura 14. Risorse del PNRR destinate alla transizione energetica ancora da spendere a fine 2024 (valori percentuali), 2024 – a sinistra - Ambiti di focalizzazione degli investimenti del PNRR destinati alla transizione energetica confronto tra fondi disponibili o non consumati e fondi investiti (miliardi di Euro), dicembre 2024 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Camera dei deputati, 2025.

43. Questi dati mettono in luce un **problema di efficienza attuativa** che condiziona l'efficacia del percorso di transizione energetica. Dall'altro lato, la disponibilità dei fondi mostra anche un significativo bacino di risorse con cui il Paese può convogliare risorse verso la transizione energetica all'interno di una visione integrata e sistemica come

quella che il presente Rapporto declina all'interno del Capitolo 3. In altri termini, le risorse ad oggi non spese possono diventare uno strumento importante di competitività e di supporto ai percorsi di transizione avviati dal Paese.

CAPITOLO 2

LO STATO DELLA TRANSIZIONE IN ITALIA: LE EVIDENZE DELL'ENERGY TRANSITION INDICATOR E IL QUADRO DELLE POLICY ADOTTATE

44. Il secondo capitolo del presente Rapporto si propone di fornire un'analisi dello stato della transizione energetica nel contesto nazionale con un *focus* sui settori di *power generation* e *industry* che costituiscono il cuore dello Studio. L'approfondimento si articola lungo **due direttrici complementari**: da un lato, il **monitoraggio dello stato di avanzamento dell'Italia rispetto ai propri target** di decarbonizzazione, generazione rinnovabile ed efficienza energetica, attraverso un set di **KPI selezionati e strutturati in un cruscotto metodologico** sviluppato *ad hoc* (*Energy Transition Indicator* di TEHA); dall'altro, l'**analisi delle misure regolatorie e degli strumenti di policy adottati** a livello europeo e nazionale per qualificarne principi sottostanti e scelte di fondo rispetto a incentivi e modelli di sviluppo.
45. Più nello specifico, nel corso del Capitolo sono analizzati:
- lo **stato di avanzamento della transizione energetica in Italia**, misurato attraverso **14 indicatori chiave di performance** articolati in 3 macroaree che costituiscono l'*Energy Transition Indicator* di TEHA. Si tratta specificamente di: **riduzione delle emissioni** climalteranti, **penetrazione delle fonti rinnovabili** nel mix energetico e **decarbonizzazione dei consumi** finali. L'analisi consente di qualificare e quantificare i ritardi accumulati rispetto ai target del 2030, stimando per ciascun indicatore sia il **gap residuo in termini quantitativi** che l'entità del ritardo temporale, con l'obiettivo di restituire un quadro integrato della traiettoria italiana verso gli obiettivi europei;
 - le scelte di fondo delle **politiche pubbliche attivate per accompagnare la transizione**, ricollegandole all'origine europea e nazionale e alla capacità di stimolare in modo bilanciato sia l'offerta che la domanda. A partire dalla costruzione di una **tassonomia delle principali misure di policy**, classificate in base alla natura dello strumento e alla direzione dell'impatto generato.

2.1 L'ENERGY TRANSITION INDICATOR: METODOLOGIA E KEY PERFORMANCE INDICATOR CONSIDERATI NEL CRUSCOTTO DI ANALISI

46. Prima di presentare i risultati dell'analisi sullo stato di avanzamento della transizione energetica in Italia, è opportuno soffermarsi sulla **metodologia** adottata per la selezione e l'elaborazione degli indicatori. Il punto di partenza è stato l'individuazione di **tre dimensioni chiave** sulle quali sintetizzare il progresso della transizione energetica, con un *focus* specifico sui **settori dell'industria e della power generation**. In tale ottica, sono state definite **tre macro-dimensioni** ritenute rappresentative: la **riduzione delle**

emissioni, generazione da fonti rinnovabili e la decarbonizzazione e riduzione dei consumi energetici.

47. Una volta delineate queste aree strategiche, TEHA ha fatto riferimento all'*assessment* condotto dal *Joint Research Centre* (JRC) a livello europeo, **selezionando e adattando gli indicatori più pertinenti al contesto nazionale**. Tali indicatori sono stati successivamente integrati con gli obiettivi delineati dal **PNIEC** e le **proiezioni e gli orientamenti strategici di Terna e SNAM**, al fine di assicurare piena coerenza con le traiettorie di transizione individuate a livello sia nazionale che comunitario.
48. Gli indicatori considerati nell'*Energy Transition Indicator* di TEHA sono suddivisi in 3 macroaree, ognuna delle quali rappresenta una **sezione importante del processo di transizione energetica** per i settori di *power generation* e *industry* che costituiscono il cuore dello Studio e al cui interno sono identificati un numero variabile di *Key Performance Indicator* (KPI).

- La macroarea **riduzione delle emissioni**, di cui fanno parte **3 KPI**: riduzione delle Emissioni di Gas Serra nei settori ETS (in variazione percentuale rispetto ai livelli del 2005), riduzione delle emissioni GHG su PIL (in gCO₂eq/€) e riduzione delle emissioni di CO₂ per GWh prodotto (in MtCO₂eq/GWh).

Nel complesso L'analisi di questi parametri consente di comprendere se l'Italia stia effettivamente riuscendo a **scollegare la crescita economica dall'aumento delle emissioni climalteranti**, ovvero se stia progredendo lungo una **traiettoria di sviluppo sostenibile**.

- La macroarea **generazione da fonti rinnovabili** include **7 KPI**: quota di energia elettrica prodotta da FER (percentuale sul totale dell'elettrico generato), quota di energia elettrica prodotta da FER in TWh (eolico e solare), installato FER in GW (eolico e solare) e capacità energetica accumuli in GWh (sia per accumuli distribuiti che accumuli *utility scale*).

Questa macroarea vuole fare emergere in ambito generazione e *storage* dove si concentrino i **maggiori ritardi** e, di conseguenza, dove sia **più urgente intervenire** con strumenti correttivi, semplificazioni procedurali o incentivi mirati.

- L'ultima macroarea **Decarbonizzazione e riduzione dei consumi** contiene **4 KPI**: quota delle FER sui consumi finali lordi (percentuale sul totale del consumo finale lordo di energia), quota dell'energia rinnovabile nei trasporti (percentuale sul consumo finale complessivo di energia nei trasporti), quota di energia rinnovabile utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento (percentuale sul consumo finale lordo delle abitazioni), consumi di energia primaria su PIL (Mtep/€).

A differenza degli indicatori legati alla produzione, questi parametri offrono una **lettura più sistemica della transizione**, in quanto **intercettano l'evoluzione dei comportamenti di consumo nei diversi comparti economici e sociali**. Valutare,

ad esempio, la penetrazione delle rinnovabili nei trasporti o nel riscaldamento significa analizzare la capacità del sistema di trasformare in chiave sostenibile settori difficili da decarbonizzare. Allo stesso modo, l'indicatore relativo all'intensità energetica del PIL fornisce un'indicazione chiara sull'efficienza complessiva dell'economia, ovvero sulla capacità di generare valore aggiunto con un impiego sempre più contenuto di risorse energetiche.

RIDUZIONE DELLE EMISSIONI	GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI	DECARBONIZZAZIONE E RIDUZIONE DEI CONSUMI
1. Riduzione delle Emissioni di Gas Serra tra i Settori dell'Emissions Trading System – ETS (variaz. % rispetto ai livelli del 2005) 2. Emissioni di CO₂ equivalenti su PIL (tCO₂eq/€) 3. Emissioni di CO₂ per kWh prodotto (gCO₂/kWh)	1. Quota di energia elettrica da FER (% sul totale dell'elettrico generato) 2. Energia elettrica prodotta da eolico (TWh) 3. Energia elettrica prodotta da solare (TWh) 4. Installato FER eolico (GW) 5. Installato FER solare (GW) 6. Capacità energetica accumuli distribuiti (GWh) 7. Capacità energetica accumuli <i>utility scale</i> (GWh)	1. Quota delle FER sui consumi finali lordi (% sul totale del consumo finale lordo di energia) 2. Quota dell'energia rinnovabile nei trasporti (% sul consumo finale complessivo di energia nei trasporti) 3. Quota di energia rinnovabile utilizzata per riscaldamento e raffrescamento (% sul consumo finale lordo delle abitazioni) 4. Consumi di energia primaria su PIL (Mtep/€)

Figura 15. Le macroaree e i KPI dell'Energy Transition Indicator di TEHA, (infografica). Fonte: TEHA Group, 2025.

49. Dal punto di vista della valutazione quantitativa, lo **stato di avanzamento** che emerge per ciascun indicatore è il risultato di una **media equi-ponderata di 2 sotto indicatori** funzionali a rappresentare rispettivamente la distanza rispetto al *target* 2030 identificato per quello specifico KPI e il ritmo a cui quello specifico KPI sta progredendo su un orizzonte di medio termine. Più nel dettaglio:
- la **distanza da colmare rispetto al target al 2030**, che indica, in **percentuale**, l'attuale differenza fra il valore più recente disponibile di ogni KPI e il *target* prefissato per il 2030;
 - la **progressione in atto**, che mostra il **differenziale** tra il **tasso di crescita attuale** (CAGR³ - calcolato con i dati sull'arco temporale dal 2010 a oggi) e il **tasso di crescita necessario per raggiungere gli obiettivi per il 2030** (CAGR - calcolato sulla base dei valori che sono necessari per raggiungere il *target* 2030 a partire dai valori di oggi).
50. Il **sistema di visualizzazione** scelto prevede l'adozione di una **rappresentazione di tipo semaforico a 4 colori** (dal verde scuro per i KPI in linea rispetto ai *target* al rosso per i KPI in elevato ritardo rispetto ai *target*) per consentire una lettura immediata e comparativa dello stato di avanzamento ed attuazione della transizione energetica nazionale rispetto

³ Compound Annual Growth Rate o tasso annuo di crescita composto.

agli obiettivi di riferimento. La figura successiva esplicita nel dettaglio i valori con cui ogni specifico sotto-indicatore è stato associato al colore di riferimento.

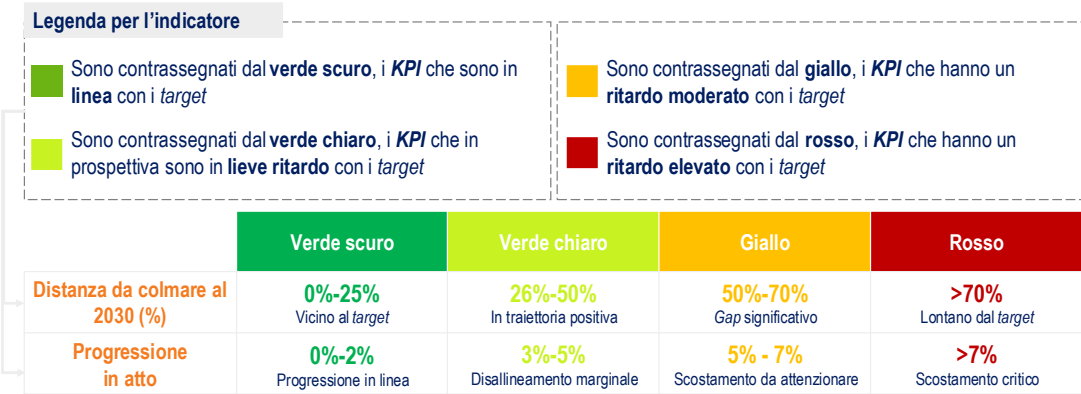


Figura 16. Visualizzazione del sistema a rappresentazione semaforica per l'Energy Transition Indicator e i suoi sotto indicatori (infografica), 2025. Fonte: TEHA Group, 2025.

2.2 L'ENERGY TRANSITION INDICATOR: LE EVIDENZE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA DELL'ITALIA

51. Dall'analisi dell'Energy Transition Indicator emerge un quadro che evidenzia l'urgenza di **accelerare il percorso di transizione energetica** in Italia. I risultati mostrano infatti che il Paese è in **linea con gli obiettivi stabiliti per circa il 30% degli indicatori analizzati**. In particolare, su un totale di 14 KPI relativi alla riduzione delle emissioni, alla generazione da fonti rinnovabili e alla riduzione dei consumi, **solo 4** registrano uno stato di avanzamento in **linea con i target** (verde scuro) o un **ritardo contenuto** (verde chiaro).
52. La **lettura complessiva della prima macroarea** evidenzia un quadro piuttosto chiaro. Nell'ambito della **riduzione delle emissioni**, solo **uno dei tre indicatori** analizzati risulta **significativamente in ritardo** rispetto ai target fissati al 2030. Si tratta dell'indicatore relativo alle **emissioni di CO₂ per kWh prodotto**, che mostra un distacco rilevante dagli obiettivi prefissati, segnalando le **difficoltà del sistema italiano nel decarbonizzare in modo efficace il proprio mix di generazione elettrica**. Come sarà approfondito nei paragrafi successivi, ritardi analoghi si riscontrano **anche in altri Paesi europei** – tra cui Germania e Spagna – a conferma della natura strutturale e generalizzata della sfida.
53. Le due macroaree in cui si concentrano le **maggiori criticità** sono quelle della **generazione da fonti rinnovabili** e della **decarbonizzazione e riduzione dei consumi**. All'interno della prima area, il primo indicatore che registra un ritardo moderato è quello relativo alla **quota di energia elettrica prodotta da FER**. Approfondendo la **composizione di questo KPI** attraverso i due sotto-indicatori dedicati all'eolico e al solare, emerge che **entrambi i comparti risultano in ritardo**, con il contributo dell'**eolico** che rappresenta l'elemento più critico. Lo stesso squilibrio si osserva nell'**analisi dell'installato da FER**: anche in questo caso, la *performance* dell'eolico risulta sensibilmente più distante dai livelli richiesti rispetto a quella del solare.

54. Un secondo indicatore rilevante nella macroarea della generazione, che registra ritardi moderati, riguarda lo **sviluppo dei sistemi di accumulo**. L'analisi distingue tra **accumuli distribuiti**, che mostrano un **ritardo lieve** (il solo KPI della macroarea con una distanza contenuta rispetto ai target), e **accumuli utility scale**, per i quali si registra un ritardo ben più marcato. Tale ritardo, come verrà approfondito in seguito, è in parte spiegabile con l'**ampiezza del divario da colmare**: entro il 2030, per l'Italia sarà infatti necessario raggiungere una capacità di generazione complessiva di circa **50.000 GWh** di accumuli *utility scale*, a fronte di un livello al 2024 pari a **4.049 GWh**.
55. Anche la macroarea relativa alla **decarbonizzazione e alla riduzione dei consumi evidenzia una serie di indicatori in ritardo**. Tra questi, spicca la quota di **FER sui consumi finali lordi**, che riflette una distanza ancora più ampia rispetto al corrispondente indicatore sulla sola generazione elettrica. Esaminando i due ambiti principali di consumo finale – trasporti e settore residenziale – il ritardo più rilevante si riscontra nel primo, dove l'**utilizzo delle FER nei trasporti** si attesta su livelli ben lontani dagli obiettivi al 2030, sia in termini di distanza da colmare (89,1% del target è ancora da colmare) sia in termini di progressione in atto (vi è una differenza nel tasso di crescita effettivo rispetto a quello richiesto di 18,9 p.p., tra i più ulti riscontrati nell'indicatore⁴). Al contrario, il **comparto residenziale**, pur presentando criticità, mostra uno scostamento più contenuto rispetto al *target*, specialmente in termini della progressione in atto, la cui differenza rispetto al *target* è di soli 4,8 p.p.).



Figura 17. Energy Transition Indicator (infografica), 2025. Fonte: TEHA Group, 2025.

⁴ Il peggiore è la progressione in atto degli accumuli *utility scale*, che registrano un *gap* della progressione in atto del 59,8%.

Energy Transition Indicator: macroarea riduzione delle emissioni

56. Come anticipato nell'introduzione del capitolo, la **macroarea relativa alla riduzione delle emissioni** rappresenta, tra le aree analizzate, l'andamento più avanzato **rispetto agli obiettivi al 2030**. Dei 3 indicatori che compongono quest'area, **2 risultano pienamente in linea con i target previsti**, mentre **1 presenta un ritardo significativo**.
57. Entrando nel dettaglio, l'indicatore relativo alla **riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS** rispetto ai livelli del 2005 – che ricomprende i comparti soggetti direttamente al sistema europeo di scambio delle emissioni – mostra un andamento **positivo**. Il ritmo medio annuo di riduzione registrato dal 2005 è **coerente con la traiettoria necessaria** per raggiungere il target, e il *gap* residuo è relativamente contenuto: mancano infatti **18,8 punti percentuali per raggiungere** l'obiettivo fissato a 84 MtCO₂eq al 2030, proiettando l'Italia verso il raggiungimento degli obiettivi nei tempi previsti. Occorre tuttavia fare una **precisazione** sui motivi sottostanti a tale riduzione. Come accennato nel Capitolo 1 del presente studio⁵, nel periodo 2005–2024, la **produzione venduta nei settori ETS ha subito un calo del 51%**. Si tratta di una riduzione estremamente significativa, che rende la **riduzione emissiva** in atto da leggere con cautela.
58. Il secondo indicatore utile a valutare il disaccoppiamento tra crescita economica e impatti climatici è rappresentato dalle **emissioni di CO₂ equivalenti su PIL** (misurate in grammi di CO₂ equivalente per Euro prodotto). L'obiettivo stimato da TEHA Group per il 2030 è pari a 122,9 gCO₂eq/€, ottenuto considerando la **traiettoria delle emissioni nette target** (262 MtCO₂eq) in rapporto alla **crescita del PIL attesa**. L'indicatore risulta **pienamente allineato alla traiettoria attesa**, con un tasso medio annuo di riduzione pari a –3,9% (solo 2,7 p.p. in meno rispetto al ritmo necessario) registrando **nessun ritardo temporale** rispetto al *target*.
59. Infine, **l'intensità carbonica del mix elettrico**, indicatore chiave per valutare lo stato della transizione nel settore della generazione. A fronte di un valore attuale pari a 215,5 MtCO₂eq/GWh e di un *target* di 114,0 MtCO₂eq/GWh al 2030, il completamento si attesta attorno al **50%**, con un **ritardo stimato di 19 anni**. Si tratta dell'unico KPI di questa macroarea che mostra, ad oggi, uno scostamento dalla traiettoria attesa, segnalando la difficoltà strutturale del sistema elettrico italiano nel decarbonizzare la produzione.
60. Allargando lo sguardo a una prospettiva europea, il ritardo su questa dimensione non è un'evidenza isolata all'Italia, anche altri grandi Paesi europei come **Germania e Spagna**

⁵ Per un maggiore approfondimento, si rimanda qui al Capitolo 1.2 del presente Rapporto Strategico “La transizione energetica in Italia: il quadro di riferimento tra obiettivi sanciti dal pnec e investimenti previsti dal PNRR”.

mostrano una dinamica analoga, con ritardi stimati di circa **30 anni** rispetto al *target*. L'unico Paese che attualmente presenta livelli dell'indicatore **conformi** agli obiettivi prefissati è la **Francia**, che beneficia della **significativa presenza dell'energia nucleare nel proprio mix di generazione elettrica**, ben il **68%** con 379,3 TWh nel 2024⁶, assicurando così una produzione annuale di elettricità a basse emissioni.

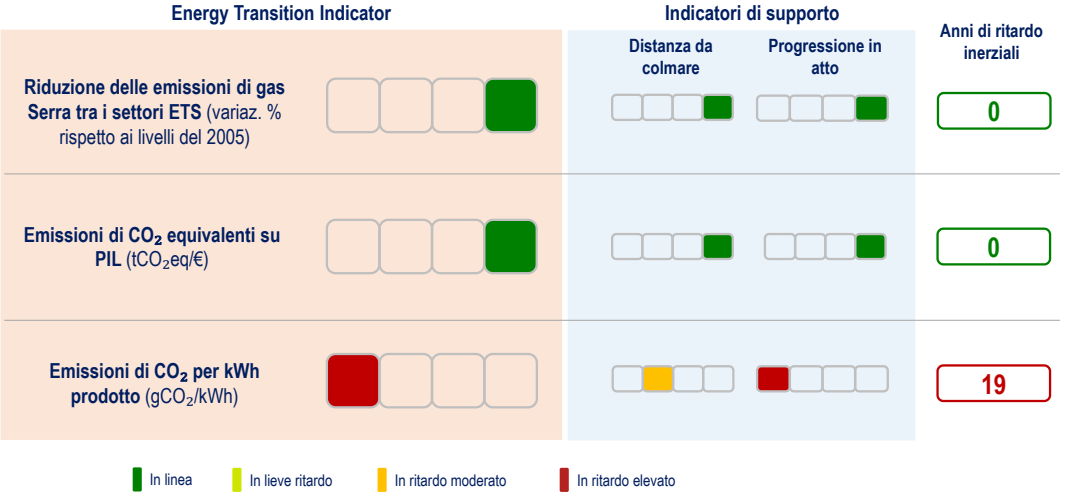


Figura 18. Energy Transition Indicator e indicatori a supporto per la macroarea "Riduzione delle emissioni" (infografica). Fonte: TEHA Group, 2025

Energy Transition Indicator: macroarea generazione da fonti rinnovabili

61. La seconda macroarea, incentrata sulla **penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix di generazione elettrica** nazionale e sul ritmo di crescita della nuova capacità installata, evidenzia – come anticipato nell'introduzione del capitolo – numerose **criticità strutturali**. In particolare, l'indicatore relativo alla **quota di energia elettrica prodotta da FER** risulta essere uno dei **KPI** chiave anche per interpretare i ritardi accumulati dall'Italia nel processo di decarbonizzazione del settore elettrico, già evidenziati nel paragrafo precedente. A fronte di un valore osservato nel 2024 pari al **36,5%**, il Paese mostra uno **scostamento significativo** rispetto al *target* previsto al 2030, fissato al **63,4%**. Sebbene il tasso medio annuo di crescita registrato nell'ultimo decennio – pari al 4,4% – risulti coerente con il ritmo necessario (6,5% annuo), la **distanza residua da colmare** rappresenta un ostacolo (dovendo ancora coprire il 58,4% del *target*), traducendosi in un **ritardo stimato** di circa **7 anni** rispetto alla tabella di marcia stabilita.
62. Un'analisi più dettagliata della **produzione elettrica da fonti rinnovabili**, con un *focus* specifico sulle **2 tecnologie principali** – eolico e fotovoltaico – consente di **qualificare meglio** lo stato di avanzamento dell'indicatore precedente rispetto agli obiettivi fissati al 2030. Per quanto riguarda l'**eolico**, la produzione registrata nel **2024** si attesta a **22,0 TWh**,

⁶ Fonte: Ember Data, "Electricity in France in 2024", 2024

a fronte di un target pari a **64,8 TWh**, configurando un ritardo elevato. Il tasso medio annuo di crescita dell'ultimo decennio, pari al **6,8%**, risulta infatti ben **inferiore** al ritmo necessario del **19,7%** annuo (quasi 3 volte), portando a stimare un ritardo temporale di circa **10 anni**. Il quadro è parzialmente diverso per il **fotovoltaico**: nel **2024** la produzione si attesta a **36,0 TWh**, contro un obiettivo al 2030 di **97,6 TWh**. In questo caso il tasso di crescita medio annuo, pari al **9,7%**, è inferiore di meno della metà rispetto a quello richiesto (18,1%), portando ad uno scostamento temporale più contenuto, intorno ai **5 anni**.

63. Un andamento analogo emerge dall'analisi dell'altro indicatore rilevante nella macroarea, ovvero la **capacità installata da fonti rinnovabili**, disaggregata per tecnologia eolica e solare. Sul fronte **eolico**, nel 2024 risultano installati **13,0 GW**, a fronte di un obiettivo di **28,1 GW** al 2030. Anche in questo caso il tasso medio annuo di crescita registrato nell'ultimo decennio – pari al **6%** – è significativamente inferiore rispetto al tasso richiesto del **13,7%**, con un conseguente ritardo stimato di circa **8 anni**. Per il fotovoltaico, la potenza installata ha raggiunto 37,0 GW nel 2024, mentre il target al 2030 è fissato a 79,3 GW. Il tasso medio di crescita osservato negli ultimi dieci anni si attesta all'**8,3%**, circa cinque punti percentuali in meno rispetto a quanto necessario, con un ritardo temporale previsto di circa 4 anni, ovvero la metà dell'eolico.
64. La **lettura integrata** di questi due indicatori evidenzia una differenza marcata nelle traiettorie di sviluppo delle due tecnologie. L'eolico mostra una **crescita significativamente inferiore** rispetto al necessario, rallentata da ostacoli autorizzativi, tempi lunghi di connessione e una limitata attivazione del mercato. Il tasso di crescita annuo risulta spesso **pari a un terzo o alla metà di quanto richiesto** per il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Al contrario, il fotovoltaico evidenzia una crescita più **stabile e sostenuta**, favorita dalla maturità tecnologica e da una maggiore diffusione sul territorio nazionale.
65. Infine, l'analisi della capacità energetica degli accumuli restituisce importanti informazioni sulla capacità di stabilità del sistema elettrico. L'analisi distingue tra **sistemi di accumulo distribuiti**, trainati dalla diffusione del fotovoltaico residenziale e commerciale, e quelli *utility scale*, di scala industriale e funzionali all'equilibrio di rete. Nel primo caso, la traiettoria appare in linea con l'obiettivo, con una capacità installata prevista di **9,6 GWh al 2025** rispetto a un target di **14 GWh** al 2030, e un ritardo temporale stimato in circa **3 anni**. Il risultato è sostenuto da una crescita media annua robusta, pari al 5,8% dal 2018 (vs. 7,4% richiesto), spiegato dal ruolo ormai strutturale dell'**accumulo nel segmento prosumer**, favorito anche da **misure incentivanti** come il **Superbonus**, che ha incluso gli impianti di accumulo fotovoltaico tra gli interventi trainati, e dai **contributi a fondo perduto** introdotti dalla Legge 234/2021 e dal Decreto 12 luglio 2023.
66. Di segno opposto è invece la dinamica degli **accumuli utility scale**, che mostrano una **profonda distanza dagli obiettivi**. A fronte di una capacità prevista di **4.000 GWh al 2025**,

il target 2030 fissato a **50.000 GWh** appare fuori portata con le attuali condizioni, con un ritardo stimato di circa **42 anni**. Questo disallineamento riflette principalmente le **difficoltà autorizzative**, l'assenza di un **quadro normativo stabile** e l'inadeguatezza degli attuali segnali di prezzo nel garantire la sostenibilità economica degli investimenti. Il dato complessivo evidenzia la **necessità di un salto di scala** per rendere l'accumulo *utility scale* un asse portante della transizione energetica⁷.

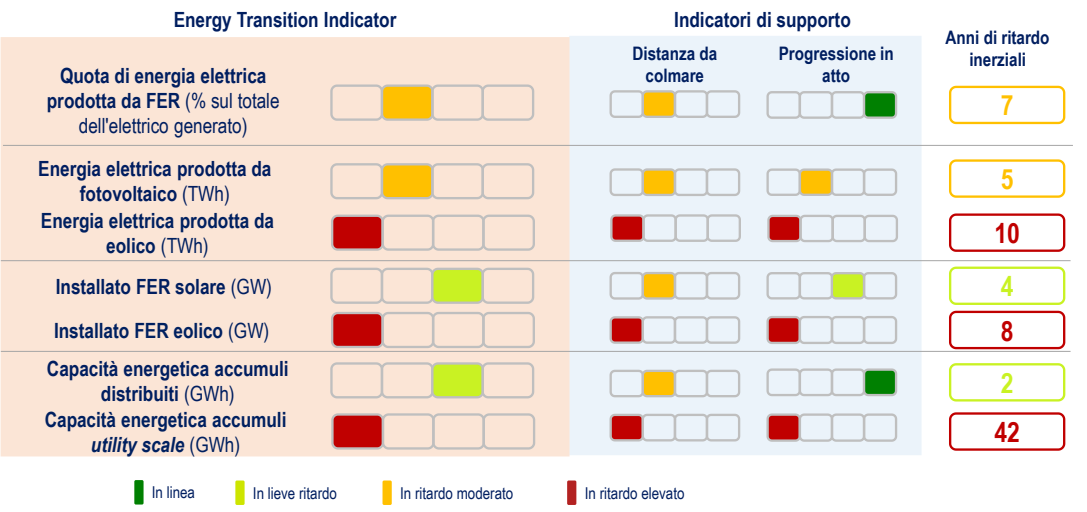


Figura 19. *Energy Transition Indicator* e indicatori a supporto per la macroarea “Generazione da fonti rinnovabili” (infografica).
Fonte: TEHA Group, 2025

Energy Transition Indicator: macroarea Decarbonizzazione e riduzione dei consumi

67. Anche l’ultima macroarea di indicatori, come anticipato nell’introduzione al capitolo, presenta diversi ritardi registrando **solo 1 indicatore allineato** alle traiettorie previste per raggiungere gli obiettivi al 2030. Andando più nel dettaglio, il primo indicatore della terza macroarea misura la penetrazione delle **fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia**, restituendo una visione trasversale della decarbonizzazione dei principali settori d’uso (elettrico, termico e trasporti). Nel 2024 la quota di rinnovabili si è attestata al **20,4%**, a fronte di un obiettivo europeo del **39,4%** al 2030. Al ritmo di crescita medio annuo osservato nell’ultimo decennio, pari a circa 3,3%, il **ritardo stimato è di 15 anni**. Per rientrare nella traiettoria richiesta, sarebbe necessario un **tasso di crescita prossimo al 11,6%**, ovvero più che **triplo** rispetto all’attuale.
68. L’analisi dei 2 indicatori settoriali conferma la criticità strutturale della situazione: la **quota di energia rinnovabile nei trasporti**, comparto storicamente più rigido e lento nell’assorbire innovazioni tecnologiche, presenta uno **scostamento particolarmente**

⁷ Occorre sottolineare che I ritardi registrati nello sviluppo delle fonti rinnovabili (RES) e dei sistemi di accumulo su scala utility sono riconducibili, tra l’altro, all’attesa dei relativi meccanismi di incentivazione

ampio, con un ritardo stimato rispetto ai *target* di 31 anni. Anche il **settore del riscaldamento e raffrescamento**, pur mostrando una dinamica leggermente più favorevole, si attesta comunque su un ritardo di **13 anni**.

