



Think Tank
Transizione Energetica
RINNOVABILI

Powered by

CORE
THINKING CONNECTIONS

In knowledge partnership with

enel
Foundation

FEBBRAIO 2026

Lo stato delle rinnovabili in Italia il ruolo di fotovoltaico ed eolico

AUTORE DELLA RICERCA

POLIMI SCHOOL OF
MANAGEMENT

energy
& strategy

MEDIA PARTNER

TGR

CON IL PATROCINIO DI

MINISTERO DELL'AMBIENTE
E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Ministero
dell'Università
e della Ricerca

ENEA

ISTITUTO DI RICERCHE
TECNOPOLO
MEDITERRANEO
PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

Università
degli Studi
di Palermo

Politecnico
di Bari

Rai

Sommario

Nota metodologica	4
Executive Summary.....	6
Obiettivi del rapporto	12
1. L'assetto energetico a livello internazionale e nazionale	13
1.1. La sfida globale della decarbonizzazione.....	13
1.2. Il peso dell'energia a basse emissioni.....	14
1.3. I paesi leader nella transizione energetica	16
1.4. L'evoluzione della produzione elettrica tra 2000 e 2024: a livello internazionale e nazionale	17
2. Le rinnovabili in Italia: stato attuale e prospettive.....	20
2.1. L'Italia nel 2025: un sistema energetico in transizione	20
2.2. Il ruolo del fotovoltaico e dell'eolico	23
Approfondimento: Il meccanismo FER X Transitorio: struttura e risultati	26
3. La penetrazione delle rinnovabili e la dipendenza energetica dell'Italia	28
3.1. Il mix energetico dell'Italia.....	28
3.2. La penetrazione delle energie rinnovabili e l'evoluzione dei consumi energetici.....	31
3.2.1. I consumi finali lordi di energia nel comparto dei trasporti	31
3.2.2. I consumi finali lordi di energia nel comparto termico.....	34
3.2.3. I consumi finali lordi di energia nel comparto elettrico.....	35
3.3. L'evoluzione attesa della dipendenza energetica italiana	37
3.4. La visione di sintesi.....	40
4. L'impatto dello sviluppo delle rinnovabili sulle filiere e sulla creazione di nuova imprenditorialità in Italia	42
4.1. Il fotovoltaico	42
4.1.1. La catena del valore del fotovoltaico	42
4.1.2. La struttura dei costi del fotovoltaico	43
4.1.3. La produzione nazionale e la dipendenza dalle importazioni	45
4.1.4. La produzione italiana ed il valore aggiunto generato	46
4.1.5. Le aziende italiane attive nella filiera del fotovoltaico	47
4.2. L'eolico	50
4.2.1. La catena del valore dell'eolico.....	50

4.2.2.	La struttura dei costi dell'eolico	50
4.2.3.	La produzione nazionale e la dipendenza dalle importazioni	51
4.2.4.	La produzione italiana ed il valore aggiunto generato	52
4.2.5.	Le aziende italiane attive nella filiera dell'eolico	53
5.	Lo stato attuale e l'evoluzione attesa di fotovoltaico ed eolico a livello regionale	56
5.1.	Lo stato attuale	56
5.1.1.	La capacità installata di fotovoltaico ed eolico per regione	56
5.1.2.	L'evoluzione delle installazioni nel triennio 2023-2025.....	58
5.1.3.	La segmentazione degli impianti per taglia	59
5.2.	Gli obiettivi al 2030 e gli scenari prospettici	60
5.2.1.	Scenario ottimale	62
5.2.2.	Scenario pessimistico.....	63
5.3.	Il quadro normativo-regolatorio: aree idonee e zone di accelerazione.....	66
	Approfondimento: I tempi autorizzativi, una criticità a livello europeo	69
5.4.	L'autoconsumo diffuso in Italia	70
5.4.1.	La mappatura delle configurazioni di autoconsumo diffuso attive in Italia.....	70
5.4.2.	Le dinamiche regionali delle comunità energetiche: i casi di Puglia e Sicilia ...	75
5.5.	L'agrivoltaico	78
5.5.1.	Il quadro normativo e il sistema di incentivazione	78
5.5.2.	Le prospettive di sviluppo.....	79
6.	Raccomandazioni per il policymaker	81
	ANNEX: Normativa	83
	A.N.1 Decreto Legge 175/2025 “Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e produzione di energia da fonti rinnovabili” convertito nella Legge n°4/2026	83
	ANNEX: Puglia: le energie rinnovabili.....	86
	A.P.1 Quadro normativo e regolatorio della Regione Puglia in materia di energie rinnovabili	86
	A.P.2 La diffusione di fotovoltaico ed eolico in Puglia.....	87
	A.P.3 Dimensioni di espansione	92
	A.P.4 Aree idonee e aree di accelerazione	93
	A.P.5 La rete elettrica come infrastruttura della transizione regionale e nazionale	97
	A.P.6 CER in Puglia	98

A.P.7 Costi di implementazione delle energie rinnovabili in Puglia.....	100
A.P.8 Principali progetti e attori del rinnovabile in Puglia.....	101
A.P.9 Innovazione tecnologica in Puglia	104
A.P.10 Bibliografia	105
ANNEX: Tecnologia: Impatti ambientali di ciclo di vita delle FER.....	107
A.T.1 Introduzione	107
A.T.2 Tecnologie alimentate da fonti rinnovabili esaminate	108
A.T.3 Impatti ambientali di ciclo di vita	110
A.T.3.1 Effetto serra.....	111
A.T.3.2 Esaurimento dei combustibili fossili	113
A.T.3.3 Esaurimento di minerali e metalli	114
A.T.3.4 Acqua	115
A.T.3.5 Acidificazione ed eutrofizzazione	116
A.T.3.6 Formazione di ossidanti fotochimici e distruzione dello strato di ozono.....	118
A.T.3.4 Conclusioni	119
A.T.3.5 Bibliografia.....	121

Nota metodologica

Il Think Tank Transizione energetica promosso da CORE in Knowledge Partnership con Enel Foundation ha l'obiettivo di contribuire a una comprensione approfondita e strutturata dello stato della transizione energetica in Italia con particolare riferimento, in questo documento, alle fonti energetiche rinnovabili, alle condizioni che ne influenzano l'effettiva realizzazione e alle implicazioni strategiche ed economiche connesse a tale processo.

La transizione energetica rappresenta una trasformazione complessa che investe simultaneamente il sistema produttivo, le politiche pubbliche, i territori e i comportamenti sociali. Per questa ragione, CORE ha adottato un'impostazione metodologica che supera una lettura esclusivamente tecnica o settoriale, privilegiando un approccio integrato capace di tenere insieme analisi dei dati, ascolto degli stakeholder e confronto con i contesti territoriali.

Il rapporto "Lo stato delle rinnovabili in Italia", realizzato dal gruppo di ricerca Energy & Strategy, del Politecnico di Milano in collaborazione con Enel Foundation fornisce il quadro di riferimento quantitativo e interpretativo entro cui si colloca l'intero percorso di analisi e confronto con gli stakeholder, offrendo una lettura integrata dei principali fattori che condizionano il percorso di decarbonizzazione del Paese.

L'analisi, fondata sullo studio e rielaborazione di dati ufficiali provenienti da fonti nazionali e internazionali – tra cui Terna, GSE, IEA, Eurostat, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - consente di individuare trend strutturali, ritardi accumulati e traiettorie di sviluppo coerenti o divergenti rispetto agli obiettivi delineati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

In particolare, l'analisi quantitativa ha riguardato:

- l'evoluzione del mix energetico nazionale e della produzione elettrica;
- la crescita e la distribuzione delle fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti;
- il confronto tra i livelli attuali di penetrazione delle FER e i target al 2030;
- l'andamento della dipendenza energetica dall'estero;
- la struttura delle filiere del fotovoltaico e dell'eolico e il loro contributo in termini di valore aggiunto.

Il report presenta, inoltre, una sezione di raccomandazioni per il policymaker, un compendio che raccoglie il punto di vista di una pluralità di esperti di settore, stakeholder istituzionali e industriali coinvolti nei processi di sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Le interviste sono state condotte attraverso un questionario volto ad indagare le principali sfide e opportunità della transizione energetica, le condizioni necessarie per massimizzare le ricadute industriali e occupazionali, ridurre la dipendenza energetica dall'estero, garantire una gestione equilibrata del territorio e superare le barriere normative, economiche e sociali ancora presenti.

Il report è altresì arricchito dai contributi di ricerca forniti dal Politecnico di Bari e dal Tecnopolo Mediterraneo per lo sviluppo sostenibile (Sezione ANNEX: Puglia: le energie rinnovabili) e dall'Università degli Studi di Palermo, Centro di Sostenibilità e Transizione Ecologica – Università di Palermo (Sezione ANNEX: Tecnologia: impatti ambientali di ciclo di vita delle FER).

Il lavoro del Think Tank si è sviluppato all'interno di un quadro di riconoscimento e collaborazione istituzionale, che ne rafforza il carattere pubblico, la credibilità scientifica e il ruolo di piattaforma di confronto aperta e trasversale.

Le attività del Think Tank hanno ottenuto il patrocinio di istituzioni ed enti di primo piano nel panorama nazionale della ricerca, dell'innovazione e delle politiche ambientali, a testimonianza della rilevanza dei temi affrontati e della qualità dell'impostazione adottata.

In particolare, il percorso è patrocinato da:

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)
- Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR)
- Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)
- Università degli Studi di Palermo
- Tecnopolo Mediterraneo per lo sviluppo sostenibile

I lavori sono stati supervisionati dal Comitato di Indirizzo, composto da:

- Lorenzo Ardito – Docente di Economia e Management dell'Energia, Politecnico di Bari
- Giorgio Boneschi – Direttore Generale, Elettricità Futura
- Maurizio Cellura – Direttore Centro di Sostenibilità e Transizione Ecologica, Università di Palermo
- Vittorio Chiesa – Direttore Gruppo di Ricerca Energy & Strategy, Presidente Graduate School of Management, Politecnico di Milano
- Paola Delli Veneri – Capo Divisione Solare Fotovoltaico, ENEA
- Gaetano Evangelisti – Responsabile Associazioni Stakeholder e Politiche Territoriali, Enel Italia
- Maria Alessandra Gallone – Consigliere delegato Ministro dell'Università della Ricerca e dell'Alta Formazione Artistica
- Giulia Genuardi – Managing Director, Fondazione Enel
- Valentina Parisi – Esperto in materia di sostenibilità ed economia circolare, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)
- Eleonora Petrarca – Head of Business Development Italy, Enel Green Power
- Antonio Messeni Petruzzelli – Presidente, Istituto di Ricerche Tecnopolo Mediterraneo per lo Sviluppo Sostenibile
- Marco Ravazzolo – Direttore Politiche per l'Ambiente, l'Energia e la Mobilità, Confindustria
- Bianca Maria Vaglieco – Direttrice Istituto di Scienze e Tecnologie per l'Energia e la Mobilità Sostenibili, CNR

Executive Summary

Il presente rapporto analizza lo stato di avanzamento delle fonti energetiche rinnovabili in Italia, collocando l'evoluzione del sistema energetico nazionale all'interno delle più ampie dinamiche della transizione energetica globale ed europea. L'obiettivo è valutare la coerenza tra traiettorie osservate, obiettivi di policy e implicazioni industriali, territoriali e di sicurezza energetica, offrendo una lettura integrata dei principali fattori che condizionano il percorso di decarbonizzazione del Paese.

A livello internazionale, la transizione verso un sistema energetico a basse emissioni si configura come una sfida di portata storica. Circa tre quarti delle emissioni globali di gas serra sono riconducibili alla produzione e all'uso di energia da combustibili fossili, rendendo strutturale e non più rinviabile la necessità di una loro progressiva sostituzione con fonti rinnovabili e, in alcuni contesti, con l'energia nucleare. Tuttavia, l'analisi dei dati mostra come, nonostante la crescita molto rapida delle fonti rinnovabili negli ultimi due decenni, l'aumento complessivo della domanda energetica mondiale continui a sostenere livelli elevati di consumo di petrolio, carbone e gas naturale. Ne deriva un paradosso centrale della transizione globale: la quota di energia a basse emissioni cresce, ma le emissioni assolute non diminuiscono con la velocità necessaria a conseguire gli obiettivi climatici.

Il contesto europeo e italiano presenta caratteristiche differenti. In Europa, e in misura ancora più marcata in Italia, la riduzione dei consumi energetici complessivi, favorita da dinamiche demografiche, trasformazioni del sistema produttivo ed efficientamento energetico, ha reso possibile un più deciso ridimensionamento delle fonti fossili e una crescita significativa delle rinnovabili in termini relativi e assoluti. In questo quadro, l'Italia si colloca tra i Paesi che hanno compiuto progressi rilevanti nella decarbonizzazione, pur permanendo criticità strutturali che ne condizionano la capacità di raggiungere gli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

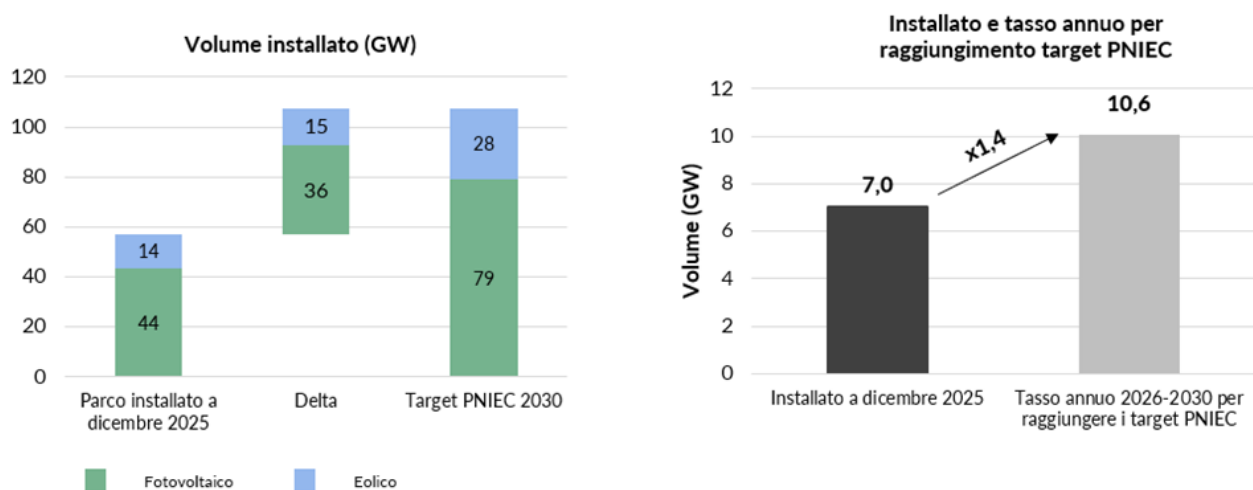
L'analisi dell'evoluzione della produzione elettrica evidenzia come il settore elettrico rappresenti il comparto più avanzato del processo di transizione energetica nazionale. Negli ultimi vent'anni, il peso delle fonti fossili nella generazione elettrica italiana si è ridotto in modo significativo, mentre le rinnovabili hanno conosciuto una crescita rapida e sostenuta. Nel 2025, le fonti rinnovabili hanno coperto oltre il 40% della domanda elettrica nazionale e, per la prima volta, il fotovoltaico è diventato la principale fonte rinnovabile, superando l'idroelettrico. Questo risultato segna una discontinuità storica nella struttura del mix elettrico italiano e riflette la maturazione tecnologica e industriale del solare, nonché l'efficacia degli strumenti di supporto adottati nel tempo.

Parallelamente, la diffusione delle rinnovabili sta modificando in profondità l'architettura del sistema elettrico. Il modello tradizionale, centralizzato e basato su grandi impianti di generazione programmabile, lascia progressivamente spazio a un sistema più distribuito, caratterizzato da una molteplicità di impianti di piccola e media taglia, dall'autoproduzione e dall'emergere di nuove figure come i prosumer. In questo contesto, le comunità energetiche

rinnovabili e le configurazioni di autoconsumo diffuso assumono un ruolo crescente non solo nella produzione di energia, ma anche nella gestione della domanda, nella riduzione delle perdite di rete e nel rafforzamento del legame tra transizione energetica e sviluppo territoriale.

Nonostante questi progressi, il confronto con gli obiettivi del PNIEC 2030 evidenzia un disallineamento significativo. La capacità rinnovabile installata in Italia, pari a circa 83,5 GW, rimane distante dal target di 131 GW previsto al 2030, di cui 107 GW attribuibili a fotovoltaico ed eolico. Le due tecnologie mostrano dinamiche differenti. Il fotovoltaico rappresenta il pilastro della crescita rinnovabile nazionale. L'eolico, invece, evidenzia un ritardo strutturale molto più marcato: le installazioni annuali risultano largamente insufficienti e richiederebbero un'accelerazione senza precedenti per allinearsi alle traiettorie del PNIEC.

Le installazioni complessive di fotovoltaico ed eolico nel 2025: volume e tasso di crescita annuo per il raggiungimento del target PNIEC. Fonte: Terna.

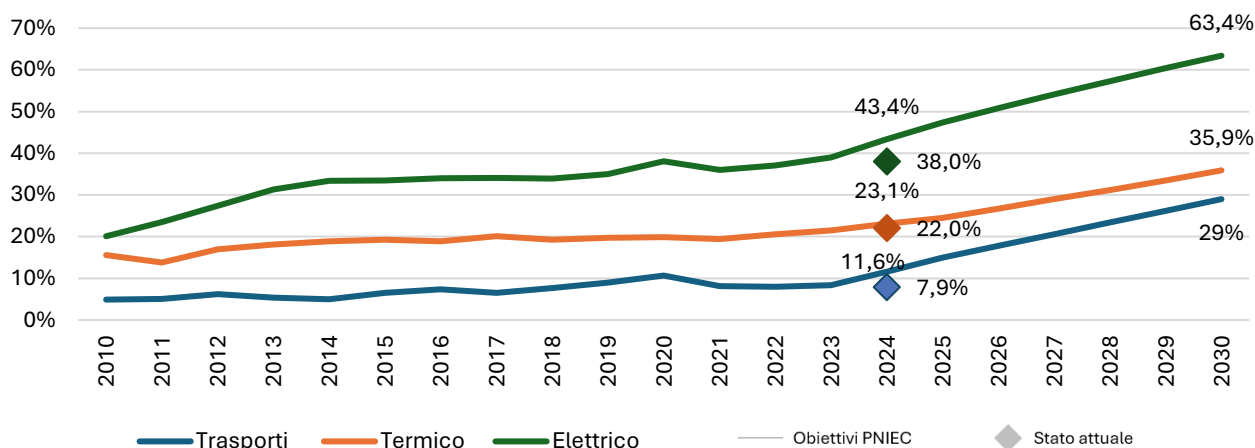


Gli scenari prospettici elaborati nel rapporto mostrano con chiarezza che lo scenario tendenziale, basato sulla prosecuzione delle dinamiche recenti, non consente di colmare il divario esistente. Solo uno scenario ottimistico, fondato su una piena ed efficace attuazione dei meccanismi di supporto, su una significativa semplificazione dei processi autorizzativi e su una filiera industriale in grado di sostenere volumi di installazione molto più elevati, appare compatibile con il raggiungimento dei target al 2030. In assenza di tali condizioni, il rischio è quello di un progressivo slittamento degli obiettivi, con conseguenze negative sia sul piano climatico sia su quello della sicurezza energetica.

L'analisi dei consumi finali lordi per settore evidenzia come la transizione proceda a velocità fortemente differenziate. Il settore elettrico mostra una dinamica relativamente avanzata, mentre i comparti dei trasporti e degli usi termici rimangono fortemente ancorati ai combustibili fossili. In particolare, i trasporti rappresentano il principale nodo critico della decarbonizzazione italiana: nonostante i primi segnali di diffusione della mobilità elettrica e dei carburanti alternativi, la quota di fonti rinnovabili rimane molto distante dagli obiettivi del PNIEC. Questa lentezza strutturale incide direttamente sulla dipendenza energetica del Paese,

che continua a importare circa il 79% del proprio fabbisogno energetico, esponendosi alla volatilità dei mercati internazionali e alle tensioni geopolitiche.

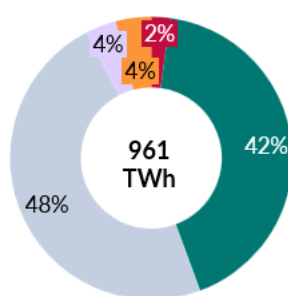
La quota di FER nei mix energetici per settore al 2024 e scenario PNIEC al 2030.



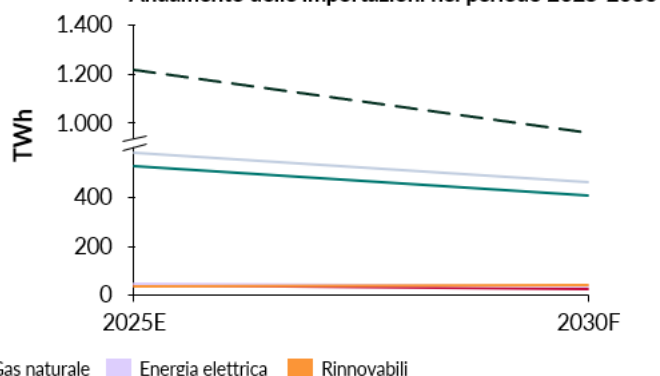
Le proiezioni al 2030 indicano una possibile riduzione significativa della dipendenza dall'estero, trainata dalla crescita delle rinnovabili e dalla contrazione delle importazioni di petrolio e gas naturale. Tuttavia, tale riduzione non è automatica: essa presuppone un'accelerazione sostanziale dello sviluppo delle fonti rinnovabili, un rafforzamento dell'efficienza energetica e una trasformazione più rapida dei settori a maggiore intensità fossile. In questo senso, la transizione energetica si configura non solo come una politica climatica, ma come una componente essenziale della strategia di sicurezza nazionale.

Le importazioni al 2030, scenario PNIEC. Fonte: PNIEC.

Importazioni al 2030 - PNIEC



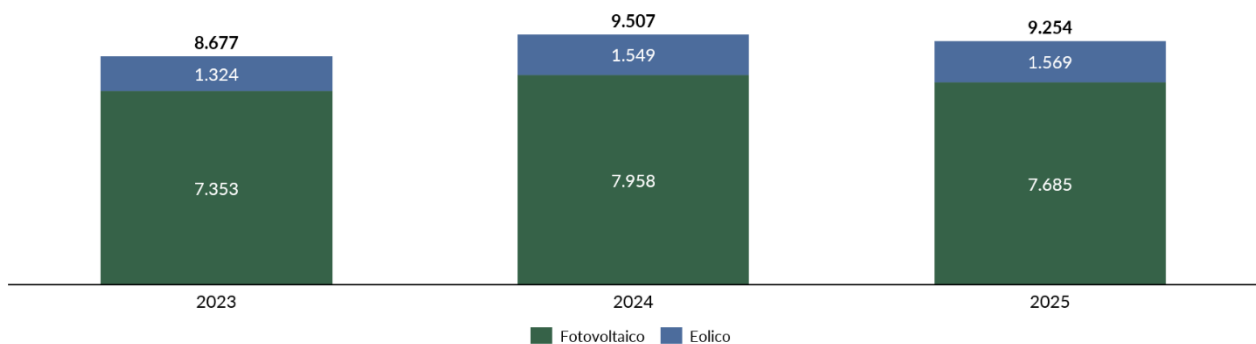
Andamento delle importazioni nel periodo 2025-2030



L'analisi delle filiere industriali del fotovoltaico e dell'eolico evidenzia le ricadute economiche e occupazionali, con un mercato che in Italia vale oltre 9 miliardi di euro. Nel fotovoltaico emerge un mercato maturo e di dimensioni rilevanti, caratterizzato da una forte presenza di imprese italiane nelle fasi di sviluppo, costruzione, gestione e manutenzione degli impianti. Tuttavia, la produzione dei componenti principali, in particolare moduli e inverter, rimane fortemente dipendente dalle importazioni, concentrando all'estero una quota significativa del

valore complessivo. Nell'eolico, questa dipendenza risulta ancora più accentuata, soprattutto per le turbine e i componenti, mentre la creazione di valore nazionale si concentra prevalentemente nei servizi e nelle attività operative. In entrambi i casi, il valore aggiunto generato in Italia è significativo ma inferiore al potenziale, suggerendo l'esistenza di ampi margini di rafforzamento industriale, anche in una prospettiva europea di autonomia strategica sulle tecnologie della transizione. Dal punto di vista climatico, l'impronta è guidata soprattutto dall'hardware: nel fotovoltaico i pannelli possono rappresentare fino al 77% delle emissioni lungo l'intero ciclo di vita; nell'eolico, invece, l'acciaio della turbina incide per il 41–51% e sono proprio questi componenti oggi poco presidiati dalla filiera nazionale, riducendo la capacità di intervenire rapidamente sull'impatto tramite la filiera domestica.

Il mercato del fotovoltaico ed eolico generato in Italia [Mln €]



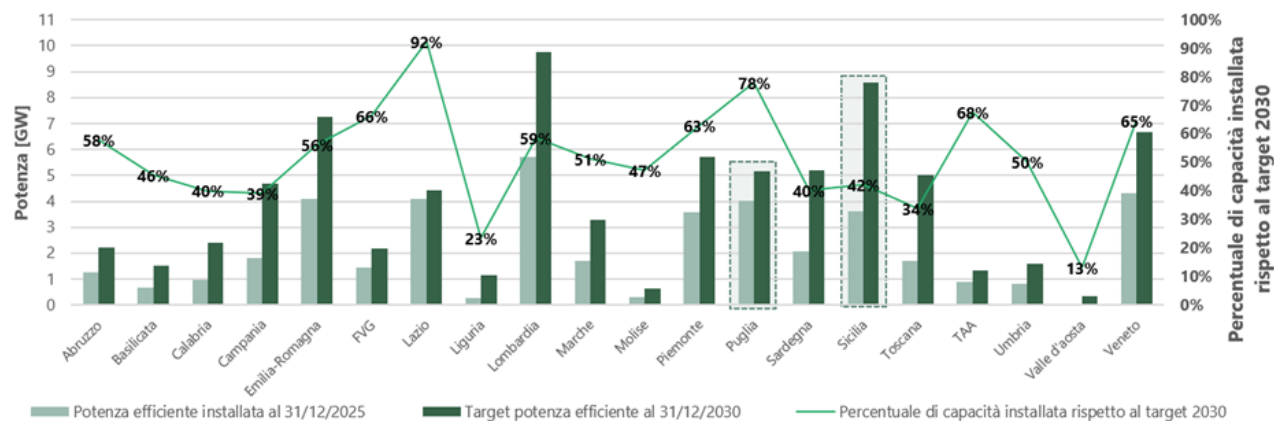
Lo sviluppo del fotovoltaico mostra una marcata eterogeneità territoriale. Le regioni del Sud e delle Isole concentrano una quota rilevante del potenziale solare nazionale, ma il contributo alla capacità installata complessiva risulta più distribuito sull'intero territorio, con una presenza significativa anche nel Centro-Nord. In queste aree, inoltre, la diffusione del fotovoltaico è sostenuta in larga misura da impianti di piccola e media taglia, integrati nei contesti urbani e produttivi, e si accompagna a una rapida crescita delle configurazioni di autoconsumo diffuso e delle comunità energetiche rinnovabili.

Nel quadro regionale, la Puglia è un caso rilevante per dinamismo e complessità essendo uno dei principali hub energetici nazionali, con circa 8 GW di capacità rinnovabile installata e un ruolo di esportatore netto di energia. Considerando il PEAR e le proiezioni di capacità installata al 2030, nonché la pipeline di richieste di connessione (che ad oggi supera i 93 GW), emerge una forte attrattività della regione, che rende opportuna una selezione rigorosa dei progetti e un più stretto allineamento tra sviluppo degli impianti, pianificazione territoriale e potenziamento della rete. Le aree idonee e le zone di accelerazione introdotte dalla Regione mirano a orientare la crescita verso soluzioni compatibili e di qualità. La sfida è trasformare il potenziale autorizzativo in capacità effettivamente realizzata, sostenibile e integrata nel sistema nazionale.

In termini di avanzamento delle installazioni, in relazione ai target al 2030 definiti nello scenario ottimistico, nel quale gli obiettivi FER assegnati alle regioni dal decreto sulle aree idonee sono

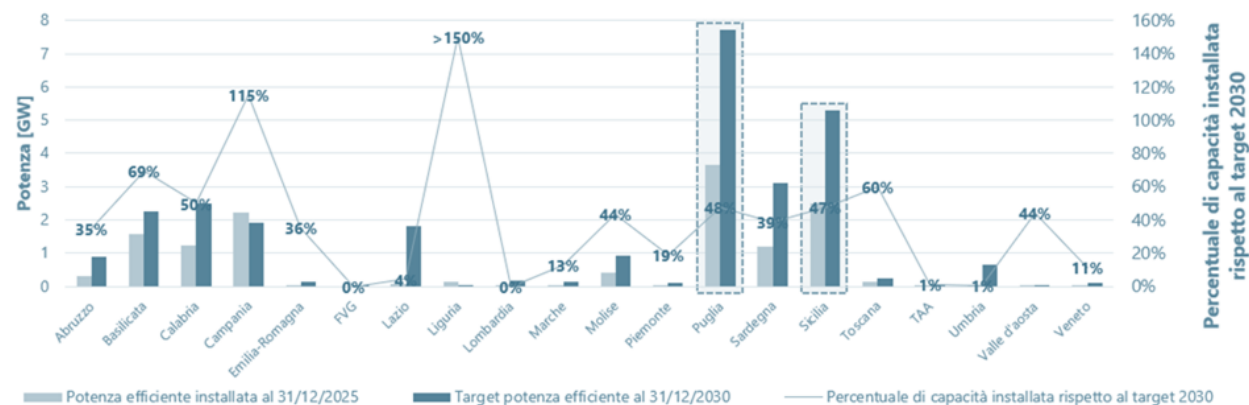
ripartiti tra eolico e fotovoltaico secondo gli scenari 2030 Terna-Snam, la maggior parte delle regioni ha raggiunto circa il 50 per cento delle installazioni previste. In tale quadro, alcune regioni mostrano tuttavia un livello di avanzamento particolarmente significativo.

Capacità fotovoltaica attualmente installata e confronto rispetto ai target 2030 per lo scenario ottimale



Lo sviluppo dell'eolico presenta una concentrazione territoriale più marcata e una maggiore dipendenza da fattori geografici, infrastrutturali e autorizzativi. Il Sud e le Isole rappresentano il baricentro del potenziale eolico nazionale, grazie a condizioni meteorologiche favorevoli e alla disponibilità di siti idonei, anche se non sempre mostrano un livello di avanzamento coerente con i target assegnati. Sul piano ambientale, per massimizzare i benefici climatici a parità di MW installati, l'eolico è in media la scelta più "pulita" tra le principali FER con un impatto 2-5 volte inferiore al fotovoltaico.

Capacità eolica attualmente installata e confronto rispetto ai target 2030 per lo scenario ottimale



La complessità e la durata delle procedure autorizzative in Italia fanno sì che un numero elevato di progetti in fase di sviluppo non si traduca automaticamente in nuova capacità installata. A ciò contribuiscono tempi amministrativi prolungati, la disponibilità limitata dei contingenti incentivanti e un quadro normativo talvolta incerto. In questo contesto, risulta evidente l'esigenza di un maggiore coordinamento tra strumenti di policy, pianificazione territoriale e capacità amministrativa.

Nel complesso, il quadro che emerge è quello di una transizione energetica avviata e strutturalmente irreversibile, ma ancora insufficiente in termini di velocità e profondità. I progressi compiuti nel settore elettrico e nello sviluppo delle rinnovabili non sono ancora in grado di compensare i ritardi accumulati in altri comparti e di garantire, nel breve-medio periodo, una riduzione significativa della dipendenza energetica e delle emissioni. Il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC richiederà un rafforzamento della governance pubblica, maggiore stabilità e chiarezza del quadro normativo, una pianificazione territoriale più efficace e un'integrazione più stretta tra politiche energetiche, industriali e di sviluppo locale.

In questa prospettiva, la transizione energetica non può essere interpretata esclusivamente come un adempimento agli obblighi climatici europei, ma come una leva strategica per ripensare il modello di sviluppo del Paese. Accelerare lo sviluppo delle rinnovabili significa ridurre la vulnerabilità energetica, trattenere valore economico sul territorio nazionale, rafforzare le filiere industriali e contribuire alla costruzione di un sistema energetico più resiliente, sostenibile e competitivo nel lungo periodo.

Obiettivi del rapporto

Il rapporto si propone di offrire un quadro dello sviluppo delle rinnovabili in Italia, evidenziando ed analizzando alcune tra le principali implicazioni che tale sviluppo comporta. Il rapporto parte offrendo un inquadramento della transizione energetica in atto nel nostro paese, descrivendo lo stato e l'evoluzione del sistema energetico italiano e mettendo in evidenza la portata della decarbonizzazione e il reale peso delle fonti a basse emissioni a confronto con lo scenario internazionale.

La ricostruzione della produzione elettrica dal 2000 al 2024 permette di collocare il ruolo attuale delle rinnovabili nel quadro italiano. L'analisi studia in maggiore profondità il quadro delle installazioni relativo a fotovoltaico e eolico, le due fonti su cui a livello nazionale e, più in generale, a livello internazionale, si basa la transizione del comparto elettrico. Si analizzano lo sviluppo recente, le caratteristiche del mercato, l'avanzamento delle installazioni e i fattori di crescita necessari per raggiungere gli obiettivi prefissati al 2030 dal PNIEC.

Vengono esaminati il mix energetico italiano, il livello di dipendenza dall'estero e la trasformazione dei consumi nei settori trasporti, termico ed elettrico in relazione agli obiettivi del PNIEC, mostrando come l'evoluzione delle rinnovabili influisca sulla sicurezza energetica del Paese.

Il rapporto approfondisce la struttura industriale collegata alle rinnovabili, illustrando la catena del valore di fotovoltaico ed eolico, la composizione dei costi, la dipendenza dalle importazioni e il contributo delle imprese italiane nella produzione e nei servizi. L'analisi evidenzia le ricadute economiche e il livello di specializzazione presente nelle aziende facenti parte delle rispettive catene del valore.

In chiusura, viene fornita una lettura dettagliata dei quadri regionali: distribuzione della capacità installata, differenze territoriali nelle tecnologie prevalenti, andamento delle installazioni recenti, scenari prospettici al 2030, configurazioni di autoconsumo attive, dinamiche delle comunità energetiche e avanzamento dell'agrivoltaico. Questa mappatura mette in evidenza le regioni più dinamiche, le aree a maggiore potenziale e i diversi modelli di sviluppo che stanno emergendo sul territorio italiano.

1. L'assetto energetico a livello internazionale e nazionale

1.1. La sfida globale della decarbonizzazione

La produzione di energia rappresenta il fulcro del problema climatico. Circa tre quarti delle emissioni globali di gas serra derivano infatti dalla combustione di combustibili fossili. La transizione verso un sistema energetico a basse emissioni non è quindi una possibilità, ma una necessità: per ridurre in modo significativo le emissioni, è necessario progressivamente abbandonare carbone, petrolio e gas, sostituendoli con un mix dominato da fonti rinnovabili e dall'energia nucleare.

L'immagine del mix energetico a cui siamo abituati oggi, una combinazione di carbone, petrolio, gas, nucleare, idroelettrico, solare, eolico e biocarburanti, è relativamente recente. Per secoli l'energia è stata prodotta attraverso pochissime fonti e le transizioni energetiche avvenivano con estrema lentezza. La rapidità richiesta oggi è invece senza precedenti nella storia: in poche decine d'anni dovremmo modificare in profondità la struttura energetica che ha sostenuto due secoli di sviluppo economico globale.

Oggi, a livello mondiale¹, il petrolio continua a essere la principale fonte energetica, seguito da carbone, gas naturale e idroelettrico. Le altre fonti rinnovabili stanno crescendo con velocità notevole, pur partendo da una quota ancora contenuta. Tra il 2000 e il 2024 il consumo mondiale di energia primaria è aumentato del 60%, superando 175 kTWh, un incremento che riflette sia la crescita economica sia l'aumento della popolazione mondiale.

La situazione europea e italiana è diversa. I consumi complessivi mostrano una tendenza alla riduzione: -6% in Europa e -20% in Italia nello stesso periodo, con valori pari rispettivamente a 28,9 kTWh e 1,7 kTWh. L'energia primaria considerata comprende l'elettricità, i trasporti e il riscaldamento, includendo anche le perdite e le inefficienze del sistema.

L'evoluzione del mix per fonte evidenzia tendenze divergenti tra i diversi contesti geografici. A livello internazionale, il forte aumento della domanda ha comportato una crescita in termini assoluti di tutte le principali fonti fossili (petrolio +29%, carbone +67%, gas naturale +72%). Le rinnovabili, pur partendo da livelli inferiori, sono cresciute in modo ancora più marcato (+212%), mentre il nucleare ha registrato una lieve contrazione.

In Europa, la riduzione dei consumi totali è accompagnata da una drastica diminuzione del carbone (-52%), un arretramento di petrolio e nucleare, una sostanziale stabilità del gas, e un forte aumento delle rinnovabili (+126%). Il caso italiano segue una traiettoria analoga, con una diminuzione più marcata delle fonti fossili, petrolio (-37%), carbone (-81%), gas (-13%) e una crescita ancora più forte delle rinnovabili (+145%).

¹ Fonte: Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2025); Smil (2017) – with major processing by Our World in Data

Measured in terms of primary energy¹ using the substitution method².

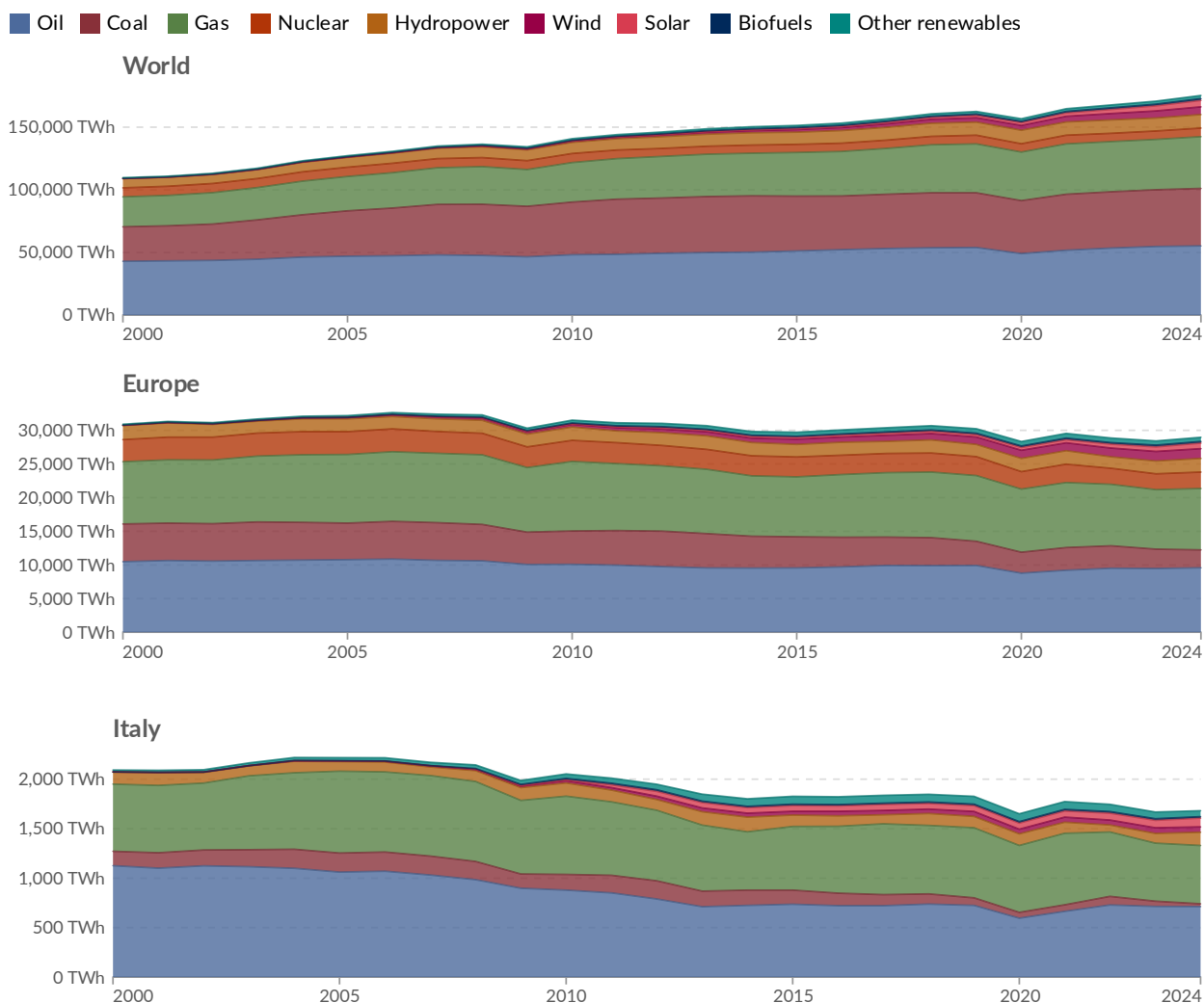


Figura 1 Consumo energetico per fonte 2000 – 2024, a livello internazionale, Europeo e Italiano. Fonte: Our world in data.

1.2. Il peso dell'energia a basse emissioni

Per comprendere la portata della sfida è fondamentale guardare alla quota di energia globale già prodotta da fonti a basse emissioni. Oggi, circa un sesto dell'energia primaria mondiale proviene da rinnovabili e nucleare. Le componenti principali sono ancora idroelettrico e nucleare, mentre eolico e solare stanno crescendo rapidamente, soprattutto dopo il 2010, grazie alla riduzione del costo della tecnologia e a politiche di sostegno.

Pur con differenze rilevanti tra lo scenario internazionale e nazionale, alcune tendenze sono condivise nel periodo 2000 - 2024. Il petrolio è in calo come incidenza nei mix (-8% a livello internazionale, -1% in Europa, -11% in Italia), mentre il gas naturale resta una componente importante, con variazioni percentuali contenute ma con un ruolo crescente nella stabilizzazione dei sistemi elettrici. Il carbone rimane centrale a livello globale (26% del mix) nonostante il suo forte declino in Europa (9%) e in Italia (2%). In parallelo, le rinnovabili sono la

componente che cresce più rapidamente ovunque: tra il 2000 e il 2024 la loro incidenza aumenta di 7 punti percentuali a livello internazionale, 10 in Europa e 14 in Italia, rappresentando nel 2024 nei rispettivi mix energetici il 15%, 22% e 21%.

Measured in terms of primary energy¹ using the substitution method².