69. Relativamente ai **ritardi nel settore dei trasporti**, emerge una **criticità diffusa** a livello europeo, con Francia e Germania che evidenziano *performance* analogamente insufficienti. L'Italia presenta una differenza tra il tasso di crescita osservato e quello necessario pari a **18,9 punti percentuali**, che si traduce in un ritardo temporale stimato di circa 31 anni. La Francia si colloca su un **livello simile**, con una differenza nei tassi pari a **18,4 punti percentuali** e un ritardo temporale analogo (33 anni), sebbene con una **distanza da colmare leggermente superiore** (oltre il 90% rispetto all'89,1% dell'Italia). La situazione appare ancora **più critica per la Germania**, dove la divergenza tra tasso attuale e richiesto raggiunge i **25,4 punti percentuali**, con una distanza da colmare prossima al 95% entro il 2030, indicando una dinamica di avanzamento **ancora più lenta** rispetto agli altri due Paesi.
70. A completamento della macroarea, l'indicatore che misura i **consumi di energia primaria in rapporto al PIL** consente di valutare l'**efficienza complessiva dell'economia nel suo utilizzo di risorse energetiche**. In questo caso, l'Italia si colloca pienamente in **linea** con la traiettoria prevista: al ritmo storico osservato, il *target* di 46,8 Mtep/€ al 2030 risulta raggiungibile senza ritardi. Si tratta di un **segnale positivo** che conferma la tendenza verso una progressiva decarbonizzazione dell'intensità energetica dell'economia, pur non compensando i ritardi rilevati negli altri comparti della domanda finale.

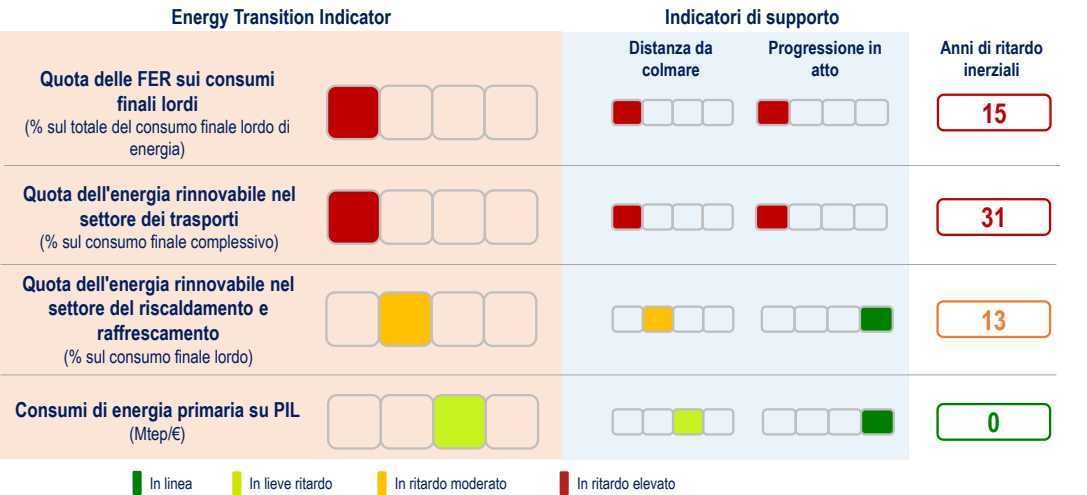


Figura 20. Energy Transition Indicator e indicatori a supporto per la macroarea "Decarbonizzazione e riduzione dei consumi" (infografica). Fonte: TEHA Group, 2025

2.3 LE POLICY PER ORIENTARE IL PERCORSO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA E I LORO PRINCIPI GUIDA SOTTOSTANTI

71. La seconda parte del capitolo è dedicata alla **ricostruzione e all'approfondimento** delle principali politiche che, a livello europeo e nazionale, hanno guidato e guidano tutt'ora il percorso di transizione energetica del Paese. L'analisi considera le **policy emanate lungo le tre macroaree individuate dall'Energy Transition Indicator**, con l'obiettivo di mettere in luce i principi guida che ne hanno orientato l'azione pubblica. In una fase successiva, le misure analizzate sono state **riclassificate in quattro macrocategorie**, sulla base della **logica sottesa a ciascun intervento**, così da evidenziarne l'impatto prevalente sul lato della **domanda** o dell'**offerta**.

Analisi delle policy: il contesto di riferimento europeo

72. A completamento della panoramica offerta dall'*Indicator* viene qui offerta una trattazione di sintesi delle principali misure adottate in ambito comunitario per quanto riguarda le 3 specifiche macroaree. Come introdotto già nel primo capitolo, l'iniziativa più ampia introdotta dall'Unione Europea in questi ambiti è il pacchetto di iniziative ricondotto complessivamente con il riferimento di **European Green Deal** e che ambiscono a rendere l'Europa il primo continente a **impatto climatico zero entro il 2050**.

Le misure europee: regolamenti, direttive e linee guida strategiche

Per illustrare le principali iniziative promosse dall'UE nell'ambito della transizione energetica, occorre chiarire le **differenze** tra **Regolamenti**, **Direttive** e **Linee guida/strategie**:

- i **regolamenti** sono **vincolanti** nella loro interezza, sia negli obiettivi da raggiungere che nei metodi con cui farlo, sono **direttamente applicabili**, cioè iniziano a far parte dell'ordinamento giuridico nazionale non appena vengono varati dall'Unione senza il bisogno di una legge di recepimento da parte dei singoli Paesi ed infine hanno **applicazione generale**;
- le direttive, al contrario, sono rivolte in maniera esclusiva agli **Stati Membri** e, con riferimento al tema oggetto di trattazione, sono caratterizzate dall'**essere vincolanti solo negli obiettivi da raggiungere e non nella modalità con cui raggiungerli**; questi ultimi, infatti, vengono stabiliti dai singoli governi in modo autonomo, rispettando però i **termini** e le **scadenze indicati** dalla normativa comunitaria;
- le **linee guida e le strategie** hanno carattere **non vincolante** e hanno prevalentemente una **finalità programmatica**. Poiché servono per definire gli obiettivi strategici comuni che guidano le azioni delle istituzioni comunitarie, dei governi nazionali e della gestione dei fondi UE, rientrano nella cosiddetta "**soft law**". Sono emanate dalle istituzioni con funzioni esecutive, ossia la Commissione europea e il Consiglio europeo, e spesso sono **utilizzate come uno strumento per guidare ed anticipare il lavoro degli organi legislativi** nel processo di promulgazione delle leggi.

Fonte: Elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.

73. Successivamente alla presentazione del piano strategico del *Green Deal*, il Consiglio dell'UE e il Parlamento Europeo, in qualità di colegislatori, hanno adottato una regolamentazione che ha trasformato la visione della strategia in atti legislativi e norme applicati in tutti gli Stati Membri dell'UE. Nel 2021, quindi, è stato pubblicato il regolamento **EU Climate Law**, il cui elemento fondamentale è l'obiettivo di **portare a zero le emissioni nette di GHG** (gas serra) **entro il 2050**, ponendo come *target* intermedio il **-55% di emissioni rispetto al 1990 da raggiungere nel 2030**, mentre quello per il **2040** è ancora in **corso di definizione** da parte delle varie istituzioni comunitarie: la proposta della Commissione del **-90% rispetto al 1990** è attualmente in fase di discussione da parte dei due organi legislativi, il Consiglio e il Parlamento. Inoltre, sono contenute delle **misure per tenere traccia dei progressi effettuati e adattare le azioni degli esecutivi** per raggiungere gli obiettivi, tra cui dei *report* dell'Agenzia Europea per l'Ambiente.
74. Oltre all'*EU Climate Law*, rientrano nella macroarea "Riduzione delle emissioni" le direttive **Emission Trading Systems I e II**. La prima, precedente all'*European Green Deal*, è stata promulgata nel 2003 ed è entrata in vigore nel 2005 con lo scopo di creare, secondo una **logica "cap and trade"**, un sistema per **monitorare e ridurre le emissioni di GHG nei settori altamente inquinanti** tramite lo scambio di crediti di carbonio, la limitazione della quantità di emissioni consentite e l'implementazione di sanzioni per chi non rispetta gli obblighi. Il programma è entrato, dal 2021, nella quarta fase, e durante ciascuna di esse, ha progressivamente ampliato i suoi scopi, includendo al suo interno un numero sempre maggiore di settori e sostanze inquinanti (come il protossido di azoto e l'aeronautica civile, rispettivamente sostanza e settore economico esclusi dalla prima normativa ETS ed entrati a far parte della stessa nelle sue versioni successive), coinvolgendo anche Stati non Membri dell'Unione come Islanda, Liechtenstein e Norvegia e incrementando le sanzioni.
75. Nel 2023 è stata varata un'altra direttiva, denominata **ETS II**, che copre **altri settori**, quali il riscaldamento degli edifici con combustibili fossili, il trasporto su strada e le piccole-medie imprese. Anch'essa è basata su una logica **"cap and trade"** ed è stata implementata in seguito all'*European Green Deal* e **a causa del troppo lento avanzamento nel percorso verso gli obiettivi di neutralità carbonica in numerosi settori dell'Effort Sharing Regulation (ESR)**. La nuova direttiva entrerà in vigore dal **2027**, anche se già dal **2025** è iniziato il monitoraggio delle emissioni, e non avrà effetto direttamente sui consumatori finali, bensì sui **fornitori di combustibili fossili**, i quali avranno l'onere di **monitorare le loro emissioni e di pagare le sanzioni** in caso di mancato rispetto delle limitazioni imposte. Inoltre, è stato creato un sistema per **mantenere stabile il mercato dei crediti di carbonio**, garantendo degli interventi da parte dei governi nazionali nel caso in cui i prezzi dovessero superare la soglia massima.
76. Riguardo alle emissioni dei settori meno inquinanti, come il trasporto domestico, l'edilizia, l'agricoltura, la piccola industria e i rifiuti, è stato promulgato il **regolamento ESR** nel 2018, con l'obiettivo iniziale di **ridurre le emissioni di GHG del 30%**, *target* che è stato **portato, nel 2023, al -40%**, anche se, come anticipato in precedenza, **difficilmente**

verrà raggiunto. L'ESR pone delle limitazioni per tutti i tipi di gas serra, ossia diossido di carbonio, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi, esafluoro di zolfo e trifluoro di azoto, a differenza dell'ETS che ne include solo alcuni. Questo regolamento **lascia agli Stati Membri maggiore autonomia decisionale** rispetto alle direttive ETS: infatti, sono questi ultimi a decidere le *policy* per limitare le emissioni dei settori ESR, principalmente attraverso i rispettivi Piani Nazionali per l'Energia e il Clima.

77. Un altro regolamento europeo rilevante che rientra nella prima macroarea è il **Carbon Border Adjustment Mechanism** (CBAM), entrato in vigore nel 2023 e che, fino alla fine del 2025, sarà in una **fase transitoria**, per diventare **effettivo a pieno regime dal 2026**. Lo scopo della misura è di contrastare la cosiddetta “*carbon leakage*”, la delocalizzazione delle industrie europee verso territori in cui le normative in materia di inquinamento sono meno stringenti rispetto all'UE, così da evitare di pagare i costi per la transizione *green*. La misura prevede l'imposizione di una tassa sulle emissioni per ciascun prodotto proporzionata a quella comunitaria e, nel caso in cui il paese di origine faccia già versare una cifra simile a quella prevista in Europa, i beni provenienti da quest'ultimo saranno esentati dal pagamento della compensazione. Tuttavia, la CBAM si applica solamente ai semilavorati ed alle materie prime, ed ignora i prodotti finiti con potenziali effetti negativi sulla competitività delle aziende europee. Quest'ultimo punto è in fase di discussione e la Commissione ha assicurato che verrà chiarito entro la fine dell'anno, prima che il regolamento diventi operativo a tutti gli effetti. Inoltre, è tuttora poco chiaro il modo in cui vengono calcolate le emissioni del prodotto nel paese d'origine, e sono presenti dubbi riguardo al grado di efficacia del meccanismo nel percorso della transizione ecologica, poiché copre solo un numero ristretto di settori, quali cemento, ferro e acciaio, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno.
78. La seconda macroarea presa in analisi è “Generazione da fonti rinnovabili”, le cui direttive più importanti sono la **Renewable Energy Directive** (RED) **II** e **III**, entrate in vigore, rispettivamente, nel 2018 e nel 2023. La più datata ha stabilito come obiettivo che **entro il 2030 almeno il 32% dell'energia consumata nell'Unione dovrà provenire da fonti di energia rinnovabile** (FER). Su impulso dei due organi legislativi, è stato aggiunto l'obbligo, per i fornitori di energia, di distribuire una quantità di energia **rinnovabile nel settore dei trasporti su strada e ferro pari al 14%** del totale. La direttiva ha, inoltre, irrigidito i criteri per l'ottenimento della certificazione di sostenibilità dei biocarburanti e per le emissioni consentite per questi ultimi. L'emendamento di quest'ultima, avvenuto nel 2023, ha alzato ancora di più l'asticella per quanto riguarda il *target* in materia di consumo di energia rinnovabile, **portandolo ad un minimo di 42,5%**, sul totale dei consumi lordi di energia elettrica ma indicando **45%** come cifra più adeguata a raggiungere una maggiore indipendenza energetica.

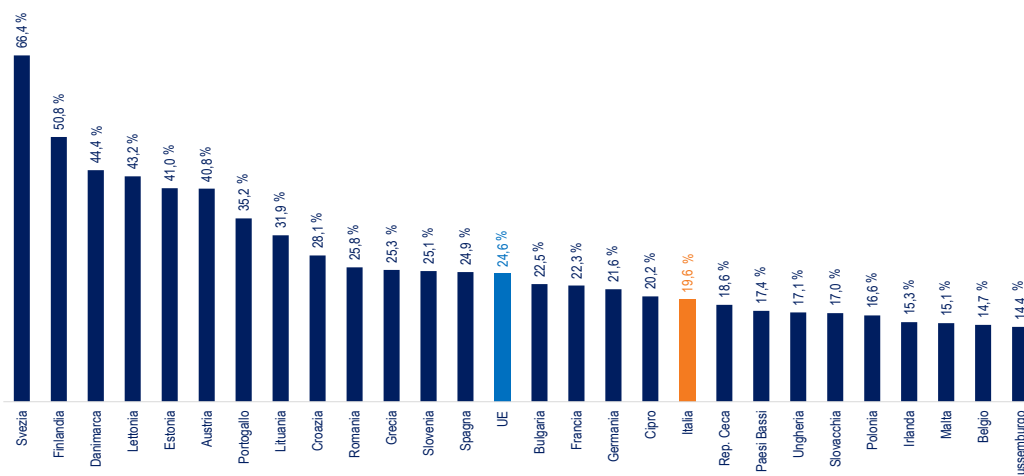


Figura 21. Energia rinnovabile nei consumi finali lordi di energia elettrica nei paesi dell'Unione Europea (valori percentuali), 2023 Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2253

79. In seguito allo scoppio della guerra in Ucraina nel febbraio 2022 ed alle sanzioni imposte alla Federazione Russa dall'Unione Europea, che hanno portato alla progressiva cessazione dell'importazione di gas e petrolio russi, quest'ultima ha varato il piano **RePowerEU** per sopperire a tale mancanza attraverso la diversificazione degli approvvigionamenti ed una serie di altre misure, che prevedono un'ulteriore **spinta alla produzione di energia da FER**, il **miglioramento dell'efficienza energetica** e della **circolarità**, lo sviluppo di un **mercato europeo dell'idrogeno** e **l'integrazione fra le reti degli Stati Membri**.
80. Per facilitarne la messa in atto, il piano è stato inserito nella cornice della **Recovery and Resilience Facility**, che ha ricevuto un aumento di risorse da parte della Commissione Europea pari a circa 20 miliardi di Euro per consentire agli Stati di raggiungere i nuovi obiettivi prefissati. In aggiunta a ciò, sono stati allocati nuovi fondi con la modifica, da parte dei singoli Paesi, dei rispettivi Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza, in modo da assegnare parte di ciò che ancora non era stato speso per completare i nuovi **target**. Secondo le stime fornite dalla Commissione sarà necessario un investimento complessivo, da parte del settore pubblico e da quello privato, di circa **210 miliardi di Euro entro il 2027** per riuscire ad eliminare le forniture di combustibili fossili da parte della Russia.

Le misure contenute nel piano RePowerEU per le rinnovabili

All'interno del piano *RePowerEU*, la Commissione europea ha varato due iniziative dedicate allo sviluppo delle rinnovabili una per l'energia solare e una per quella eolica. Inoltre, sono previste delle misure di supporto alle aziende del settore, per sviluppare una filiera europea affidabile ed efficiente. Le principali iniziative intraprese sono:

- **EU Solar Energy Strategy** varata nel maggio 2022 per **identificare i rimanenti ostacoli allo sviluppo del settore** e trovare delle soluzioni per raggiungere gli ambiziosi obiettivi in materia di installazione di capacità fotovoltaica, pari a **380 GW nel 2025 e 700 GW nel 2030** a livello comunitario.
- **European Wind Power Action Plan** varata nel 2023 per dare un ulteriore impulso ad un settore fondamentale per raggiungere i *target* di produzione di energia rinnovabile, dal momento che è **prevista una crescita da 204 GW di capacità eolica installata nel 2022 a 500 GW nel 2030**. Il piano prevede di velocizzare le procedure burocratiche, semplificare l'ottenimento di investimenti per nuovi progetti, sostenere la filiera industriale comunitaria e formare una forza lavoro qualificata per il settore.
- **European Solar Rooftops Initiative**, ideata per incentivare lo **sfruttamento dei tetti** come siti di posa di pannelli fotovoltaici.
- **EU large-scale skill partnership** per **creare una forza lavoro formata** per il settore.
- **EU Solar PV Industry Alliance** per creare un **punto di incontro fra i vari stakeholder, garantire investimenti**, migliorare **l'efficienza della produzione di pannelli fotovoltaici** e trattenere nell'UE una quota maggiore del valore presente all'interno della *supply chain*.
- **European Solar Charter** per **sostenere la filiera europea di produzione di pannelli fotovoltaici**, così da consentire la creazione di un grande numero di posti di lavoro.

Fonte: Commissione Europea, 2025

81. Infine, per quanto concerne la macroarea “Decarbonizzazione e riduzione dei consumi”, le due direttive più rilevanti sono la **Energy Efficiency Directive** e la **Energy Performance of Buildings Directive**, entrambe delle modifiche a precedenti direttive, avvenute rispettivamente nel 2023 e 2024, e che andranno integrate negli ordinamenti giuridici nazionali entro il 2025 e 2026. La prima stabilisce l’**“energy efficiency first”** come **principio fondamentale della politica energetica dell’Unione**, che dovrà essere quindi osservato in tutti i piani, norme ed investimenti in materia da parte degli Stati. Le misure principali sono la **riduzione del consumo di energia di un ulteriore 11,7% entro il 2030**, il raddoppio dell’obbligo di risparmio energetico annuale, il contrasto alla povertà energetica tramite incentivi per opere che migliorino l’efficienza energetica, l’introduzione dell’obbligo di controllo delle prestazioni energetiche dei *data centres*, l’imposizione di regole più stringenti per le imprese e per il riscaldamento domestico.
82. Proprio quest’ultimo punto è centrale nella seconda direttiva, che è stata varata per **rendere più efficienti energeticamente gli edifici dell’Unione**, così da raggiungere i *target* di riduzione dei consumi e da rendere meno costose le bollette per cittadini e imprese. Si pensi, infatti, che gli edifici sono responsabili **del 40% del consumo di energia e del 50% del consumo di gas** a livello comunitario. La norma si concentra su tre ambiti

principali, ossia isolamento dell'edificio e serramenti, efficienza dei sistemi di riscaldamento, raffreddamento e dell'acqua calda ed utilizzo dell'energia rinnovabile.

	 Regolamenti – direttamente applicabili a livello nazionale	Direttive – richiedono recepimento nazionale	Linee guida/strategie – non vincolanti, orientative
RIDUZIONE DELLE EMISSIONI	• EU Climate Law • Effort Sharing Regulation (ESR) • Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) • Gas solidarity rules • TEN-E	• EU ETS ed ETS2 • Hydrogen and Gas Markets Decarbonisation Package	• Clean Planet for All • European Green Deal • Clean Energy for All Europeans Package • Joint Declaration on Consumer Protection
GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI	• EU Offshore Renewable Energy Strategy • EU Solar Energy Strategy • European Wind Power Action Plan • European Hydrogen Bank • REPowerEU Plan • Grid Action Plan	• Renewable Energy Directive II e III	• European Clean Hydrogen Alliance
DECARBONIZZAZIONE E RIDUZIONE DEI CONSUMI	• Governance of the Energy Union Regulation (NZIA) • Net-Zero Industry Act	• Energy Efficiency Directive (EED) • Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) • Ecodesign Directive	• Smart Financing for Smart Buildings • Zero Emissions Building definition

Figura 22. Vista di sintesi di regolamenti, direttive e linee guida/strategie dell'Unione Europea in materia di riduzione delle emissioni, generazione da fonti rinnovabili e decarbonizzazione dei consumi (esemplificativo). *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025*

Analisi delle policy: il contesto di riferimento nazionale

83. Collegate alle normative e iniziative legislative europee di cui al paragrafo precedente sono poi le diverse scelte intraprese a livello nazionale e che sono qui riportate con *focus* sulle misure principali e differenzianti rispetto al livello europeo.
84. Iniziando dalla macroarea **“Riduzione delle emissioni”**, il primo argomento da approfondire è quello della regolamentazione italiana in materia di ETS, composta da quattro decreti⁸. Essi sono stati varati, nel corso degli anni, per restare al passo con l'evoluzione delle direttive europee, che sono diventate progressivamente sempre più stringenti ed ambiziose per quanto riguarda gli obiettivi da raggiungere e sempre più ampie rispetto al numero dei settori economici e produttivi inclusi nel sistema. Inoltre, col tempo si è cercato di adattare e perfezionare il meccanismo di scambio dei crediti di carbonio introducendo alcuni meccanismi di controllo, come il Comitato ETS presso il Ministero dell'Ambiente, istituito nel 2020 e composto da ventidue membri. Infine, l'ultima aggiunta al sistema è stata la direttiva ETS II, che ne ha accresciuto ancor di più le aree di interesse.
85. Per quanto attiene al settore del **Carbon Capture and Storage (CCS)**, cioè lo stoccaggio ecologico del biossido di carbonio, il primo **Decreto Legislativo** promulgato è stato il **numero 162 del 2011**, ed ha la funzione di attuare la direttiva UE in materia di CCS,

⁸ I decreti promulgati sono, in ordine cronologico, il D. L. 216/2006, il D. L. 30/2013, il D.L. 47/2020 ed il D. L. 147/2024. Ciascuno di questi ha abrogato il precedente, andando a rimpiazzarlo completamente nell'ordinamento giuridico.

garantendo che lo stoccaggio avvenga nella massima efficienza e sicurezza ambientale e tutelando la salute pubblica. La norma copre **tutte le fasi della creazione dei siti di stoccaggio**, partendo dalla ricerca ed esplorazione dell'area fino alla gestione dell'infrastruttura, passando per la sua costruzione, ed incarica l'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse), l'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) ed i Vigili del Fuoco della vigilanza delle installazioni. In seguito, sono stati pubblicati i **Decreti-legge 76/2020 e 77/2021**, al fine di **snellire le procedure burocratiche ed autorizzative** necessarie per la realizzazione di infrastrutture CCS, ed il **Decreto-legge 181/2023**, infine, ha creato una **cornice normativa e operativa per lo stoccaggio di anidride carbonica**, attualmente riconosciuto dal PNIEC del 2023 come una tecnologia essenziale per raggiungere gli obiettivi climatici sia a livello nazionale che europeo.

86. Passando alla seconda macroarea, "Generazione da fonti rinnovabili", si possono evidenziare diverse leggi determinanti per il settore, tra cui i **Decreti FER1, FER2, FERX e FERX transitorio**, che coprono **la realizzazione di impianti di generazione da fonti rinnovabili**. In particolare, il FER2 è stato promulgato nel 2024, in significativo ritardo rispetto alle attese iniziali, e riguarda la **generazione di energia da tecnologie innovative e meno mature**, come la geotermia, le biomasse, l'energia marina, l'eolico *offshore* galleggiante e il solare termodinamico. Queste tecnologie presentano **costi di investimento iniziale ed operativi e di manutenzione più elevati** rispetto alle altre, ma sono necessarie per **diversificare le fonti** da cui viene prodotta energia, garantire innovazione tecnologica e maggiore flessibilità e stabilità, in quanto alcune di esse sono programmabili, e per questi motivi vengono incentivate dallo Stato. È proprio il Decreto FER2 a regolare il meccanismo, che prevede **sia incentivi che tariffe omnicomprehensive**, cioè il pagamento di una tariffa unica che include sia il costo dell'energia che gli incentivi per la produzione, ed incarica il **Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) di bandire le procedure competitive**.
87. Nel corso del 2025 è entrato in vigore il Decreto FERX Transitorio, che **ha la funzione di fare da ponte** prima della pubblicazione del Decreto FERX, prevista non prima del 2026. Il Transitorio ha una dotazione complessiva di **9,7 miliardi di Euro** e punta **all'installazione di circa 17,5 GW**, suddivisi in **14,5 GW da impianti più grandi di 1 MW e 3 GW da impianti più piccoli di 1 MW**, con tecnologie come il fotovoltaico, l'eolico *onshore*, l'idroelettrico e il gas da impianti di depurazione. L'altro, invece, servirà a **sostituire ed unificare i Decreti FER1 e FER2**, andando a coprire sia le energie più mature che quelle più innovative, modificherà il sistema di aste, suddividendole per tecnologie e territori e porrà maggiore attenzione alla compatibilità ambientale e paesaggistica.
88. Inoltre, dentro "Generazione da fonti rinnovabili", è presente un'ulteriore norma molto significativa, ossia il **Decreto Energy Release 2.0**, introdotto nel 2024 per sostenere le aziende energivore: **il GSE fornisce alle aziende l'energia** nella sua disponibilità **ad un prezzo calmierato di circa 65 €/MWh** per un totale di 36 mesi **in cambio dell'impegno**,

da parte delle imprese, **alla realizzazione di impianti rinnovabili** che dovranno entrare in funzione entro 40 mesi dalla firma dell'accordo e che restituiranno nell'arco di vent'anni l'energia anticipata. Nella realizzazione dei nuovi impianti le aziende possono rivolgersi a soggetti terzi e possono partecipare al bando sia in forma individuale che aggregata insieme ad altre realtà energivore. Con questo Decreto, sono stati messi a disposizione contingenti compreso **fra i 20 ed i 23 TWh l'anno per tre anni**, equivalenti a circa **800 milioni di Euro l'anno** a 65 €/MWh, e **si prevede l'installazione**, da parte delle imprese, **di circa 5 GW** di nuova capacità rinnovabile.

89. Per quel che concerne le capacità di accumulo di energia, all'interno della **Manovra di bilancio del 2021**, Legge 234/2021, era stata prevista **l'istituzione di un credito d'imposta** per coloro che avrebbero installato nel corso del 2022 degli **impianti di accumulo integrati ad impianti di produzione da FER**, con un **plafond complessivo pari a 3 milioni di Euro**, cifra rivelatasi troppo esigua per far fronte alle richieste di finanziamento presentate, che **hanno superato i 30 milioni di Euro**. Di conseguenza, è stata significativamente ridotta la percentuale delle spese coperte dal credito d'imposta, portata al 9,15% per ogni beneficiario.
90. Infine, per la macroarea "Decarbonizzazione e riduzione dei consumi", sono tre i settori di intervento individuati. Il primo è quello dei trasporti, per il quale la M2C4 del PNRR prevede lo stanziamento di ingenti fondi per iniziative di rinnovamento delle flotte di autobus, treni e tram, di incentivo del trasporto pubblico e di supporto a quello privato sostenibile e, in misura minore, per la sperimentazione di nuove tecnologie *green* per il settore. Il secondo è invece quello residenziale, per cui è richiesto un significativo incremento dell'efficienza energetica e dell'utilizzo di energia da FER. Le iniziative intraprese hanno quasi tutte la forma di **incentivi statali**, definiti più comunemente **bonus**. Questi prevedono di coprire parte delle spese necessarie per l'installazione di impianti rinnovabili o di accumulo, a patto che vengano svolti anche degli interventi, i cosiddetti "trainanti", di adeguamento dell'immobile ai più recenti standard antisismici o di realizzazione di un isolamento termico.
91. L'ultimo settore di intervento è quello dell'efficienza energetica, per il quale sono state presentate diverse misure per l'edilizia privata, per l'industria e per la pubblica amministrazione. Ad esempio, la M2C3, parte del PNRR, mira a ridurre le emissioni ed i consumi degli edifici pubblici tramite riforme normative per semplificare le procedure per gli interventi edilizi e per recepire le direttive UE sulle prestazioni energetiche degli edifici, e tramite investimenti per la riqualificazione energetica e l'efficientamento energetico ed antisismico, installando cappotti ed isolamenti termici e nuovi impianti di riscaldamento e raffreddamento, sia degli edifici pubblici centrali e locali che del patrimonio residenziale pubblico, con l'obiettivo di riqualificare 190 milioni di m² dei primi e 50.000 dei secondi entro il 2026. Il *Conto Termico 2.0*, invece, è gestito dal GSE ed eroga incentivi fino al 65% della spesa sia ai cittadini che alle imprese che effettuano lavori per migliorare l'efficienza energetica e per installare impianti per la produzione di energia termica da FER, come le

pompe di calore, il solare termico e le caldaie a biomassa. Inoltre, è stato istituito il *Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica*, che fornisce dei prestiti a tasso agevolato della durata di massimo dieci anni per la realizzazione di progetti per la riqualificazione e l'efficientamento energetico degli edifici privati e per il miglioramento dei processi produttivi, il recupero di calore e l'adozione di sistemi di gestione dell'energia certificati da parte delle imprese.

RIDUZIONE DELLE EMISSIONI	• ETS: D.Lgs. 216/2006 e 30/2013 (introducono ETS) D.Lgs. 47/2020 e D.Lgs. 147/2024 (allinea il sistema alle crescenti ambizioni delle direttive UE) • ESR: D.Lgs. 47/2020 e Legge 15/2024 (Attuazione base ESR) • CCS: DLgs 162/2011 (aree, concessioni, sicurezza,	monitoraggio, collegamento ETS), D.L. 76/2020 (semplifica iter autorizzativi per CCS), DL 77/2021 (CCS integrata nel PNIEC), DL 181/2023 (aggiornamento tecnico/operativo, consolidamento iter e concessioni)
GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI	• Autoconsumo da FER: il DM 16 settembre 2020 (definizione tariffe incentivanti), DL 414/2023 (include la M2C1 del PNRR), conto termico • Installazione di impianti FER: decreti FER1, FER2, FERX, FERX transitorio, Decreto Energia 181/2023, Decreto Aree Idonee, Energy release 2.0, Testo Unico sulle Rinnovabili, Decreto PNRR 3	• Accumuli: Legge 234/2021 (per sostenere le PMI che investono in impianti FER con accumulo), Superbonus (Include i sistemi di accumulo fotovoltaico come "intervento trainato") Legge 234/2021 e Decreto 12/07/2023 (Fondo perduto per accumuli fino al 30%)
DECARBONIZZAZIONE E RIDUZIONE DEI CONSUMI	• FER nei trasporti: M2C4 investimento 4 (installazioni di infrastrutture di ricarica elettrica) Decreto Legge 30 aprile 2019, n.34 (fondi per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile)	• FER nel residenziale: Superbonus, ecobonus, sismabonus, bonus casa, bonus elettrodomestici, • Consumi di energia primaria: DM 28/12/2012 – Conto Termico, DL 17/2022 – "Decreto Energia • Efficientamento energetico: M2C3 del PNRR, FNEE, Conto Termico 2.0 (gestito dal GSE)

Figura 23. Vista di sintesi dei principali interventi legislativi in materia di riduzione delle emissioni, generazione da fonti rinnovabili e decarbonizzazione dei consumi. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025

Analisi delle policy: riflessioni sui principi guida adottati nella transizione energetica del Paese

92. Alla luce del numero di iniziative legislative e regolatorie – sia a livello europeo che nazionale – che incidono in modo diretto sul percorso della transizione energetica, **TEHA ha condotto un'attività di analisi e classificazione** delle principali misure. Questo lavoro di clusterizzazione ha consentito di **identificare i principi guida** sottesi alle diverse azioni di *policy*, evidenziando in particolare il **grado di bilanciamento tra interventi rivolti al lato dell'offerta** (sviluppo di infrastrutture, tecnologie, capacità produttiva, ecc.) e misure orientate alla **domanda** (incentivi al consumo, efficienza energetica, ecc.). L'obiettivo è fornire un quadro strutturato utile per valutare la coerenza e l'efficacia complessiva dell'attuale assetto regolatorio rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione e competitività del sistema-Paese.
93. Seppure con i limiti del caso, in quanto è possibile condurre un *assesment* sulla numerosità degli interventi di *policy* più che sul totale degli investimenti che hanno mobilitato, l'analisi proposta è funzionale a identificare principi guida e *focus* su domanda e offerta che – opportunamente indirizzati – sono alla base della visione strategica e programmatica che lo Studio vuole portare avanti e che viene dettagliata nel successivo capitolo 3.

94. Fatte queste considerazioni preliminari, le principali misure possono essere ricondotte a quattro logiche d'intervento, con un'ulteriore sotto-differenziazione all'interno della categoria degli incentivi:

- i. **Tassazione:** si basa sul principio del costo associato a chi è responsabile di un certo comportamento (es. emissioni, immissione a mercato di tecnologie inquinanti, ecc.) e si traduce nell'introduzione di un **extracosto per attività a maggiore impatto ambientale**. Ne è un esempio il sistema ETS (*Emission Trading System*), che è stato estesamente trattato nei paragrafi precedenti. Questa leva di intervento ha l'obiettivo di **disincentivare l'uso di tecnologie inquinanti** accrescendone i costi direttamente per gli operatori che ne sono direttamente *in charge* e, in quanto tale, agisce eminentemente sul lato dell'offerta;
- ii. **Incentivo:** si basa sul **supporto economico diretto a fronte dell'adozione di tecnologie e/o soluzioni più in linea con le traiettorie di decarbonizzazione** e/o transizione energetica. La leva degli incentivi si può ulteriormente differenziare in meccanismi di **supporto all'installazione di nuove tecnologie non convenzionali** – che di fatto costituisce un supporto agli investimenti CAPEX delle aziende come accade per Decreto FER2 di cui si è trattato estesamente in precedenza e che agisce sul lato dell'offerta – e meccanismi diretti a **premiare l'adozione di tecnologie clean e/o sostituzione di impianti** con soluzioni più efficienti. Quest'ultimo approccio si fonda su un meccanismo di **beneficio a fronte di un investimento sostenibile**. Un esempio è il decreto **Energy Release**, che prevede l'assegnazione di energia a prezzo calmierato alle imprese che scelgono di investire nelle fonti rinnovabili, favorendo così l'accelerazione degli investimenti nel settore. Questa seconda tipologia di incentivo agisce sia sul lato dell'offerta che su quello della domanda
- iii. **Agevolazione.** Mira a **sostenere economicamente il comportamento virtuoso** degli utenti finali, alleggerendo l'onere finanziario legato a interventi di decarbonizzazione. Questo meccanismo è adottato nell'iniziativa **Transizione 5.0**, ideato per supportare le imprese che intraprendono misure volte a ridurre i consumi e le emissioni, promuovere l'economia circolare, minimizzare gli scarti di produzione, sviluppare modelli produttivi più intelligenti e sostenibili e aumentare l'indipendenza energetica tramite l'installazione di impianti fotovoltaici, eolici e biomasse affiancati da sistemi di accumulo energetico. Per loro stessa natura, questo tipo di misure incidono maggiormente sul lato della domanda;
- iv. **Semplificazione:** si fonda sull'esigenza di rendere più **rapide, accessibili ed efficienti le procedure burocratiche** legate all'attuazione degli interventi. Ciò avviene attraverso la **razionalizzazione normativa** e l'**eliminazione di passaggi superflui o ridondanti**, così da facilitare l'avvio di progetti e investimenti, migliorare la chiarezza del quadro normativo e ridurre tempi e costi per le imprese.

Anche queste misure, nella loro diversa natura, incidono prevalentemente sul lato dell'offerta.

	Tassazione	Incentivo		Agevolazione	Semplificazione
Principio	Extracosto non comprimibile per chi inquina	2 tipologie		Supporto agli utilizzatori finali	Velocizzazione del dispiegamento
		Installazione di nuove tecnologie non convenzionali	Sostituzione di tecnologie e diffusione delle tecnologie attuali		
Focus principale	Lato offerta	Lato offerta	Lato domanda e lato offerta	Lato domanda	Principalmente lato offerta

Figura 24. Analisi delle principali *policy* nazionali, suddivise nelle categorie di appartenenza e indicazione del *focus* principale tra offerta e domanda, *Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.*

95. Avendo in mente questa classificazione delle forme di supporto – e tenendo conto dei limiti collegati a un’analisi che guarda alla numerosità delle norme/iniziative legislative e che non considera gli investimenti mobilitati alla luce delle differenze intrinseche ai diversi strumenti di *policy* qui considerati – emerge con chiarezza come **circa il 70% delle misure messe in atto sono rivolte al lato dell’offerta**. Si tratta di un punto che conferma l’attenzione rivolta dal legislatore allo stimolo dell’introduzione e *test* di diverse soluzioni tecnologiche ma anche una **minore attenzione rispetto alla necessità di supportare una domanda aggregata forte e capace di offrire prospettive di crescita stabili e continuative nel tempo agli investimenti** condotti sulle diverse tecnologie creando un adeguato supporto alle tecnologie e prodotti *green*. Lo sbilanciamento tra domanda e offerta e la necessità di far progredire in modo coerente entrambe le dimensioni sarà, infatti, uno dei punti chiave della visione programmatica e sistemica del prossimo capitolo.

CAPITOLO 3

LA VISIONE PROGRAMMATICA E STRATEGICA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

96. Se i primi due capitoli hanno guardato al percorso compiuto fin qui dall'Italia per la transizione energetica (*"health-check"*), inserendo questo processo all'interno del quadro competitivo europeo, e agli strumenti dispiegati nel percorso – dal PNRR, al PNIEC fino agli strumenti di *policy* puntuali – il **terzo capitolo si propone di gettare le basi per sviluppare il percorso della transizione** da qui al 2050. Nello specifico, la *roadmap* al 2050, costruita per guidare in modo **efficace** e **coordinato** la transizione energetica verso un sistema decarbonizzato, **resiliente** e **competitivo** richiede di adottare una **visione programmatica e sistemica**, che consenta di orientare le scelte tecnologiche, infrastrutturali e regolatorie lungo un orizzonte di medio-lungo termine e che garantisca chiarezza al sistema-Paese e agli operatori industriali.

La crescita ed evoluzione del *mix* della generazione elettrica da qui al 2050

97. Un'efficace pianificazione della transizione energetica richiede, come primo passo, una chiara comprensione dell'evoluzione attesa del **mix elettrico nazionale al 2050**. Le stime indicano che, entro tale orizzonte temporale, la produzione di energia elettrica in Italia passerà dagli attuali 264 TWh (2024) a un **intervallo compreso tra 470 e 520 TWh** con un incremento di 1,8/2 volte rispetto a oggi. Tale aumento sarà, inoltre, accompagnato da un **cambiamento strutturale nella composizione delle fonti**. Se oggi oltre metà della produzione proviene da fonte **termoelettrica** (53%), con il fotovoltaico e l'eolico che coprono rispettivamente il 12% e il 10%, al 2050 il mix sarà profondamente diverso: **fotovoltaico ed eolico** potranno coprire insieme circa il **71%** della generazione (39% e 32% rispettivamente), mentre il **nucleare** e il **termoelettrico abbinato a sistemi CCS** potranno contribuire per un ulteriore 17% (10% e 7% rispettivo).

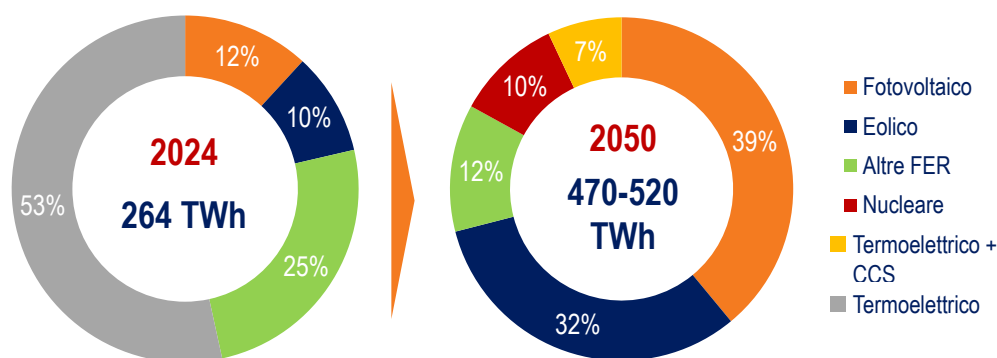


Figura 25. Evoluzione del mix di produzione di energia elettrica in Italia secondo la *roadmap* al 2050 (valori percentuali), 2024 e 2050e. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025

98. Questa dinamica evidenzia come la transizione al 2050 dovrà poggiare su due pilastri complementari: da un lato, l'**espansione accelerata di tecnologie mature e scalabili**, dall'altro, lo **sviluppo programmato e lungimirante di soluzioni strutturali strategiche**, necessarie per assicurare un sistema elettrico sicuro, resiliente, indipendente e per **minimizzarne il costo complessivo**. In questo contesto, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) formulato dall'Italia nel 2024 è un **riferimento iniziale utile** perché fissa obiettivi intermedi al **2030** e delinea un possibile scenario evolutivo al 2050 fondato su un *mix* di tecnologie a basse emissioni.
99. Tuttavia, all'interno dell'ultimo PNIEC è **ancora assente una visione programmatica organica** in grado di trasformare tali obiettivi in una **roadmap** operativa, completa di **traguardi intermedi, priorità di intervento e condizioni abilitanti** per lo sviluppo delle tecnologie strategiche fondamentali per garantire la resilienza e la sicurezza del sistema energetico nazionale nel lungo periodo.

La visione programmatica e strategica per dispiegare la roadmap per la transizione energetica

100. Alla luce di queste considerazioni, per garantire una transizione energetica efficace, lo Studio Strategico propone di declinare una **roadmap** al 2050 basata su una **visione programmatica e sistemica** che preveda quattro principi chiave la cui combinazione consente di avere una transizione effettivamente compiuta nei termini più efficienti:
- i. lo **sviluppo sinergico e bilanciato tra tecnologie mature e immediatamente scalabili** — come fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici — e **soluzioni strategiche e strutturali**, fondamentali per la sicurezza, l'indipendenza energetica e la minimizzazione del costo complessivo dell'energia, quali eolico *offshore*, nucleare e CCS/CCUS;
 - ii. la valutazione del **mix ottimale di tecnologie**, con una visione di lungo termine, da effettuare sulla base di criteri quali rapidità di dispiegamento, costi di sviluppo — inteso come costo complessivo del sistema elettrico e dell'energia per il cliente finale (inclusi i costi di sistema) - capacità di contribuire alla resilienza sicurezza sistemica e capacità di generare impatti economici e industriali per il Paese;
 - iii. la formalizzazione di un **meccanismo di monitoraggio e aggiornamento triennale della roadmap**, volto a garantire flessibilità e reattività rispetto all'evoluzione tecnologica, ai contesti di mercato e agli scenari geopolitici ricalibrando le priorità di intervento preservando al contempo la coerenza e stabilità dell'impianto strategico complessivo;
 - iv. Il **bilanciamento tra misure incentivanti lato offerta e lato domanda**, affinché l'incentivazione alla produzione di energia decarbonizzata si accompagni a strumenti in grado di stimolare l'adozione di nuove tecnologie da parte di cittadini e imprese e l'attivazione di nuove filiere produttive collegate.

101. Partendo dallo sviluppo delle diverse tecnologie, come visto anche nel primo Capitolo di questo Rapporto, il PNIEC italiano ha fissato obiettivi al 2030 puntando principalmente su tecnologie mature e rapidamente scalabili come il fotovoltaico (PV), l'eolico *onshore*, i sistemi di accumulo elettrochimico (BESS) e i pompaggi idroelettrici. Queste tecnologie, come evidenziato anche nella Figura successiva, presentano minori costi di sviluppo e maggior velocità di *deployment* che sono due fattori chiave per accelerare la decarbonizzazione nel breve termine. Tuttavia, **una roadmap necessaria a un'efficienza sistemica nel medio lungo termine non può fondarsi esclusivamente su tali criteri**. L'esperienza degli ultimi anni – tra cui *shock* geopolitici, volatilità dei mercati energetici e tensioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento – ha reso evidente la necessità di integrare nel *mix* anche tecnologie che, pur richiedendo tempi di sviluppo più lunghi o investimenti iniziali maggiori, siano in grado di **massimizzare altri criteri chiave per un sistema resiliente**: la **sicurezza energetica**, la minimizzazione del costo totale dell'energia elettrica per il sistema e per i clienti finali e il **ritorno strategico** per il Paese.
102. Occorre, inoltre, considerare che le tecnologie rinnovabili, pur caratterizzate da minori costi di installazione e da rapida scalabilità, hanno per definizione una natura **non programmabile** e presentano una **distribuzione capillare sul territorio**. Una transizione fondata esclusivamente su queste soluzioni comporterebbe la necessità di sviluppare una **over-capacità di impianti**, accompagnata da massicci **investimenti nei sistemi di accumulo** e nel potenziamento delle reti di media e alta tensione. Ne deriverebbe un potenziale **incremento dei costi complessivi del sistema**, con il rischio conseguente di non minimizzare il costo finale dell'energia per i consumatori.
103. Da qui la necessità – sancita nel secondo principio – di prevedere, fin da oggi, un bilanciamento tra **tecnologie “ready-to-deploy”** che garantiscano **risultati immediati** (fotovoltaico, eolico *onshore*, sistemi di accumulo e pompaggi) e **tecnologie “strategiche”** per la stabilità strutturale e l'indipendenza energetica di lungo termine (eolico *offshore*, nucleare e CCS/CCUS). Sempre dalla rappresentazione alla figura successiva è, infatti, evidente come le tecnologie oggi più attenzionate si attestino su livelli più bassi in termini di garanzia di resilienza e ritorni sistemici, mentre tecnologie come il nucleare e il termoelettrico abbinato con CCS presentino un **profilo più robusto su questi assi**, rappresentando *asset* fondamentali per garantire la flessibilità del sistema, la continuità dell'approvvigionamento e la sovranità energetica del Paese.
104. Un **mix tecnologico bilanciato** – oltre ad ottimizzare l'efficienza di costo complessiva, riducendo la necessità di sovracapacità produttiva, di investimenti aggiuntivi in reti e accumuli e di servizi ancillari portando alla minimizzazione del costo finale dell'energia per i consumatori – è in grado di **attivare filiere industriali** ad alto valore aggiunto, generando **occupazione, innovazione e competitività**. Gli investimenti in tecnologie strategiche come il nucleare e la CCS, oltre ai pompaggi idroelettrici da subito realizzabili, che verranno approfonditi nei capitoli successivi, possono stimolare lo **sviluppo di competenze e indotto su scala nazionale**, con effetti positivi sull'intero tessuto

produttivo. Questi elementi spiegano perché queste tecnologie vedano valori più alti in termini di “ritorno per il Sistema-Paese” e i capitoli successivi a loro dedicati saranno funzionali proprio a metter in luce questi elementi.

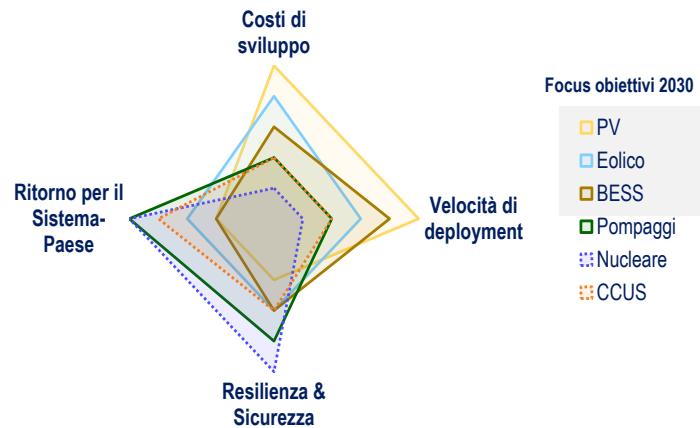


Figura 26. Criteri per valutare il mix energetico ottimale secondo la visione programmatica e strategica (esemplificativo).
Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

105. Il terzo principio guida della visione proposta risiede nella natura **dinamica**, ovvero nella necessità di effettuare un **monitoraggio periodico e strutturato** dello stato di avanzamento della transizione, volto a verificare la coerenza del percorso rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione al 2050. In questo senso è qui proposto, l'adozione di un **meccanismo di revisione su base triennale**, che consenta di valutare in maniera continuativa l'efficacia delle misure implementate, identificare eventuali criticità e ricalibrare, se necessario, le priorità di intervento. Tali revisioni dovrebbero essere allineate con gli aggiornamenti del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), garantendo così coerenza tra programmazione nazionale e traiettoria di lungo periodo. Il punto cardine di questo terzo principio della vision è quindi la **ricalibratura delle priorità di intervento** inserito in un contesto di *policy* e regolazione che preservi al contempo **coerenza e stabilità dell'impianto** strategico complessivo.
106. Infine, il quarto principio – collegato strettamente al dispiegamento delle diverse tecnologie e al processo di revisione continuativa degli interventi – è la verifica del **bilanciamento** tra **misure rivolte al lato dell'offerta** e quelle **destinate a stimolare la domanda**. Come evidenziato nell'analisi svolta da TEHA nel capitolo precedente, circa il **70%** delle politiche intraprese dal Paese si concentra sul **lato dell'offerta**, trascurando in larga parte la necessità di **generare una domanda aggregata solida** per tecnologie e prodotti verdi che rischia di compromettere la piena efficacia della transizione. Il supporto al lato della domanda è funzionale, pertanto, a sostenere i percorsi di crescita delle filiere collegate alle tecnologie il cui dispiegamento richiede un orizzonte temporale più lungo ma che hanno impatti più elevati per il sistema Paese.

107. In sintesi, il **successo della roadmap** non dipende unicamente dalla **qualità delle tecnologie selezionate** o dalla precisione della pianificazione, ma anche dalla **capacità del sistema di guidare il cambiamento in modo coerente, adattivo e integrato** sulla base di principi chiari.
108. In questa ottica, i capitoli successivi del Rapporto saranno dedicati all'approfondimento delle **principali tecnologie identificate nella roadmap**: la competitività del dispiegamento delle fonti rinnovabili (FER), i sistemi di accumulo elettrochimico (batterie) e meccanico (pompaggi idroelettrici), le soluzioni di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) e il nucleare. Per ciascuna di esse verrà analizzato il **ruolo strategico** all'interno del mix energetico nazionale, ne saranno valutati i **potenziali benefici e le criticità operative**, e saranno formulate proposte concrete per promuoverne lo **sviluppo e il dispiegamento**, sia nel breve che nel medio-lungo periodo. L'ultimo capitolo del Rapporto sarà quindi funzionale a mettere in luce come il dispiegamento di queste tecnologie, secondo lo schema delineato nella visione, possa anche supportare lo sviluppo di produzioni *green* in Italia e in cui l'acciaio è identificato come produzione esemplificativa. Ognuno dei capitoli prevede proposte di *policy* funzionali a massimizzare il contributo delle diverse soluzioni analizzate.

CAPITOLO 4

LE CONDIZIONI PER LO SVILUPPO COMPETITIVO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

109. I due precedenti capitoli hanno messo in luce rispettivamente come l'**avanzamento nello sviluppo delle FER sia uno dei punti di maggiore attenzione** all'interno dell'*health-check* della transizione italiana raffigurato dall'*Energy Transition Indicator*, con ritardi rispetto al *target* al 2030 di circa 10 anni, e come esse siano una componente centrale della visione di sviluppo sistemica. La combinazione di questi due elementi fa emergere l'importanza per il Paese di **supportare uno sviluppo competitivo delle FER**.
110. Il Capitolo si propone quindi di analizzare ritardi e criticità sistemiche che connotano lo scenario delle rinnovabili in Italia. Ricorrendo alle **analisi dell'LCOE** (*Levelized Cost Of Electricity*) sono messe in luce la struttura dei costi, evidenziando le componenti che pesano maggiormente sull'equilibrio economico dei progetti. L'analisi si estende poi agli **iter autorizzativi** e ai **ritardi normativi**, ai colli di bottiglia nelle **procedure di connessione di rete** e alla **governance territoriale frammentata** che penalizzano le progettualità italiane. Infine, sono dettagliate le proposte d'azione che – valorizzando anche evoluzioni in corso come il nuovo modello di programmazione territoriale e il meccanismo di c.d. "*open season*" – garantiscano un **bilanciamento tra le esigenze degli operatori** (in termini di tempi, costi e condizioni di allaccio alla rete) **e gli obiettivi nazionali di resilienza e sicurezza del sistema energetico**.

4.1 I COSTI DELLE RINNOVABILI IN ITALIA: EVIDENZE DALL'ANALISI DELL'LCOE

Il trend dell'LCOE nel confronto con i peer Europei

111. Per guardare ai fattori competitivi delle rinnovabili in Italia è utile partire dall'indicatore **LCOE** (*Levelized Cost Of Electricity* o Costo Livellato dell'Energia) che rappresenta una misura del **costo medio per unità di energia elettrica generata da un impianto nell'arco della sua vita utile**, tenendo conto di tutti i costi sostenuti (*CAPEX*, *OPEX*, durata dell'impianto, costi di finanziamento, ecc.). Attraverso questo indicatore si possono quindi identificare i punti di maggiore o minore competitività delle diverse tecnologie.
112. Partendo dal confronto internazionale e facendo riferimento alle 2 principali tecnologie rinnovabili per la produzione di energia, **fotovoltaico ed eolico**, emerge un *trend* discendente degli LCOE dal 2010 al 2023 che ha riguardato tutti i maggiori Paesi europei. In particolare, per l'**Italia** questa riduzione è stata **pari rispettivamente all'86% e al 59%**, a conferma della crescente maturità e competitività di queste soluzioni nel corso degli anni.

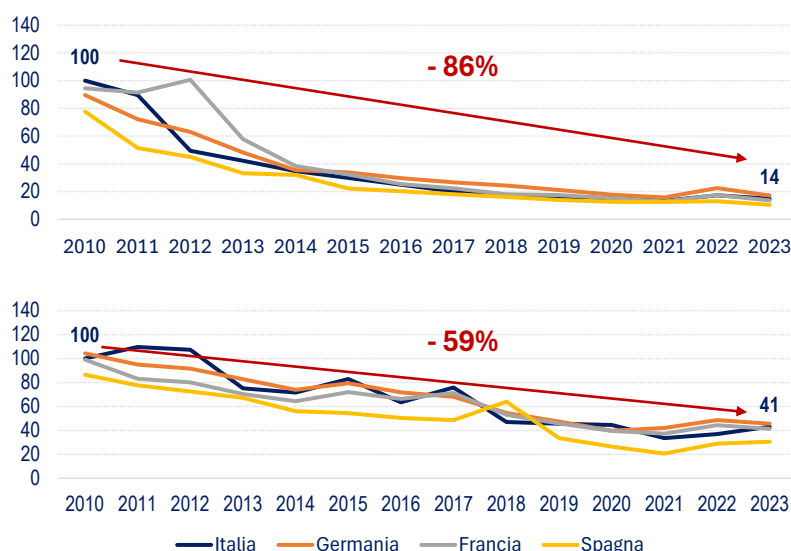


Figura 27. Trend dell'LCOE del fotovoltaico *onshore* (sopra) e del eolico *onshore* (sotto) in Italia, Germania, Francia e Spagna (Base Italia 2010 = 100), 2010-2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2025.

113. Se il *trend* storico discendente accomuna l'Italia ai principali Paesi europei, un quadro significativamente differente emerge guardando in ottica comparativa il solo ultimo anno disponibile. In particolare, analizzando l'LCOE per entrambe le tecnologie tra i principali *peer* europei – Germania, Italia, Francia e Spagna – risulta che **l'Italia presenta un LCOE inferiore rispetto alla sola Germania**, sia per il fotovoltaico (-13,5%) sia per l'eolico (-5,5%), mentre si colloca su **livelli leggermente superiore a quelli osservati in Francia** (rispettivamente +8,3% e +4%). **La Spagna si distingue per costi sensibilmente più bassi** in quanto l'Italia registra un LCOE superiore del 41% per entrambe le tecnologie.
114. Il dato dell'Italia mostra quindi un **valore sostanzialmente in linea a quello della Germania e sensibilmente più alto di quello francese** a fronte di condizioni abilitanti come l'irraggiamento solare significativamente diverso da quello di questi Paesi. Si tratta quindi di una prima indicazione di come esistano extra-costi sistemici che rendono meno competitive le FER in Italia rispetto a quanto avviene in questi Paesi.

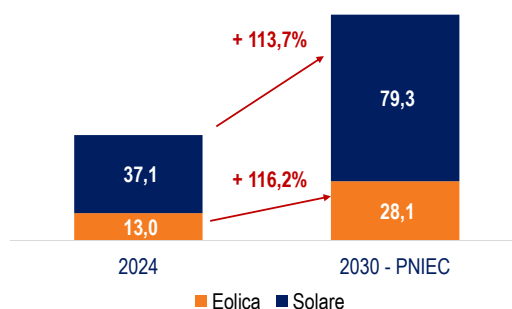


Figura 28. Potenza complessiva installata per fonte (GW), 2024 e 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC e TERNA, 2025.

Gli extra-costi sistemici per i progetti fotovoltaici “Ready-to-Build” italiani

115. Concentrandosi sulla **tecnologia fotovoltaica**, oggi la fonte FER più diffusa sul territorio italiano e per la quale il PNIEC ha individuato gli obiettivi più ambiziosi in termini assoluti (79,3 GW per il fotovoltaico contro 28,1 GW per l’eolico), si rileva che la **producibilità annua nazionale media** – espressa in ore equivalenti di produzione (h eq.) – si attesta intorno alle **1.400 ore**, un **valore inferiore soltanto a quello della Spagna** (1.800 ore), **ma superiore** a quello registrato in **Francia** (1.200 ore) e in **Germania** (1.000 ore).