Oil Coal Gas Nuclear Hydropower Wind Solar Biofuels Other renewables

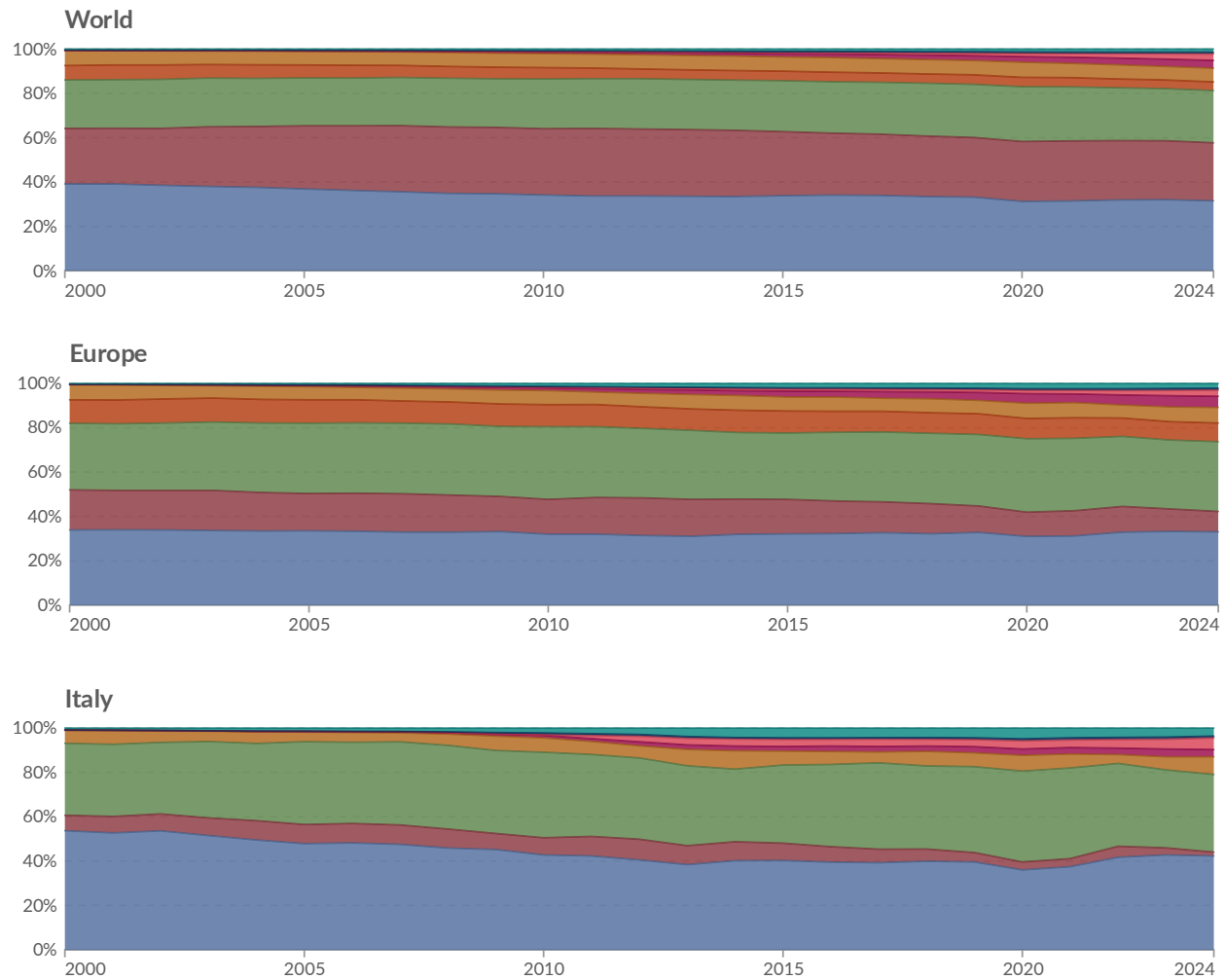


Figura 2 Ripartizione percentuale del consumo energetico per fonte 2000 – 2024, a livello internazionale, Europeo e Italiano. Fonte: Our world in data.

1.3. I paesi leader nella transizione energetica

Nonostante a livello globale i progressi siano ancora insufficienti, alcuni Paesi stanno dimostrando che una profonda decarbonizzazione è possibile. Molti di questi Stati, spesso tra i più avanzati dal punto di vista economico e tecnologico, hanno ridotto significativamente la propria dipendenza dai combustibili fossili, aumentando la quota di energia prodotta da rinnovabili e nucleare. Le loro traiettorie mostrano che la transizione non è solo auspicabile, ma tecnicamente e industrialmente realizzabile.

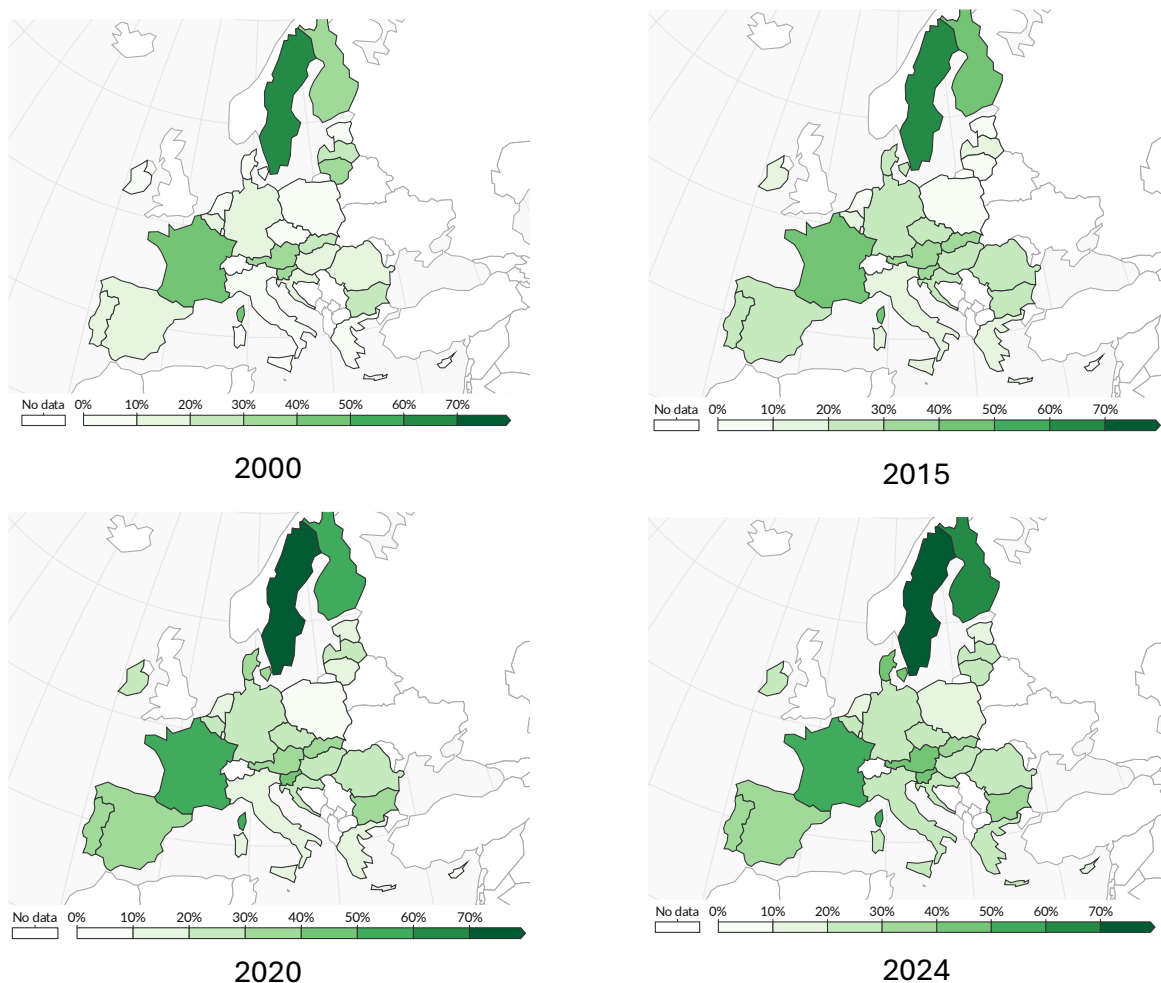


Figura 3 Evoluzione della penetrazione di FER in Europa negli anni: 2000 – 2015 – 2020 – 2024.

La transizione globale, tuttavia, procede a un ritmo più lento rispetto alle necessità climatiche. Anche se la quota di energia pulita cresce, il consumo complessivo di energia continua ad aumentare. Negli ultimi anni la domanda è salita così rapidamente che rinnovabili e nucleare non sono riusciti contemporaneamente a soddisfare il nuovo fabbisogno e a sostituire in misura significativa le fonti fossili esistenti. È importante ricordare che l'atmosfera non misura percentuali, ma quantità assolute di CO₂: finché le emissioni continueranno a crescere in valore assoluto, il clima continuerà a riscaldarsi.

1.4. L'evoluzione della produzione elettrica tra 2000 e 2024: a livello internazionale e nazionale

Analizzando nel dettaglio l'evoluzione della produzione di energia elettrica tra il 2000 e il 2024 nel contesto internazionale e nazionale, emergono dinamiche molto differenti. A livello globale, la produzione elettrica è più che raddoppiata nell'arco di vent'anni, evidenziando una crescita superiore al 100%, raggiungendo 31 kTWh. Questo aumento massiccio trova però un corrispettivo molto più contenuto nel caso europeo, dove la produzione è cresciuta di appena il 7% (4,5 kTWh), mentre in Italia si osserva addirittura una lieve riduzione, pari al -2%, raggiungendo nel 2024 264 TWh.

Se guardiamo al mix di generazione, notiamo come nel 2000 la produzione elettrica fosse dominata in tutti i perimetri dalle fonti fossili. Questa impostazione è rimasta sostanzialmente invariata, anche se con un peso in graduale diminuzione. A livello mondiale, le fonti fossili rappresentavano il 65% del mix nel 2000 e oggi si attestano al 59%, con il carbone che continua a rivestire il ruolo di principale contributore. In Europa la riduzione dei fossili è più marcata: dal 55% al 40%, una variazione di ben 15 punti percentuali. Ancora più evidente è il cambiamento in Italia, dove la quota fossile si è ridotta di 30 punti percentuali, pur rappresentando ancora il 51% della produzione elettrica nazionale.

Un elemento positivo e trasversale è la crescita delle fonti a basse emissioni, in particolare le rinnovabili, cui si affianca il nucleare nel caso internazionale. Il nucleare è invece, ad ora, assente dal mix italiano.

Le rinnovabili hanno aumentato il loro peso in modo significativo: +13% nello scenario globale, +21% nello scenario europeo e +31% in quello italiano nell'arco di poco più di vent'anni. Le tecnologie che trainano la crescita variano nei tre scenari analizzati: a livello globale, idroelettrico ed eolico sono le principali protagoniste (rispettivamente 14% e 8,1% del mix). In Europa, il quadro è analogo, con il predominio di idroelettrico ed eolico (17% e 12%), mentre in Italia emergono soprattutto l'idroelettrico e il solare, che raggiungono rispettivamente il 19% e il 14% della produzione nazionale.

Nel complesso, i dati mostrano un processo di decarbonizzazione avviato, seppur con intensità e velocità molto differenziate. La riduzione del peso delle fonti fossili e il consolidamento delle rinnovabili sono segnali incoraggianti, ma il quadro evidenzia anche quanto la transizione sia ancora distante dal completamento, soprattutto a livello globale.

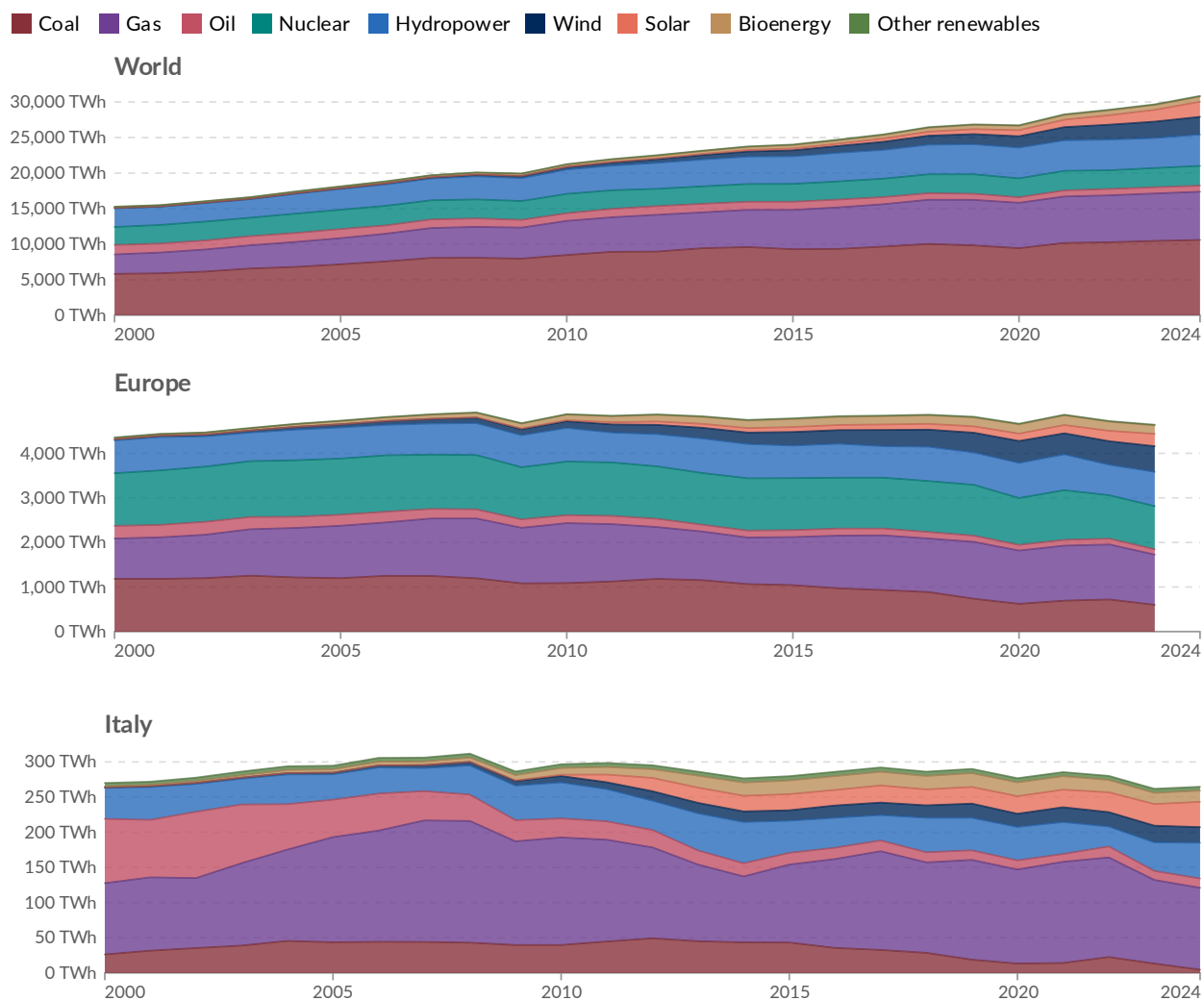


Figura 4 Produzione di energia elettrica per fonte 2000 – 2024, a livello internazionale, Europeo e Italiano. Fonte: Our world in data.

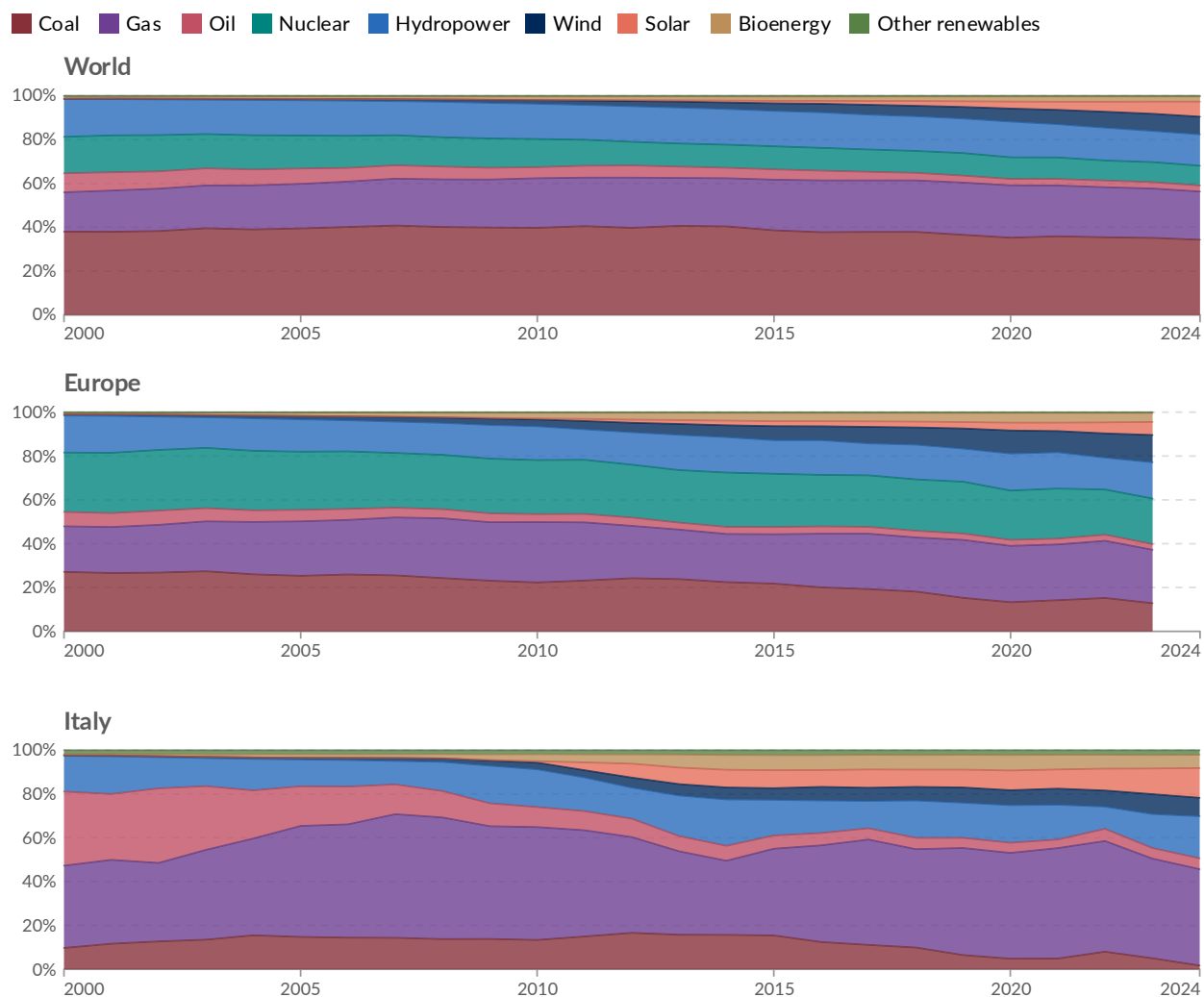


Figura 5 Ripartizione percentuale della produzione di energia elettrica per fonte 2000 – 2024, a livello internazionale, Europeo e Italiano. Fonte: Our world in data.

2. Le rinnovabili in Italia: stato attuale e prospettive

L'Italia attraversa una fase di trasformazione strutturale del proprio sistema elettrico, caratterizzata da una crescita costante delle fonti rinnovabili e da un progressivo ridimensionamento del termoelettrico. L'evoluzione del mix produttivo, l'ascesa del fotovoltaico come principale fonte rinnovabile e il ruolo crescente delle configurazioni distribuite stanno ridisegnando l'architettura del sistema, aprendo nuove opportunità ma anche mettendo in evidenza un significativo divario rispetto ai target del PNIEC. Questa sezione analizza l'andamento della produzione, la distribuzione della capacità installata e le dinamiche di sviluppo di fotovoltaico ed eolico, approfondendo al contempo gli scenari al 2030 e le condizioni necessarie per allineare la traiettoria di crescita nazionale agli obiettivi fissati. L'obiettivo è fornire una lettura chiara e integrata delle tendenze in atto, utile a valutare la sostenibilità e la credibilità del percorso italiano verso i 107 GW di capacità rinnovabile.

2.1. L'Italia nel 2025: un sistema energetico in transizione

²Dentro questo quadro globale, il caso italiano offre uno spaccato particolarmente interessante. Al 31 dicembre 2025, la produzione elettrica nazionale rimane ancora fortemente ancorata alle fonti termoelettriche, che coprono il 49% dei 265,8 TWh generati dall'inizio dell'anno³. Le rinnovabili, tuttavia, continuano a crescere, arrivando a coprire circa il 39% della domanda elettrica nel periodo considerato.

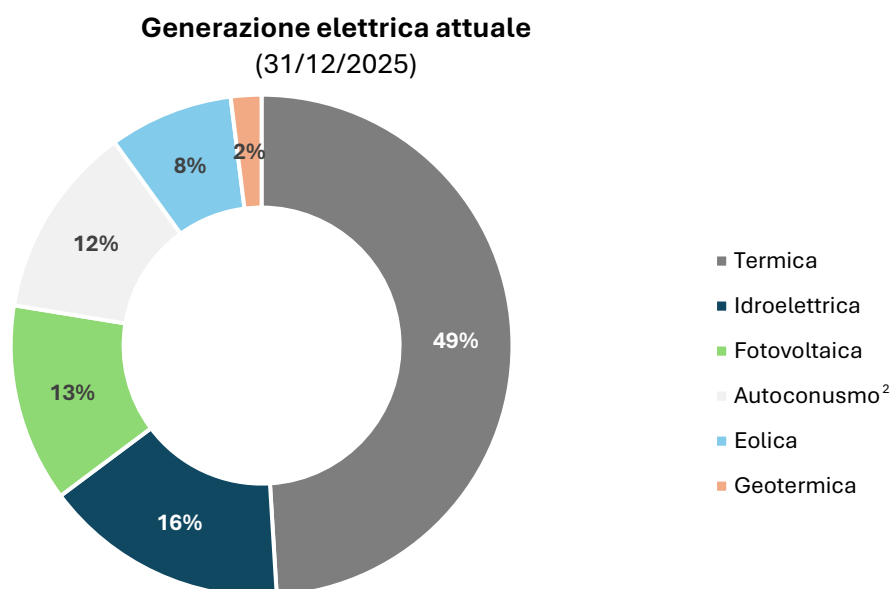


Figura 6 Mix energetico della produzione di energia elettrica nei primi nove mesi del 2025. Fonte: Terna.