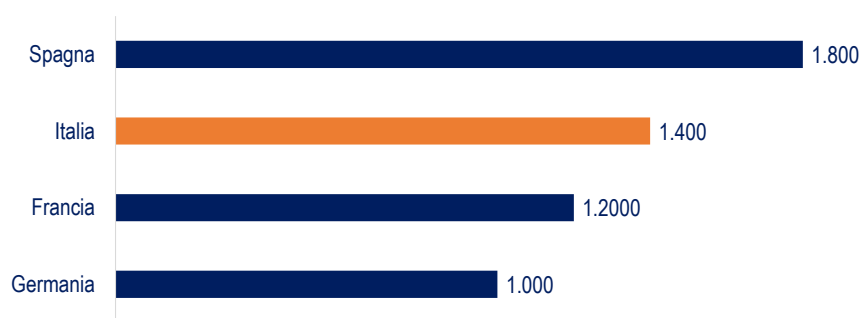


Figura 29. Ore equivalenti di un impianto fotovoltaico dei principali Paesi UE-27 a confronto (ore equivalenti di produzione), elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

116. Proseguendo **nell’analisi delle singole voci dell’LCOE**, che per impianti fotovoltaici di **taglia utility** risulta compreso tra **65 e 85 €/MWh** (per impianti da 20 MW e assumendo un WACC⁹ pari al 7%), emerge come all’interno della quota predominante dei **CAPEX**, la componente relativa **a terreno e costi di connessione possa arrivare a rappresentare oltre il 35% del valore complessivo dell’LCOE**.
117. Collegato a questo peso superiore di fino al 39% di costi di terreni e connessioni vi è il fatto che, in Italia, le valutazioni *sell-side* dei progetti fotovoltaici “**Ready to Build**”¹⁰ risultano **significativamente più elevate rispetto ai principali mercati europei**, con una media pari a 153.700 €/MWp, **superiore del 23%** rispetto ai 124.700 €/MWp **medi registrati in Francia, Germania e Spagna**¹¹.
118. Questo incremento dei costi superiore di oltre il 20% rispetto ai *peer* europei si riflette direttamente sull’LCOE, che – in presenza di condizioni climatiche favorevoli – potrebbe altrimenti risultare persino più competitivo rispetto a quello dei *peer* considerati. In altri termini **costi delle connessioni e dei terreni emergono come fattori sistemici che generano extra-costi** per lo sviluppo delle FER in Italia.

⁹ Weighted average cost of capital.

¹⁰ Con “Ready-to-Build” (RTB) si fa riferimento ad una fase cruciale del ciclo di vita di un progetto fotovoltaico. In questo stadio, il progetto ha già ottenuto tutti i permessi necessari, gli accordi di connessione alla rete e i diritti sul terreno.

¹¹ La fonte dei dati è Energy&Strategy, JRC-European Commission, ENTSO-E.

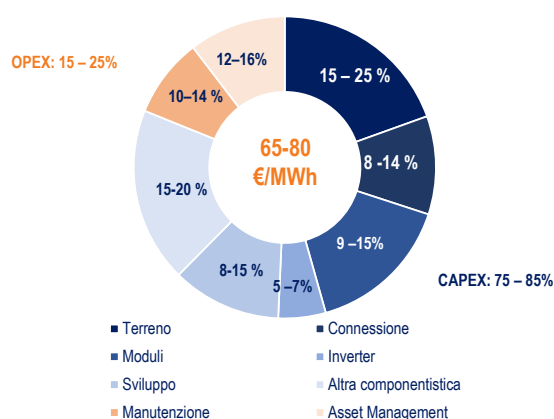


Figura 30. Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto PV (taglia utility) in Italia, 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Energy&Strategy, JRC-European Commission, ENTSO-E, 2025.

4.2 LE DETERMINANTI DEGLI EXTRA-COSTI DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

119. Alla luce dei risultati emersi dall'analisi della struttura di costo delle FER, si confermano alcune **criticità strutturali che ostacolano la capacità dell'Italia di massimizzare il dispiegamento delle rinnovabili** nel breve-medio termine impattando negativamente sulla realizzazione della visione programmatica proposta. Le principali criticità possono quindi essere riassunte in:

- i. **iter autorizzativi lunghi e complessi e ritardi cumulati nella normativa** delle rinnovabili;
- ii. un **modello di sviluppo della rete incentrato sulle richieste**, che ha determinato nel tempo una forte congestione nelle richieste di connessione;
- iii. una **governance territoriale frammentata**, che limita la disponibilità di aree idonee allo sviluppo, con conseguenti effetti sull'incremento dei costi fondiari come emerso nell'analisi di cui al paragrafo precedente.

Gli iter autorizzativi e i ritardi nella normativa FER

120. Partendo dalla componente legata agli iter autorizzativi e ai ritardi della normativa, un segnale critico per l'Italia arriva dal **numero rilevante di progetti attualmente in stallo**. A gennaio 2025, risultano infatti **oltre 1.700 progetti in attesa di valutazione presso il MASE**, dei quali circa **il 79,1% è ancora fermo nella fase di istruttoria tecnica** da parte della Commissione PNRR-PNIEC 17. Di questi, 44 progetti risalgono al 2021, 367 al 2022, 505 al 2023 e 451 al 2024.

121. Sebbene sia plausibile che una parte consistente di tali progetti abbia già trasmesso, o debba ancora trasmettere, integrazioni documentali, l'elevato volume di procedimenti pendenti rappresenta non solo un segnale di intensa attività progettuale, ma anche un

indicatore delle attuali criticità del processo autorizzativo. In particolare, i ritardi accumulati mettono in evidenza inefficienze strutturali nella gestione dell'*iter* valutativo, che rischiano di rallentare in modo significativo il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER. In questa prospettiva le criticità riscontrare riguardano:

- **assenza di filtri all'ingresso:** l'elevato numero di progetti genera congestione nelle fasi di valutazione e *permitting* e può comportare costi aggiuntivi per l'acquisto di diritti da parte degli operatori industriali;
- **disallineamento infrastrutturale:** la crescita delle richieste non è accompagnata da una pianificazione coerente delle infrastrutture abilitanti (connessioni di rete, accumuli, capacità di bilanciamento);
- **manca di prioritizzazione:** non esiste un meccanismo che favorisca i progetti più efficienti in termini di producibilità e integrazione nel sistema, compromettendo la competitività complessiva delle rinnovabili in Italia.

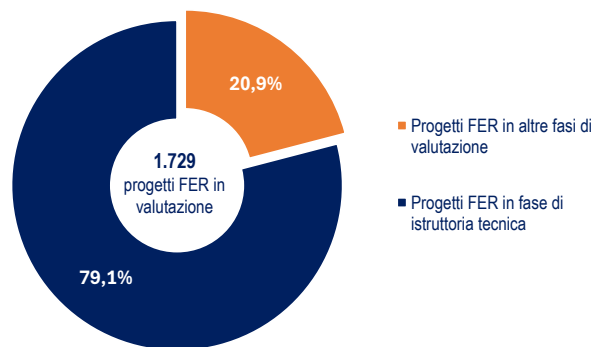


Figura 31. Progetti FER in fase di valutazione (percentuale sul totale), gennaio 2025. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati MASE e Legambiente, 2025.*

122. Guardando invece ai **principali decreti che regolano lo sviluppo delle FER**, emerge con chiarezza **come i ritardi accumulati negli ultimi anni abbiano inciso in modo rilevante sulla tempestiva attuazione delle politiche energetiche.**
123. Ad esempio, il Decreto FER 2, relativo alle fonti innovative, ha registrato il ritardo più significativo, con una pubblicazione arrivata dopo ben 1.827 giorni dalla scadenza originaria di agosto 2019. Il Decreto CER, fondamentale per lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili, è stato pubblicato con 663 giorni di ritardo rispetto alla scadenza prevista di marzo 2022, mentre il decreto Agrivoltaico ha subito uno slittamento di 684 giorni. Ancora più ampio è **il ritardo del decreto Aree Idonee, che dopo aver raggiunto un ritardo di 750 giorni, in seguito alla bocciatura al TAR di maggio 2025, vede le tempistiche protrarsi ulteriormente.** Per ultimo, anche il Testo Unico sulle Rinnovabili in scadenza ad agosto 2023 ha raggiunto un ritardo di 473 giorni prima di essere pubblicato in Gazzetta Ufficiale.

124. Nonostante questi slittamenti confermino la persistenza di una certa frizione tra fase normativa e implementativa, negli ultimi anni sono stati compiuti sforzi significativi per accelerare i processi e ridurre i tempi di attuazione. In quest'ottica il **Decreto FER X** (aste FER mature per il periodo 2025–2028), la cui approvazione è attesa entro fine 2025, ha già visto un FER X transitorio approvato che, **pur segnalando un ritardo in corso nell'attuazione del meccanismo definitivo, lascia intravedere segnali incoraggianti per un futuro più allineato agli obiettivi di transizione energetica.**

Gli iter autorizzativi e i ritardi nella normativa FER

125. In merito alle **procedure di connessione in Alta Tensione (AT)**, si registra un **forte ingolfamento dovuto all'elevato volume di richieste**: ben **355 GW di capacità da fonti rinnovabili risultano ancora in attesa di autorizzazione**. La pressione maggiore si concentra in tre Regioni: Puglia (26,5%), Sicilia (23,8%) e Sardegna (15,3%), che insieme raccolgono oltre il 65% del totale, con 2.649 pratiche da smaltire solo tra Sicilia e Puglia, pari al 43,6% del totale nazionale. Dal punto di vista tecnologico, l'eolico rappresenta la quota prevalente delle richieste (55,8%), seguito dal solare (43,2%).

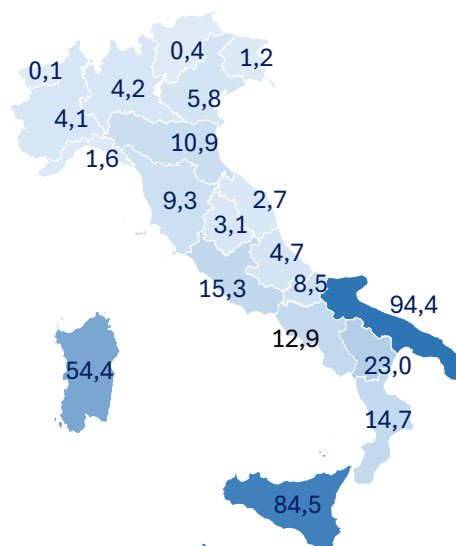


Figura 32. Distribuzione delle richieste di connessione per Regione (valori in GW), marzo 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati TERNA, 2025.

126. La numerosità delle richieste pone sfide per programmare in modo efficiente lo sviluppo delle infrastrutture energetiche:

- **l'allungamento dei tempi autorizzativi legati alla numerosità di pratiche e ai tavoli tecnici necessari alla progettazione di opere della RTN** (Rete di Trasmissione Nazionale) funzionali alla connessione di più richieste che insistono sulla stessa porzione di RTN;
- **il potenziale sovradimensionamento dei rinforzi di rete per abilitare la connessione alla RTN** (Rete di Trasmissione Nazionale), laddove solo una parte

delle nuove iniziative per le quali viene richiesta la connessione sia infine autorizzata e realizzata con conseguenti impatti sui costi, occupazione del suolo e complessità autorizzativa.

127. In quest’ottica, l’elevato numero di richieste, spesso influenzato dal cosiddetto **“effetto carta”** – ossia la presenza di **domande ridondanti rispetto alla reale capacità di realizzazione** – **rischia di non valorizzare le opzioni progettuali più solide e competitive, con un impatto negativo sull’efficienza complessiva del sistema.**

Le disomogeneità di governance territoriale delle rinnovabili e il caso paradigmatico delle “aree idonee”

128. Uno dei punti cardine legati agli extra-costi sistemici delle rinnovabili in Italia è costituito dal meccanismo di *governance* delle rinnovabili e, in particolare, nella relazione tra Stato centrale e territori. Un esempio recente che emerge come paradigmatico delle criticità oggi esistenti in questa dimensione è rappresentato dal **“Decreto Aree Idonee”** (D.M. 21/06/2024), ovvero quel Decreto che **contiene la disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee in cui è previsto un iter accelerato ed agevolato** per la costruzione e l’esercizio degli impianti a fonti rinnovabili e delle infrastrutture connesse.
129. Così come disposto dall’art 20 del D.Lgs. 199/2021 il provvedimento stabilisce il **burden sharing** per l’individuazione, da parte delle singole Regioni e Province Autonome, delle superfici e delle aree idonee e non idonee all’installazione di impianti a fonti rinnovabili funzionali al raggiungimento dei *target* di PNIEC, Fit for 55 e Repower EU, in linea con il principio della neutralità tecnologica. In sostanza, fatti salvi gli obiettivi nazionali collegati alla pianificazione europea e agli obiettivi sanciti nel PNIEC, ai territori è richiesta una suddivisione della nuova capacità rinnovabile da aggiungere. La **delimitazione delle aree idonee voleva quindi essere uno strumento per identificare aree a sviluppo accelerato** che potessero contribuire al percorso di sviluppo complessivo del Paese.
130. Se questo era l’obiettivo generale dello strumento, le **disomogeneità nella governance territoriale sono emerse con forza** una volta che l’identificazione delle aree idonee è stata calata nei diversi territori. In particolare, l’analisi di TEHA ha identificato una serie di limitazioni che accomunano diversi territori:
- **vincoli territoriali estesi e restrittivi:** grandi porzioni del territorio considerate "non idonee" o soggette a limitazioni molto ampie, esclusione di aree collinari, montuose, naturali, ampie distanze dai beni culturali e paesaggistici;
 - **limitazioni sull’uso delle aree agricole:** divieto nelle aree agricole produttive o irrigue, possibilità di valorizzazione solo per aree agricole marginali, abbandonate o non più coltivabili;

- **assenza o scarsità di aree ritenute idonee:** poche aree effettivamente utilizzabili per impianti rinnovabili oppure, ad esempio, nessuna area identificata per l'eolico in Sardegna;
- **esclusione di aree specifiche:** aree UNESCO, *Important Bird Areas*, zone di protezione civile, commerciali e vicine ai centri abitati sono state perimetrate su dimensioni molto estensive;
- **retroattività e rigidità normativa:** vincoli applicati anche a impianti già in *iter* autorizzativo, regole retroattive e mancanza di flessibilità per casi misti (parzialmente in aree idonee);
- **mancanza di priorità o guida chiara:** assenza di superfici prioritarie, linee guida solo generiche, senza valutazioni complete da parte delle amministrazioni;
- **scarsa valorizzazione di progetti sperimentali o innovativi:** sottoposti a valutazioni ambientali complesse, vincoli stringenti anche per tecnologie a basso impatto.

131. L'esistenza di tali **disomogeneità congiuntamente alla necessità di armonizzare il processo** di identificazione delle aree è **stato confermato dal TAR del Lazio** (sentenza n. 9155 del 13/5/25) che a maggio 2025 **ha accolto il ricorso di diversi operatori**, evidenziando **profili di illegittimità del DM Aree idonee approvato di giugno 2024**.

132. In particolare, il Tribunale ha criticato:

- **l'eccessiva delega alle Regioni**, che ha autorizzato le Regioni a stabilire fasce di rispetto fino a 7 km dai beni tutelati, senza un adeguato fondamento ambientale, risultando in vincoli sproporzionati;
- **l'assenza di criteri omogenei e principi fondamentali**¹², che ha portato a una disparità tra le Regioni nella definizione delle aree idonee e non idonee, in contrasto con il principio di uniformità previsto dalla normativa nazionale;
- **l'assenza di una disciplina transitoria** ha inoltre lasciato privi di tutela i procedimenti autorizzativi in corso, generando incertezza normativa, blocchi operativi e un incremento del contenzioso amministrativo.

¹² Il DM Aree Idonee ha sostanzialmente devoluto alle Regioni l'onere di individuare le aree idonee e le aree non idonee sul proprio territorio senza quella "guida" che era necessaria per omogeneizzare il percorso.

L'attuazione del Decreto Aree Idonee: una vista regionale sulle criticità emerse

Dall'analisi delle Leggi Regionali attuative del Decreto Aree Idonee emerge un **quadro caratterizzato da un diffuso ricorso a criteri** che si discostano sensibilmente dalle linee guida nazionali. In molte Regioni, i **vincoli introdotti limitano in modo significativo** la disponibilità effettiva di aree idonee allo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili, **ostacolando** così il pieno sfruttamento del potenziale FER. A titolo esemplificativo:

- **Puglia:** la normativa valorizza le aree agricole non più coltivabili, ma introduce una serie di **limitazioni**, tra cui l'**esclusione delle aree agricole produttive**, un **buffer di 5 km dai siti UNESCO** e il **divieto di installazioni in contesti naturali**, riducendo sensibilmente il potenziale effettivamente sfruttabile.
- **Calabria:** la proposta regionale prevede **vincoli particolarmente stringenti**, come l'**esclusione delle aree collinari**, delle **zone offshore** e l'imposizione di distanze fino a **7 km dai beni culturali**. Non sono inoltre individuate aree prioritarie per l'installazione.
- **Sardegna:** si configura come una delle **Regioni più restrittive**, con quasi tutto il territorio classificato come "**non idoneo**". Le norme regionali prevedono anche l'**applicazione retroattiva** dei vincoli a impianti già in fase autorizzativa e **buffer fino a 7 km da beni culturali e centri abitati**.
- **Friuli-Venezia Giulia:** pur introducendo elementi sperimentali positivi, la normativa regionale **esclude ampie categorie di aree** come quelle **commerciali** o con valore paesaggistico. Le valutazioni di idoneità sono affidate agli strumenti urbanistici comunali, generando ulteriori disomogeneità.
- **Toscana:** le aree idonee identificate coprono circa il **30% del territorio regionale** (a fronte di richieste di autorizzazione esistenti in solo l'11% dei Comuni) e riguardano unicamente il fotovoltaico, **escludendo completamente l'eolico**.
- **Abruzzo:** la Regione ha classificato come non idonee ampie porzioni del territorio, in particolare le **aree irrigue**, che costituiscono oltre il **60% della pianura disponibile**. È inoltre previsto il **divieto di installazione su aree agricole con colture permanenti**, limitando le possibilità di sviluppo.

Fonte: elaborazione TEHA Group su piani regionali (situazione a luglio 2025), 2025

4.3 LE EVOLUZIONI REGOLATORIE IN ATTO PER SUPPORTARE IL DISPIEGAMENTO DELLE RINNOVABILI

133. Alla luce di quanto sopra discusso e guardando all'evoluzione delle connessioni in Alta Tensione (AT) è reso evidente come la necessità di gestire le richieste abbia spinto **Terna** a introdurre un **nuovo modello di Programmazione Territoriale Efficiente basato su 76 microzone**. Questo approccio, che proietta l'Italia verso una pianificazione più integrata e locale della rete, consente di definire soluzioni collettive per le connessioni, **superando il tradizionale criterio "uno-a-uno"**. ogni microzona è analizzata con algoritmi avanzati per stabilire la capacità rinnovabile aggiuntiva sostenibile, tenendo conto di vincoli di congestione locali e scambi interzonal

134. In parallelo, **Terna sta aggiornando il TICA¹³** (Testo Integrato Connessioni Attive), con l'obiettivo di **introdurre entro fine anno un meccanismo di c.d. “open season”**. Tale procedura permetterà di **sospendere temporaneamente le connessioni aperte**, consentendo agli operatori di prenotare capacità futura su nuove infrastrutture, con assegnazione basata su logica **“first in, first out”**. La soluzione punta a migliorare la pianificazione delle connessioni e a ridurre le incertezze per gli investitori. Queste innovazioni mirano a **trasformare la saturazione virtuale del sistema in una gestione più trasparente, razionale e coordinata**, mettendo a disposizione degli *stakeholder* dati aggiornati tramite il portale TE.R.R.A., che integra il portale Econnexion e fornisce aggiornamenti trimestrali sullo stato delle richieste, per microzona e fonte rinnovabile.
135. Il meccanismo di **open season** rappresenta un **potenziale cambio di paradigma nella gestione delle connessioni alla rete elettrica, superando il modello di sviluppo “on-demand” finora adottato in Italia**. Questo nuovo approccio darebbe **maggiore centralità alla programmazione preventiva**, prevedendo che le richieste di connessione avvengano esclusivamente all'interno di finestre temporali definite e solo a valle di un processo di stima della capacità disponibile, elaborato dal gestore per ciascuna area.
136. In questa prospettiva, si passerebbe da un sistema in cui è il **produttore a richiedere la connessione e il gestore è obbligato a concederla alle migliori condizioni disponibili** – come avviene oggi in Italia – a un modello più selettivo e pianificato, **ispirato al concetto di “Go-to-Area”**. Quest'ultimo prevede che le aree ritenute idonee allo sviluppo delle FER vengano pre-individuate, lottizzate e messe a disposizione tramite meccanismi competitivi, come aste o bandi, per attrarre investimenti in modo ordinato e strategico. Un esempio efficace di questo approccio è rappresentato dal meccanismo di cooperazione del Mare del Nord, dove la pianificazione anticipata delle aree ha consentito un'accelerazione significativa nello sviluppo dei rinnovabili offshore, con maggiore efficienza e trasparenza nei processi autorizzativi.

¹³ Le proposte elaborate da Terna, tuttavia, dovranno essere sottoposte all'approvazione di ARERA, cui spetta il compito di validarne l'attuazione e renderle operative a livello regolatorio.



Figura 33. Livello di programmazione in funzione della modalità di sviluppo della rete. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

Un caso di programmazione dello sviluppo della rete in logica di “Go-to-area”: l’esperienza del Mare del Nord

La **North Seas Energy Cooperation (NSEC)** è una **collaborazione tra 8 Paesi** (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Norvegia, Paesi Bassi) e **Commissione UE finalizzata allo sviluppo della rete offshore per l’energia elettrica** nella regione contribuendo in modo sostanziale al coordinamento dello sviluppo delle reti elettriche transfrontaliere nel Mare del Nord.

In merito allo sviluppo dell’eolico *offshore* i **Paesi NSEC hanno annunciato obiettivi aggregati regionali non vincolanti per la diffusione delle energie eolica offshore** pari a:

- **76 GW** entro il 2030 (al 2025 in EU risultano installati 37 GW, tutti relativi ad impianti eolici *offshore*);
- **193 GW** entro il 2040;
- **260 GW** entro il 2050.

Le decisioni sulla localizzazione degli impianti vengono prese in modo diverso e in alcuni Paesi come ad esempio **Belgio, Germania e Paesi Bassi** è il Governo a determinare le esatte ubicazioni e ad **avviare una gara d’appalto per gli sviluppatori di parchi eolici offshore** e rappresenta qui il caso di maggiore successo in Europa di sviluppo della rete in logica di “Go-to-area”.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, ENTSO-E, 2025

Le proposte di **policy** per accelerare il dispiegamento delle FER e rendere efficaci gli strumenti esistenti

137. Le analisi sopra condotte mettono in luce come il **dispiegamento delle FER in Italia** – a fronte della centralità nella pianificazione del PNIEC e del ruolo che le rinnovabili hanno anche nella visione strategica e programmatica proposta dallo Studio – **sconti oggi un extra-costo sistemico che ne indebolisce la competitività** complessiva.

138. Per rafforzare la competitività delle FER è necessario quindi trovare approcci che favoriscano un **bilanciamento tra le esigenze degli operatori** - in termini di tempi, costi e condizioni di allaccio alla rete che oggi penalizzano la competitività delle FER – e **gli obiettivi nazionali di resilienza e sicurezza del sistema energetico** e di bilanciamento con gli interessi dei territori.

139. Tali interventi devono quindi andare nella direzione di:

- **snellire gli iter autorizzativi**, intervenendo sui processi oggi frammentati e ridondanti, con una chiara definizione delle responsabilità tra enti coinvolti, l'introduzione di tempistiche vincolanti per ogni fase del procedimento e la promozione di logiche di accettazione territoriale. L'obiettivo è **dare certezza agli operatori e ridurre drasticamente i tempi medi di autorizzazione**, oggi incompatibili con gli obiettivi fissati al 2030 e con la centralità delle FER nella pianificazione energetica di medio-lungo periodo;
- **reformare le norme regionali sulle Aree Idonee**, superando l'attuale disomogeneità tra territori e garantendo **connessioni alla rete nel più breve tempo possibile e con i minori costi**. È necessario riscrivere i criteri di classificazione affinché le “aree idonee” siano effettivamente tali, evitando esclusioni ingiustificate (es. *buffer* eccessivi, vincoli rigidi su aree agricole produttive) che riducono l'offerta di suolo e generano effetti inflattivi sui costi fondiari, impattando negativamente sull'LCOE;
- **estendere l'adozione del meccanismo di open season come strumento per superare l'attuale modello di sviluppo della rete “on-demand”**, ormai inefficace. La pianificazione anticipata della capacità disponibile per area consente di coordinare domanda e offerta, ridurre la congestione nei nodi di rete e favorire l'investimento in progetti realmente realizzabili, garantendo maggiore coerenza con lo sviluppo delle infrastrutture elettriche;
- **promuovere un sistema in grado di fornire segnali di prezzo lungo periodo stabili**, tali da favorire una pianificazione industriale più affidabile e condizioni adeguate alla remunerazione degli investimenti, introducendo al contempo **criteri che supportino le aree climaticamente meno favorevoli** (es. meccanismi di *extra*-incentivazione per i progetti localizzati nel Nord Italia).

CAPITOLO 5

IL RUOLO DEI POMPAGGI IDROELETTRICI PER LA SICUREZZA E RESILIENZA SISTEMICA

140. Nel contesto della transizione energetica, la crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili sta trasformando il profilo della domanda elettrica e ponendo nuove sfide alla stabilità del sistema. Se il capitolo precedente ha messo in luce come lo sviluppo delle FER necessiti di essere reso più competitivo per portare avanti la transizione nei termini fissati nella visione programmatica, il presente capitolo si propone di mettere in luce la **centralità dello storage**, qualificando il **contributo differenziale per la sicurezza e resilienza sistemica che può essere generato dai pompaggi idroelettrici**.
141. Il capitolo parte, pertanto, dall'analisi dell'evoluzione della curva di carico residuo, evidenziando l'ampliamento della rampa serale e l'aumento dei fenomeni di *overgeneration*, con particolare attenzione al ruolo crescente dei sistemi di accumulo. **Viene approfondita la complementarità tra batterie e pompaggi idroelettrici**, mettendone a confronto **caratteristiche tecniche, limiti operativi e contributi ai servizi di regolazione**. L'analisi si estende, infine, ai **benefici sistemici dei pompaggi in termini di sicurezza energetica, resilienza e ridotta dipendenza da materie prime critiche**, con una stima del potenziale tecnico ed economico legato alla valorizzazione degli invasi esistenti. In chiusura, si presentano le **principali linee di policy per promuovere lo sviluppo dei pompaggi idroelettrici** e rafforzare la filiera industriale nazionale.

5.1 L'EVOLUZIONE DELLA DOMANDA ELETTRICA E IL RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO

142. La crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, come il solare e l'eolico, sta modificando in modo significativo – e continuerà a farlo nei prossimi anni – la curva di carico residuo, cioè la quantità di energia che deve essere coperta dagli impianti tradizionali una volta sottratta la produzione da rinnovabili. Questo fenomeno comporta, tra le altre cose, un **aumento della cosiddetta rampa serale di carico**, ovvero un **rapido incremento della domanda di energia da fonti convenzionali nelle ore del tardo pomeriggio e della sera**, quando la produzione solare diminuisce ma il fabbisogno energetico resta elevato.

143. Allo stesso tempo, si verificano sempre più frequentemente situazioni di c.d. **overgeneration**¹⁴ durante le ore centrali della giornata, quando l'energia generata da impianti fotovoltaici supera la domanda. In questo contesto, i **sistemi di accumulo assumono un ruolo fondamentale**: sono chiamati a immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso nelle ore di picco e a rilasciarla quando la produzione da fonti rinnovabili si riduce.

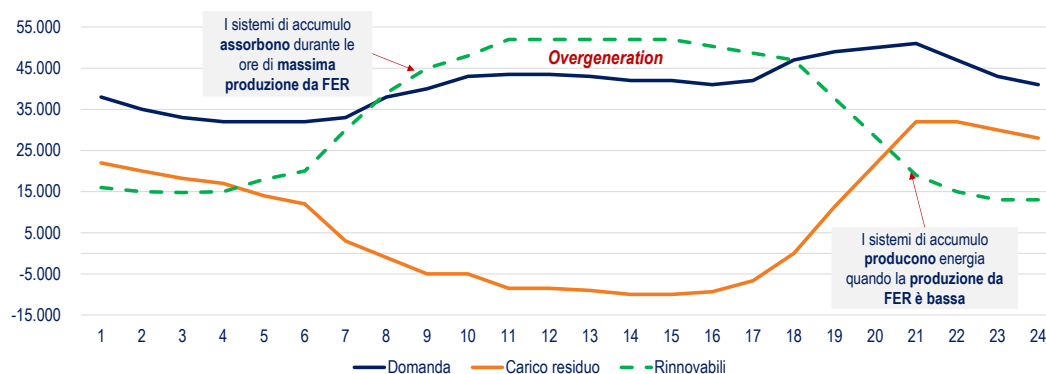


Figura 34. Evoluzione della domanda elettrica, delle rinnovabili e della curva di carico residuo (MW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati TERNA, 2025.

144. In questo quadro, i **sistemi di accumulo hanno un ruolo fondamentale** (in combinazione con la flessibilità degli impianti a gas) per rendere più efficiente e veloce la transizione energetica, oltre a **ridurre il curtailment di energia elettrica a basse emissioni**. Come rappresentato dalla successiva figura, esistono numerosi sistemi di accumulo basati su differenti tecnologie che possono essere classificati, tra le tante variabili, in base alla durata (di scarica) e alla capacità di stoccaggio energetico.

145. Tra queste diverse tecnologie, le **batterie**, in particolare le batterie agli ioni di litio, **sono una tecnologia matura ideale per accumuli di breve durata**, con una vita utile di 12-14 anni e funzionale per ridurre il *curtailment* giornaliero legato alla generazione da FER, mitigare la volatilità dei prezzi orari dell'energia elettrica e fornire servizi di regolazione e dispacciamento. Gli **impianti di pompaggio idroelettrico** sono, invece, **l'unica tecnologia oggi matura e scalabile per l'accumulo di medio-lunga durata**, grazie a capacità energetiche elevate, una lunga vita utile (50 anni) e prestazioni stabili nel tempo che garantiscono flessibilità strutturale al sistema elettrico. L'accumulo termico, meccanico ed elettrochimico è adatto a capacità energetiche medie ma presenta una maturità tecnologica ancora limitata e costi più elevati.

¹⁴ Con *overgeneration* si indica uno scenario di rete in cui la produzione supera la domanda e non è possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe) ed è quindi necessario ricorrere ad azioni che garantiscono la sicurezza e l'efficienza dell'esercizio.

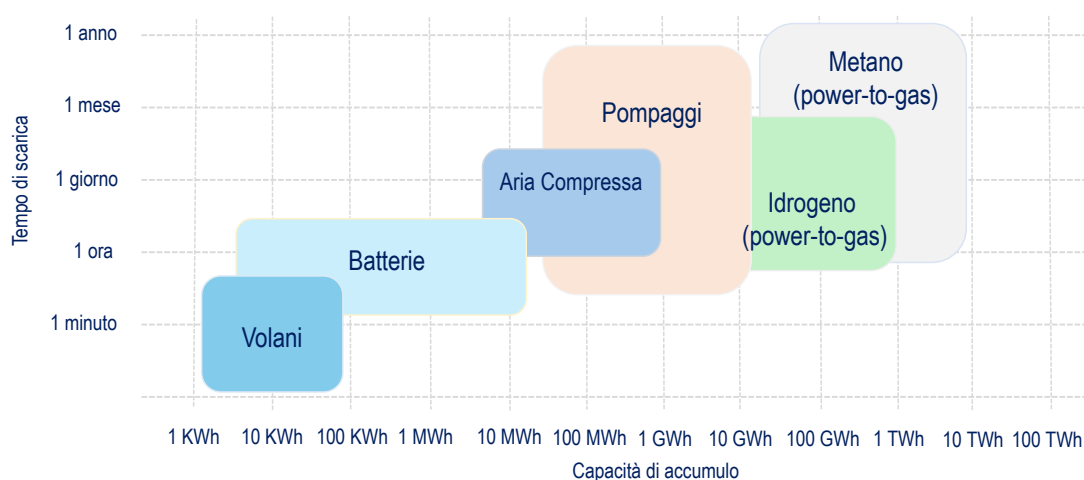


Figura 35. Evoluzione della domanda elettrica, delle rinnovabili e della curva di carico residuo (MW), 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati TERNA, 2025.

5.2 LA COMPLEMENTARITÀ DELLE BATTERIE E DEI POMPAGGI IDROELETTRICI

146. I sistemi di accumulo sono essenziali per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, grazie alla loro capacità di regolare e controllare la potenza attiva e reattiva, fornendo anche funzionalità avanzate. Il punto fondamentale di questa analisi riguarda quindi la **complementarità dei sistemi di batteria e di pompaggio idroelettrico** che, come visto nella sezione precedente, sono oggi le soluzioni a tecnologia matura che possono essere dispiegate efficacemente per gestire l'accumulo di breve e di medio-lunga durata. Infatti, sebbene **le batterie agli ioni di litio e i sistemi di pompaggio idroelettrico** siano entrambi in grado di offrire servizi analoghi, esistono **differenze sostanziali che ne influenzano l'efficacia operativa**. I **gruppi di pompaggio sincroni**, ad esempio, forniscono al sistema **un'inerzia meccanica naturale**, che rappresenta un contributo fondamentale alla **stabilità del sistema elettrico**. Al contrario, le **batterie agli ioni di litio**, pur potendo fornire una forma di inerzia – la cosiddetta "inerzia sintetica" – tramite gli *inverter*, **non sono in grado di eguagliare in qualità ed efficacia il contributo elettromeccanico delle macchine sincrone**.

147. L'**inerzia dei pompaggi**, infatti, si manifesta in modo continuo, **contribuendo in tempo reale all'attenuazione delle micro-perturbazioni della rete**, che si verificano costantemente anche in condizioni normali a causa di manovre, guasti, variazioni di carico e fluttuazioni di generazione. Queste perturbazioni, simili a un rumore bianco, sono dell'ordine di decine di *millihertz* (mHz) e vengono efficacemente contrastate dall'inerzia naturale delle macchine rotanti. Gli *inverter* delle batterie, invece, forniscono una risposta inerziale solo al superamento di una soglia di derivata di frequenza combinata a una soglia di frequenza pura, generalmente compresa tra 100 e 200 mHz. Questo approccio è necessario per evitare una continua sollecitazione delle batterie, ma

implica che la risposta avvenga solo successivamente a una deviazione significativa, riducendone l'efficacia nel contenimento immediato delle oscillazioni.

148. Anche per quanto riguarda **la potenza di cortocircuito, i gruppi di pompaggio sincroni offrono un contributo nettamente superiore rispetto alle batterie**, la cui capacità in questo ambito è limitata dalle caratteristiche dei convertitori di potenza. Mentre i pompaggi forniscono potenza di cortocircuito in modo continuo e non discreto, le batterie possono erogarla solo al superamento di una determinata soglia di tensione e in maniera discontinua, il che ne limita l'affidabilità in scenari di rete critici. Sul fronte della regolazione della potenza attiva in fase di assorbimento, le batterie elettrochimiche sono in grado di modulare la potenza sull'intero intervallo operativo, offrendo una risposta dinamica e precisa. Tuttavia, anche alcuni impianti di pompaggio – in particolare quelli *double-fed*, *full-converter* o con configurazione ternaria a corto-circuito idraulico – possono garantire un'efficace regolazione della potenza attiva in fase di assorbimento, rendendoli idonei all'erogazione dei servizi di regolazione primaria, secondaria e terziaria.
149. Infine, **entrambe le tecnologie, se opportunamente progettate, possono contribuire al servizio di riaccensione del sistema elettrico ("black start")**. Tuttavia, mentre gli impianti di pompaggio hanno già dimostrato sul campo prestazioni affidabili in questo ambito, **le batterie agli ioni di litio presentano alcune limitazioni intrinseche**, come la difficoltà nell'energizzazione di macchine a vuoto – ad esempio i trasformatori – che ne riducono la versatilità operativa. Infine, sia i sistemi di accumulo elettrochimico che i pompaggi idroelettrici sono in grado di offrire efficacemente servizi di regolazione della tensione, contribuendo alla qualità della fornitura e alla stabilità locale della rete.

CARATTERISTICA	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
PRESTAZIONI IN REGOLAZIONE	<i>Fast response</i> (< 1 sec.)	Risposta lenta (<5 - 25 min.) in funzione della configurazione d'impianto
	Assenza di inerzia naturale (solo sintetica)	Inerzia meccanica naturale per gruppi sincroni o gruppi ternari con corto-circuito idraulico; assenza di inerzia naturale (solo sintetica) per <i>full-converter</i>
	Regolazione di tensione in funzione delle prestazioni del convertitore DC/AC	Regolazione tensione come impianto sincrono o in funzione delle prestazioni del convertitore DC/AC, a seconda della configurazione d'impianto
	Contributo discreto e limitato ai livelli di cortocircuito mediante funzionalità di supporto al guasto	Contributo continuo ai livelli di cortocircuito

Figura 36. Le prestazioni in regolazione delle batterie agli ioni di litio e dei pompaggi idroelettrici a confronto. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati TERNA, 2025.

5.3 I BENEFICI SISTEMICI DEI POMPAGGI IDROELETTRICI PER L'INDIPENDENZA E LA SICUREZZA STRATEGICA DEL PAESE

Il ruolo strategico dei pompaggi e il contributo in termini di sicurezza e resilienza

150. I **sistemi di pompaggio idroelettrico** sono oggi **un'infrastruttura strategica per l'indipendenza e la sicurezza energetica del Paese**, grazie alla capacità di coniugare benefici energetici, industriali e ambientali. Essi consentono una gestione efficiente della risorsa idrica e forniscono, come indicato nella sezione precedente, prestazioni di regolazione fondamentali per la stabilità della rete elettrica, contribuendo alla flessibilità strutturale del sistema e alla compensazione dell'intermittenza delle fonti rinnovabili non programmabili. **A questi vantaggi si aggiungono ulteriori caratteristiche che rendono i pompaggi un asset distintivo all'interno del panorama infrastrutturale nazionale:**

- **filiera industriale italiana consolidata**, con competenze ingegneristiche, componentistica nazionale e capacità di *revamping*, che rafforzano la competitività del settore e favoriscono l'autonomia tecnologica;
- **limitata dipendenza da materie prime critiche**, come litio e cobalto, garantendo maggiore sicurezza strategica e **riducendo il rischio di lock-in tecnologico** rispetto alle batterie agli ioni di litio le cui forniture sono oggi quasi completamente dipendenti dalla Cina;
- **lunga vita utile**, che può estendersi fino a **50 anni**, con bassi costi operativi e prestazioni stabili nel tempo, assicurando sostenibilità economica e affidabilità tecnica;
- fornitura di **servizi essenziali per la sicurezza e la flessibilità della rete**, migliorando la gestione del sistema elettrico
- migliore **gestione integrata delle risorse idriche su scala territoriale** in regioni critiche come il Sud, attraverso l'utilizzo di **bacini montani e invasi esistenti**.

151. La filiera idroelettrica assume un **ruolo strategico di estrema rilevanza** anche alla luce dello scenario energetico attuale, che ha registrato debolezze legate all'incremento dei prezzi - in particolar modo del gas - che si è registrato negli ultimi mesi. L'impennata improvvisa dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale, infatti, si ripercuote inevitabilmente sulla **sicurezza energetica** ed espone l'Europa e l'Italia al rischio di **blackout energetici**.

152. La centralità dell'idroelettrico come fonte di energia necessaria per la **sicurezza e resilienza** del sistema elettrico nazionale è stata menzionata anche dal Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR) nella sua *“Relazione sulla*

sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica", approvata il 13 gennaio 2022. Nella Relazione viene riportato come il settore idroelettrico costituisca uno degli ambiti nei quali l'Italia presenta un notevole **vantaggio competitivo**, anche per la **minore dipendenza** della relativa filiera dall'acquisizione di materie prime o componenti la cui produzione o commercializzazione si concentra in pochi Paesi, in un contesto in cui il fabbisogno di materie prime critiche è destinato a crescere significativamente nei prossimi anni.

153. Infatti, un sistema energetico alimentato da tecnologie *green* è profondamente diverso da uno alimentato da risorse tradizionali a base di idrocarburi. Ad esempio, sebbene gli impianti solari fotovoltaici e i parchi eolici non necessitino di combustibili per il loro funzionamento, in genere **richiedono più materiali critici** per la loro costruzione rispetto alle controparti basate sui combustibili fossili.
154. Pertanto, l'accelerazione del processo di transizione energetica ha comportato – tra le altre cose – un **aumento significativo della domanda di alcune materie prime critiche** (tra cui anche le terre rare)¹⁵. **La Cina è oggi il principale fornitore di materie prime critiche**, facendo leva sullo sfruttamento dei giacimenti interni e sul posizionamento globale delle proprie compagnie minerarie. La Cina è, infatti, il **principale fornitore mondiale** per il **65%** delle materie prime critiche, quasi 4 volte le quote detenute da Sud Africa (9%), Repubblica Democratica del Congo (5%) e Stati Uniti d'America (3%), che insieme arrivano al 17%. Inoltre, un terzo di tutti i nuovi giacimenti di terre rare è localizzato nel sottosuolo cinese, consentendo a Pechino di posizionarsi **ai vertici della catena di distribuzione di terre rare e materie prime critiche**.
155. Anche in UE, in cui esiste una limitata produzione interna, la Cina costituisce oggi il principale fornitore di materie prime critiche con il **56% del totale**. Il quadro di concentrazione della produzione è ancora più marcato per quanto riguarda le terre rare, in cui la Cina garantisce il **98%** delle forniture. La dipendenza europea da Paesi terzi non è però circoscritta alla sola Cina. La Turchia fornisce il 98% del borato, il Sudafrica il 71% del platino e una percentuale ancora più alta per i materiali del gruppo del platino: iridio, rodio, rutenio. Il litio è fornito per il 78% del totale dal Cile, mentre la fornitura di alcune materie prime critiche come l'afnio e lo stronzio dipendono in larga parte, rispettivamente, da singoli Paesi europei quali rispettivamente la Francia (84%) e la Spagna (100%). Terre rare, litio e cobalto – in cui la Cina ha una forte posizione competitiva legata sia all'estrazione che alla capacità di raffinazione degli stessi minerali sono elementi fondamentali delle batterie, facendo sì che la stessa **Cina possa contare su una supply chain verticalmente integrata e capace di determinare un "lock-in tecnologico"** per chi dovesse acquisire queste tecnologie.

¹⁵ Una materia prima è considerata critica quando presenta, allo stesso tempo, un rischio di fornitura superiore a 1,0 (su un indice da 0 a 6) e una importanza economica superiore a 2,8 (su un indice da 0 a 9).

156. A questo proposito, un ulteriore elemento di forza della tecnologia idroelettrica proviene esattamente dalla **sicurezza di approvvigionamento**. La tecnologia idroelettrica, infatti, trae le sue fonti a livello locale e territoriale. In questo modo, è in grado di garantire la sicurezza di approvvigionamento energetico, **riducendo la dipendenza dai fornitori esteri** e rafforzando la competitività del settore energetico comunitario e nazionale.
157. Lo sviluppo della filiera idroelettrica, al contrario di quanto accade per altre tecnologie come il solare, l'eolico e in particolar modo i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici, **non vincola il Paese alla dipendenza dall'estero per l'acquisizione di materie prime o componenti** la cui produzione o commercializzazione è concentrata in pochi Paesi.
158. La filiera idroelettrica, infatti, richiede principalmente materiali come **cemento e calcestruzzo** (in misura maggiore rispetto alle altre fonti di energia), mentre l'uso di materie prime come rame (1.050 kg/MW) e nickel (30 kg/MW) è tra i più bassi tra tutte le FER¹⁶. Come riportato nella Figura successiva, secondo l'IEA, l'idroelettrico è (assieme al nucleare) la tecnologia energetica che **non mostra alcuna dipendenza "critica"** dalle cosiddette materie prime essenziali¹⁷ e dalle terre rare, al contrario invece di altre FER come il solare e l'eolico, dipendenti in particolare da zinco, terre rare, cromo e alluminio.

Materia prima/ Tecnologia	Cobalto	Nickel	Litio	Terre rare	Platino	Cromo	Zinco	Alluminio
Solare (fotovoltaico)								
Eolico								
Pompaggi idroelettrici								
Bioenergie								
Geotermoelettrico								
Idrogeno								
Batterie								
Reti elettriche								
Nucleare								

Legenda: Dipendenza della tecnologia dal minerale

Alta Media Bassa

Figura 37. Dipendenza dai minerali delle fonti di energia rinnovabili. Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025.

¹⁶ Fonte: International Energy Agency (IEA), "The role of critical minerals in clean energy transitions", 2022.

¹⁷ Le materie prime essenziali sono definite dalla Commissione europea come quelle materie ad alto rischio di approvvigionamento e grande importanza economica, per le quali è fondamentale un accesso affidabile e senza ostacoli. Le stesse materie sono state inserite, dal Regolamento attuativo in materia di Golden Power (DPCM n.179/2020), tra i beni di rilevanza strategica per cui il Governo ha la possibilità di esercitare poteri speciali. Fonte: Copasir, "Relazione sulla sicurezza energetica nell'attuale fase di transizione ecologica", 2022.

La quantificazione dei benefici sistemici derivati dalla valorizzazione degli invasi per potenziare il ruolo dei pompaggi idroelettrici in Italia

159. Al fine di quantificare i benefici sistemici derivanti dalla valorizzazione del potenziale degli impianti di pompaggio, **sono stati analizzati i dati di monitoraggio e stima del potenziale tecnico elaborati da RSE** per la localizzazione e caratterizzazione di nuovi impianti di pompaggio idroelettrico tradizionale, **con l'obiettivo di individuare aree idonee su scala nazionale**, privilegiando l'utilizzo di invasi esistenti o la realizzazione di nuovi bacini artificiali. Attraverso le attività di *screening* e valutazione tecnica su larga scala del territorio nazionale, **sono stati quindi individuati 56 nuovi impianti di pompaggio tradizionale potenzialmente realizzabili**, caratterizzati in termini di dislivello, volumi, potenza e producibilità annua. Muovendo da queste considerazioni, è stato possibile quantificare la potenza e capacità di accumulo potenzialmente valorizzabile in Italia associata ai nuovi pompaggi idroelettrici.
160. Per analizzare l'impatto sistemico di questi investimenti aggiuntivi della filiera idroelettrica, **è stato inoltre stimato il contributo economico totale generabile, considerando sia la componente diretta che quella indiretta e indotta**, legate all'attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura attraverso le matrici *input-output* delle interdipendenze settoriali fornite da Istat.
161. Complessivamente, il totale della potenza dei nuovi impianti di pompaggio idroelettrico proposti ammonterebbe a circa **13,6 GW** – con suddivisione regionale visibile nella figura sottostante, corrispondenti ad una capacità di accumulo pari a **125,9 GWh**. In altri termini, valorizzare gli interventi sugli invasi esistenti consentirebbe – oltre al recupero di volume invasabile – anche un significativo potenziamento della capacità di accumulo.

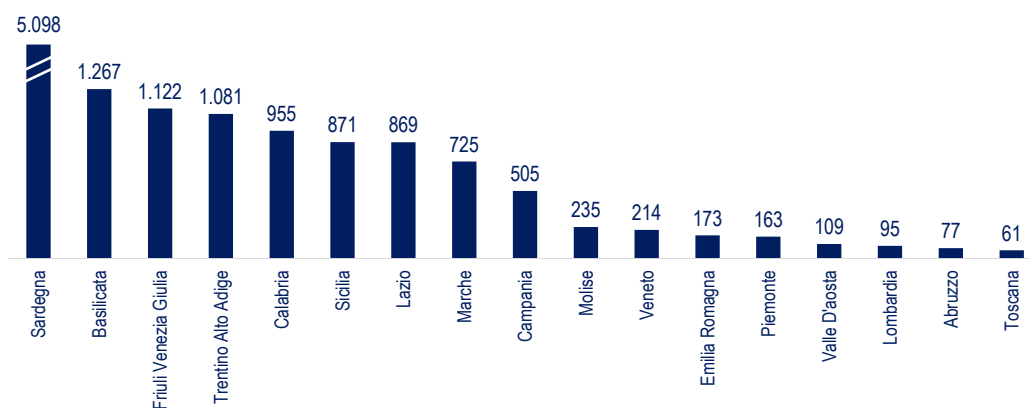


Figura 38. Potenziale totale tecnicamente fattibile degli impianti di pompaggio tradizionali su scala regionale (MW), 2023.
Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025

162. Da un punto di vista economico, la realizzazione dei nuovi impianti di pompaggio idroelettrico, valorizzando i 13,6 GW di potenziale esistente, può abilitare un

investimento diretto pari a **37 miliardi di Euro**¹⁸. Per qualificare ulteriormente l'impatto sistemico di questi investimenti addizionali della filiera idroelettrica, TEHA ha, inoltre, **stimato il contributo economico** totale generabile, considerando sia la componente diretta che quella **indiretta** e **indotta**, legate all'attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Alla luce di queste premesse e grazie alle **matrici input-output delle interdipendenze settoriali** fornite da Istat, è stato possibile calcolare l'**effetto moltiplicatore** associato ai 37 miliardi di Euro di investimenti.

Focus: la metodologia di calcolo degli impatti

Il sistema *input-output* analizza statisticamente le interazioni tra i settori industriali e produttivi di una nazione e attraverso uno schema a matrice offre una **rappresentazione sintetica delle sue relazioni interne ed esterne**.

Le matrici *input-output* forniscono la **metodologia standard per effettuare delle analisi di impatto**, consentendo di stimare gli effetti generati sul sistema economico da un fattore scatenante (ad esempio, gli investimenti in un determinato settore).

Al fine di quantificare nel miglior modo possibile l'impatto degli investimenti sul territorio nazionale, gli investimenti addizionali calcolati precedentemente, pari a circa **37 miliardi di Euro**, sono confluiti nella branca di attività economica più affine alla progettualità in essere (tra le 63 branche di attività economiche previste da Istat). Si tratta, nel dettaglio, della categoria: "Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata".

Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025

163. Grazie a questa metodologia, è stato possibile quantificare **l'impatto totale generato sull'economia** derivanti dalla valorizzazione della filiera idroelettrica per una migliore gestione degli invasi. In particolare, emerge come a fronte di un investimento iniziale pari a **37 miliardi di Euro**, la ricchezza totale distribuita sul territorio nazionale risulta essere pari a **109,5 miliardi di Euro**. In generale, quindi, **per ogni Euro di impatto diretto, si genererebbero nell'economia ulteriori 1,96 Euro**.

¹⁸ Per ulteriori dettagli rispetto agli investimenti diretti legati ai pompaggi idroelettrici si faccia riferimento al *Position Paper* TEHA Group e Edison "Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica", 2023.

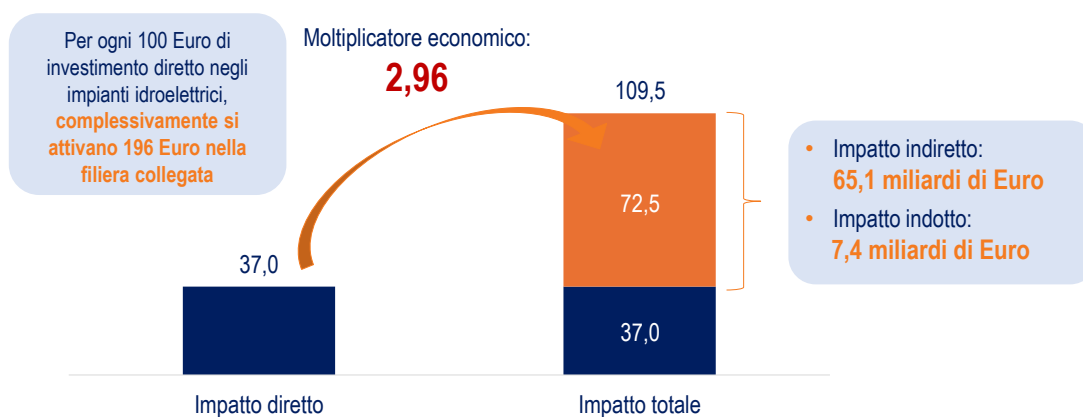


Figura 39. Impatto diretto, indiretto e indotto generato dalla valorizzazione della filiera idroelettrica per una migliore gestione degli invasi (miliardi di Euro). Fonte: elaborazione TEHA su fonti varie, 2025.

164. Inoltre, in aggiunta ai benefici economici deve esser ricordato come i benefici di un **impianto idroelettrico per la gestione di un vaso abbia anche un impatto positivo sull'ambiente circostante**, ad esempio, regolando la portata di un corso d'acqua, attuando una laminazione delle piene in caso di eventi meteo che determinano piogge intense ed alluvioni, garantendo una **riserva d'acqua per uso potabile e/o irriguo, dando stimolo all'economia locale**. Non si tratta, infine, solo della tutela ambientale, ma anche degli aspetti economici e sociali delle comunità locali che hanno instaurato rapporti duraturi e biunivoci con le imprese che gestiscono gli impianti garantendone la piena operatività. La strategicità di questi impianti deve quindi essere estesa dai benefici economici diretti, indiretti e indotti anche al **recupero di volumi idrici invasabili**, un tema particolarmente di rilievo nel Mezzogiorno in cui è concentrata buona parte dei bacini valorizzabili attraverso pompaggio idroelettrico.

Autonomia tecnologica e autonomia idrica del Sud: il contributo degli impianti di pompaggio al recupero di capacità invasabile

Il Sud Italia affronta oggi una doppia sfida: da un lato, il crescente **deficit di accumulo della risorsa idrica**, dovuto alla mancata manutenzione e al mancato completamento degli invasi esistenti; dall'altro, la necessità di sviluppare una vera autonomia tecnologica nel campo dell'energia e dell'acqua. In questo contesto, gli impianti di pompaggio tradizionali su scala regionale possono rappresentare una leva strategica.

Secondo le stime, **il potenziale totale tecnicamente fattibile di questi impianti nel Mezzogiorno ammonta a 9 GW di potenza installabile e 83,3 GWh** di capacità di accumulo energetico. Si tratta di una risorsa fondamentale non solo per stabilizzare il sistema elettrico, ma anche per garantire un uso efficiente della risorsa idrica, soprattutto in un contesto di crescente scarsità dovuta ai cambiamenti climatici.

Ripristinare la piena funzionalità degli invasi e integrare sistemi di pompaggio moderni consentirebbe di:

- **immagazzinare acqua nei periodi di surplus per riutilizzarla nei periodi di siccità;**
- **aumentare l'accumulo di risorse idriche;**
- migliorare la resilienza dei territori;
- alimentare la transizione energetica con tecnologie mature e flessibili.

Investire in queste infrastrutture, quindi, significa affrontare in modo strutturale il problema della siccità, sostenere lo sviluppo del Sud e costruire un modello di autonomia idrica ed energetica resiliente e sostenibile.

Fonte: elaborazione TEHA Group, 2025

Le linee d'azione per supportare lo sviluppo del settore storage e pompaggi e la competitività della supply chain italiana

165. **Le evidenze analizzate mostrano come lo sviluppo dei sistemi di accumulo, in particolare dei pompaggi**, seppur riconosciuto a livello strategico, **sia ancora marginale nella pianificazione energetica nazionale**. Per garantire la sicurezza del sistema elettrico in un contesto di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, abilitando i benefici aggiuntivi collegati ai punti di cui sopra, è necessario **inserire fin da ora nella visione programmatica un ruolo centrale ai pompaggi** all'interno dello sviluppo della capacità di *storage* complessiva

166. A tal fine, si propongono le seguenti linee di intervento:

- all'interno della visione programmatica e **sistemica è fondamentale integrare fin da subito obiettivi chiari e vincolanti per lo sviluppo di stoccaggi di breve e medio-lungo termine**, con **traiettorie differenziate per batterie e nuovi pompaggi**, integrati nella pianificazione di rete e di gestione dei carichi, con valorizzazione di incentivi diversificati per tecnologia;

- **introdurre meccanismi di remunerazione differenziati e stabili che valorizzino i diversi servizi forniti dalle tecnologie di accumulo** e che qualifichino il ruolo degli impianti di pompaggio idroelettrico (regolazione, *time-shifting*, *backup* di sistema), anche rispetto agli ulteriori benefici per il sistema Paese;
- **supportare e accelerare lo sviluppo dei pompaggi idroelettrici**, riconoscendoli come **infrastruttura strategica e valorizzando il potenziale di sviluppo degli invasi in Italia** con strumenti di supporto *ad hoc* per progetti di *revamping* e *repowering* e un *iter* autorizzativo accelerato.

CAPITOLO 6

LE SOLUZIONI *LOW-CARBON* STRUTTURALI E STRATEGICHE: IL RUOLO DEL NUOVO NUCLEARE E DELLA CCS

167. La visione programmatica e strategica delineata nel capitolo 3 del Rapporto ha come elemento cardine per una transizione efficiente lo **sviluppo coordinato e sinergico** di tecnologie pronte e più **rapidamente dispiegabili e scalabili** (fotovoltaico, eolico *onshore*, batterie e pompaggi idroelettrici) e di **soluzioni strutturali e strategiche** per la sicurezza e indipendenza del sistema (eolico *offshore*, nucleare e CCS). Se i precedenti 2 capitoli hanno messo in luce gli elementi per rendere più competitivo il dispiegamento delle rinnovabili in Italia e il contributo distintivo che possono avere i pompaggi idroelettrici, questo capitolo vuole analizzare **2 soluzioni low-carbon strutturali e strategiche** capaci di massimizzare resilienza e sicurezza sistemica, di **ridurre i costi del sistema elettrico** se abbinate alle rinnovabili con un giusto mix e di generare benefici per il Paese attraverso la creazione di filiere nazionali.
168. Più nel dettaglio è approfondito il ruolo del “**nuovo nucleare**” –basato sullo sviluppo di reattori di piccola taglia SMR e AMR – che grazie alla sua capacità di generare elettricità in modo continuo, programmabile e a basse emissioni, rappresenta una **leva strategica** per integrare efficacemente le **fonti rinnovabili intermittenti** e contribuire alla **stabilità del sistema elettrico**. Inoltre, il nuovo nucleare può fornire **calore diretto o tramite idrogeno** a supporto della decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate*, laddove l’elettrificazione non è una soluzione efficace. Come già messo in luce nel Rapporto TEHA, Edison e Ansaldo Nucleare “*Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese, il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività*”, il nuovo nucleare ha il potenziale di abilitare ricadute economiche per il Paese pari a **50 miliardi di Euro** al 2050 se sviluppato secondo una logica di collaborazione europea.
169. In parallelo, lo sviluppo della **Carbon Capture & Storage (CCS)**, di cui anche Paesi con obiettivi di sviluppo importanti sulle rinnovabili come **Germania** e **Spagna** stanno oggi accelerando il dispiegamento, è qui ritenuto un **aspetto fondamentale** nella *roadmap* di sviluppo della transizione energetica del Paese in quanto consente di combinare la **decarbonizzazione dei processi industriali** e aumentare la **flessibilità sistemica garantendo l’operatività delle centrali termoelettriche**. Inoltre, analogamente a quanto avviene per il nuovo nucleare, un’azione concertata e sistemica può abilitare una filiera nazionale che può generare fino a **30 miliardi di Euro di Valore Aggiunto** entro il 2050.