² La quota di autoconsumo è composta principalmente dalla generazione fotovoltaica

³ Fonte: dati Terna al 31/12/2025

Nel 2025, per la prima volta, il fotovoltaico diventa la principale fonte del mix rinnovabile (34,6% della produzione rinnovabile), superando l'idroelettrico (32,3%) che negli scorsi anni rappresentava la quota più significativa.

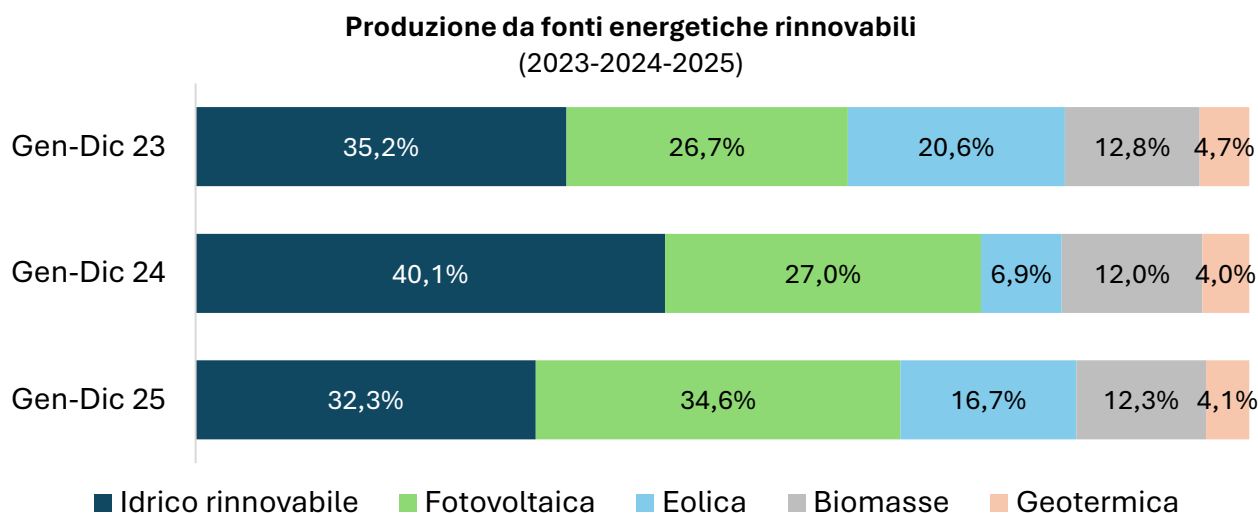


Figura 7 Produzione da FER nel 2023, 2024, 2025. Fonte: Terna.

La diffusione delle FER sta trasformando la struttura stessa del sistema elettrico. Il modello tradizionale, centralizzato e unidirezionale, lascia spazio a un sistema distribuito e decentralizzato, basato su una produzione diffusa e sul ruolo crescente dei prosumer. Comunità energetiche, fotovoltaico residenziale, impianti locali e reti intelligenti introducono nuovi flussi bidirezionali, aumentano la flessibilità del sistema e riducono le perdite di rete.

Il 2025 segna un traguardo importante: nel mese di maggio le fonti rinnovabili hanno raggiunto il 55,9% della domanda elettrica nazionale, grazie soprattutto al contributo combinato di idroelettrico e fotovoltaico. Ad oggi, la capacità installata da FER in Italia ammonta a 83,5 GW, concentrata per oltre la metà nel fotovoltaico (52,1%), seguita dall'idroelettrico (25,5%) e dall'eolico (16,3%).

Questo quadro deve essere valutato alla luce degli obiettivi del PNIEC 2024, che prevede il raggiungimento di 131 GW di capacità rinnovabile installata entro il 2030. È quindi fondamentale delineare con precisione lo stato attuale del sistema elettrico nazionale e le sue possibili traiettorie di sviluppo.

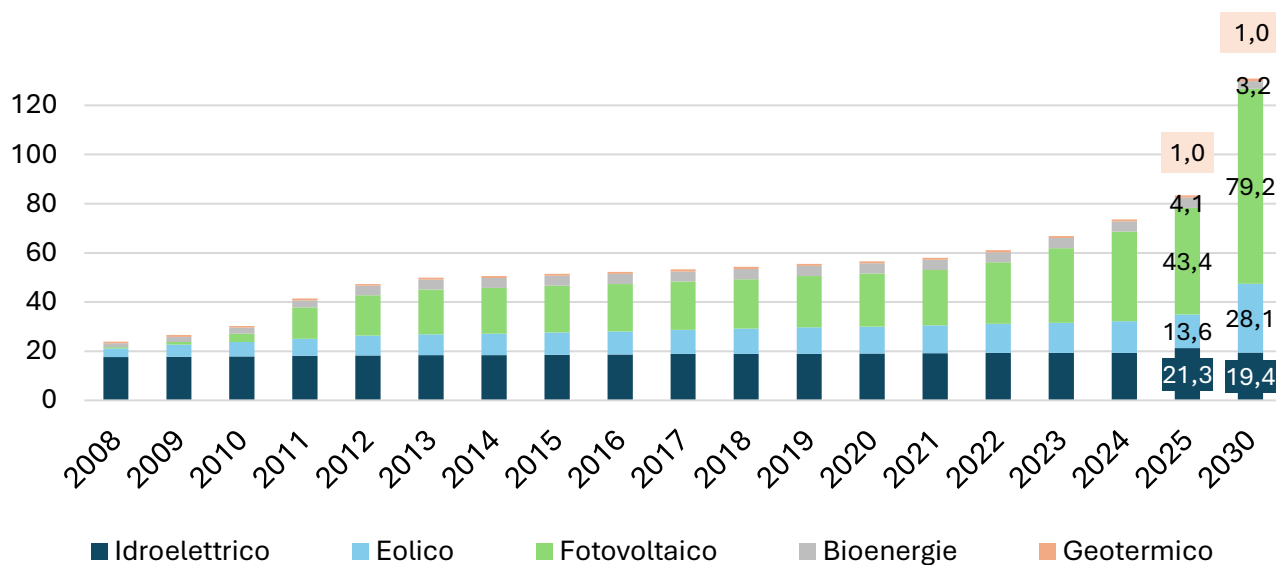


Figura 8 Evoluzione della capacità di generazione da FER in Italia dal 2008 in poi (GW).

Negli ultimi anni le tecnologie del fotovoltaico e dell'eolico hanno registrato i tassi di crescita più elevati; l'analisi si concentra quindi su queste fonti, che potranno contribuire in misura maggiore al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

2.2. Il ruolo del fotovoltaico e dell'eolico

Al 31 dicembre 2025 le nuove installazioni registrate⁴ sono pari a 6,4 GW per il fotovoltaico e 0,6 GW per l'eolico, per un totale complessivo di circa 58 GW installati sul territorio nazionale. Questi valori restano comunque distanti dal ritmo necessario per centrare l'obiettivo del PNIEC, che richiede il raggiungimento di 107 GW al 2030, circa il doppio dell'attuale capacità. Per allinearsi al target sarebbe necessario incrementare il tasso annuale di installazioni di un fattore pari a 1,4.

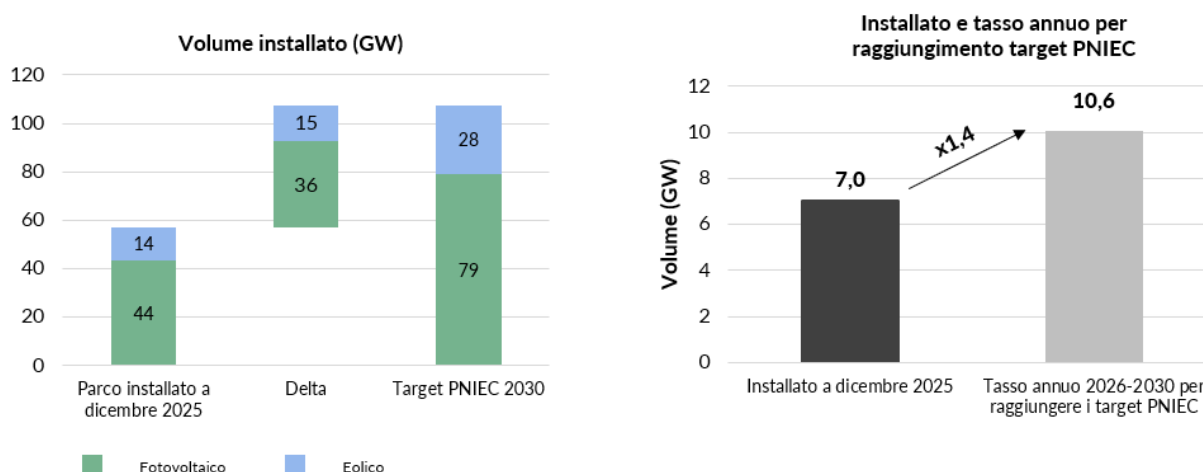


Figura 9 Installazioni complessive di fotovoltaico ed eolico nel 2025: volume e tasso di crescita annuo per il raggiungimento del target PNIEC. Fonte: Terna.

Nel caso specifico del fotovoltaico, la fonte oggi maggiormente sviluppata in Italia, la capacità ha raggiunto a fine dicembre i 43,5 GW. La nuova capacità installata mostra però un rallentamento del 5% rispetto all'anno precedente, quando erano stati installati 6,7 GW. Per centrare gli obiettivi PNIEC sarebbe necessario aumentare il ritmo delle installazioni annuali di un fattore pari a 1,1.

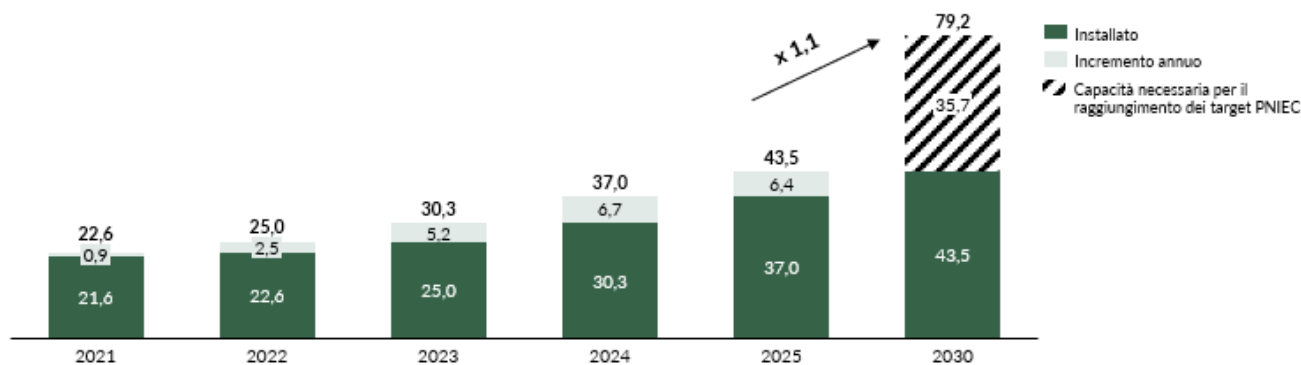


Figura 10 Potenza fotovoltaica installata in Italia al 2025 e target PNIEC al 2030 (GW).

⁴ Rielaborazione dati Terna.

La seconda fonte analizzata è l'eolico. La capacità installata a fine dicembre 2025 si attesta a circa 13,6 GW. Per raggiungere il target del PNIEC occorrerebbe un incremento delle installazioni annuali di un fattore pari a 4,8, evidenziando come, tra le due, l'eolico sia la tecnologia più distante dai livelli richiesti.

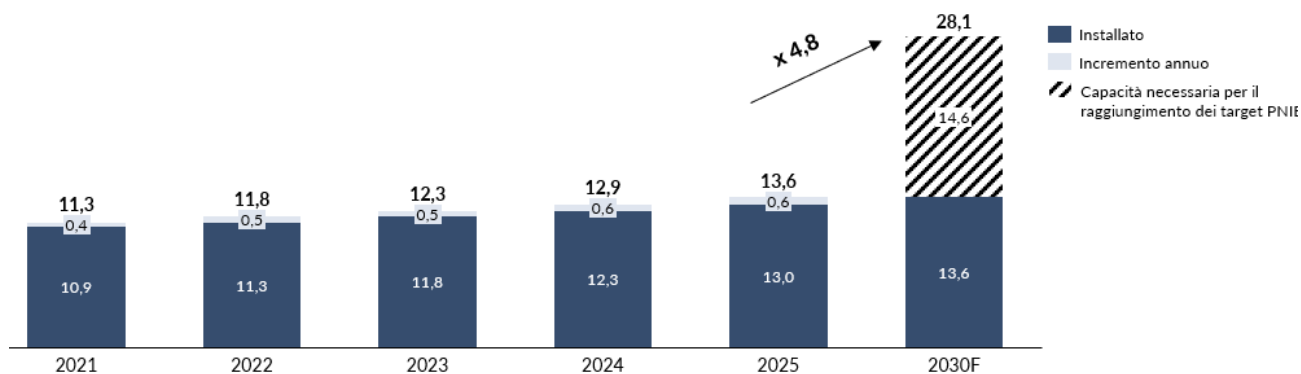


Figura 11 Potenza eolica installata in Italia al 2025 e target PNIEC al 2030 (GW).

Una volta definita la situazione attuale, è utile analizzare gli scenari futuri per valutarne il potenziale sviluppo.

Nello scenario tendenziale, al 2030 si arriverebbe a circa 80 GW complessivi tra fotovoltaico ed eolico, un valore nettamente inferiore ai 107 GW richiesti dal PNIEC. Questa stima è stata aggiornata in senso migliorativo considerando sia le installazioni significative registrate nel triennio 2023–2025 (circa 18 GW), sia la pubblicazione dei nuovi decreti incentivanti (FER X, FER 2), che tuttavia devono ancora essere pienamente recepiti dal mercato.

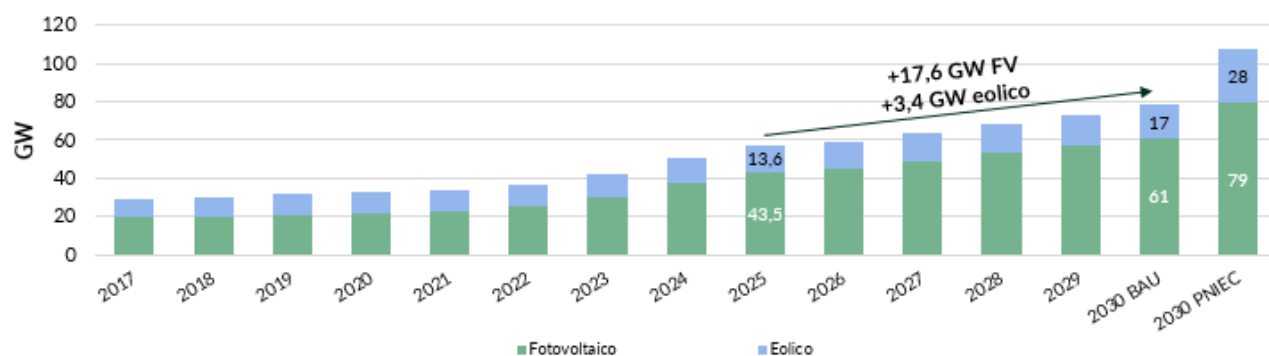


Figura 12 Evoluzione delle installazioni (scenario tendenziale)

Lo scenario ottimistico, invece, assume un pieno successo degli strumenti di supporto, una filiera industriale in grado di sostenere l'aumento dei volumi di installazione e un'efficace attuazione degli interventi di repowering. La composizione della capacità installata

risulterebbe tuttavia diversa rispetto a quella prevista dal PNIEC: alla luce dello scenario attuale e del quadro normativo favorevole, è ragionevole delineare un assetto in cui il fotovoltaico assuma un peso maggiore rispetto alle stime originarie del Piano.

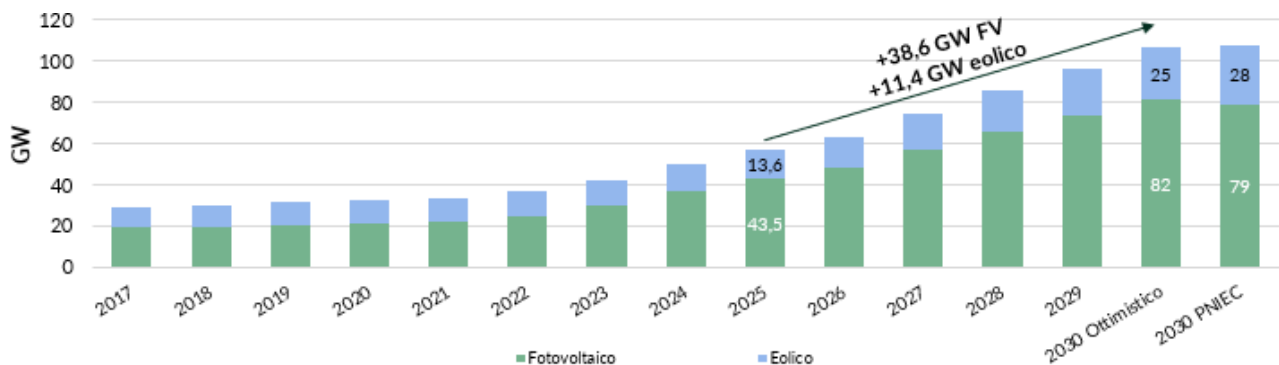


Figura 13 Evoluzione delle installazioni (scenario ottimistico)

In conclusione, l'analisi degli scenari evidenzia con chiarezza che, pur in presenza di una crescita significativa negli ultimi anni, lo scenario tendenziale non consente di colmare il divario con gli obiettivi del PNIEC. Solo una rapida e concreta attuazione dei nuovi decreti, un pieno recepimento da parte del mercato e una filiera capace di supportare ritmi di installazione ben più elevati potranno trasformare lo scenario ottimistico in un percorso realistico. Il successo degli strumenti incentivanti, lo sviluppo del repowering e un miglioramento dei processi autorizzativi rappresentano condizioni imprescindibili per raggiungere i 107 GW al 2030 e garantire una transizione energetica coerente, efficace e sostenibile.

Approfondimento: Il meccanismo FER X Transitorio: struttura e risultati

Il Decreto FER X Transitorio ha introdotto un *meccanismo temporaneo di supporto* destinato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili caratterizzati da costi di generazione prossimi alla competitività di mercato, in attuazione degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Il regime ha previsto una dotazione complessiva pari a 9,7 miliardi di euro ed è rimasto operativo fino al 31 dicembre 2025, configurandosi come uno strumento ponte verso una piena integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico.

Il meccanismo ha previsto due modalità di accesso, differenziate in funzione della potenza degli impianti:

- accesso diretto per impianti di potenza inferiore a 1 MW, per i quali ARERA ha fissato una tariffa base di 77 €/MWh come prezzo di aggiudicazione;
- aste competitive per impianti di potenza superiore a 1 MW.

In entrambi i casi, agli impianti ammessi è riconosciuto un prezzo di aggiudicazione per l'energia elettrica prodotta e netta immessa in rete, secondo un modello di remunerazione volto a garantire stabilità dei ricavi e contenimento dell'onere per il sistema.

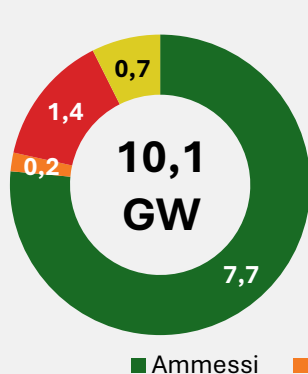
La prima procedura competitiva del FER X Transitorio si è aperta il 14 luglio 2025, con termine per la presentazione delle domande fissato al 12 settembre 2025.

Tipologia impianti	Contingente (GW)
Fotovoltaico	8
Eolico	2,5

L'asta del FER X transitorio evidenzia in modo strutturale la forte attrattività del mercato italiano delle rinnovabili, sia in termini di volumi sia di competitività dei prezzi.

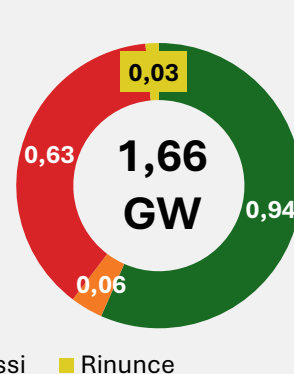
Complessivamente, le richieste hanno raggiunto oltre 10,1 GW nel fotovoltaico e 1,66 GW nell'eolico, a fronte di contingenti che risultano di fatto quasi integralmente saturati nella fase di ammissione.

Fotovoltaico:



■ Ammessi ■ Esclusi ■ Idonei non ammessi ■ Rinunce

Eolico:



Nel fotovoltaico, sono stati ammessi 7,7 GW distribuiti su 474 progetti, con una taglia media pari a 16,2 MW e un prezzo medio offerto di 56,8 €/MWh. Il dato è particolarmente rilevante se

confrontato con la potenza complessivamente presentata, pari a 10,1 GW, a testimonianza di una competizione elevata e di un ampio bacino progettuale. Le componenti non ammesse o oggetto di rinuncia rappresentano una quota significativa dei volumi, ma con prezzi medi più elevati. All'interno della procedura FER X Transitorio, si aggiunge il contributo del bando NZIA che ha ammesso 1,1 GW di fotovoltaico, riferiti a 88 progetti con una taglia media di 12,7 MW e un prezzo medio offerto pari a 66,4 €/MWh.