6.1 IL RUOLO DEL “NUOVO NUCLEARE” PER LA GENERAZIONE DECARBONIZZATA E PROGRAMMABILE

170. All'interno della **visione programmatica** l'**energia nucleare** è una scelta **strategica per integrare in modo efficiente le fonti rinnovabili intermittenti**, contribuendo in modo determinante alla sicurezza del sistema energetico, all'indipendenza energetica nazionale e alla riduzione del costo totale dell'energia per i clienti finali. Più nel dettaglio, la valorizzazione del nucleare presenta diversi **benefici per il sistema-Paese**. Oltre a sostenere concretamente i percorsi di decarbonizzazione, questa tecnologia offre un contributo fondamentale alla **produzione continua di energia elettrica a basse emissioni**, assicurando al contempo un **rafforzamento della sicurezza energetica**, declinata lungo tre direttrici chiave – tecnologica, geopolitica (materie prime critiche) e di approvvigionamento del combustibile¹⁹ – e una crescita della **competitività nazionale**. Quest'ultima dimensione si concentra in particolare sulla valorizzazione delle **filieri industriali già presenti** sul territorio e sul loro potenziale di sviluppo, con la possibilità di generare impatti economici e occupazionali significativi.
171. In particolare, il nuovo nucleare si **complementa perfettamente allo sviluppo delle rinnovabili**. Durante le ore notturne o nei periodi di scarso irraggiamento solare e insufficiente disponibilità di vento, la produzione di energia rinnovabile può contare sulla generazione stabile e modulabile del nucleare, per coprire la domanda. La complementarità del nuovo nucleare con lo sviluppo delle rinnovabili si evidenzia anche in termini di **riduzione dei costi di sistema aggiuntivi** associati all'incremento previsto della quota di rinnovabili nel mix energetico nazionale. Le rinnovabili intermittenti, infatti, necessitano di **sistemi di accumulo** di energia per rendere disponibile l'elettricità prodotta quando i consumatori finali ne hanno bisogno. Inoltre, necessitano di un **potenziamento delle infrastrutture di rete** di media-alta tensione per trasferire al nord, dove è concentrata due terzi della domanda elettrica italiana, l'elettricità prodotta prevalentemente al sud dove sono maggiormente presenti sole e vento. Al crescere della quota di copertura da parte delle rinnovabili del fabbisogno elettrico del sistema italiano, i costi per sistemi di accumulo e potenziamento delle infrastrutture aumentano più che proporzionalmente, rendendo necessario un **significativo sovradimensionamento** degli impianti di generazione da fonti rinnovabili per la completa decarbonizzazione del *mix* elettrico. Pertanto, il nuovo nucleare risulta funzionale in un'ottica di integrazione ottimale con le fonti rinnovabili per minimizzare i costi di sistema e i costi di trasmissione dell'energia elettrica.

¹⁹ Per un maggiore approfondimento sulle caratteristiche del “nuovo nucleare” si rimanda al Rapporto Strategico TEHA Group, Edison e Ansaldo Nucleare “Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese, il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività”, 2024.

172. Inoltre, occorre sottolineare che il nuovo nucleare offre un'opportunità strategica per l'**industria energivora** garantendo continuità produttiva, contenimento dei costi energetici e fornendo energia termica, direttamente o tramite la produzione di idrogeno, ai processi industriali *hard-to-abate*. A questo proposito è utile ribadire come con “nuovo nucleare” si faccia riferimento agli **Small Modular Reactor (SMR)** e gli **Advanced Modular Reactor (AMR)**. In particolare, gli SMR impiegano l'ultima evoluzione della **3° generazione** esistente puntando sulla **piccola taglia**, sulle **economie di serie** e sulla **costruzione modulare** per garantire una riduzione dei tempi di costruzione e dei tempi di ritorno economico sugli investimenti. Gli AMR si **integrano in logica complementare agli SMR**, utilizzando la **tecnologia nucleare di 4° generazione** in fase di sviluppo e abbinandola al *design* modulare di piccola taglia. Il concetto di complementarità tecnologica è, infatti, al centro dell'avanzamento tecnologico del nuovo nucleare, considerando che **lo sviluppo degli SMR risulta altamente complementare all'evoluzione tecnologica attesa degli AMR e della fusione nucleare**.

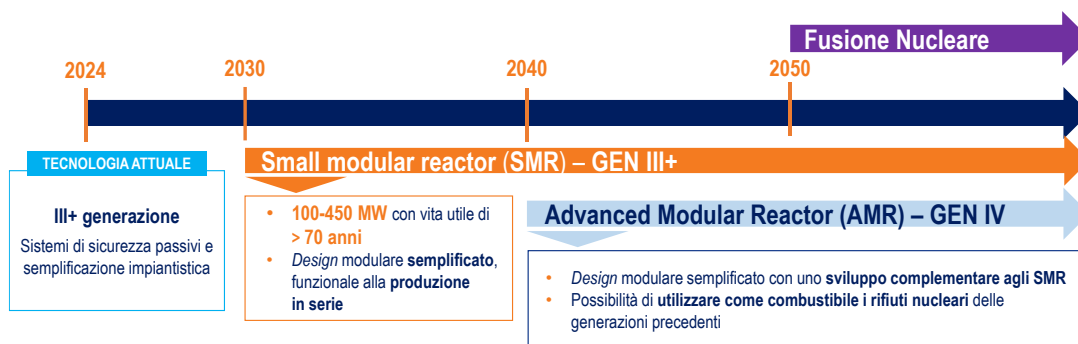


Figura 40. Evoluzione della frontiera di ricerca e sviluppo dell'energia nucleare (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

Il “nuovo nucleare”: caratteristiche tecniche e fattori distintivi

A livello tecnico, gli **SMR** sono reattori con **potenze comprese tra circa 100 e 450 MW**, con un consumo di suolo per energia prodotta pari a 0,04 m²/MWh anno, 2 volte superiore alle centrali a gas a ciclo combinato (0,02 m²/MWh anno) e 100 volte inferiore rispetto ad un impianto fotovoltaico *utility-scale* (4,4 m²/MWh anno). A parità di potenza installata (m²/MW), un SMR occupa circa **2,4 lo spazio di un impianto CCGT con CCS** (350 m²/MW vs. 145 m²/MW) e **5 volte lo spazio di un impianto CCGT senza CCS** (350 m²/MW vs. 70 m²/MW).

Inoltre, vi sono **diversi benefici distintivi** che qualificano i **benefici differenziali** del **nuovo nucleare** (SMR e AMR):

- **minori tempi di costruzione grazie al design modulare**, che consente di realizzare in serie e pre-assemblare i diversi moduli in fabbrica;
- **migliore finanziabilità**, data la riduzione dei costi finanziari e di capitale dovuta alla taglia ridotta delle centrali e ai ridotti tempi di costruzione;
- **sicurezza rafforzata**, grazie ai sistemi di **sicurezza passiva**, che garantiscono la totale sicurezza del reattore ed una zona di emergenza ridotta;
- **maggior flessibilità nella scelta del sito** date le dimensioni ridotte (paragonabili a quelle di una centrale termoelettrica), l'**uso limitato di suolo** e il **minor consumo idrico**, con un impatto ambientale contenuto sul territorio in cui si installa;
- maggiore **integrazione con la rete elettrica esistente** non necessitando di interventi di adeguamento come nel caso delle grandi centrali nucleari;
- **garanzia di stabilità** della rete elettrica, integrandosi e compensando l'intermittenza delle FER nel mix elettrico;
- **capacità di cogenerazione** per la **produzione di energia elettrica e calore** per usi industriali, oltre alla produzione di **idrogeno decarbonizzato**.
- possibilità da parte degli AMR di **utilizzare come combustibile i rifiuti nucleari delle generazioni precedenti**. Alcune aziende stanno, infatti, proponendo reattori in grado di impiegare il combustibile esausto delle centrali nucleari tradizionali come nuovo combustibile, riducendo in questo modo la quantità di rifiuti nucleari prodotti a lungo termine e migliorando la sostenibilità complessiva dell'intero ciclo del combustibile.

Fonte: elaborazione TEHA Group su Rapporto TEHA, Edison e Ansaldo Nucleare "Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese, il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività", 2025.

173. Un'attenzione particolare nella trattazione dei benefici del “nuovo nucleare”, espressi anche nel *box* precedente, è rappresentata dalla possibilità di **ridurre significativamente il fabbisogno di uranio** ed il volume e la **durata dei rifiuti nucleari**, abilitata dalla combinazione nel tempo delle tecnologie SMR, che come visibile anche nella figura precedente, sarà disponibile nei primi anni '30 e AMR (verosimilmente disponibile su scala industriale a partire dagli anni '40). I reattori AMR sono infatti progettati per utilizzare i rifiuti nucleari delle generazioni precedenti riducendo il fabbisogno complessivo di uranio e minimizzando il volume e la durata residua dei rifiuti nucleari.

174. Il raggiungimento di questo duplice risultato ed al contempo dei benefici derivanti dalla partecipazione dell'industria nucleare italiana nello sviluppo del nuovo nucleare, possono essere ottenuti attraverso la **partecipazione dell'Italia ad una partnership europea** che includa lo **sviluppo della tecnologia SMR ed il co-investimento nelle infrastrutture europee del ciclo del combustibile**. La partecipazione dell'Italia a questa *partnership* europea costituisce una scelta strategica fondamentale a garanzia di maggior **sovranità tecnologica ed energetica** del nostro paese e dell'Europa.

Una partnership europea sullo sviluppo della tecnologia del nuovo nucleare e sul co-investimento nelle infrastrutture del ciclo del combustibile come scelta strategica di indipendenza energetica per il nostro Paese

La **Francia** è oggi l'unico Paese occidentale che **presidia interamente tutta la filiera del ciclo del combustibile** (estrazione e concentrazione, conversione, arricchimento, fabbricazione del combustibile, impianti di *reprocessing*, fabbricazione del combustibile a ossido misto - MOX e stoccaggio definitivo).

A oggi il reattore francese Nuward è, inoltre, l'unico SMR in fase di sviluppo per funzionare anche in **modalità di mono-ciclo** di riprocessamento che minimizza l'utilizzo di uranio (**-25% di uranio fresco**), riduce **volumi** (circa **x4**) e la **radiotossicità** (circa **x10**). Lo sviluppo sinergico di questo modello di SMR con quello prospettico degli AMR (es. reattori al piombo) consentirà di riutilizzare il combustibile esausto e ridurre ulteriormente il periodo di radiotossicità e quindi la necessità di *storage* nel deposito profondo. Tuttavia, gli **elevati costi di investimento** delle infrastrutture di riprocessamento dei rifiuti nucleari, a fronte una limitata capacità nucleare prevista in Italia, non ne permetterebbero lo sviluppo economico su scala nazionale, ma soltanto su scala europea.

Per massimizzare l'indipendenza tecnologica ed energetica del nostro paese, l'Italia si trova di fronte all'opportunità di partecipare ad una **partnership su scala europea di sviluppo del nuovo nucleare** che include lo sviluppo della tecnologia SMR più avanzata in termini di minimizzazione del fabbisogno di uranio per unità di energia prodotta, grazie al mono-riciclo (SMR Nuward), e il **co-investimento negli impianti francesi della filiera del ciclo del combustibile** che, aperta anche ad altri Paesi europei, sarebbe così "europeizzata".

Questa opportunità da un lato consentirebbe all'Italia di massimizzare il **coinvolgimento dell'industria nucleare italiana** nella realizzazione degli SMR non solo per il nostro paese ma anche per l'*export*, con i benefici economici per il sistema-Paese già precedentemente ricordati. Dall'altro, consentirebbe il **presidio della produzione e del riprocessamento del combustibile nucleare** grazie alla sovranità su una quota della filiera dal ciclo del combustibile europeo, beneficiando di competenze già esistenti e di un costo competitivo abilitato dalla scala dei volumi europei.

L'adozione di una tecnologia SMR compatibile con lo *standard* degli impianti del ciclo del combustibile europei e l'accesso alla capacità di riprocessamento su scala europea abilita infine la possibilità di sviluppare un **programma nucleare italiano basato sulla complementarità tra SMR ed AMR** con l'ulteriore beneficio dell'ulteriore minimizzazione dell'utilizzo di uranio e della riduzione dei volumi e della durata finale dei rifiuti nucleari.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

Il dibattito di *policy* in atto sul nucleare in Europa

175. Il contributo del nucleare per una produzione elettrica continua, programmabile e a basse emissioni – oltre agli sviluppi in atto sulle tecnologie del “nuovo nucleare” – stanno portando a rivedere il ruolo del nucleare all’interno del *mix* di soluzioni tecnologiche per la decarbonizzazione. Non è un caso, infatti, che **nell’ultimo biennio diversi Paesi europei abbiano avviato una rivalutazione** profonda del ruolo del nucleare all’interno delle proprie strategie energetiche:

- in **Belgio**, nel 2025, il nuovo governo di coalizione ha annunciato la **revoca ufficiale del *phase-out* nucleare**, inizialmente previsto per questo **stesso anno**. Tale decisione segna un **cambio di rotta netto** rispetto alle politiche precedenti e **conferma l'intenzione del Paese** di considerare il nucleare una **tecnologia strategica per l'autonomia energetica nazionale**;
- in **Germania**, la scelta di dismettere il nucleare ha prodotto **effetti collaterali significativi**: la riapertura delle centrali a lignite e carbone e una crescente **volatilità dei prezzi elettrici** e dell'**intensità carbonica** per unità di energia prodotta (gCO₂/kWh). Di conseguenza, nel 2025 è cresciuto il **dibattito politico interno** su un possibile ripensamento del *phase-out* e sul potenziale ruolo del nucleare nel *mix* energetico nazionale, soprattutto alla luce delle **esigenze di decarbonizzazione e sicurezza energetica**. Nel 2025, inoltre, la Germania ha annunciato di aver cessato la propria opposizione all’impiego di incentivi europei per lo sviluppo dell’energia nucleare, scelta che ha aperto la strada alla sua inclusione tra le tecnologie eleggibili a forme di aiuti di Stato;
- la **Repubblica Ceca** ha compiuto un **passo decisivo nel 2025**, confermando un accordo con la **Corea del Sud** (KHNP) per la realizzazione di due nuovi reattori nucleari. Si tratta del più grande investimento infrastrutturale della storia del Paese. L’obiettivo è di completare la costruzione entro il **2029**, rafforzando così la **sicurezza energetica** e riducendo la dipendenza dalle fonti fossili;
- in **Svizzera** il Consiglio Federale ha presentato nel 2024 una **proposta per invertire il piano di *phase-out*** dal nucleare, a partire dal divieto alla costruzione di nuove centrali valido dal 2018. Il dibattito parlamentare è attualmente in corso;
- l’**Italia** ha segnato un punto di svolta: nel **2024**, per la prima volta, **l’energia nucleare è stata inclusa nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)**. Tale inserimento ha fatto seguito all’adesione del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) all’**Alleanza Industriale Europea sugli *Small Modular Reactors* (SMR)**, avvenuta nell’aprile dello stesso anno. Inoltre, nel **giugno 2025**, l’Italia ha formalizzato la propria partecipazione all’**Alleanza europea sul**

nucleare²⁰, segnando un ulteriore passo verso un possibile rilancio della tecnologia atomica nel contesto nazionale, coerente con la strategia europea.

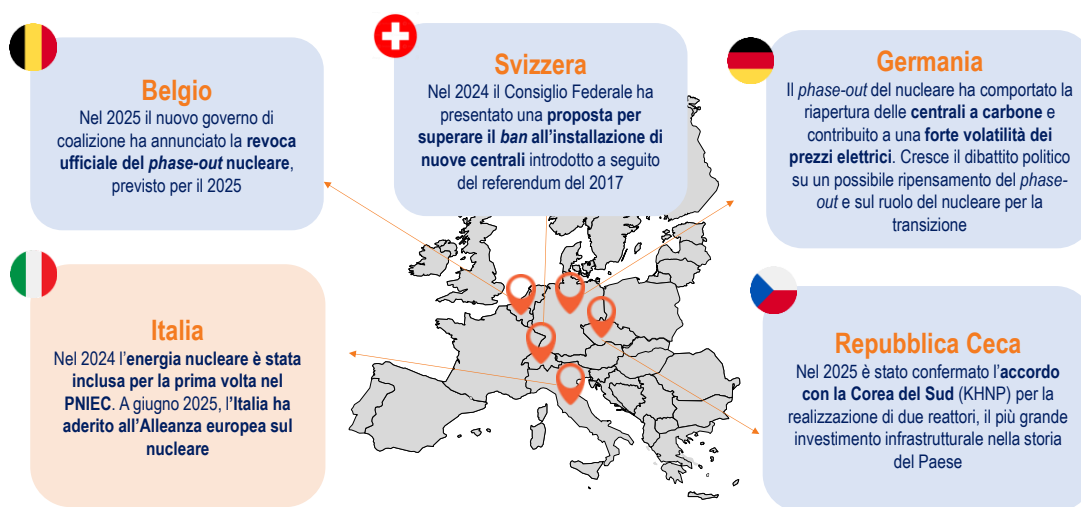


Figura 41. Paesi europei stanno rivalutando il ruolo del nucleare per la transizione energetica e la sicurezza strategica (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2025.

176. Anche alla luce di queste revisioni di *policy* in atto in diversi Paesi europei, al 2050 l'energia nucleare è prevista **svolgere un ruolo significativo nella generazione elettrica** con una capacità installata complessiva pari a **150 GW** a circa il **25%** della **produzione elettrica dell'Unione Europea**. Di tale capacità, circa **35 GW** (pari al 23%) saranno garantiti dal **parco impiantistico esistente**, mentre i restanti **115 GW** dovranno derivare per il **37% da nuovi impianti nucleari di larga scala** e per il **40% da reattori di nuova generazione**, quali **SMR** (*Small Modular Reactors*) e **AMR** (*Advanced Modular Reactors*).
177. In Italia, secondo le **proiezioni inserite nel PNIEC** si prospetta al 2050 una produzione di energia elettrica da fonte nucleare pari a **64,2 TWh** a copertura del **10%** del fabbisogno elettrico italiano. In particolare, per determinare i **benefici sistemici** che il nuovo nucleare potrebbe abilitare, sono stati messi a **confronto 2 scenari**:
- scenario **senza nucleare**, in cui sono incluse **tutte le tecnologie** (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), senza la possibilità di ricorrere al nucleare;
 - scenario **con nucleare**, in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS) e in cui è anche possibile inserire una **quota di**

²⁰ L'Alleanza europea sul nucleare (nota anche come European Nuclear Alliance) è un'iniziativa promossa dalla Francia nel febbraio 2023, che riunisce oggi 14 Stati membri dell'UE a favore dello sviluppo del nucleare come strategia per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e l'autonomia europea. Le riunioni ufficiali si tengono regolarmente a margine dei Consigli Energia dell'UE, coinvolgendo ministri e alte rappresentanze, insieme a Commissione europea e delegati nazionali. Il Belgio, che originariamente partecipava come Osservatore è diventato membro effettivo a febbraio 2025 e l'Italia ha seguito lo stesso percorso a giugno 2025.

generazione nucleare. In particolare, secondo questo scenario, si arriverebbe ad una quota di capacità totale installata al 2050 da fonte nucleare di circa **8 GW**.

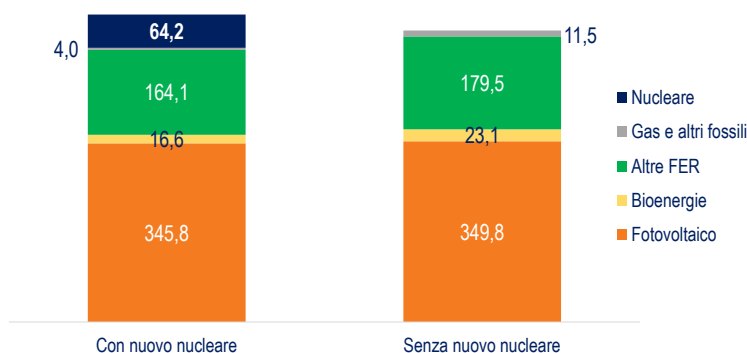


Figura 42. Energy mix italiano negli scenari con e senza nuovo nucleare in Italia (in TWh), 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati nucleareurope e dati interni Edison-Ansaldo, 2025.

178. Al **2050**, nello scenario "Con nucleare", la produzione da nucleare sarà in grado di **coprire circa il 10% della richiesta di energia elettrica**. Inoltre, il nucleare riduce la necessità di ricorrere sia alla **generazione a gas naturale con CCS**, che passa da **11,5 a 4 TWh**, sia alla **produzione da bioenergie con CCS**, che passa da **12,5 a 6 TWh**. Inoltre, degli **8 GW** di capacità di generazione nucleare previsti al 2050, circa **1,3 GW** sono previsti funzionare in **modalità cogenerativa**, fornendo al settore industriale calore per un ammontare pari a **16 TWh termici**.

179. A conferma di questo percorso intrapreso dal Governo italiano, il 31 luglio 2025 la Conferenza Unificata, organismo che favorisce la collaborazione tra Stato e Regioni, ha **approvato lo schema di Legge Delega per lo sviluppo del nuovo nucleare sostenibile** presentato dal Governo a febbraio 2025, su proposta del MASE. Tale Legge Delega, quando approvata anche dal Parlamento, attribuirà al Governo il compito di adottare **entro 12 mesi dall'entrata in vigore della legge** uno o più decreti legislativi per **disciplinare l'intero ciclo di vita del nucleare sostenibile sul territorio nazionale** (es. produzione di energia, smantellamento degli impianti esistenti, gestione di rifiuti radioattivi e combustibile esaurito, ricerca e sviluppo e riorganizzazione delle competenze istituzionali anche attraverso la costituzione di un'Agenzia *ad hoc*).

I benefici del "nuovo nucleare" per la competitività dell'Italia

180. Il nucleare di nuova generazione si distingue non solo per la sua capacità di produrre elettricità a basse emissioni, ma anche per il suo **potenziale nel fornire calore industriale decarbonizzato**, diretto o tramite idrogeno. Le tecnologie degli *Small Modular Reactors* (SMR) e degli *Advanced Modular Reactors* (AMR) sono in grado di **generare calore** a media e alta temperatura, raggiungendo valori fino a circa **300 °C** per

gli **SMR** e **950 °C** per gli **AMR**, rendendoli idonei a coprire un'ampia gamma di processi industriali termicamente intensivi.

181. Ad esempio, l'industria **cartaria**, che opera generalmente **sotto i 200 °C**, potrebbe **essere completamente decarbonizzata** sfruttando il calore prodotto da SMR. Anche settori più energivori, come l'industria **chimica**, che richiede spesso temperature superiori ai 500 °C per innescare reazioni endotermiche, possono trarre vantaggio dall'impiego di AMR, contribuendo alla **sostenibilità dei cicli produttivi**.
182. Ulteriori applicazioni includono l'industria dell'**alluminio**, che richiede calore per l'estrusione a temperature fino a **800 °C**, e l'industria del **vetro**, dove la fusione del materiale comporta **esigenze termiche elevate**. Particolarmente rilevante è anche il settore del **cemento**, responsabile di una **quota significativa delle emissioni globali di CO₂** (con circa 670 kg di CO₂ per tonnellata di cemento prodotta). Sebbene i forni cementieri richiedano **temperature molto elevate**, una **combinazione tra preriscaldamento ad alta temperatura mediante AMR e l'impiego di idrogeno prodotto da fonte nucleare** può contribuire in modo significativo alla decarbonizzazione del processo.

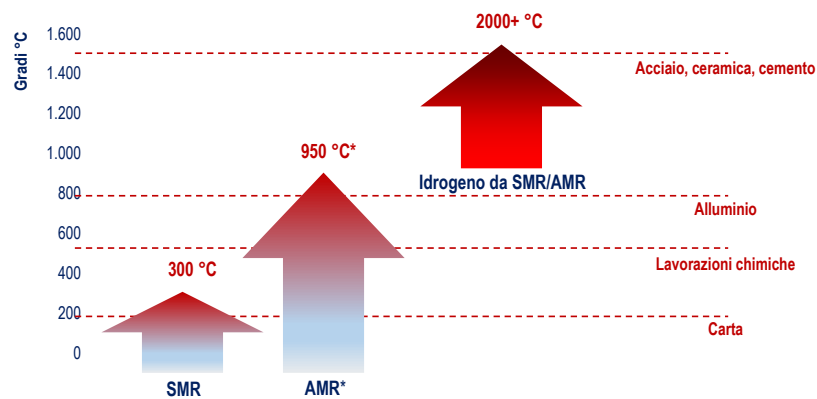


Figura 43. Temperatura per calore industriale del nuovo nucleare e temperatura richiesta per industria (illustrativo). Fonte: TEHA Group su dati NEA, DoE e fonti varie, 2025.

183. Sulla base di questi presupposti, il **rafforzamento della filiera industriale europea** rappresenta un fattore **cruciale** per accelerare l'**affermazione del nuovo nucleare** nel continente, specialmente a causa della forte competizione internazionale che vede oggi davanti **Russia, Cina e Stati Uniti**. L'insufficiente preparazione della *supply chain* europea, conseguenza del rallentamento nello sviluppo nucleare negli ultimi decenni, è oggi una delle **principali cause dei ritardi nella realizzazione di nuovi impianti**. Ne è un esempio emblematico il progetto della **centrale di Flamanville** in Francia, dove – secondo quanto segnalato nel gennaio 2024 dall'Autorità per la sicurezza nucleare (ASN) – la **conoscenza inadeguata** da parte dei fornitori circa **requisiti e protocolli tecnici** ha rappresentato un **ostacolo rilevante** all'avanzamento del cantiere.

184. Nel caso del **nuovo nucleare**, in particolare, la **competitività** della filiera industriale è **essenziale** per abilitare le **economie di scala** e garantire una transizione efficace dal modello dimostrativo alla fase di commercializzazione su larga scala. Tre sono i **driver chiave** in questa direzione: la **modularizzazione e semplificazione del design**, la **produzione industriale in serie** e la **standardizzazione a livello europeo**. Tali leve permetteranno di **ridurre significativamente tempi e costi** di *licensing* e costruzione, migliorando la **bancabilità dei progetti**, e di contribuire alla **competitività del prezzo dell'energia prodotta**.



Figura 44. I 3 driver chiave per abilitare le economie di scala e ottimizzare i costi e tempi di costruzione del nuovo nucleare (illustrativo), 2025. Fonte: TEHA Group, 2025.

185. In questo scenario, si deve inserire il **posizionamento dell'Italia**, che – pur non avendo sviluppato nuove centrali nucleari dalla fine degli **anni '80** – conserva competenze industriali lungo gran parte della *supply chain*. Il Paese rappresenta infatti un caso peculiare nel panorama europeo: tra il **2018** e il **2022**, l'Italia si è classificata **15ª a livello mondiale** e **7ª nell'UE-27** per *export* di componenti nucleari, a conferma della presenza di un **tessuto produttivo e tecnologico attivo**. A supporto di questo comparto, il sistema nazionale di ricerca vanta infrastrutture di eccellenza come il **Centro ENEA di Brasimone**, affiancato da una rete **accademica specializzata**, con diverse facoltà di ingegneria nucleare distribuite su tutto il territorio.
186. Inoltre, complessivamente in Italia sono presenti **70 aziende specializzate** nel settore dell'energia nucleare, clusterizzate in 9 diversi macrosettori, da EPC/General Contractor e società di ingegneria alla produzione di grandi componenti, valvole e tubazioni. Dall'analisi di dettaglio dei **diversi settori** di specializzazione, la filiera italiana dimostra una **forte expertise nella produzione di grandi componenti e nella forgiatura**. Inoltre, più della metà delle aziende attive nella filiera industriale nucleare ha **dimensioni medio-grandi** e risulta localizzata soprattutto nel nord-ovest del Paese, con oltre il 60% delle imprese concentrate tra Lombardia, Liguria e Piemonte.
187. Complessivamente, con riferimento al “**valore core**” della **filiera industriale**, riconducibile al solo settore dell'energia nucleare, il fatturato generato dalle aziende

italiane nel 2023 si attesta a **556 milioni di Euro** e **204 milioni** di Valore Aggiunto, con circa **2.900 occupati**.



Figura 45. I segmenti della *supply chain* nucleare presidiati dall'Italia, 2023. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat e AIDA, 2025.

188. Oltre alla **valorizzazione** e al **rafforzamento** delle imprese attive lungo la filiera nucleare, l'introduzione di queste tecnologie può generare **benefici economici rilevanti** per l'intero sistema Paese. Secondo le stime attuali, il nuovo nucleare potrebbe abilitare, entro il 2050, un **impatto economico complessivo pari a circa 50 miliardi** di Euro di Valore Aggiunto, equivalente a circa il **2,5% del PIL nazionale**, grazie alla partecipazione a progetti europei e all'implementazione di una strategia italiana dedicata .
189. Di questo totale, si prevede che circa **15 miliardi di Euro** derivino direttamente dalla **performance della filiera industriale nazionale**, sulla base dell'attuale rapporto tra ricavi e valore aggiunto generato dalle imprese del comparto. Questo impatto risulta ulteriormente **amplificato** grazie a un **moltiplicatore del valore aggiunto pari a 3,4**: in altri termini, per ogni **100 Euro** di valore aggiunto prodotto direttamente dal settore nucleare, si attivano altri **240 Euro nell'economia nazionale**, attraverso l'indotto generato lungo le **filieri di approvvigionamento e fornitura**²¹.