Nel comparto eolico, la potenza ammessa si è attestata a 0,94 GW, riferita a 29 progetti con una taglia media di 32,4 MW e un prezzo medio offerto di 72,9 €/MWh, a fronte di una potenza complessivamente presentata pari a 1,66 GW. Anche in questo caso, il differenziale tra potenza presentata e ammessa segnala un livello di competizione significativo, con una concentrazione delle ammissioni sui progetti più maturi e competitivi.

Nel complesso, i risultati dell'asta FER X Transitorio confermano un mercato rinnovabile italiano profondo e dinamico, caratterizzato da elevata pressione competitiva e prezzi coerenti con livelli di sostenibilità industriale. Tali evidenze forniscono indicazioni rilevanti per la calibrazione dei futuri meccanismi di supporto, in particolare del FER X a regime, destinato a rappresentare lo schema strutturale per le tecnologie mature, e del FER Z, orientato invece al sostegno delle tecnologie innovative e meno mature. In questo senso, il FER X Transitorio ha svolto un ruolo chiave di laboratorio regolatorio, di acceleratore della transizione verso modelli di piena integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico, di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e di mitigazione della dipendenza energetica dall'estero.

3. La penetrazione delle rinnovabili e la dipendenza energetica dell'Italia

L'obiettivo di questa sezione è mettere in relazione il ruolo della transizione energetica con la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili nei settori più rilevanti del sistema Paese. Il percorso analitico partirà dall'esame dell'attuale mix energetico e delle sue recenti evoluzioni, approfondendo la provenienza dell'energia, tra produzione nazionale e importazioni, suddivise per fonte, e la struttura dei consumi finali lordi per settore. A questi elementi verranno poi affiancati i target del PNIEC, così da valutare non solo la distanza rispetto agli obiettivi ma anche gli impatti potenziali legati alla traiettoria di sviluppo delle rinnovabili.

L'analisi del mix energetico permette di comprendere quanto il percorso di decarbonizzazione proceda di pari passo con la riduzione della dipendenza dall'estero. Infatti, più la produzione nazionale da fonti rinnovabili si espande, più si riduce la necessità di importare combustibili fossili e di esporsi alla volatilità dei mercati globali. Tuttavia, la velocità di questa trasformazione non è uniforme: mentre nel settore elettrico le rinnovabili stanno assumendo un ruolo sempre più strategico, i trasporti e gli usi termici rimangono ancora fortemente legati ai vettori tradizionali. Per valutare in che misura la transizione in atto sia in grado di incidere sulle vulnerabilità strutturali del sistema Paese, occorre analizzare come evolve la domanda energetica nei principali settori e quale contributo le rinnovabili siano in grado di apportare alla riduzione delle importazioni e delle emissioni.

3.1. Il mix energetico dell'Italia

L'Italia sta attraversando una fase delicata della propria transizione energetica. Nonostante i progressi compiuti, il sistema rimane ancora fortemente legato a un modello tradizionale, in cui gas naturale (40%) e prodotti petroliferi (36%) continuano a ricoprire un ruolo dominante, seppur in graduale diminuzione negli ultimi decenni. Le fonti rinnovabili e gli altri vettori alternativi stanno acquisendo un peso crescente, ma non ancora sufficiente per delineare un cambiamento strutturale e consolidato verso un mix energetico realmente low-carbon. Attualmente l'idroelettrico rappresenta il 4% del mix, il solare l'8% e biocarburanti e rifiuti l'11%.

Osservando l'evoluzione degli ultimi vent'anni, il quadro appare comunque in progressiva trasformazione: il petrolio e i suoi derivati hanno ridotto la loro incidenza dal 54% al 36%, diminuendo anche in termini assoluti (da circa 1.000 TWh nel 2000 a circa 500 TWh nel 2024). Il carbone, divenuto ormai una quota residuale, rappresenta oggi solo il 2% del mix, con una

riduzione superiore all'80% nello stesso arco di tempo (da 146 TWh nel 2000 a 25 TWh nel 2024).

Le fonti rinnovabili hanno registrato negli ultimi quattro anni una crescita media annua intorno al 10%, segnando un incremento graduale ma costante, funzionale al raggiungimento dei target energetici nazionali.

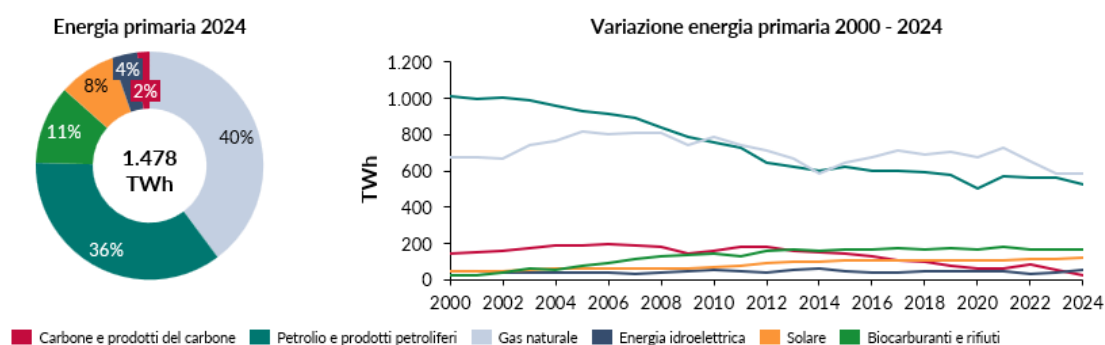


Figura 14 Mix energetico di energia primaria in Italia nel 2024 ed evoluzione temporale. Fonte: IEA.

Anche osservando il consumo finale lordo di energia, che rappresenta l'energia effettivamente necessaria per soddisfare le attività dei principali settori economici, si nota come il Paese sia ancora fortemente dipendente dai prodotti petroliferi (41%), seguiti dal gas naturale (27%) e dall'elettricità (22%).

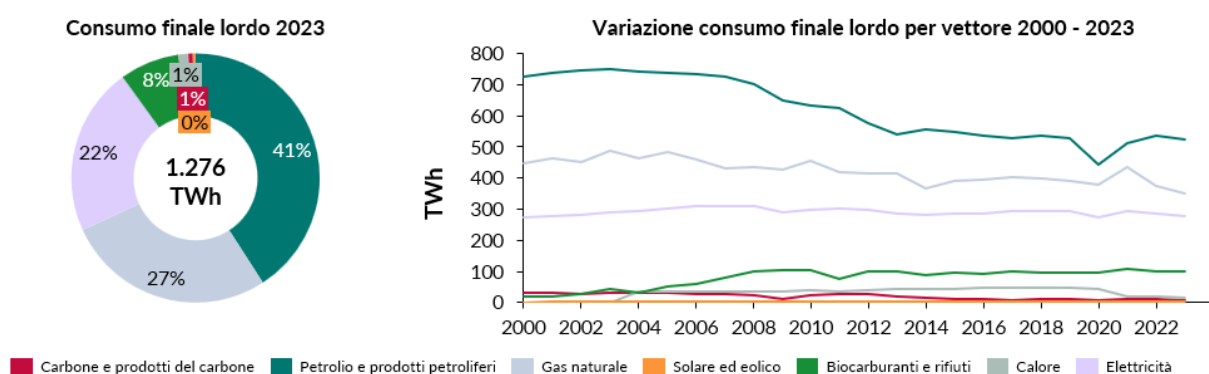


Figura 15 Consumo finale lordo nel 2023 ed evoluzione temporale. Fonte: IEA.

Analizzando l'andamento dei consumi energetici nei settori italiani tra il 2000 e il 2023 emerge come i trasporti rappresentino il comparto più energivoro, seguito dal settore residenziale e da quello industriale: insieme, questi tre ambiti coprono circa l'80% dei consumi totali. Sono anche i settori che mostrano le dinamiche di trasformazione più rilevanti, con traiettorie molto differenti tra loro.

Il settore industriale, che nel 2023 rappresenta il 22% dei consumi complessivi, è quello che registra la riduzione più marcata. I consumi passano dai 445 TWh del 2000 ai 275 TWh del 2023, con una contrazione del 40%. Tale dinamica riflette molteplici fattori: l'aumento dell'efficienza energetica dei processi produttivi, la delocalizzazione verso Paesi con costi più competitivi, e in particolare il ridimensionamento di una parte del settore manifatturiero italiano dopo la crisi economico-finanziaria del 2008. Pur rimanendo un comparto energivoro, l'industria ha dunque mostrato un percorso di razionalizzazione e ottimizzazione dei consumi.

Il settore dei trasporti rimane lungo tutto il periodo il principale consumatore di energia, arrivando nel 2023 a rappresentare il 34% del totale. Dopo un calo graduale osservato nel decennio 2010–2020, culminato con i 336 TWh del 2020, in un anno fortemente influenzato dalle restrizioni dovute alla pandemia, i consumi tornano rapidamente a crescere. Nel 2023 si attestano intorno ai 430 TWh, valori simili a quelli registrati nel 2010, mostrando un recupero particolarmente rapido e un incremento del 28% negli ultimi tre anni. Questo andamento riflette sia la ripresa dei volumi di mobilità sia la persistente dipendenza del settore dai combustibili fossili, nonostante i primi segnali di diffusione della mobilità elettrica.

Il settore residenziale, che nel 2023 pesa per il 24% dei consumi nazionali, mostra un'evoluzione differente. Dopo una fase di crescita costante fino al 2010, anno in cui si tocca un picco di 411 TWh, i consumi iniziano una progressiva riduzione. Tale calo è riconducibile all'aumento dell'efficienza degli edifici, alla diffusione di tecnologie domestiche più performanti, all'introduzione di standard energetici più stringenti e a una maggiore consapevolezza dei cittadini sui temi dell'efficienza e del risparmio. Nel 2023 i consumi si attestano a 311 TWh, con una riduzione complessiva del 24% rispetto al valore massimo registrato.

Il comparto commerciale e dei servizi pubblici, che nel 2023 rappresenta il 13% dei consumi totali, mostra una traiettoria opposta rispetto a quella dell'industria. I consumi crescono in modo strutturale del 26% rispetto ai valori dell'inizio degli anni 2000, riflettendo il progressivo spostamento dell'economia italiana verso il terziario, la digitalizzazione e l'aumento dei servizi alla persona. Dopo i picchi registrati nel periodo post-2010, si osserva una leggera flessione, con un valore di circa 170 TWh nel 2023.

Infine, il settore dell'agricoltura, silvicoltura e pesca rimane marginale e sostanzialmente stabile lungo tutto il periodo analizzato, con consumi pari a circa 34 TWh.

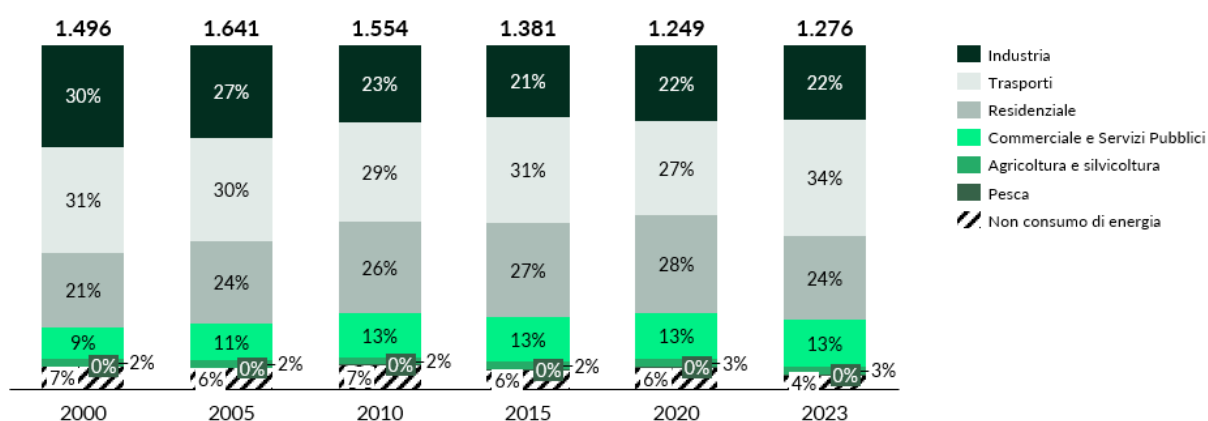


Figura 16 Evoluzione dei consumi finali per settore (TWh). Fonte: IEA.

3.2. La penetrazione delle energie rinnovabili e l'evoluzione dei consumi energetici

3.2.1. I consumi finali lordi di energia nel comparto dei trasporti

L'evoluzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti tra il 2010 e il 2024 mostra una persistente dominanza dei combustibili fossili, con petrolio e gas naturale che continuano a rappresentare la quota prevalente del mix. Nel tempo si osservano oscillazioni significative, legate in particolare all'andamento economico e agli effetti della pandemia. Parallelamente, le fonti rinnovabili e i rifiuti mostrano un trend di crescita graduale, mentre l'energia elettrica da FER aumenta con un ritmo moderato, segnalando comunque un progressivo processo di transizione verso vettori più sostenibili.

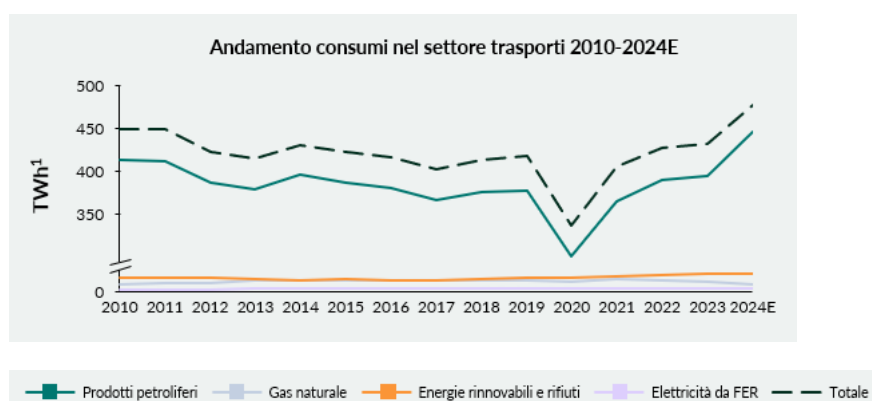


Figura 17 Andamento dei consumi nel settore trasporti 2010-2024E (il dato del 2024 è stimato dal MASE⁵). Fonte: Eurostat e MASE.

⁵ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

Nel 2024 si stima che il settore dei trasporti abbia assorbito circa il 35,4% dei consumi energetici finali del Paese, pari a 477 TWh⁶.

I prodotti petroliferi hanno fornito il contributo di gran lunga più importante ai consumi dell'intero settore con 413 TWh (circa il 93%), trainati principalmente dal diesel/gasolio (66% del totale) e dalle benzine (26% del totale). Le altre fonti non rinnovabili hanno un peso molto più ridotto. Il gas naturale fossile contribuisce per il 3% con un valore di 7,6 TWh, registrando un calo del 12% rispetto al 2023, mentre l'energia elettrica pesa per il 2%, valore sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente. Tuttavia, all'interno di questa quota elettrica si evidenzia un cambiamento significativo nella sua composizione: la parte prodotta da fonti fossili diminuisce, mentre aumenta quella generata da fonti rinnovabili, che nel 2024 incidono rispettivamente per l'1,2% e per lo 0,8%.

Le fonti rinnovabili comprendono non solo la quota di energia elettrica verde, ma anche biometano e biocarburanti. Complessivamente, nel 2024 la quota di FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) nel settore trasporti si stima pari al 4,9% dei consumi totali, corrispondenti a circa 23 TWh. Si tratta di un leggero calo rispetto al 2023, dovuto principalmente alla riduzione della penetrazione dei biocarburanti liquidi (-7%), con un impatto più marcato sul biodiesel (-9%). Nel complesso, quindi, l'incidenza combinata di biometano, biocarburanti liquidi ed energia elettrica da fonti rinnovabili sui consumi complessivi del settore si mantiene intorno al 4,9%.

Va precisato che questo calcolo si basa sui quantitativi effettivamente consumati e non considera l'effetto dei moltiplicatori previsti dalla direttiva europea RED III. La RED III introduce criteri di calcolo "ponderati", attribuendo un peso maggiore all'energia rinnovabile ai fini del conteggio verso gli obiettivi di decarbonizzazione. Applicando la metodologia RED III, il contributo delle FER risulta più elevato, permettendo un confronto diretto con il target del PNIEC, fissato al 34,2% di consumi finali lordi da fonti rinnovabili nel settore trasporti. A gennaio 2026, da recepimento italiano della RED III, quest'ultimo valore è stato ridotto al 29%.

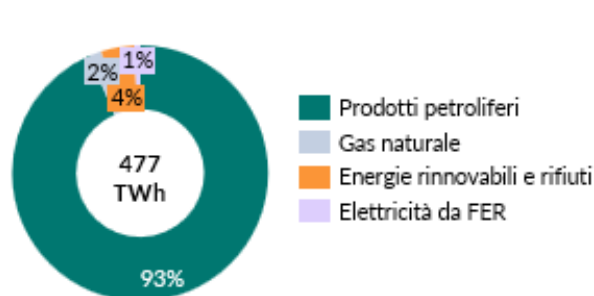
Secondo il PNIEC, al 2030 i consumi finali lordi del settore trasporti dovrebbero raggiungere 494 TWh⁷, valore leggermente superiore a quello del 2024. Ciò che caratterizzerà il nuovo scenario non è solo l'aumento dei consumi, ma soprattutto la loro composizione, con un incremento sostanziale della quota rinnovabile.

In termini assoluti, cioè senza considerare gli effetti dei moltiplicatori della RED III, la penetrazione delle FER dovrebbe coprire il 14,6% dei consumi finali lordi al 2030, pari a circa 72 TWh.

⁶ Valore depurato dall'effetto dei moltiplicatori previsti dalla RED III. Il valore include i trasporti BEN e navi internazionali. Rielaborazione dati E&S su dati Eurostat, MASE, PNIEC.

⁷ Il valore include i trasporti BEN e navi internazionali. Rielaborazione dati E&S su dati Eurostat, MASE, PNIEC.

Consumi nel settore trasporti 2024E
(senza effetto dei moltiplicatori RED III)



Consumi nel settore trasporti 2030 PNIEC
(senza effetto dei moltiplicatori RED III)

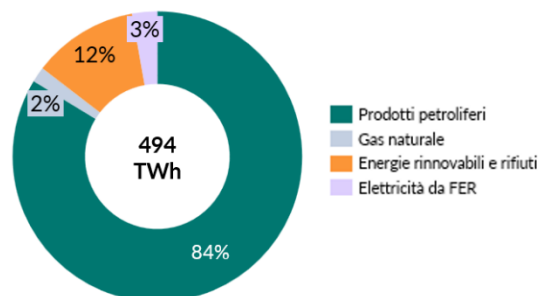
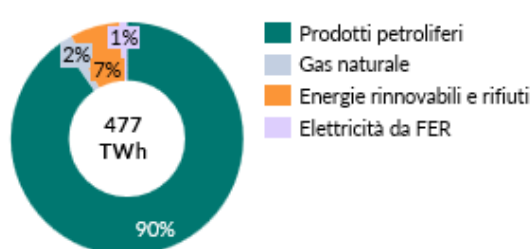


Figura 18 Consumi nel comparto dei trasporti senza l'uso dei moltiplicatori della RED III nel 2024E e target PNIEC al 2030. (Il dato del 2024 è stimato dal MASE⁸)

Questa rappresentazione “al netto dell’effetto moltiplicativo” permette di valutare concretamente la riduzione delle fonti fossili: rispetto alla situazione del 2024, al 2030 sarà possibile evitare l’uso di circa 50 TWh di combustibili fossili nel settore trasporti, contribuendo in modo significativo alla decarbonizzazione del comparto.

Considerando invece gli effetti dei moltiplicatori della RED III, il mix di consumi finali lordi del settore trasporti, stimato dal MASE per il 2024, risulta attualmente composto per il 7,9% da fonti rinnovabili. Questo valore, più elevato rispetto alla quota reale di energia rinnovabile consumata, riflette la metodologia di calcolo europea che valorizza in maniera maggiore l’impiego di biocarburanti avanzati, biometano e altre tecnologie considerate più sostenibili, fornendo un quadro più coerente con gli obiettivi di policy e con il monitoraggio del PNIEC.

Consumi nel settore trasporti 2024E
(con effetto dei moltiplicatori RED III)



Consumi nel settore trasporti 2030 PNIEC
(con effetto dei moltiplicatori RED III)

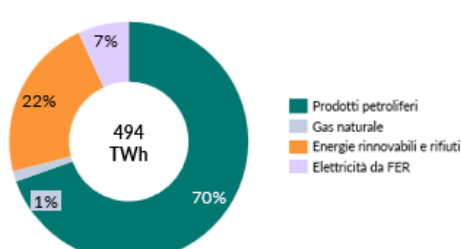


Figura 19 Consumi nel comparto dei trasporti con l'uso dei moltiplicatori della RED III nel 2024E e target PNIEC al 2030. (Il dato del 2024 è stimato dal MASE⁹)

⁸ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

⁹ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

3.2.2. I consumi finali lordi di energia nel comparto termico

Nel 2024 i consumi finali lordi di energia nel settore termico in Italia sono stimati in circa 558 TWh, confermando un trend di riduzione rispetto ai livelli più elevati del periodo 2010–2020, legato sia a miglioramenti dell'efficienza energetica sia a una maggiore diffusione delle tecnologie a basso consumo. Nonostante questo calo complessivo, il settore rimane ancora fortemente dipendente dalle fonti fossili, che coprono oltre il 78% dei consumi totali. Le fonti energetiche rinnovabili (FER) rappresentano circa il 21,6%, in lieve flessione rispetto al 21,8% del 2023, e sono costituite principalmente da bioenergie ed energia ambiente, quest'ultima favorita dall'uso crescente di pompe di calore per riscaldamento e raffrescamento.

Secondo le stime preliminari del 2024, l'energia da FER nel settore termico raggiunge 121 TWh, di cui circa 116 derivano dagli impieghi diretti delle fonti rinnovabili e 4 TWh da calore derivato¹⁰, fornito principalmente da impianti di teleriscaldamento. Pur risultando leggermente inferiori ai valori del 2022 (-2,5%) e del 2023 (-2,1%), a causa di condizioni climatiche più fredde in questi anni, i consumi di energia ambiente rinnovabile e di energia solare termica mostrano un incremento costante, con variazioni del +2-3% rispetto al 2023 e del +6-7% rispetto al 2022, confermando l'importanza crescente di pompe di calore e collettori solari nella riduzione della dipendenza dai combustibili fossili.

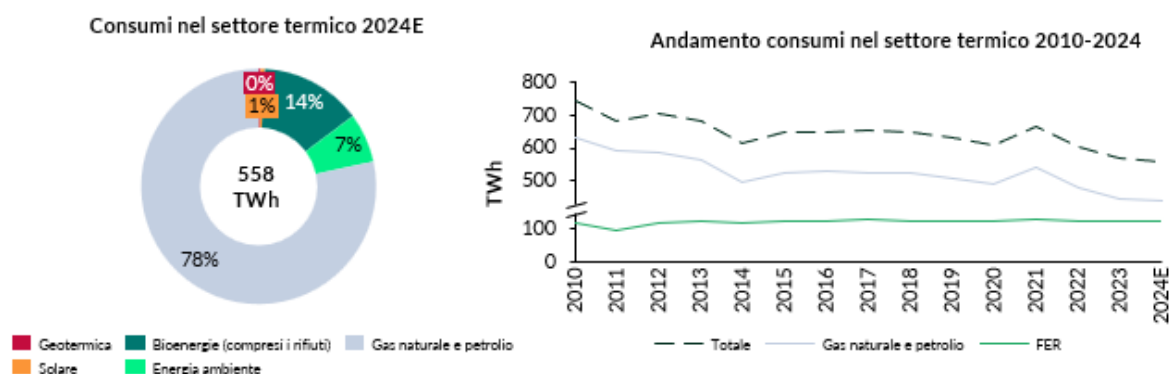


Figura 20 Consumi finali lordi di energia nel comparto termico ed evoluzione temporale (il dato del 2024 è stimato dal MASE¹¹).
Fonte: GSE, MASE.

Lo scenario PNIEC al 2030 prevede che i consumi finali lordi del settore termico aumentino leggermente a 572 TWh, accompagnati da una significativa crescita della quota di energia rinnovabile, che dovrebbe raggiungere il 35,9%. Questo cambiamento sarà guidato principalmente dall'espansione dell'energia ambiente, dall'incremento dell'uso del solare

¹⁰ Energia termica prodotta da impianti di conversione energetica alimentati da fonti rinnovabili e destinata al consumo di terzi (ad esempio, impianti a biomassa collegati a reti di teleriscaldamento). Il dato comprende sia il calore prodotto da impianti che operano in assetto cogenerativo, rilevato da TERN, sia il calore prodotto in impianti di sola produzione termica.

¹¹ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

termico e dall'introduzione del biometano nel settore, segnando un passaggio importante verso un mix energetico più sostenibile. L'evoluzione attesa suggerisce che, sebbene i combustibili fossili continuino a dominare, il settore termico stia gradualmente integrando fonti rinnovabili, migliorando l'efficienza complessiva e contribuendo alla decarbonizzazione dell'economia.

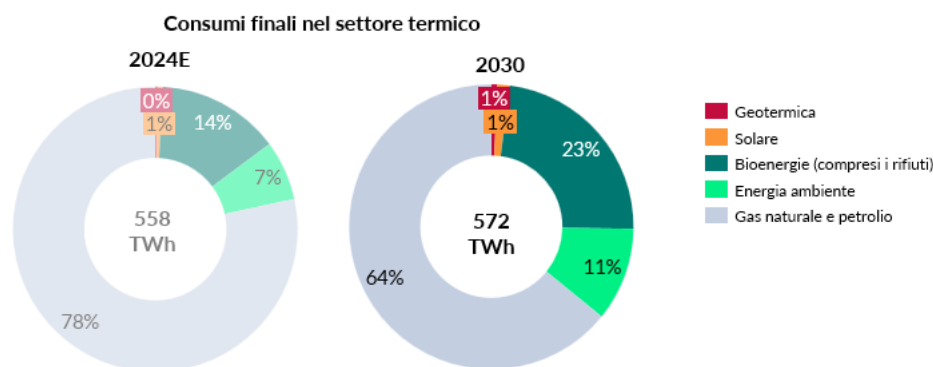


Figura 21 Consumi finali lordi di energia nel comparto termico, scenario PNIEC. (Il dato del 2024 è stimato dal MASE¹²). Fonte: GSE, MASE e PNIEC.

3.2.3. I consumi finali lordi di energia nel comparto elettrico

Nel 2024 i consumi finali lordi di energia elettrica in Italia sono stimati in 323 TWh, registrando un aumento del 3% rispetto all'anno precedente, a conferma di una ripresa della domanda elettrica sostenuta dalla crescita economica e da condizioni climatiche favorevoli. Di questi, 128 TWh provengono da fonti rinnovabili, pari al 39,5%, in aumento rispetto al 38,1% del 2023, a dimostrazione della progressiva penetrazione delle rinnovabili nel settore elettrico e del loro ruolo crescente nel bilancio energetico nazionale. La produzione complessiva da FER, secondo i dati provvisori TERNA-GSE, è leggermente inferiore a 134 TWh, con un incremento significativo rispetto al 2023 (+14,8%). Questo aumento è principalmente trainato dalla produzione idroelettrica (+30,2%) e dal fotovoltaico (+17,2%), mentre la produzione eolica registra una lieve flessione (-5,6%), a indicare come le fonti variabili siano influenzate dalle condizioni climatiche e dalla disponibilità di risorse naturali.

Nonostante questi progressi, il sistema elettrico italiano rimane fortemente dipendente dal gas naturale, che copre quasi il 50% del fabbisogno, mentre l'uso di carbone e petrolio continua a ridursi grazie a politiche di decarbonizzazione e dismissione di impianti meno efficienti. Il gas naturale, pur mantenendo un ruolo dominante, mostra un andamento in calo rispetto al picco del 2021, riflettendo sia la maggiore penetrazione delle rinnovabili sia l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali. Questo quadro conferma che, sebbene le rinnovabili stiano guadagnando terreno, i combustibili fossili restano ancora essenziali per garantire

¹² Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

stabilità e continuità del sistema elettrico, soprattutto nei periodi di domanda elevata o in assenza di generazione rinnovabile programmabile.

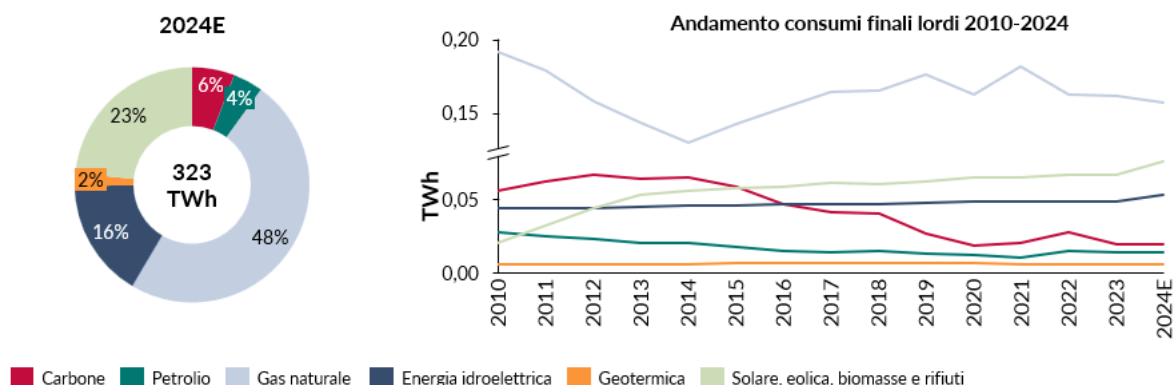


Figura 22 Consumi finali lordi di energia elettrica ed evoluzione temporale. (Il dato del 2024 è stimato dal MASE¹³). Fonte: GSE.

Secondo lo scenario PNIEC al 2030, i consumi elettrici complessivi sono previsti in aumento a 359 TWh, con una significativa crescita della quota di energia rinnovabile fino al 63,4%. Questo aumento sarà favorito dall'espansione di tutte le principali fonti rinnovabili, in particolare solare, eolico e idroelettrico, e dall'integrazione di tecnologie innovative come lo stoccaggio e la gestione intelligente della domanda. La maggiore quota di FER ridurrà progressivamente la dipendenza da gas naturale e petrolio, contribuendo in maniera sostanziale alla decarbonizzazione del settore elettrico e al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei.

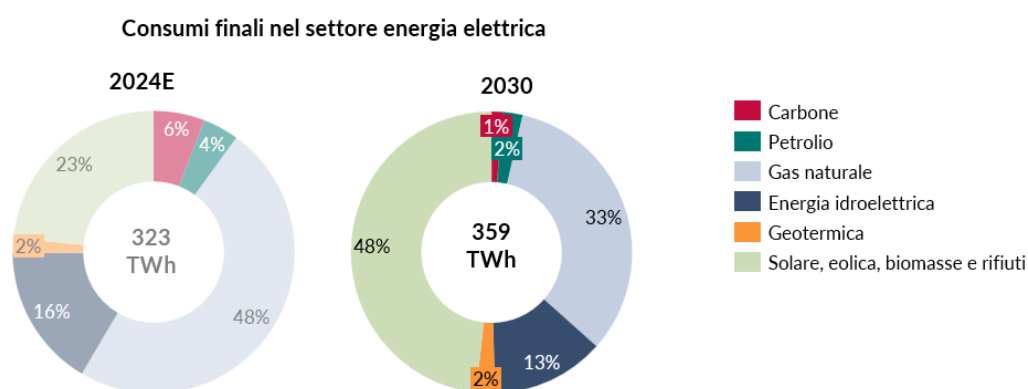


Figura 23 Consumi finali lordi di energia elettrica nel 2024E e nello scenario PNIEC. (il dato del 2024 è stimato dal MASE¹⁴). Fonte: GSE e PNIEC.

¹³ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

¹⁴ Fonte: La situazione energetica nazionale nel 2024, MASE.

3.3. L'evoluzione attesa della dipendenza energetica italiana

Sul fronte dell'approvvigionamento energetico, le importazioni di combustibili fossili, in particolare petrolio e gas naturale, continuano a rappresentare una componente essenziale per il sistema italiano. Nel 2024 l'Italia, secondo i dati IEA, ha coperto dall'estero circa il 79% del proprio fabbisogno energetico, confermandosi tra i Paesi europei con il maggiore livello di dipendenza energetica dall'estero. Questo elemento costituisce un fattore di vulnerabilità strutturale, soprattutto in un contesto internazionale caratterizzato da instabilità geopolitica, oscillazioni dei prezzi e competizione crescente sulle forniture.

Nonostante la posizione ancora critica, si osserva però un miglioramento di lungo periodo: negli ultimi vent'anni il ricorso all'import energetico si è ridotto di oltre il 24%, segnale di un graduale aumento del livello di autosufficienza nazionale, favorito sia dalla crescita delle fonti rinnovabili sia dalla contrazione dei consumi energetici complessivi, in parte legata alla trasformazione del tessuto produttivo e all'efficientamento.

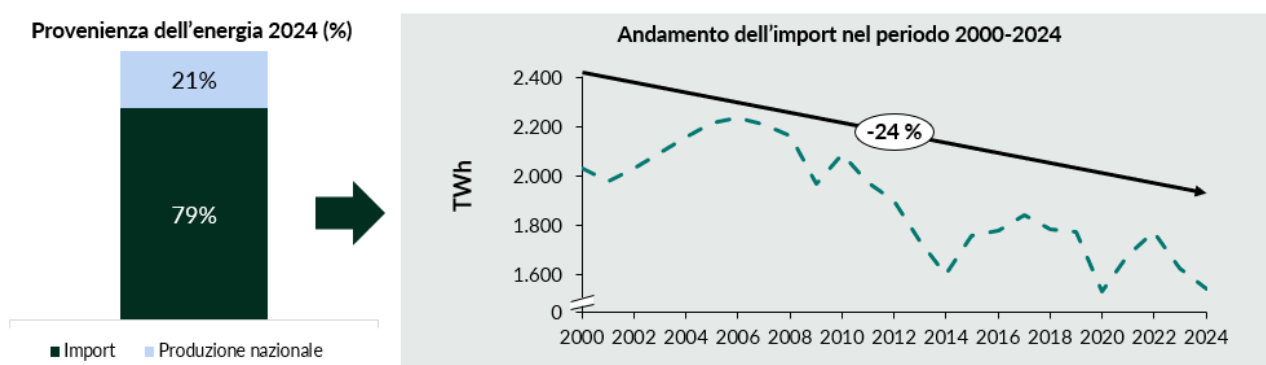


Figura 24 Provenienza dell'energia e andamento import. Fonte: IEA, GSE, Eurostat.

A trainare questo miglioramento è soprattutto la riduzione delle importazioni di greggio e prodotti petroliferi, ad oggi il 56% dell'import, diminuite di oltre il 30% nell'ultimo ventennio. Dopo aver toccato un minimo storico di 763 TWh nel 2020, complice anche la forte riduzione della mobilità durante la pandemia, negli anni successivi si assiste a una lieve ripresa, pur rimanendo su livelli nettamente inferiori rispetto ai primi anni duemila. Nell'ultimo anno disponibile, infatti, l'import si attesta a circa 860 TWh, confermando un trend di ricalibrazione anziché un vero ritorno ai livelli storici.

Il gas naturale conserva un ruolo centrale e nel 2024 rappresenta il 37% delle importazioni energetiche italiane. Il suo andamento nel lungo periodo è caratterizzato da cicli di espansione e contrazione, riflettendo sia l'evoluzione dei consumi interni sia la volatilità dei mercati internazionali. Dopo aver raggiunto uno dei picchi più elevati nel 2021, con 695 TWh importati, negli anni successivi, anche a seguito della crisi energetica europea e della revisione delle strategie di approvvigionamento, si registra una riduzione di circa il 20%, fino ai 566 TWh del

2024. Ciò evidenzia un lento processo di diversificazione e una parziale diminuzione della dipendenza dal gas, pur rimanendo questo un pilastro del sistema energetico nazionale.

Le importazioni di elettricità e di energia rinnovabile rimangono invece marginali, pari a circa il 6% del totale. Il loro peso limitato riflette sia la crescente produzione interna da fonti rinnovabili sia la volontà strategica di limitare l'esposizione ai rischi legati a flussi elettrici transfrontalieri.

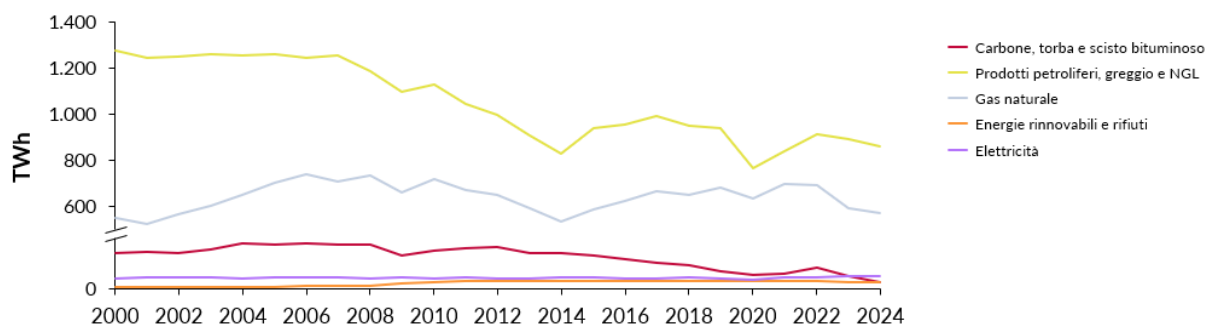


Figura 25 Andamento dell'import nel periodo 2000-2024. Fonte: IEA.

Lo scenario delineato dal PNIEC prefigura, al 2030, una significativa riduzione della dipendenza italiana dalle importazioni di combustibili fossili. Il sistema energetico nazionale è atteso evolvere verso un modello più sostenibile, diversificato e resiliente, pur mantenendo nel breve-medio periodo una quota non trascurabile di importazioni di gas naturale, ancora necessaria nella fase di transizione.

Secondo le proiezioni, entro il 2030 le importazioni nette scenderebbero dai 1.218 TWh stimati per il 2025 a 961 TWh, con una contrazione del 21%. Ciò rappresenterebbe un segnale incoraggiante di progressivo riequilibrio del mix energetico, trainato dall'avanzamento della decarbonizzazione e dall'aumento della produzione da fonti rinnovabili.

Le riduzioni più rilevanti riguarderebbero i combustibili più emissivi: il carbone si avvierebbe quasi alla completa scomparsa (-45%, da 38 GWh a 20 GWh), il petrolio registrerebbe un calo del 23% (da 525 GWh a 406 GWh), mentre il gas naturale ridurrebbe il proprio peso di circa il 20% (da 580 GWh a 460 GWh), sostenuto dalla crescente disponibilità di rinnovabili e da tecnologie di flessibilità sempre più integrate nel sistema elettrico.

Anche l'importazione di energia elettrica è attesa diminuire sensibilmente (-22%, da 43 GWh a 34 GWh), in linea con un progressivo rafforzamento della capacità produttiva nazionale.

L'unica voce prevista in aumento è quella delle importazioni di energia rinnovabile, che dovrebbero crescere del 18% (da 32 GWh a 40 GWh). Questa dinamica riflette l'integrazione crescente dei mercati energetici europei e la cooperazione tra Paesi nell'ambito degli obiettivi comuni di decarbonizzazione.

Nel complesso, al 2030 ci si attende un sistema energetico meno dipendente dall'estero e sempre più orientato verso un modello a basse emissioni, coerente con la traiettoria delineata dal PNIEC.

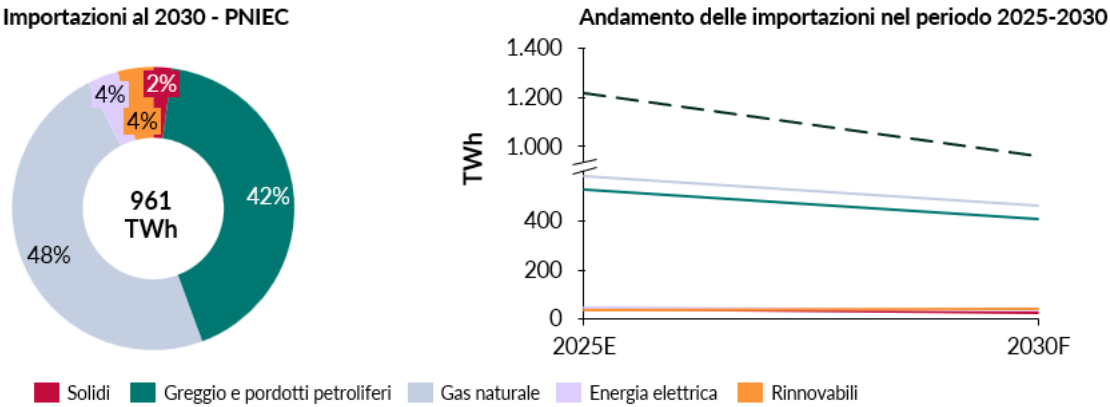


Figura 26 Le importazioni al 2030, scenario PNIEC. Fonte: PNIEC.

Variazioni sul valore delle importazioni 2024 – 2030 PNIEC			
TWh	2024	2030	Δ importazioni 2030-2024
Carbone	28,1	20,5	-7,6 (-27%)
Greggio e prodotti petroliferi	859,1	405,9	-453,2 (-53%)
Gas naturale	566,1	461,8	-104,3 (-18%)
Energie rinnovabili e rifiuti	26,9	38,9	12,1 (45%)
Energia elettrica	55,9	33,9	-22,0 (-39%)
Totale	1.536,1	961,0	-575,1 (-37%)

3.4. La visione di sintesi

Nel complesso emerge un quadro in chiaroscuro: la transizione energetica procede, ma a un ritmo ancora troppo lento rispetto a quanto necessario per garantire sicurezza energetica, competitività e coerenza climatica. Il settore elettrico sta avanzando con maggiore decisione, trainato dalla crescita delle fonti rinnovabili, mentre trasporti e usi termici continuano a muoversi a velocità ridotta, mantenendo un'elevata dipendenza dai combustibili fossili. Ne deriva che, nonostante alcuni miglioramenti, la vulnerabilità del sistema italiano resta legata alla forte esposizione alle importazioni energetiche.

Il confronto tra i valori osservati nel 2024 e quelli previsti dal PNIEC per il medesimo anno evidenzia ritardi in tutte le aree: circa 3,7 punti percentuali nei trasporti, un punto nel settore termico e oltre 5 punti nell'elettrico. Ciò conferma quanto il percorso di riallineamento agli obiettivi rimanga impegnativo, nonostante i progressi degli ultimi anni.

Il PNIEC prevede, entro il 2030, una riduzione significativa della dipendenza dall'estero, con un calo complessivo delle importazioni di circa 575 TWh (-37%). Si tratta di una contrazione rilevante, trainata soprattutto dal dimezzamento atteso delle importazioni di greggio e prodotti petroliferi (-453 TWh, -53%) e dalla riduzione di carbone (-7,6 TWh, -27%) e gas naturale (-104 TWh, -18%). Contestualmente, aumentano le importazioni di rinnovabili e rifiuti (+12 TWh, +45%), mentre le importazioni di energia elettrica si riducono di 22 TWh (-39%). Questa dinamica riflette un progressivo riequilibrio del mix a favore di fonti pulite e di una maggiore produzione interna.