Le proposte di policy per lo sviluppo del nuovo nucleare in Italia e per sostenere la competitività della supply chain italiana

190. Le analisi sopra condotte mettono in luce come il nucleare sia componente chiave per integrare le rinnovabili intermittenti con una **generazione programmabile e decarbonizzata**, contribuendo in modo decisivo alla **sicurezza del sistema e**

²¹ Per il dettaglio delle ipotesi metodologiche sottostanti alla crescita del “nuovo nucleare” si rimanda al Rapporto Strategico TEHA Group, Edison e Ansaldo Nucleare “Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese, il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività”, 2024.

all'indipendenza energetica dell'Italia e, nel giusto *mix* elettrico, **contenendo il costo totale dell'energia** pagato dai clienti finali. Inoltre, laddove opportunamente indirizzato attraverso un piano industriale dedicato, il nuovo nucleare può attivare importanti benefici sistemici per il Paese.

191. Per queste motivazioni il Rapporto **propone** le seguenti linee d'azione per supportare lo sviluppo del nuovo nucleare in Italia:

- elaborare un **piano industriale con una visione a medio-lungo periodo** (2030, 2040 e 2050) per sostenere lo **sviluppo del nuovo nucleare** e la **specializzazione** della filiera industriale italiana attraverso la **partecipazione a programmi internazionali con gli altri Stati europei** (es. sviluppo tecnologia SMR e co-investimento nelle infrastrutture del ciclo del combustibile). La centralità delle economie di scala per lo sviluppo del nuovo nucleare evidenzia infatti la necessità di promuovere un **unico mercato europeo**, in quanto i singoli mercati nazionali non consentirebbero livelli adeguati di domanda per supportare la produzione in serie e la competitività industriale a livello internazionale. Nella fase iniziale di pianificazione del programma nucleare italiano, un'analisi approfondita delle **specializzazioni e competenze** della filiera italiana è fondamentale per individuare le **aree più strategiche** in cui l'Italia può crescere favorendo lo *scale up* delle realtà esistenti ed individuando i **gap** da colmare, valorizzando le potenziali sinergie all'interno della filiera nucleare nazionale;
- formalizzare una “**Nuclear Energy Programme Implementing Organization**” (NEPIO), in linea con le **raccomandazioni dell'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica** (IAEA). Tale struttura operativa deve essere **formalmente designata dal Governo** e incaricata di **pianificare, coordinare e supervisionare l'intero programma nazionale nucleare**, fungendo da **punto di riferimento centrale** per tutte le amministrazioni coinvolte, gli **stakeholder** industriali, gli **enti di ricerca** e i **partner internazionali**. La NEPIO avrà il compito di **definire le tempistiche, i requisiti infrastrutturali, le priorità tecnologiche, i meccanismi di finanziamento** e le **modalità di coinvolgimento** del sistema produttivo e scientifico nazionale;
- **sviluppare la cultura del consenso informato a livello nazionale**, attraverso un programma di comunicazione per tutta la popolazione sugli impatti e i benefici del nuovo nucleare, **e territoriale**, promuovendo il coinvolgimento e la sensibilizzazione delle comunità locali per raccogliere consensi e migliorare l'accettabilità sociale nel territorio in relazione allo sviluppo dei nuovi impianti;
- sostenere la **ricerca e la formazione di capitale umano**, valorizzando le **competenze avanzate** della ricerca e delle Università italiane nella fissione e fusione nucleare e la cooperazione dell'Italia nei progetti di sviluppo e di ricerca internazionali. Monitoraggio e pianificazione non devono focalizzarsi

esclusivamente sull'alta formazione ma **sostenere lo sviluppo dell'intera filiera delle competenze**, a cominciare dalle **scuole professionali**, dove nascono figure come quella dei **saldatori** che possono rivelarsi critiche da reperire. Le **sinergie** tra la filiera industriale e i centri di ricerca possono essere valorizzate mettendo a disposizione **strutture per la qualifica dei componenti** presso i centri nazionali di R&S (es. ENEA, SIET) e presso le Università, elementi essenziali per la promozione dell'innovazione di prodotto e per la formazione di competenze specialistiche;

- introdurre **meccanismi di supporto agli investimenti pubblici e privati** (es. defiscalizzazione e incentivi) per **stimolare l'innovazione industriale e accrescere la capacità produttiva**. Il finanziamento e sostegno statale per lo sviluppo di distretti industriali specializzati nel nucleare possono incoraggiare le aziende a investire maggiormente nel settore. Inoltre, le garanzie statali sui prestiti possono **ridurre sensibilmente il rischio** per gli investitori privati, creando un ambiente più favorevole agli investimenti privati.

6.2 IL RUOLO DELLA CCS PER LA DECARBONIZZAZIONE DEI PROCESSI E LA FLESSIBILITÀ SISTEMICA

192. Se il “nuovo nucleare” può essere una leva strategica per una produzione elettrica decarbonizzata e con crescente indipendenza energetica, lo sviluppo della **Carbon Capture & Storage (CCS²²)** è inserito in questo capitolo in quanto ritenuto un **aspetto fondamentale** nella *roadmap* di sviluppo della transizione energetica del Paese. La CCS, infatti, consente di combinare la **decarbonizzazione dei processi industriali** e aumentare la **flessibilità sistemica garantendo l'operatività delle centrali termoelettriche**. Inoltre, analogamente a quanto avviene per il nuovo nucleare, lo sviluppo di una filiera nazionale può valorizzare quella specifica dimensione considerata nei principi guida della visione programmatica.

193. A conferma di questa centralità deve essere specificato come, negli ultimi anni, il panorama **globale** ha evidenziato una **rapida accelerazione** nello sviluppo di queste soluzioni, evidenziando un chiaro segnale della **crescente maturità e rilevanza strategica** della tecnologia. A livello globale, il numero complessivo di impianti **CCS** è infatti passato da **65** nel **2020** a **628** nel **2024**, con un incremento di oltre **10 volte in soli 5 anni**. Parallelamente, anche la **capacità complessiva di cattura** della CO₂ è cresciuta in maniera significativa: da **40 milioni di tonnellate** annue (MtCO₂) nel **2020** si è passati

²² Occorre fare una distinzione tra CCS e CCUS, un impianto CCS Cattura la CO₂ da impianti industriali o centrali elettriche e la stocca in modo permanente in formazioni geologiche sotterranee. La CCUS, dopo aver catturato la CO₂ invece di stoccarla soltanto, la riutilizza in applicazioni industriali prima o oltre lo stoccaggio, ne sono un esempio: la produzione di carburanti sintetici o prodotti chimici, la produzione di materiali da costruzione (es. cemento carbonatato) o l'impiego in processi industriali (es. fertilizzanti, effervescenza alimentare).

a **416 MtCO₂ nel 2024**, segnando una progressione di pari entità. Questo dato non solo riflette l'**aumento numerico degli impianti**, ma anche l'**incremento dell'efficienza tecnologica e della scala progettuale**. Particolarmente rilevante è l'espansione della **capacità di cattura associata ai soli impianti in fase di costruzione o sviluppo**, indicativa delle traiettorie future di diffusione della CCS. Se nel **2018** tale capacità si attestava a **35 MtCO₂**, nel **2024** è salita a **365 MtCO₂**, con un incremento di più di **10 volte in 5 anni**.

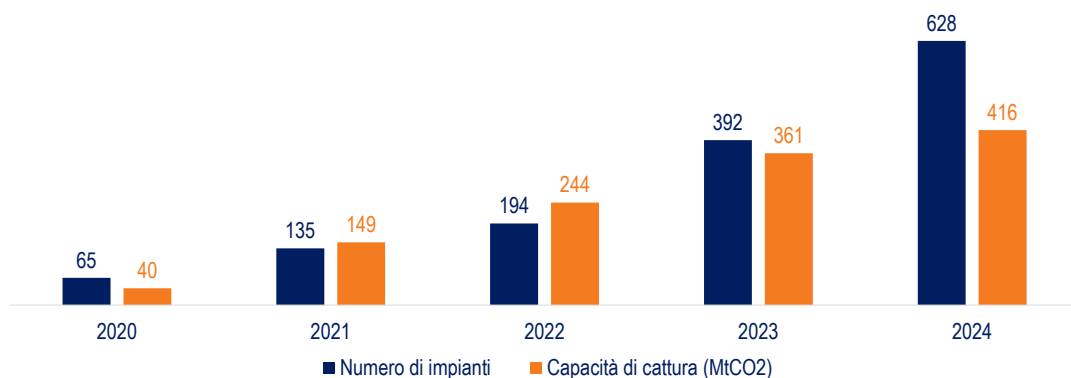


Figura 46. Trend di crescita del numero di impianti CCS e della rispettiva capacità di cattura a livello globale (valori assoluti e MtCO₂), 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Global CCS institute, 2025.

L'accelerazione in atto sul tema della CCS in Europa e in diversi importanti Paesi europei

194. In questo contesto globale, anche l'**Europa si sta muovendo** per integrare la CCS nei suoi piani di decarbonizzazione. La Commissione europea ha infatti reso **esplicito** il legame tra gli **obiettivi di decarbonizzazione** – riduzione del 55% delle emissioni di gas serra al 2030 e *net-zero* al 2050 – e lo **sviluppo su larga scala di tecnologie come la CCS e la CDR** (*Carbon Dioxide Removal*). A conferma di tale impegno, nel **febbraio 2024** è stata presentata la **proposta per il target climatico al 2040**, accompagnata dalla strategia industriale per la gestione del carbonio (*EU Industrial Carbon Management Strategy*), con un **chiaro indirizzo verso il rafforzamento degli strumenti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂**.
195. In questo scenario, l'Europa considera la CCS come una tecnologia cruciale per la transizione energetica, grazie alla sua **capacità di intervenire su più fronti** della decarbonizzazione:
 - rappresenta l'**unica opzione tecnologica disponibile per abbattere le emissioni di processo nei settori industriali *hard-to-abate***, come cemento, acciaio e chimica, dove le emissioni di CO₂ derivano da trasformazioni chimico-fisiche intrinseche e non evitabili attraverso efficienza o elettrificazione;

- consente la **decarbonizzazione delle emissioni da combustione nei processi termici industriali ad alta temperatura**, difficilmente sostituibili nel breve termine con vettori alternativi;
- abilita la **produzione di idrogeno low-carbon tramite steam methane reforming (SMR)**. La cosiddetta produzione di “idrogeno blu” abilitata dalla CCS può accelerare la transizione nei **settori più complessi** e contribuire alla stabilizzazione del nascente mercato europeo dell’idrogeno;
- applicata al parco termoelettrico *dispatchable* permette la **riduzione delle emissioni residue** mantenendo, al contempo, un **ruolo di flessibilità e bilanciamento del sistema elettrico**, elemento indispensabile in un *mix* sempre più dominato da fonti rinnovabili non programmabili.

Verso l’integrazione della CCS nella normativa europea: iniziative recenti e sviluppi legislativi

L’Unione Europea ha **intensificato gli sforzi** per integrare strutturalmente la *Carbon Capture and Storage (CCS)* nel quadro normativo comunitario, riconoscendone il **ruolo strategico** nella decarbonizzazione. Un segnale chiaro in questa direzione è arrivato con la nuova **call dell’Innovation Fund**, lanciata tra **novembre 2023 e aprile 2024**, che ha messo a disposizione un budget record di **4 miliardi** di Euro per supportare l’implementazione di tecnologie avanzate per la transizione energetica, tra cui la CCS.

A conferma dell’impegno normativo, a **luglio 2024** sono stati aggiornati i documenti guida per l’applicazione della **Direttiva CCS**, a oltre **dieci anni dalla sua introduzione**, con l’obiettivo di superare le persistenti barriere tecniche e regolatorie che ne ostacolano la piena adozione.

Parallelamente, il Parlamento Europeo e il Consiglio dell’UE hanno accelerato l’approvazione di **provvedimenti chiave** in vista delle elezioni europee di giugno. Tra questi spicca il **Net-Zero Industry Act**, ispirato all’**Inflation Reduction Act** statunitense, che stimola gli investimenti nelle **tecnologie a zero emissioni nette** e obbliga il **settore oil & gas a investire collettivamente nella realizzazione di una capacità di iniezione di CO₂ pari a 50 Mtpa*** entro il 2030. A completare il quadro, l’approvazione dell’**EU Hydrogen Package** contribuisce a promuovere lo sviluppo dell’idrogeno a basse emissioni, riconoscendo la complementarità strategica con la CCS per abilitare una transizione energetica integrata ed efficace.

(*) Milioni di tonnellate anno

Fonte: elaborazione TEHA Group dati Commissione Europea, 2025.

196. Anche per via di questi vantaggi, diversi Stati UE hanno iniziato a muoversi, o hanno già pubblicato, **strategie nazionali per integrare la CCS all’interno del proprio perimetro nazionale**, riconoscendo il ruolo cruciale che questa tecnologia può svolgere nel raggiungimento degli obiettivi climatici. L’esperienza maturata a livello nazionale evidenzia come l’impegno verso la CCS stia evolvendo da una fase sperimentale a una vera e propria **strategia industriale**, con strumenti normativi, finanziari e programmatici di medio-lungo periodo. Di seguito si illustrano alcuni dei casi più rilevanti tra i Paesi che hanno formalizzato una strategia industriale per la CCS:



Figura 47. Panoramica delle strategie nazionali di gestione del carbonio e delle roadmap per l'implementazione della CCS.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Global CCS institute, 2025.

197. A conferma di questa accelerazione in atto sulla CCS in Europa, di seguito alcuni dei casi più rilevanti tra i Paesi che hanno formalizzato una strategia industriale per la CCS:

- La **Germania** ha recentemente adottato una strategia a lungo termine per la rimozione della CO₂, volta a gestire circa il **5% delle emissioni nazionali** considerate “inevitabili”, ovvero difficilmente eliminabili anche con misure di efficienza o transizione energetica. Tale approccio si concretizza anche a livello subnazionale: la regione del **Nord Reno-Westfalia** (Renania Settentrionale-Vestfalia), altamente industrializzata, ha avviato un **piano per la cattura fino a 7 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno** provenienti dai processi industriali locali. Questo impegno riflette la volontà tedesca di integrare la CCS nella propria politica industriale, con particolare attenzione ai settori *hard-to-abate*.
- La **Danimarca** si è dotata di una vera e propria **strategia nazionale per la CCS**, che include non solo la definizione delle norme e delle procedure autorizzative necessarie alla diffusione dei progetti, ma anche la **strutturazione di un quadro finanziario dedicato**. Il Paese ha infatti istituito un “Fondo CCS” da **2,1 miliardi di Euro** da erogare nell’arco di **20 anni**, finalizzato a sostenere l’avvio e la scalabilità di iniziative di cattura e stoccaggio del carbonio, nonché a favorire l’integrazione della CCS nel sistema energetico e produttivo nazionale.
- Il **Regno Unito** si distingue per aver adottato un approccio programmatico molto **strutturato** attraverso un “*Action Plan*” dettagliato, che individua **azioni chiave, milestone temporali** e attori responsabili per guidare la diffusione della CCS. A supporto dell’attuazione del piano, il governo ha stanziato, con il Bilancio di Primavera 2023, un fondo di **24 miliardi di Euro** da distribuire su un orizzonte ventennale. L’obiettivo è garantire una **pianificazione efficace degli investimenti** e creare un ecosistema normativo e industriale favorevole alla crescita del settore CCS nel Regno Unito.

- La **Norvegia** è **stata** pioniera nel settore CCS grazie all’iniziativa “*Climit*”, avviata già nel **2005** con l’intento di supportare la ricerca e lo sviluppo di tecnologie e soluzioni per la cattura e lo stoccaggio della CO₂. Questo programma ha fornito nel tempo un **sostegno finanziario concreto** a numerosi progetti innovativi. L’impegno norvegese si è ulteriormente consolidato con “*Longship*”, un progetto emblematico lanciato nel 2020 e sostenuto con **1,6 miliardi di Euro** per la realizzazione di un’infrastruttura integrata di trasporto e stoccaggio offshore della CO₂, oltre che di siti di cattura a terra. *Longship* rappresenta oggi un **modello di riferimento europeo** per la realizzazione su larga scala di **filiere CCS operative e integrate**.

198. Di particolare interesse è il **caso spagnolo**, che pur essendo storicamente uno dei **Paesi europei più dinamici** sul fronte delle energie rinnovabili – con un ritmo di installazione fotovoltaica che dal 2010 al 2024 di quasi il **+20% annuo**, superiore a quello registrato da Germania, Francia e Italia – la Spagna ha recentemente avviato un’**importante evoluzione nella propria strategia energetico-climatica**, riconoscendo l’urgenza di integrare soluzioni di *Carbon Capture and Storage* (CCS) per garantire una decarbonizzazione profonda e strutturale del sistema industriale e produttivo nazionale. A conferma di questa svolta, il Governo spagnolo ha **incluso esplicitamente la CCS** all’interno della **Strategia di Transizione Giusta** e del **PNIEC**, riconoscendola come tecnologia abilitante per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050. Parallelamente, è attualmente in corso di definizione una **strategia nazionale di carbon management**, con l’obiettivo di stabilire un **quadro operativo e autorizzativo chiaro** per la realizzazione di *hub CO₂-ready*. Questo intervento normativo è ritenuto cruciale per **sbloccare progetti già in fase avanzata di studio**, accelerando la fase di *deployment* su scala industriale.

199. La rapidità con cui la Spagna sta agendo è ulteriormente rafforzata dalla presenza di **ingenti capacità di stoccaggio geologico** identificate sia nel sud del Paese che nella piattaforma continentale marina. Tali risorse, in particolare quelle *offshore*, consentono la creazione di **infrastrutture strategiche in grado di servire non solo l’industria nazionale**, ma anche di offrire **servizi di stoccaggio transfrontaliero** ai Paesi europei limitrofi, posizionando la Spagna come *hub* mediterraneo della decarbonizzazione. Grazie a questa combinazione di volontà politica, risorse geologiche e quadro strategico in evoluzione, il Paese sta diventando attrattivo per settori industriali ad **alta intensità emissiva** – come cemento, raffinazione e acciaio – che necessitano di **soluzioni efficaci** per la riduzione delle emissioni residue. Tuttavia, la concretizzazione di questi progetti dipende dalla **capacità di sviluppare rapidamente infrastrutture di trasporto e stoccaggio**, e di **mobilizzare adeguati investimenti pubblici e privati**, anche in sinergia con i fondi europei (es. *Innovation Fund* e *Connecting Europe Facility*).

200. Infine, la Spagna sta rafforzando le proprie **alleanze internazionali**, in particolare con **Portogallo e Francia**, al fine di costruire una rete mediterranea per il trasporto della CO₂ via *pipeline* e via nave. Questo orientamento conferma la visione del Paese di affermarsi

come **piattaforma logistica e tecnologica per la decarbonizzazione dell'Europa meridionale**, un ruolo **strategico** che potrebbe diventare decisivo negli equilibri industriali e ambientali del continente.

201. Pur in **assenza di una strategia nazionale specificamente** dedicata allo sviluppo delle tecnologie CCS, l'Italia dispone già oggi di **competenze** rispetto a questa tecnologia, come emerge chiaramente dal progetto **Ravenna CCS**, che rappresenta un'**iniziativa pionieristica a livello europeo**. La Fase 1, avviata nel settembre 2024, ha dato prova di **operatività concreta**, con la cattura di **25.000 tonnellate di CO₂** all'anno presso un impianto di trattamento del gas, garantendo una **riduzione delle emissioni superiore al 90%** e utilizzando esclusivamente energia rinnovabile. La Fase 2, prevista entro il 2030, mira a incrementare la capacità di stoccaggio fino a **4 milioni di tonnellate annue**, estendendo il servizio anche a settori industriali terzi. Con giacimenti *offshore* capaci di accogliere oltre 500 milioni di tonnellate di CO₂, Ravenna si candida così a diventare un *hub* strategico per l'intero Sud Europa e il Mediterraneo.

202. Oltre a questa esperienza già avviata, l'Italia presenta condizioni strutturali che la rendono particolarmente idonea allo sviluppo della CCS:

- **ampia disponibilità di giacimenti depletati** (petroliferi e gasiferi), che hanno contenuto idrocarburi per milioni di anni e offrono dunque una **comprovata capacità di trattenere fluidi in modo sicuro e duraturo**;
- **posizionamento favorevole dei giacimenti**, localizzati in gran parte in acque poco profonde, come nel caso del progetto Ravenna CCS che utilizza giacimenti *offshore* a circa 3.000 metri di profondità;
- infrastrutture esistenti – pozzi, condotte e piattaforme – che possono essere **riconvertite per lo stoccaggio**, consentendo significative economie di costo e tempi di realizzazione più rapidi.

I benefici potenziali della CSS e lo sviluppo della filiera in Italia

203. Come evidenziato in precedenza, uno dei principali benefici associati all'adozione di sistemi di *Carbon Capture and Storage* (CCS) risiede nella loro capacità di contribuire in modo determinante alla decarbonizzazione dei settori cosiddetti "*hard to abate*". Considerando un fabbisogno complessivo di abbattimento pari a circa **63 milioni di tonnellate di CO₂** per tali comparti, le **tecnologie CCS e CDR** (*Carbon Dioxide Removal*) risultano in grado di coprire oltre il **50%** di questa esigenza, con un **potenziale di riduzione stimato in 30,8 Mt di CO₂**. Il restante fabbisogno può essere colmato attraverso l'impiego di altre **leve tecnologiche**, quali l'elettrificazione, la fornitura diretta di calore da fonte nucleare, il miglioramento dell'efficienza energetica, l'uso di bioenergie, l'idrogeno e la sostituzione delle materie prime, confermando l'**efficacia superiore dei sistemi CCS nella mitigazione delle emissioni industriali**.

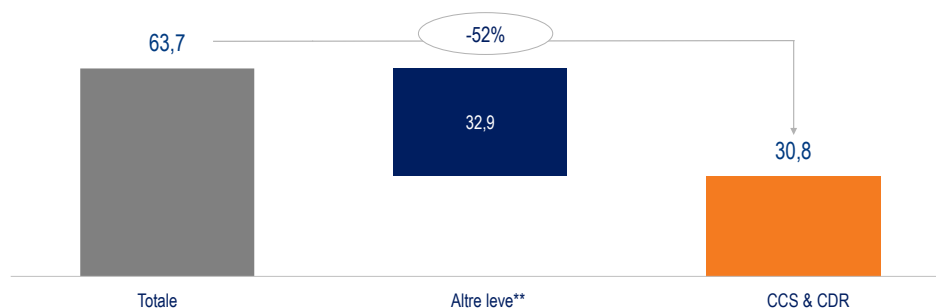


Figura 48. Leve per la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate* in Italia (Mton di CO₂), 2022. Fonte: elaborazione TEHA Group su report TEHA-Snam-EniLab «CCS: leva strategica per la decarbonizzazione e la competitività dell'Italia», 2025.

204. A tal fine, risulta strategico promuovere lo sviluppo del settore CCS, al fine di ridurre progressivamente i **costi di utilizzo per gli operatori** e favorire la **diffusione su larga scala**. In un contesto internazionale fortemente competitivo, il raggiungimento di **economie di scala** è un elemento **chiave** per la sostenibilità economica della tecnologia. In particolare, la promozione di **hub multiutenti** può ridurre significativamente i costi complessivi: al **2030**, infatti, il costo unitario dei progetti CCS sviluppati in **modalità autonoma** è stimato essere superiore dell'**11–22%** rispetto a quelli realizzati in **forma aggregata** con la partecipazione di più soggetti.
205. In prospettiva al **2050**, la filiera della Carbon Capture and Storage (CCS) si configura non solo come uno strumento indispensabile per la decarbonizzazione dei settori industriali *hard-to-abate*, ma anche come una **leva economica strategica per la creazione di valore e sviluppo industriale** per l'intero sistema-Paese. L'analisi degli **impatti economici cumulati** derivanti dallo sviluppo della CCS in Italia tra il **2026** e il **2050** evidenzia un potenziale di generazione di valore aggiunto pari a circa **30 miliardi di Euro**. Tale valore si suddivide in **tre componenti**: **10,3 miliardi** di Euro riconducibili a **impatti diretti** sul sistema produttivo (ad esempio attività di progettazione, realizzazione e gestione degli impianti CCS), **15,7 miliardi** derivanti da impatti **indiretti** (generati attraverso l'attivazione di filiere e settori connessi) e **4 miliardi** da impatti **indotti**, legati all'incremento di **reddito e consumi generati dall'occupazione** e dagli investimenti attivati nel tempo²³.
206. La **rilevanza** di questi dati è ulteriormente sottolineata dalle **stime relative all'anno 2050**: si prevede che, su base annua, la filiera CCS possa generare un **impatto diretto di circa 533 milioni di Euro**, cui si aggiungono **812 milioni** di impatto **indiretto** e **206 milioni** di impatto **indotto**. Questo significa che la diffusione su larga scala della CCS è in grado di attivare un **circolo virtuoso con effetti sistemici** sull'economia nazionale, contribuendo non solo alla transizione energetica ma anche al **rafforzamento della**

²³ Per maggiori approfondimenti, si rimanda al rapporto strategico TEHA Group, Snam e EniLab «CCS: leva strategica per la decarbonizzazione e la competitività dell'Italia», 2025

competitività industriale, alla **creazione di nuova occupazione qualificata** e allo sviluppo di un **ecosistema innovativo nazionale**.

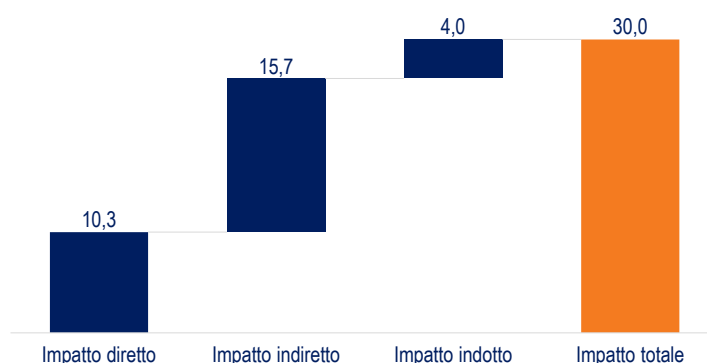


Figura 49. Impatto diretto, indiretto e indotto cumulato generato dallo sviluppo della filiera CCS in Italia (miliardi di Euro), 2026-2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su report TEHA-Snam-EniLab «CCS: leva strategica per la decarbonizzazione e la competitività dell'Italia», 2025.

Le proposte di policy per lo sviluppo settore CCS e la competitività della supply chain italiana

207. Le analisi sopra riportate, fanno emergere come lo **sviluppo della CCS** in Italia, non solo sia necessaria in ottica di decarbonizzazione dei settori *hard to abate*, ma anche in ottica dei **benefici** che, lo sviluppo di una filiera, può **portare al sistema Italia**. Pertanto, lo studio identifica **cinque proposte di policy** prioritarie per costruire un ecosistema nazionale solido e competitivo:

- **definire un piano industriale nazionale per la CCS**, strutturato su un orizzonte temporale coerente con la *roadmap* al 2050, volto a guidare lo sviluppo di una **filiera tecnologica e produttiva italiana**. Tale piano dovrebbe includere azioni per favorire partenariati europei e internazionali, stimolando sinergie industriali e cooperazioni su scala sovranazionale;
- **accelerare** e completare il **quadro normativo chiaro, stabile e abilitante**, capitalizzando sull'**esperienza già maturata** dall'Italia attraverso progetti pionieristici (come Ravenna) e studi di settore. Tale quadro dovrebbe disciplinare in modo puntuale gli **aspetti autorizzativi**, le **responsabilità** connesse allo stoccaggio, la **gestione della liability** e il **trattamento fiscale**. Contestualmente, il quadro normativo dovrebbe **favorire la creazione di un mercato della CO₂**, incentivando **usi industriali** e contribuendo all'**attivazione della domanda** e degli investimenti privati;
- **attivare fondi dedicati e meccanismi di finanziamento e incentivazione mirati**, integrabili con le risorse europee disponibili, al fine di supportare la realizzazione di **hub integrati** per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ e per la realizzazione di sistemi di cattura da parte degli emettitori (industria e termoelettrico). Ciò

permetterebbe di accelerare lo sviluppo delle **infrastrutture necessarie** e di **ridurre il rischio di investimento** per i promotori di progetto;

- promuovere **programmi di formazione e riconversione professionale**, attraverso percorsi formativi pubblico-privati per sviluppare competenze tecniche e operative nell'ambito della CCS. Questo approccio risulterà particolarmente rilevante per valorizzare il **know-how esistente nei settori industriali affini**, favorendo una transizione inclusiva e sostenibile;
- istituire una **struttura all'interno del MASE di coordinamento per la CCS**, con funzioni di indirizzo strategico, raccordo normativo e monitoraggio degli sviluppi. Tale struttura dovrà garantire **coerenza tra le diverse iniziative pubbliche e private**, favorire la **standardizzazione** dei processi e **monitorare l'evoluzione della filiera nazionale** nel tempo.