Per conseguire le traiettorie del PNIEC e raggiungere il nuovo assetto previsto al 2030 servirà un cambio di passo deciso e coordinato. Saranno necessari incrementi consistenti della quota rinnovabile, in particolare nei trasporti, dove il ritmo di crescita richiesto è circa 3,6 volte superiore ai livelli del 2024. In termini assoluti, nel periodo 2024–2030 è prevista una riduzione di circa 44 TWh di fonti non rinnovabili nei trasporti, 72 TWh nel settore termico e 64 TWh nel comparto elettrico: una trasformazione sostanziale che implica l'adozione su larga scala di tecnologie pulite ed efficienti.

Per colmare il divario e rafforzare la resilienza del sistema energetico nazionale, sarà indispensabile un forte impulso politico e industriale: accelerazione dello sviluppo rinnovabile, potenziamento delle infrastrutture per elettrificazione e biometano, riqualificazione del patrimonio edilizio e diffusione delle tecnologie di flessibilità. Solo aumentando in modo significativo il contributo della produzione interna sarà possibile garantire simultaneamente decarbonizzazione, competitività e sicurezza energetica: obiettivi ormai inscindibili e imprescindibili per il futuro del Paese.

Variazioni delle quote di FER nei mix energetici per settore 2024 – 2030 PNIEC			
Settore	Trasporti	Termico	Elettricità
Quota FER 2024 (RED III)	7,9%	22%	38%
Quota FER 2024 PNIEC	11,6%	23,1%	43,4%
Valore finale 2030 – PNIEC	29% ¹⁵	35,9%	63,4%
Fattore di crescita delle FER nel mix 2030 vs 2024	x 3,7	x 1,6	x 1,7
Riduzione assoluta fonti non FER nel mix 2030 vs 2024 ¹⁶	- 50 TWh	- 80 TWh	- 80 TWh

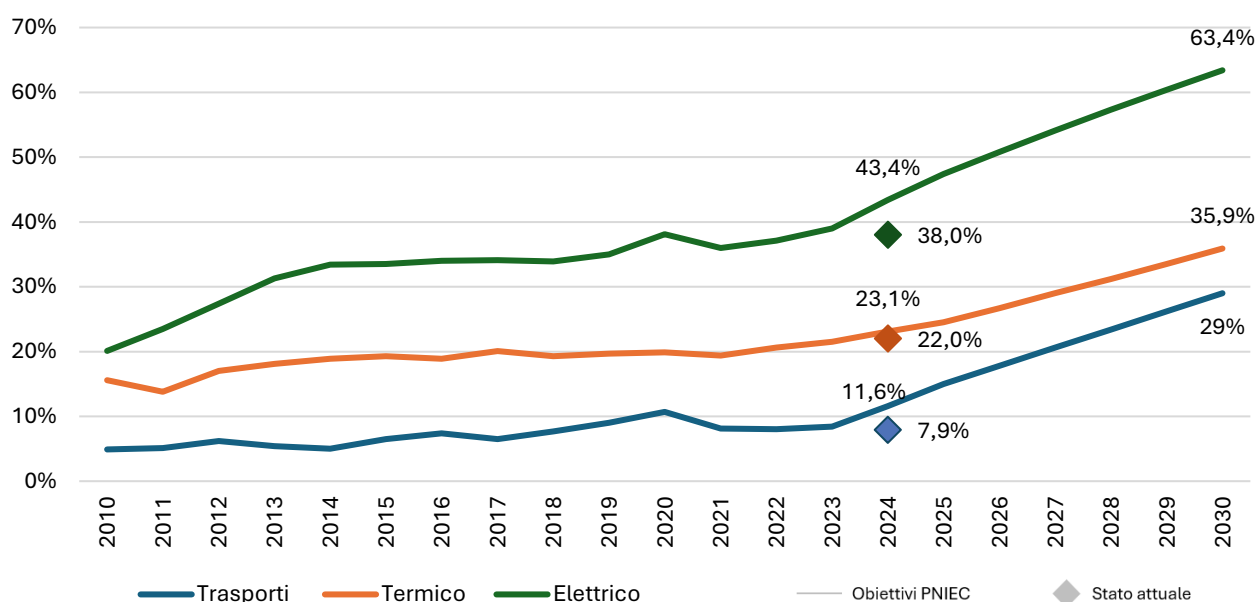


Figura 27 Quota di FER nei mix energetici per settore al 2024 e scenario PNIEC al 2030.

In sintesi, la transizione è avviata, ma per diventare davvero una leva di indipendenza e sviluppo deve ora compiere un salto di qualità, trasformando le ambizioni in risultati concreti: non si tratta solo di rispettare target europei, ma di rafforzare la produzione nazionale da fonti pulite per ridurre la vulnerabilità energetica, trattenere valore economico nel Paese e sviluppare filiere industriali innovative. La decarbonizzazione non è più un'opzione, bensì l'unica strada per rendere l'Italia più autonoma, resiliente e competitiva nel nuovo scenario energetico globale.

¹⁵ Con il recepimento italiano di gennaio 2026 della RED III, il target al 2030 indicato nel PNIEC 2024 diminuisce da 34,2% a 29%.

¹⁶ Riduzione assoluta stimata dal cambio del mix energetico al 2030 per settore.

4. L'impatto dello sviluppo delle rinnovabili sulle filiere e sulla creazione di nuova imprenditorialità in Italia

L'Italia, grazie all'elevata disponibilità di risorsa solare e alla presenza di siti adatti allo sviluppo dell'eolico onshore e offshore, rappresenta uno dei mercati più dinamici in Europa per nuove installazioni rinnovabili. Tuttavia, l'espansione della capacità installata non coincide automaticamente con la presenza di una filiera industriale solida e radicata nel territorio, e comprendere questa dinamica è fondamentale per valutare il reale impatto della transizione energetica sull'economia nazionale e permettere che possa svilupparsi a pieno una filiera industriale resiliente.

Questo capitolo analizza la filiera del fotovoltaico e dell'eolico con un focus specifico sul contesto italiano. L'obiettivo è illustrare come si distribuisce il valore lungo le diverse fasi del ciclo di vita degli impianti, individuando i segmenti effettivamente presidiati dall'industria nazionale e quelli che mostrano invece una forte dipendenza dalle importazioni.

La rilevanza del tema della filiera emerge almeno su tre piani:

1. la capacità del Paese di mantenere un adeguato livello di autonomia strategica nelle tecnologie chiave per la transizione energetica;
2. l'impatto sul valore aggiunto generato e sull'occupazione attivata a livello locale;
3. la resilienza rispetto a shock di prezzo o a possibili strozzature negli approvvigionamenti lungo le catene globali.

Questa prospettiva sarà utile per capire come la crescita delle rinnovabili possa tradursi in vantaggi concreti per l'Italia a livello industriale.

4.1. Il fotovoltaico

4.1.1. La catena del valore del fotovoltaico

La filiera di un impianto fotovoltaico si articola in quattro fasi principali: la produzione delle componenti, lo sviluppo e la costruzione, l'asset management e la manutenzione. Queste fasi coprono l'intero ciclo di vita dell'impianto, dalla fabbricazione dei moduli alla gestione operativa a lungo termine.



Figura 28 Catena del valore del settore fotovoltaico.

Comprendere la catena del valore è fondamentale per distinguere le attività che generano valore nazionale da quelle più esposte alla dipendenza dalle importazioni.

- La produzione delle componenti comprende moduli, inverter e altre apparecchiature elettriche e strutturali, come quadri, trasformatori e supporti. A monte si sviluppa una catena globale complessa che va dalla trasformazione del silicio alla produzione di wafer e celle fino all'assemblaggio dei moduli.
- La fase di sviluppo e costruzione integra progettazione, ingegneria, iter autorizzativo, attività di cantiere e connessione alla rete. Si tratta di un segmento ad alta intensità di lavoro locale, che richiede una conoscenza approfondita del territorio, della normativa nazionale e delle specificità della rete elettrica. In Italia questa fase è coperta in larga parte da imprese nazionali, spesso PMI specializzate o operatori EPC attivi su più regioni.
- L'asset management include il monitoraggio delle prestazioni, la gestione amministrativa e contabile, le pratiche assicurative e l'ottimizzazione dei contratti di vendita dell'energia.
- La manutenzione comprende ispezioni, pulizia dei moduli, sostituzione dei componenti e interventi correttivi. Queste attività generano una quota crescente di valore a mano a mano che aumenta il parco installato e rappresentano una fonte stabile di occupazione locale per tutta la vita utile degli impianti (25–30 anni).

4.1.2. La struttura dei costi del fotovoltaico

I costi della filiera fotovoltaica si dividono in CapEx (costi di investimento) e OpEx (costi operativi). I CapEx riguardano soprattutto la produzione delle componenti, lo sviluppo e la costruzione, mentre gli OpEx si riferiscono principalmente ad asset management e manutenzione.



Figura 29 Struttura dei CapEx nella catena del valore del fotovoltaico.

I costi di investimento variano in base alla dimensione dell'impianto, beneficiando di economie di scala: circa 1.700 €/kW per sistemi residenziali (0–19 kW), 1.400 €/kW per impianti industriali (20–999 kW) e 1.000 €/kW per impianti utility scale (oltre 1 MW).

Tra i CapEx, la voce più rilevante è lo sviluppo e costruzione, che può superare il 45% del totale nei grandi impianti, seguita dalle altre componenti come cabine, cavi e strutture di supporto. Moduli e inverter, pur essendo centrali, incidono proporzionalmente meno nei grandi impianti, grazie alla riduzione dei prezzi unitari su volumi maggiori.

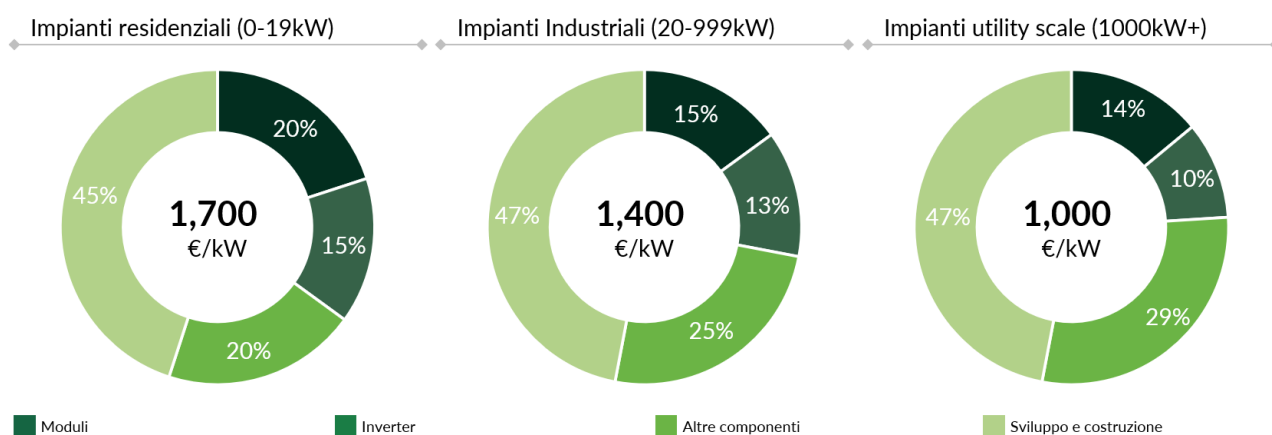


Figura 30 Struttura dei CapEx nel fotovoltaico per taglia, fonte: rielaborazione E&S, RER2025.

Gli OpEx fanno principalmente riferimento ai costi di asset management e manutenzione.



Figura 31 Struttura degli OpEx nella catena del valore del fotovoltaico.

Gli OpEx, invece, variano anch'essi con la dimensione dell'impianto: circa 26 €/kW/anno per i piccoli impianti, 24 €/kW/anno per quelli industriali e circa 20 €/kW/anno per i grandi impianti utility scale.

Nei sistemi residenziali la manutenzione rappresenta la voce principale e risulta relativamente più costosa, mentre negli impianti di grandi dimensioni assume maggiore peso l'asset management, supportato da sistemi avanzati di monitoraggio e gestione dei portafogli.

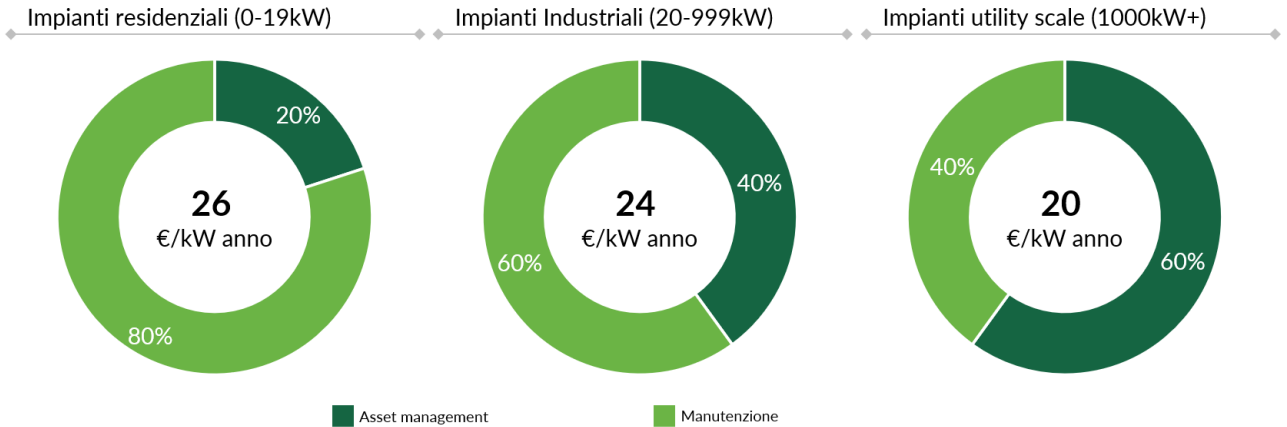


Figura 32 Struttura degli OpEx nel fotovoltaico per taglia.

4.1.3. La produzione nazionale e la dipendenza dalle importazioni

Nel 2025 il mercato fotovoltaico italiano è stimato intorno a 7,8 miliardi di euro, in leggero calo rispetto al 2024 ma sostanzialmente in linea con il 2023. La componente CapEx resta prevalente sul totale del valore annuale, mentre gli OpEx crescono con l'aumento del parco installato. Circa il 30% del mercato dipende dalle importazioni di componenti, mentre il restante 70% viene generato dalla filiera nazionale attraverso ricavi delle imprese italiane, costi diretti e valore aggiunto.

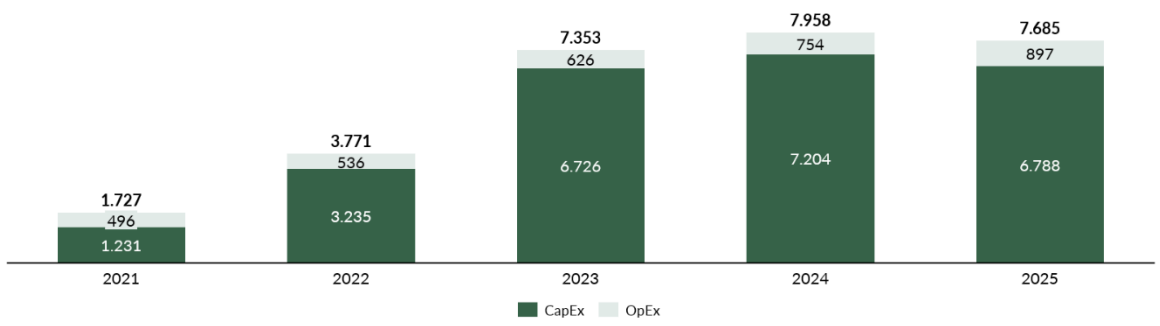


Figura 33 Il mercato del fotovoltaico generato in Italia (milioni di €).

La distribuzione tra produzione interna e import varia a seconda della voce di costo. Lo sviluppo e la costruzione sono per circa il 95% affidati a imprese italiane, mentre le altre componenti (cavi, trasformatori, quadri) vedono una quota interna superiore al 70%. Moduli e inverter, invece, sono quasi totalmente importati, con solo il 15% e il 9% del fabbisogno coperto da produzione nazionale.

Questa forte dipendenza dall'import di hardware fotovoltaico riflette il contesto europeo, dove la maggior parte dei componenti proviene da pochi Paesi asiatici, con conseguenti rischi legati a interruzioni logistiche, variazioni dei prezzi e misure commerciali.

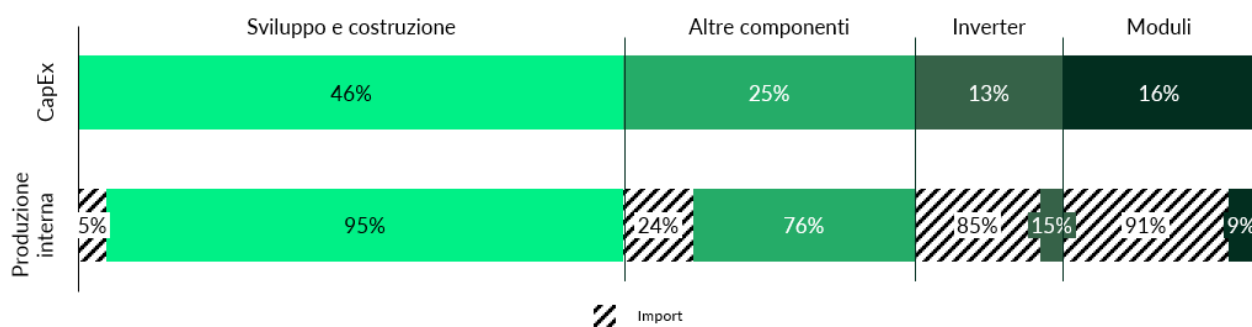


Figura 34 La ripartizione dei CapEx, la produzione interna e la quota di import.

4.1.4. La produzione italiana ed il valore aggiunto generato

Dall'analisi dei dati di mercato emerge che quasi il 30% del totale, pari a oltre 2 miliardi di euro, è coperto dalle importazioni, mentre i ricavi nazionali ammontano ai restanti 5 miliardi di euro.

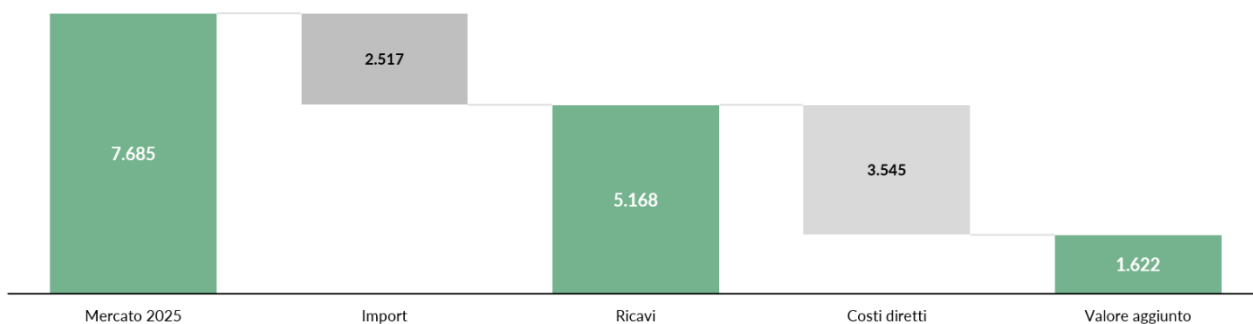


Figura 35 Il valore aggiunto del mercato complessivo nel settore del fotovoltaico.

Il valore aggiunto generato dalla produzione interna raggiunge 1,6 miliardi di euro, corrispondenti al 22% del mercato complessivo.

4.1.5. Le aziende italiane attive nella filiera del fotovoltaico

Oltre 17.000 imprese operano nel settore fotovoltaico, distribuite lungo le tre fasi della filiera.¹⁷ Queste aziende sono state classificate in tre categorie, corrispondenti ai principali stadi della filiera: produzione di componenti, sviluppo e costruzione e infine manutenzione e asset management.

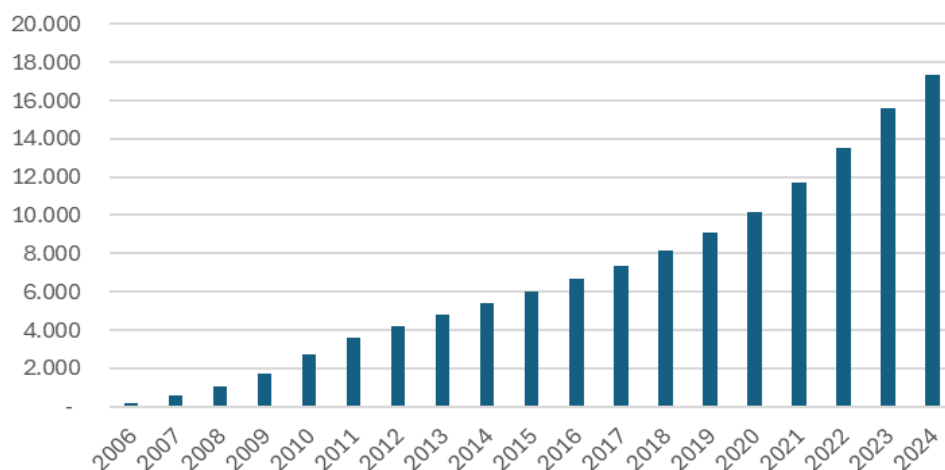


Figura 36 Numero di imprese coinvolte nella filiera del fotovoltaico.