CAPITOLO 7

LA COMPETITIVITÀ DELLE PRODUZIONI *GREEN* E *LOW-CARBON* IN ITALIA

208. Il capitolo finale del Rapporto si concentra sulla dimensione industriale più strettamente collegata all'evoluzione del sistema energetico del Paese nei termini presentati nella visione programmatica e nella successiva trattazione delle soluzioni chiave. L'attuazione delle soluzioni previste nella visione programmatica è, infatti, un fattore chiave per sostenere la **competitività delle produzioni *green* e *low carbon*** in Italia. In altri termini, l'evoluzione del sistema energetico secondo i principi collegati alla visione stessa può diventare una leva competitiva per sostenere il ruolo dell'industria energivora in Italia.
209. I settori energivori comprendono **attività industriali di primaria importanza economica e strategica**, quali la produzione di cemento, acciaio, vetro, carta e prodotti chimici. Queste industrie sono accomunate da processi produttivi che fanno elevato uso di energia fossile difficile da sostituire (es. calore nei processi industriali) o intrinsecamente emissivi (es. rilascio di CO₂ nei processi chimici o metallurgici) e che hanno una scarsa disponibilità di alternative tecnologiche mature o economicamente sostenibili (es. elettrificazione dei processi o utilizzo di vettori alternativi come l'idrogeno). Queste caratteristiche, che li rendono strutturalmente "*hard-to-abate*", fanno sì che opzioni quali il biogas/biometano e la cogenerazione diventino leve importanti di efficienza energetica.
210. In un quadro come quello dell'industria energivora e delle sue produzioni, caratterizzata da molte differenze di processo e di profili di consumo, il capitolo dedica un **focus specifico** alla produzione di **acciaio**, materiale strategico e trasversale a numerose catene del valore legate alla transizione energetica – dall'**eolico offshore** ai **veicoli elettrici**, fino alle infrastrutture per **l'idrogeno** e le reti energetiche – e in cui un sistema energetico decarbonizzato ed efficiente può diventare un vantaggio diretto e concreto per costituire un *hub* italiano sull'acciaio *green*.

7.1 L'INDUSTRIA ENERGIVORA NEL PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE DEL PAESE

211. I **settori industriali ad alta intensità energetica**, comunemente definiti **energivori**, sono uno dei **principali nodi critici** nel percorso di decarbonizzazione dell'economia europea. A livello continentale, questi comparti sono responsabili di circa il **52% delle emissioni di gas a effetto serra** (GHG) generate dal settore industriale. La rilevanza del fenomeno risulta **ancora più marcata nel caso dell'Italia**, dove la quota di emissioni industriali attribuibile ai settori energivori raggiunge il **70%**, evidenziando la centralità di questo segmento produttivo nel bilancio emissivo nazionale.

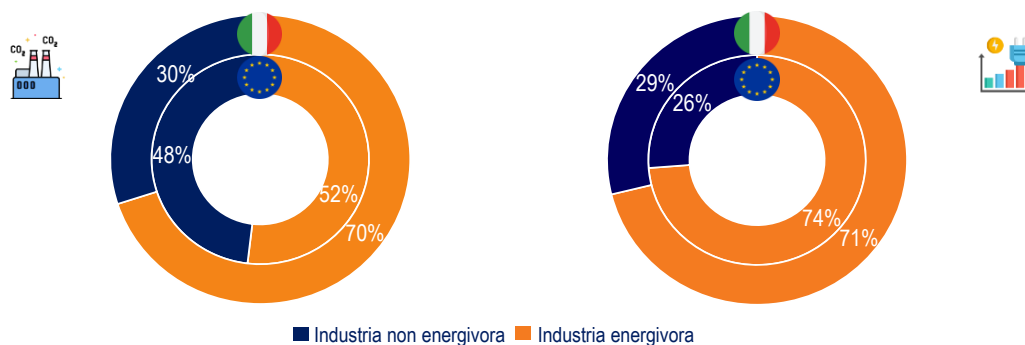


Figura 50. Emissioni di gas a effetto serra nell'industria Europea ed Italiana (valori percentuali), 2023 – a sinistra - Consumi di energia finale nell'industria Europea ed Italiana (valori percentuali), 2023 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat ed EEA, 2025.

212. Oltre al contributo in termini di emissioni climalteranti, tali settori sono anche i principali responsabili dei consumi energetici industriali. A **livello europeo**, i settori energivori assorbono circa il **74% del consumo totale di energia dell'industria**, mentre **in Italia la quota si attesta al 71%**, confermando la dipendenza energetica strutturale di una parte significativa del tessuto produttivo nazionale.
213. Nel contesto della **transizione industriale** verso un'**economia a basse emissioni**, le produzioni *green* assumono un ruolo centrale come leva tecnologica e strategica per **ridurre l'impatto ambientale dei comparti ad alta intensità energetica**. Con "produzioni *green*" si intendono **processi industriali progettati per minimizzare le emissioni di gas serra**, ridurre il **consumo di risorse naturali**, adottare fonti **energetiche rinnovabili o a basse emissioni**, e massimizzare l'efficienza dei **cicli produttivi**. Tali produzioni rappresentano una **risposta concreta** alla sfida della **decarbonizzazione** dei settori *hard-to-abate* introducendo **soluzioni innovative** in grado di sostituire o affiancare i processi tradizionali basati su **combustibili fossili**. Tra le tecnologie abilitanti più rilevanti si annoverano: l'impiego di **idrogeno** come vettore energetico e reagente industriale, l'utilizzo di **calore di processo a basse emissioni** prodotto da reattori SMR e AMR e l'**integrazione di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS)**.
214. Una leva importante per contribuire al percorso di decarbonizzazione di questi settori industriali è oggi rappresentata anche dal **biogas**, prodotto principale della digestione anaerobica di biomasse umide che può essere utilizzato localmente per la produzione di calore o, attraverso impianti di cogenerazione (CHP), per la **produzione combinata di calore ed elettricità**. Il biogas può, inoltre, essere soggetto ad *upgrade* in **biometano** (con una concentrazione di metano superiore al 97%) e impiegato come sostituto del gas naturale, grazie alla **compatibilità con le infrastrutture esistenti di trasporto e distribuzione del gas** ma sul cui sviluppo pesa oggi l'assenza di un *framework* incentivante di medio-lungo termine che vada oltre gli incentivi sugli investimenti CAPEX

previsti dai fondi PNRR per il cui ottenimento, ad ogni modo, è necessario immettere biometano in rete entro il 30 giugno 2026.

215. Inoltre, il **biometano**, se prodotto e certificato secondo i requisiti RED II²⁴, rappresenta una fonte energetica “clean” ammissibile in **ETS II**, consentendo un trattamento a emissioni zero e favorendo la decarbonizzazione dei settori edilizio e trasporti. Questo lo rende uno strumento strategico per aziende e policymaker che vogliano migliorare la propria performance ambientale e ridurre i costi legati alle quote ETS.

216. L'applicazione sinergica delle bioenergie con le soluzioni quali idrogeno, nuovo nucleare e l'integrazione di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) può consentire di soddisfare la **domanda industriale di calore**, che nei settori *hard-to-abate* si concentra in larga parte su temperature medio-alte. In particolare, comparti come la **chimica/petrochimica** e la **siderurgia** presentano una prevalenza di processi che richiedono temperature superiori ai **150°C**, difficilmente elettrificabili con le tecnologie attuali.

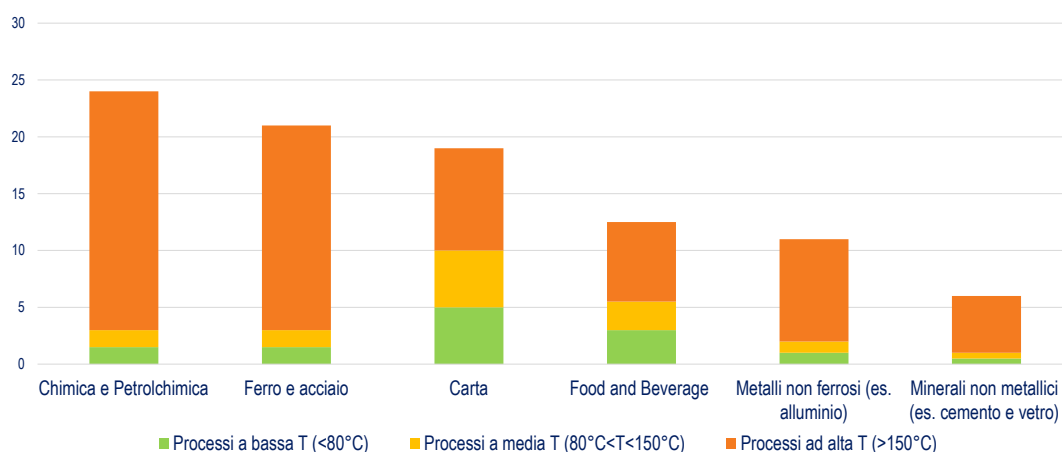


Figura 51. Domanda attuale di calore industriale in Italia, suddivisa per settore industriale e livello di temperatura (TWh), ultimo anno disponibile. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati paper “Long-term decarbonisation of hard-to-abate industrial thermal demand for 100 % renewable energy systems”, 2025.*

7.2 L'ACCIAIO COME ESEMPIO DI PRODUZIONE **GREEN** CHE PUÒ BENEFICIARE DELLA VISIONE PROGRAMMATICA SULLA TRANSIZIONE

217. Come detto in precedenza, lo sviluppo di **produzioni green** è un **elemento strategico** per ridurre l'impatto emissivo dei processi industriali e, al contempo, per **favorire la competitività industriale** di comparti molto significativi per l'economia italiana. Un aspetto chiave per dispiegare il ruolo delle produzioni *green* è, però, il **supporto efficace a una domanda di tali produzioni** che non è oggi in linea con le necessità di scala degli

²⁴ deve provenire da materie prime sostenibili, garantire riduzioni minime di emissioni rispetto al fossile e avere tracciabilità documentata tramite sistemi di certificazione riconosciuti UE.

investimenti necessari a una loro realizzazione. In questo scenario, il settore siderurgico italiano può essere considerato un caso paradigmatico in quanto fortemente orientato al ricorso a forni elettrici e con potenziale di diventare, se adeguatamente supportato anche dal lato della domanda, un *hub* dell'acciaio *green*.

218. Più in generale, nel contesto della **produzione globale di acciaio grezzo**, l'Europa ha contribuito nel **2023** per circa il **6,6% del totale mondiale** (1,9 miliardi di tonnellate prodotte a livello globale), posizionandosi così al **terzo posto tra le principali aree produttive**. A precederla figurano la **Cina**, con una quota oggi largamente dominante del **53,9%**, e i **Paesi dell'Asia Sud-Occidentale**, che insieme rappresentano il **19,8%** della **produzione globale** – tra cui **India** e **Giappone** contribuiscono rispettivamente al **7,4%** e al **4,6%** della produzione mondiale. L'America, con un contributo del **5,8%**, si colloca immediatamente alle **spalle del blocco europeo**.

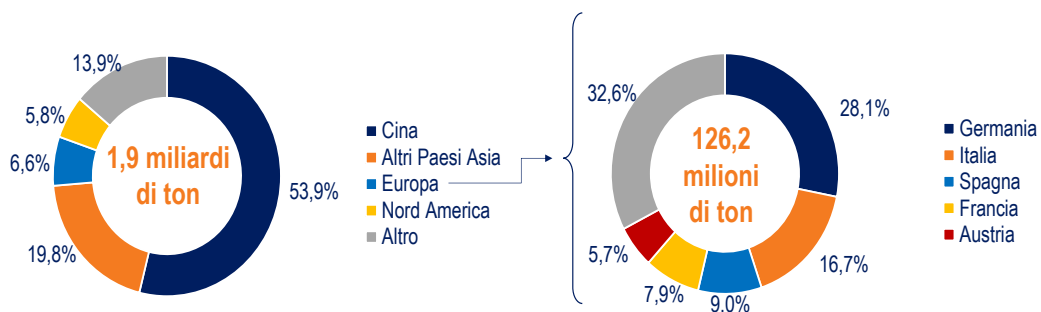


Figura 52. Quote di produzione di acciaio grezzo a livello mondiale (percentuale), 2023 – a sinistra – e quote di produzione di acciaio grezzo in Europa (percentuale), 2023 – a destra. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Steel Association e Eurofer, 2025*

219. All'interno del panorama europeo, che ha registrato una produzione complessiva di **126,2 milioni di tonnellate** di acciaio grezzo nel **2023**, l'Italia si conferma tra i principali **Paesi produttori**, con una quota del **16,7% del totale**. Tale dato la colloca in **seconda posizione a livello continentale** (preceduta dalla Germania con il 28,1%), davanti alla **Spagna** (9,0%) e alla **Francia** (7,9%), consolidando così il proprio **ruolo di riferimento** nel settore siderurgico europeo.
220. Il peso limitato dell'Europa nel panorama produttivo globale, unito alla forte concentrazione di volumi in Asia - e in particolare in Cina - espone l'industria siderurgica europea a una **competizione** basata non solo sui **costi**, ma anche su **standard ambientali** spesso meno stringenti. In questo contesto, la necessità di coniugare decarbonizzazione e competitività ha portato la Commissione Europea a varare, nel marzo 2025, lo **EU Steel and Metal Action Plan**, un pacchetto di interventi che mira a garantire energia a costi competitivi, rafforzare la protezione commerciale, prevenire il *carbon leakage*, promuovere il riciclo e accelerare gli investimenti in tecnologie *low-carbon*.

Focus UE: Steel and Metal Action Plan

L'obiettivo principale dell'EU Steel and Metals Action Plan è di **rafforzare la resilienza, la competitività e la sostenibilità delle catene del valore europee dell'acciaio e dei metalli** in un contesto di transizione verde, tensioni geopolitiche e crescente competizione globale. In particolare, il Piano mira a:

- promuovere contratti di acquisto di energia (PPA), tariffe agevolate e accesso rapido alla rete da parte delle industrie siderurgiche;
- rafforzare il meccanismo CBAM, con estensione prevista ai prodotti trasformati e nuove misure per **evitare pratiche di elusione e concorrenza sleale** da parte di produttori extra-UE;
- rafforzare le misure di protezione commerciale, valutando una **nuova salvaguardia post-2026** e proponendo la regola “*melted and poured*” per identificare l'**origine reale dei prodotti in metallo**;
- introdurre percentuali obbligatorie di **acciaio e alluminio riciclati per settore**, con possibili estensioni a edilizia ed elettronica;
- prevedere **criteri ambientali negli appalti pubblici**, 750 milioni di Euro in ricerca e innovazione e un *target* di 100 miliardi di Euro per finanziare progetti industriali *low-carbon*, con una prima asta pilota da 1 miliardo di Euro nel 2025.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.

221. Oltre al peso produttivo sul totale europeo, l'Italia si distingue anche per il **profilo tecnologico e ambientale** della sua industria siderurgica. In particolare, il Paese vanta un **know-how** consolidato nella **produzione di acciaio tramite forni elettrici**, che rappresentano oggi l'**84%** della **produzione nazionale di acciaio grezzo**. Questo dato è significativamente **superiore alla media europea (44%)** e **ancor più a quella mondiale (28%)**, evidenziando una **forte specializzazione in tecnologie a basse emissioni**. Tale configurazione rende l'Italia il **primo Paese tra i 15 principali produttori mondiali di acciaio**²⁵ per intensità di carbonio contenuta nella produzione, grazie proprio alla prevalenza di **processi più sostenibili** rispetto all'altoforno tradizionale alimentato a carbone.

²⁵ Dato non disponibile per Iran e Vietnam.

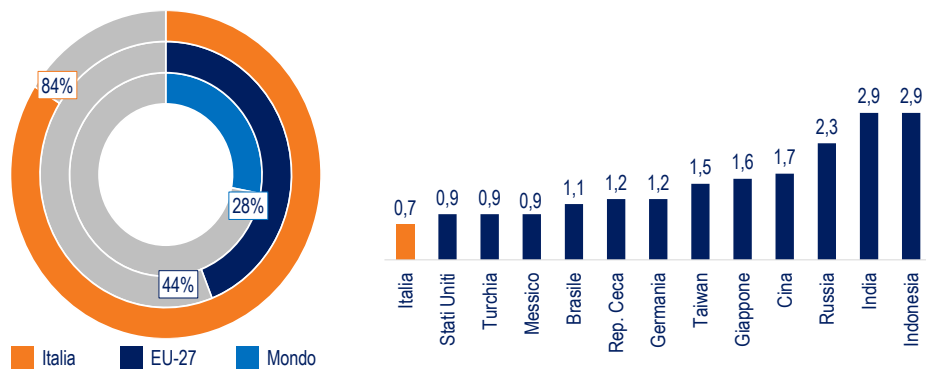


Figura 53. Produzione di acciaio da forno elettrico sul totale (percentuale sul totale), 2023– a sinistra – e Intensità emissiva dell'acciaio dei *top-15* produttori mondiali* (Ton CO2/Ton di acciaio prodotto), 2023 – a destra. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati World Steel Association ed Eurofer, 2025.

222. L'acciaio *green* è stato individuato come caso emblematico di produzione industriale a basse emissioni non solo in virtù della consolidata **specializzazione tecnologica dell'Italia** in questo comparto, ma anche per il suo **potenziale abilitante rispetto all'intera transizione energetica**. Tale rilevanza deriva dalla natura dell'acciaio come materiale strategico e trasversale, largamente impiegato in molteplici **tecnologie chiave della transizione** – dal fotovoltaico alle reti elettriche, dall'eolico alle infrastrutture per l'idrogeno – rendendolo un **asset cruciale** non solo per la **decarbonizzazione della siderurgia**, ma anche per il **successo complessivo della trasformazione energetica e industriale del Paese**.
223. L'analisi delle principali tecnologie abilitanti per la transizione energetica – tra cui fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico, bioenergie, solare termodinamico, veicoli elettrici, idrogeno, nucleare e reti elettriche – evidenzia infatti come l'**acciaio secondario²⁶ o a basse emissioni (green)** rappresenti una **risorsa strategica** per una quota significativa di queste filiere. In particolare, **sei su dieci** di queste tecnologie (fotovoltaico, solare termodinamico, idroelettrico, geotermico, bioenergie e reti elettriche) mostrano una **elevata compatibilità con l'impiego di acciaio green**, **tre tecnologie** risultano parzialmente compatibili (eolico, veicoli elettrici e idrogeno), e **una sola** – il nucleare – presenta un **grado di idoneità limitato** a causa dei **requisiti specifici** legati alla **qualità e certificazione dei materiali impiegati**.

²⁶ Per acciaio secondario si intende l'acciaio realizzato attraverso l'utilizzo di rottami e impianti a forno elettrico (EAF).

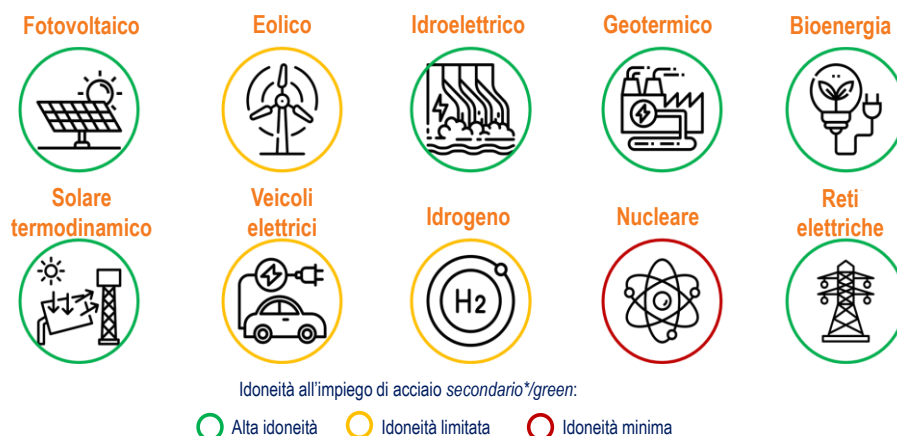


Figura 54. Tecnologie della transizione energetica in cui l'acciaio riveste un'elevata importanza strategica e grado di idoneità rispetto all'utilizzo di acciaio secondario (illustrativo). *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Commissione europea, 2025.*

224. Questa caratteristica distintiva conferisce all'industria siderurgica italiana un **potenziale vantaggio competitivo**, fondato su un **know-how consolidato** nella produzione di acciaio attraverso l'impiego di **forni elettrici** il cui ruolo può essere ulteriormente decarbonizzato attraverso gli interventi sul mix di generazione secondo quanto previsto dalla visione programmatica sancita nel capitolo 3 e sviluppata nei successivi. Tuttavia, affinché tale vantaggio possa essere **pienamente valorizzato** nel quadro della transizione energetica, è necessario **affiancarlo a politiche industriali mirate**, volte sia a sostenere la **domanda di prodotti decarbonizzati**, sia a garantire un accesso stabile e competitivo a fonti energetiche a basse emissioni, condizione abilitante per mantenere la sostenibilità economica della produzione.
225. Tuttavia, nonostante l'industria siderurgica europea e italiana sia considerata un settore strategico – non da ultimo all'interno dell'EU Steel and Metals Action Plan – persistono alcuni elementi critici che ne ostacolano l'evoluzione verso una produzione *green*. **Circa il 90% degli incentivi destinati al comparto siderurgico in Europa sono stati impiegati per incentivare l'offerta tecnologica** – ovvero lo sviluppo e l'adozione di tecnologie per la produzione di acciaio a basse emissioni – **senza misure concrete per stimolare la domanda** di tali prodotti *green* sul mercato. Questa lacuna si traduce in una carenza di segnali economici chiari per le imprese, che non trovano un mercato sufficientemente attrattivo per giustificare investimenti strutturali di lungo periodo. Emblematico in tal senso è il caso di ArcelorMittal, che, nonostante abbia beneficiato di oltre **2,9 miliardi di Euro di sostegni pubblici europei** tra il 2023 e il 2024, ha **sospeso** i progetti per la produzione di acciaio *green* in Francia e Spagna, segnalando **l'insufficienza della domanda** e **l'assenza di politiche adeguate** a incentivarla.
226. Infine, un'ulteriore criticità riguarda la **struttura attuale del meccanismo CBAM** (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), che, nella sua formulazione iniziale, **non include i prodotti finiti** all'interno dell'ambito di applicazione. Il CBAM – pensato per correggere le distorsioni competitive derivanti da importazioni di prodotti ad alta intensità

carbonica – si **applica attualmente solo alle materie prime e semilavorati**, lasciando però scoperta una parte significativa della filiera industriale. Questa esclusione genera **distorsioni di mercato**, in quanto consente l'ingresso nell'UE di prodotti finiti a basso costo ma ad alta intensità emissiva, mettendo ulteriormente **sotto pressione** la competitività dell'industria europea che **investe in processi decarbonizzati**. La Commissione Europea ha annunciato²⁷ che **entro la fine del 2025** deciderà sull'eventuale **estensione del meccanismo ai prodotti finiti**, elemento che sarà **cruciale** per garantire una **concorrenza equa lungo l'intera catena del valore**.

227. Ribilanciare il *focus* dell'incentivazione verso il lato della domanda appare oggi fondamentale per ridurre il **gap di prezzo** presente tra acciaio e acciaio *green*. Ad aprile 2025, infatti, l'acciaio *green* presenta un **prezzo medio pari a 800 Euro per tonnellata**, ovvero circa 200–300 Euro/tonnellata in più rispetto all'acciaio convenzionale. Tuttavia, i principali acquirenti si dichiarano **disponibili a riconoscere un sovrapprezzo medio di 100–150 Euro/tonnellata**²⁸, ossia circa la **metà** di quanto **richiesto dai produttori**. In tale contesto, è fondamentale l'introduzione di meccanismi che incentivino la **domanda**, riducano il **gap di mercato** e accelerino l'allineamento tra offerta e disponibilità a pagare i prodotti di acciaio *green*. La crescente attenzione dei grandi **player** industriali per la decarbonizzazione lungo *la supply chain* – come dimostrato dagli impegni di gruppi come GM, Volvo, Mercedes-Benz e Volkswagen, che puntano a utilizzare esclusivamente acciaio a zero emissioni entro il 2050 – evidenzia un'**opportunità strategica** per guidare questo cambiamento attraverso **politiche industriali mirate**.

Le linee d'azione per supportare la valorizzazione di produzioni di acciaio green in Italia

228. Per promuovere efficacemente lo sviluppo dell'acciaio *green* in Italia e valorizzare le competenze già presenti lungo la filiera nazionale, sono necessari interventi coordinati di politica industriale, fiscale ed energetica che si vadano ad inserire coerentemente con la visione strategica e programmatica per la transizione energetica delineata in questo Rapporto.

229. Di seguito sono riportati i lineamenti di linee d'azione strategiche a supporto dell'evoluzione delle produzioni di acciaio *green* in Italia:

- Introdurre **meccanismi di incentivazione della domanda di acciaio a basse emissioni**, anche aumentando il ricorso a strumenti di acquisto pubblico sostenibile (*Green Public Procurement*). L'inclusione di **criteri ambientali minimi**

²⁷ Nel marzo 2025 nell'ambito dello EU Steel and Metal Action Plan.

²⁸ “Transition to green steel in Europe, what went wrong?”, GMK Center, 2025.

(CAM) nei bandi pubblici, unitamente a **premialità nei codici appalti** per l'impiego di acciaio *green*, può infatti rappresentare un **volano per la creazione di un mercato stabile**, capace di assorbire la produzione e giustificare nuovi investimenti industriali;

- prevedere **meccanismi premiali fiscali o di semplificazione normativa** per le imprese che **impiegano acciaio a basse emissioni** nella propria produzione o nei propri progetti infrastrutturali. La revisione del **Codice degli Appalti** in chiave ambientale, con l'inserimento esplicito del valore ambientale dell'acciaio impiegato, può rappresentare una **leva per rafforzare il segnale di mercato**;
- favorire l'accesso **stabile e conveniente a fonti energetiche a basse emissioni**, in particolare energia elettrica rinnovabile, per le imprese energivore. È quindi prioritario agevolare la partecipazione dei settori energivori a **contratti di lungo termine** (PPA), **semplificare l'Energy Release**, rendendo più agevole l'accesso a tali strumenti e favorendone la diffusione tra le imprese energivore, e sviluppare infrastrutture e mercati che consentano l'integrazione efficace di tecnologie abilitanti come il nucleare, i sistemi CCS e gli accumuli energetici, fondamentali per ridurre i costi e garantire sicurezza nell'approvvigionamento;
- velocizzare **l'iter europeo relativo all'estensione del meccanismo CBAM ai prodotti finiti**, per evitare distorsioni di concorrenza a danno dei produttori europei impegnati nella decarbonizzazione. Solo un sistema equo e completo di aggiustamento al carbonio può **tutelare il valore ambientale dei prodotti green** e rafforzare la competitività della produzione interna;
- facilitare la **costituzione di partenariati pubblico-privati**, il sostegno a progetti dimostrativi su scala industriale e il **rafforzamento delle competenze nella ricerca e nell'ingegneria dei materiali** sono elementi chiave per consolidare un ecosistema nazionale dell'acciaio *green*.

PRINCIPALE BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), "The Path to a New Era for Nuclear Energy", 2025
- Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), "World Energy Outlook 2024", 2024
- Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), "World Energy Outlook 2023", 2023
- Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), "Italy 2023 – Energy Policy Review", 2023
- Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), "Global Status and Development of Nuclear Power Programmes, International Energy Authority", 2023
- Associazione Italiana Nucleare, "Position paper per una consapevole e articolata riconsiderazione dell'opzione nucleare in Italia", 2023
- Camera dei Deputati, "Il PNRR italiano. Un quadro di sintesi", 2025
- Corte dei Conti, "Relazione sullo stato di attuazione del PNRR", 2025
- Corte dei Conti, "Relazione sullo stato di attuazione del PNRR", 2024
- Corte dei Conti, "Relazione sullo stato di attuazione del PNRR", 2023
- Corte dei Conti, "Relazione sullo stato di attuazione del PNRR", 2022
- Commissione Europea, "National Energy Climate Plan in France", 2024
- Edison, Ansaldo Nucleare, ENEA, Politecnico di Milano, Nomisma Energia, "Il nuovo nucleare in Italia: perché, come, quando", 2024
- ENEA e Confindustria, "Lo sviluppo dell'energia nucleare nel mix energetico nazionale: le potenzialità per l'industria italiana degli SMR e degli AMR", 2025
- Energy & Strategy, "Renewables Energy Report 2024", 2025
- ENTSO-E, "Statistical Factsheet 2024", 2025
- European Commission, "Competitiveness Compass", 2025
- European Commission, "The European Green Deal", 2025
- European Commission, "NextGeneration EU – The road to 2026", 2025
- European Commission, "Executive Summary: JRC Strategy for its nuclear activities", 2023
- European Commission, "REpowerEU Plan", 2022
- European Commission, "'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality", 2021

- European Commission, “The European Green Deal”, 2019
- IAEA, “Licensing Process for the Construction, Commissioning and Operation of Nuclear Power Plants”, 2023
- IAEA, “Nuclear Power Reactors in the World”, 2023
- IAEA, “Nuclear–Renewable Hybrid Energy Systems”, 2022
- IAEA, “Small Modular Reactors: A New Design Paradigm”, 2022
- JRC, “Delivering the European Green Deal”, 2025
- IRENA, “Renewables Power Generation Costs”, 2024
- Istat, “Rapporto Annuale 2023 - La situazione del Paese”, 2023
- Legambiente, “Scacco matto alle rinnovabili”, 2025
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”, 2024
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, “Monitoraggio PNIEC”, 2025
- Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, “Programma Nazionale per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi”, 2019
- Ministry for the green transition and the demographic challenge, “Integrated National Energy and Climate Plan in Spain”, 2024
- NuclearEurope, “Annual Report 2023”, 2024
- NuclearEurope, “European SMR pre-Partnership Reports”, 2023
- Politecnico di Milano, “Italian Nuclear Supply Chain for Small Modular Reactors”, 2023
- Presidenza del Consiglio dei Ministri, “Sesta relazione sullo stato di attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resistenza”, 2025
- TEHA Group, “Osservatorio PNRR”, 2025
- TEHA Group e CVA “Renewable Thinking: Lo stato dell’arte delle rinnovabili in Italia: quali leve strategiche per accelerarne il dispiegamento nel Paese”, 2025
- TEHA Group, Edison e Ansaldo Nucleare “Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese. Il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività”, 2024
- TEHA Group, ENILab e SNAM “Il CCS: leva strategica per la decarbonizzazione e la competitività dell’Italia”, 2023

- TEHA Group e Edison “Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica”, 2023
- TERNA, “Annual Report”, 2023
- TERNA, “Piano di Sviluppo della Rete”, 2025