Analizzando le stesse imprese in base alla data di fondazione, emerge come negli ultimi anni ci sia stato un significativo aumento di nuove imprese, andamento che riflette da vicino l'evoluzione degli incentivi e delle politiche di sostegno al settore.

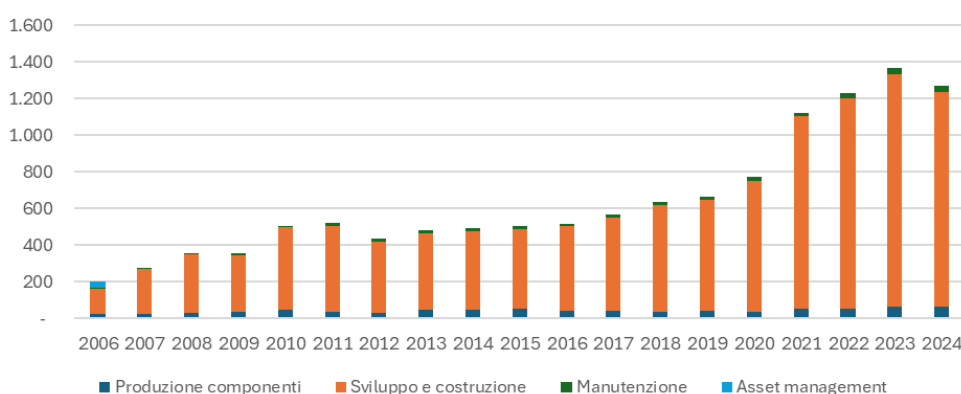


Figura 37 Distribuzione delle imprese coinvolte nella filiera del fotovoltaico per data di fondazione.

¹⁷ Ricerca desk tramite database (AIDA).

Analizzando i ricavi delle oltre 17.000 imprese del settore, emerge che negli ultimi tre anni queste hanno generato complessivamente circa 20 miliardi di euro l'anno, con un ricavo medio annuo per azienda pari a circa 1 milione di euro. Va precisato che questo dato non si riferisce esclusivamente al segmento fotovoltaico, ma all'intero insieme delle attività delle imprese indagate.

Il cluster che contribuisce maggiormente ai ricavi è quello dello sviluppo e costruzione, che comprende il 64% delle aziende del campione e genera più di due terzi dei ricavi totali, per un ammontare complessivo di circa 13 miliardi di euro.

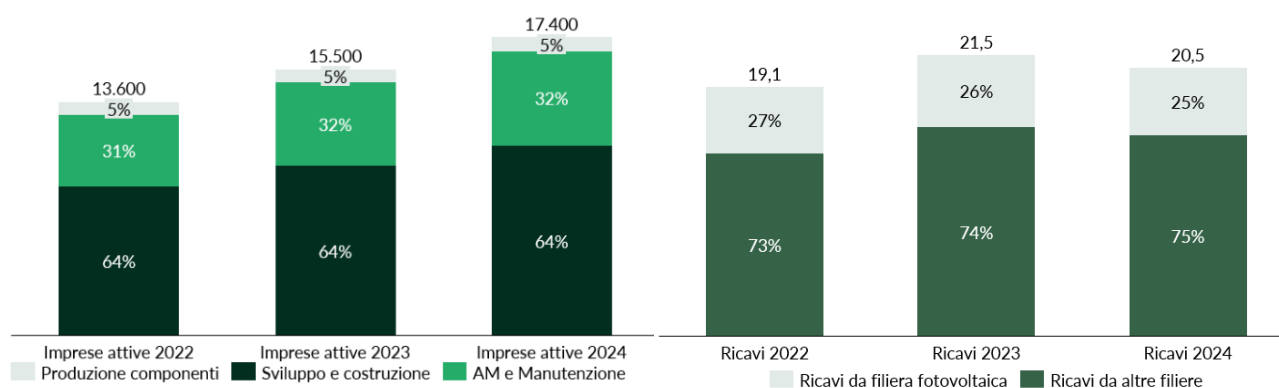


Figura 38 Numero di imprese attive e ricavi complessivi per segmento della catena del valore del fotovoltaico.

Per valutare il livello di specializzazione dei diversi segmenti della filiera, è stata analizzata la quota dei ricavi direttamente attribuibile alle attività riconducibili al fotovoltaico. Nel settore delle componenti emerge un'elevata specializzazione: pur trattandosi di un numero relativamente ridotto di imprese (circa 800), circa il 74% dei loro ricavi deriva direttamente dalla tecnologia fotovoltaica.

La situazione è opposta nel segmento dello sviluppo e della costruzione. Qui troviamo un alto numero di aziende (circa 11 mila), ma con un livello di specializzazione molto più basso: solo una parte contenuta dei ricavi, il 23%, è effettivamente legata al fotovoltaico, segno che molte di queste imprese operano in più ambiti.

Infine, il cluster aggregato dell'asset management e della manutenzione comprende circa 5.500 aziende e presenta un livello di specializzazione ancora più ridotto: appena il 13% dei ricavi deriva da attività legate in modo specifico al fotovoltaico. Ciò riflette la natura trasversale dei servizi offerti da queste imprese, spesso attive nella gestione e manutenzione di diversi tipi di impianti energetici, non solo in quelli solari.

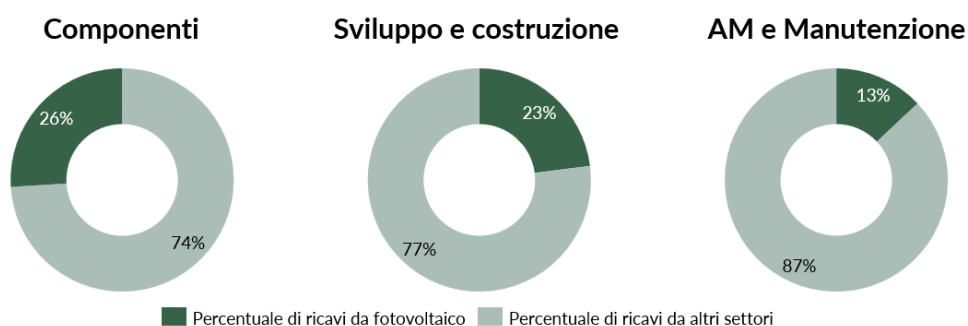


Figura 39 Livello di specializzazione delle aziende attive nel settore fotovoltaico.

Nel complesso, la fotografia del settore fotovoltaico evidenzia un mercato “robusto” dal valore di 7,3 miliardi €, caratterizzato da una forte presenza nazionale soprattutto nelle fasi di sviluppo, costruzione, gestione e manutenzione. La produzione di componenti rappresenta solo una piccola parte del valore totale, riflettendo una specializzazione industriale ancora limitata ma potenzialmente espandibile, la quasi totalità delle attività a valle della filiera è invece radicata sul territorio. La dipendenza dalle importazioni, pari a 2,2 miliardi di euro e concentrata proprio nei componenti principali, mette in luce un’area strategica su cui poter intervenire per aumentare la competitività interna. Quindi il settore presenta basi solide ma anche margini per un ulteriore rafforzamento della filiera produttiva nazionale.

Visione di sintesi: valore della filiera nel fotovoltaico		
	Quota delle imprese nazionali	Valore
Produzione di componenti	9% (Moduli) 15% (Inverter) 76% (altre componenti)	1,5 mld €
Sviluppo e costruzione	95%	2,9 mld €
Asset management e manutenzione	~100%	0,9 mld €
Import		2,5 mld €
Mercato		7,7 mld €

4.2. L'eolico

4.2.1. La catena del valore dell'eolico

La filiera eolica ha una struttura concettualmente simile a quella del fotovoltaico, pur presentando una maggiore complessità tecnica sia dei componenti sia dei processi di installazione. Anche in questo caso è possibile distinguere quattro fasi principali lungo l'intero ciclo di vita degli impianti: la produzione delle componenti, lo sviluppo e la costruzione, l'asset management e la manutenzione.



Figura 40 Catena del valore del settore eolico.

La fase di produzione comprende i principali elementi dell'impianto eolico, come turbine, pale e generatori (OEM), oltre alle componenti per la connessione, come cavi, cabine elettriche e altre strutture di supporto. Questi elementi rappresentano il cuore tecnico dell'impianto e richiedono elevati standard di progettazione e qualità dei materiali.

La fase di sviluppo e costruzione comprende diverse attività integrate. La progettazione, il design e l'ingegnerizzazione degli impianti garantiscono che le turbine e le infrastrutture siano ottimizzate sia dal punto di vista tecnico sia logistico. La costruzione e l'installazione rappresentano il cuore operativo del cantiere, mentre le pratiche autorizzative e la connessione alla rete richiedono competenze normative e una stretta collaborazione con le autorità locali e con i gestori della rete elettrica.

L'asset management include il monitoraggio delle prestazioni, la gestione amministrativa e contrattuale e l'ottimizzazione dei flussi di vendita dell'energia. Infine, la manutenzione comprende ispezioni, interventi correttivi e sostituzione dei componenti, garantendo la piena operatività degli impianti per l'intera vita utile, che può superare i 20–25 anni per le turbine eoliche.

4.2.2. La struttura dei costi dell'eolico

Per gli impianti eolici onshore in Italia, il costo medio di investimento si attesta attorno a 1.600 €/kW. La ripartizione dei CapEx mostra che circa il 64% è associato ai prodotti OEM, come pale e turbine, che rappresentano quindi la componente principale del costo totale. Le attività di

sviluppo e costruzione incidono per circa il 29%, mentre le operazioni di connessione e l'acquisizione del terreno contribuiscono con una quota più contenuta, pari al 7%.

I costi operativi medi si collocano intorno a 45 €/kW all'anno e sono ripartiti in modo quasi equo tra asset management e manutenzione, garantendo il corretto funzionamento degli impianti lungo tutta la loro vita utile.

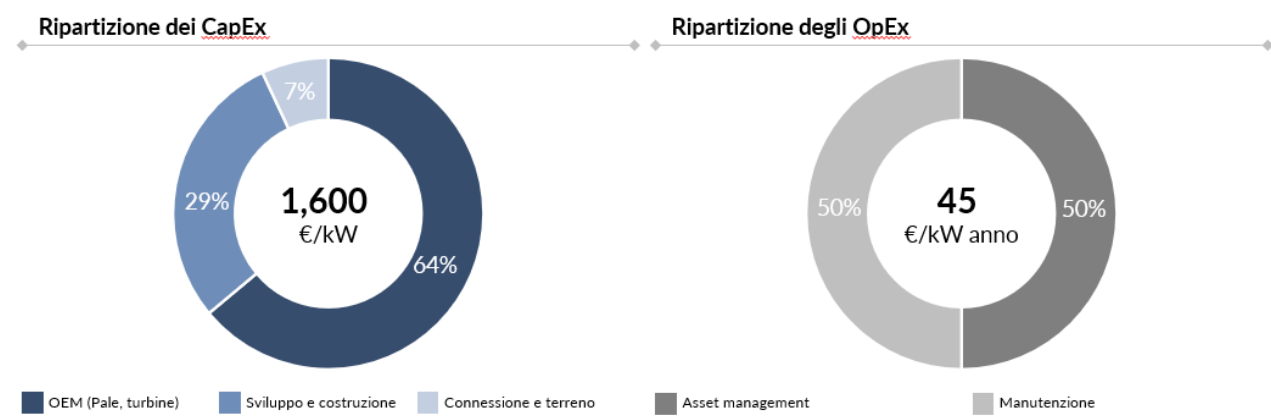


Figura 41 Ripartizione di CapEx e OpEx per un impianto eolico, fonte: rielaborazione E&S, RER2025.

Questi dati confermano lo schema emerso per il fotovoltaico: la forza della filiera nazionale è concentrata su progettazione, costruzione, gestione e manutenzione.

4.2.3. La produzione nazionale e la dipendenza dalle importazioni

Tra il 2021 e il 2025 il mercato italiano delle installazioni eoliche registra una crescita moderata, con valori compresi tra 1,15 e 1,55 miliardi di euro all'anno. Per il 2025 il mercato raggiunge circa 1,45 miliardi di euro, dei quali circa il 40% è legato a importazioni. Ciò significa che, pur in presenza di una significativa dipendenza dall'estero, una quota rilevante del valore generato rimane all'interno dell'economia nazionale, soprattutto nei segmenti legati ai servizi e alle attività operative sul territorio.

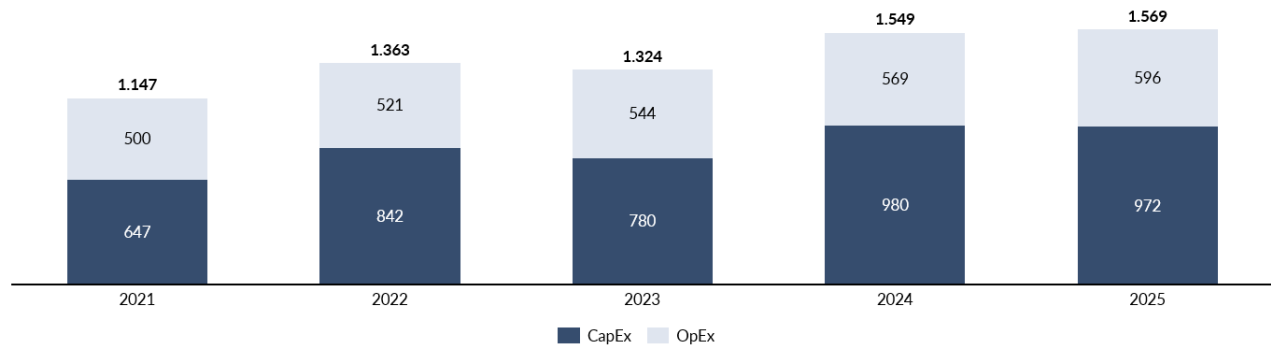


Figura 42 Mercato dell'eolico generato in Italia (M€).

La filiera eolica italiana presenta tuttavia uno squilibrio ancora più accentuato rispetto al fotovoltaico sul fronte della produzione interna. La principale voce di costo, costituita dai prodotti OEM, turbine, pale e altri componenti tecnologicamente avanzati, è infatti quasi totalmente importata. Solo circa il 2% della domanda nazionale viene coperta da produzione interna, mentre il restante 98% proviene da fornitori esteri. Questo scenario riflette la forte concentrazione del mercato globale delle turbine in pochi grandi gruppi, prevalentemente europei e asiatici, e la limitata presenza manifatturiera diretta in Italia per questa tipologia di componenti ad alta complessità tecnologica.

Al contrario, le attività di sviluppo e costruzione degli impianti sono coperte per circa il 95% da imprese italiane. Anche le componenti di connessione e le opere civili presentano una quota di produzione interna superiore al 70%. Questo significa che, analogamente al fotovoltaico, i segmenti di progettazione, costruzione, servizi e gestione rappresentano il cuore della filiera nazionale, mentre i componenti tecnologici principali vengono acquisiti dall'estero.

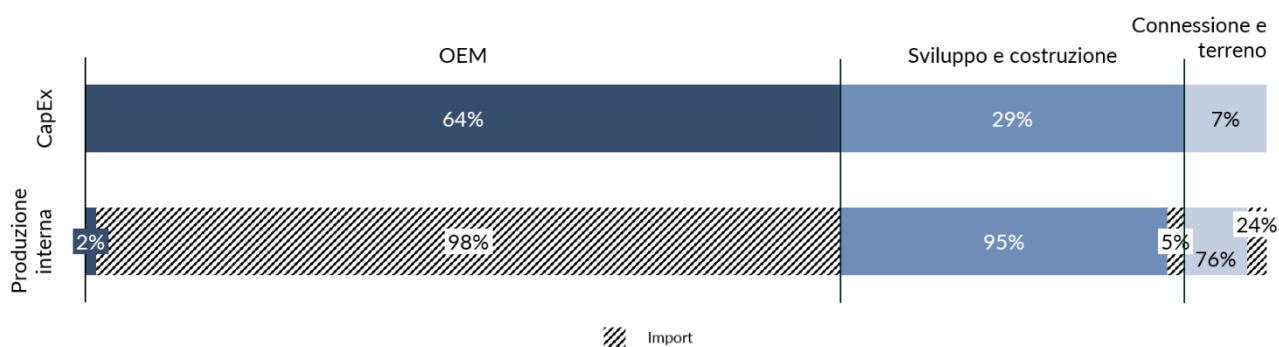


Figura 43 La ripartizione dei CapEx, la produzione interna e la quota di import.

4.2.4. La produzione italiana ed il valore aggiunto generato

Nonostante i dati evidenzino una discreta capacità della produzione nazionale di generare valore aggiunto, il quadro complessivo mette in luce alcune criticità strutturali. La dipendenza dalle importazioni, che in questo caso raggiunge il 40% del mercato, valore superiore rispetto al settore fotovoltaico, indica una filiera non pienamente autosufficiente.

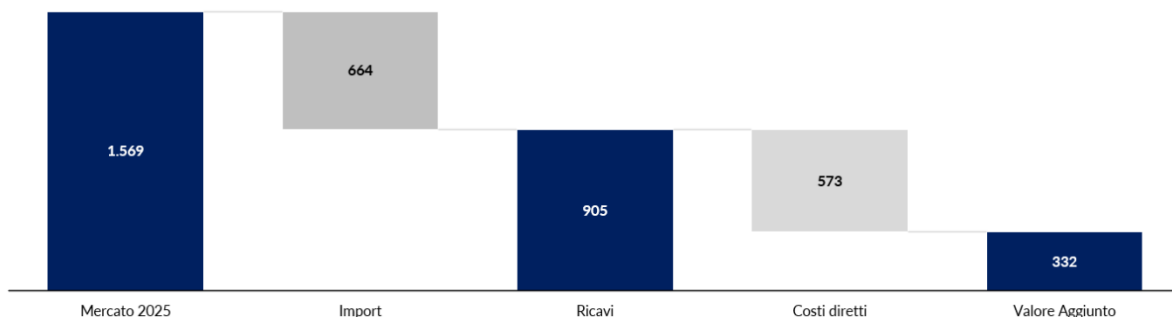


Figura 44 Il valore aggiunto del mercato complessivo nel settore dell'eolico.

Anche il valore aggiunto, in linea con il caso fotovoltaico (22%), conferma la capacità del settore di contribuire in modo significativo all'economia interna, pur lasciando intravedere ulteriori potenzialità da sviluppare lungo la filiera.

4.2.5. Le aziende italiane attive nella filiera dell'eolico

Analogamente a quanto fatto per l'analisi delle realtà attive nel nostro Paese, tramite analisi desk sono state individuate oltre 7.000 imprese attive nel settore delle energie rinnovabili nel settore eolico. Queste aziende sono state classificate in tre categorie, corrispondenti ai principali stadi della filiera: produzione di componenti, sviluppo e costruzione e infine manutenzione e asset management.

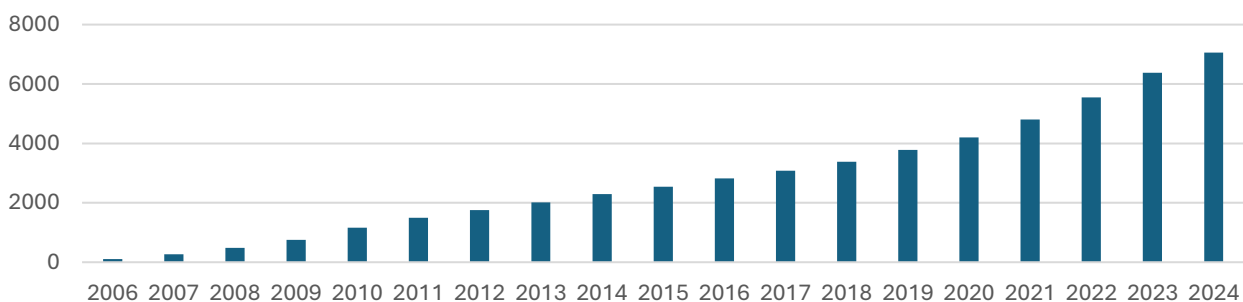


Figura 45 Numero di imprese coinvolte nella filiera dell'eolico.

Anche in questo secondo caso, analizzando le stesse imprese in base alla data di fondazione, emerge come negli ultimi anni ci sia stato un significativo aumento di nuove imprese, andamento che riflette da vicino l'evoluzione degli incentivi e delle politiche di sostegno al settore.

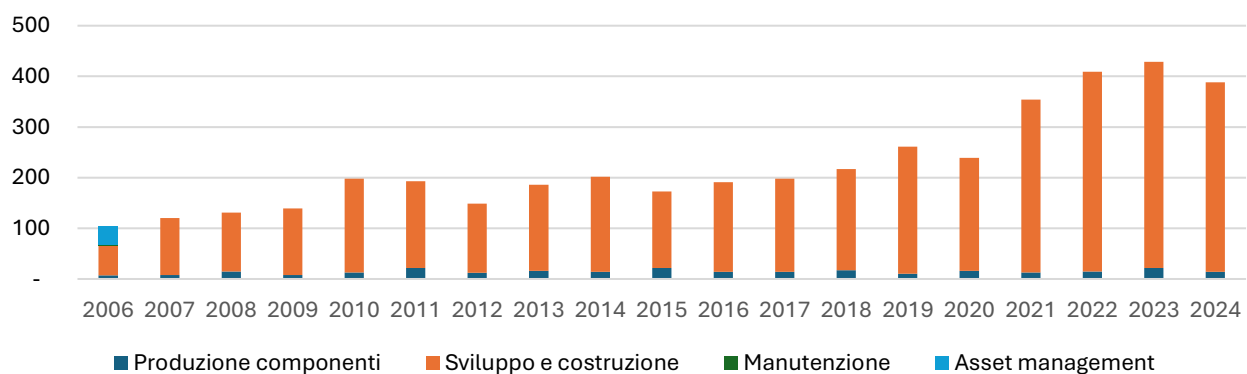


Figura 46 Distribuzione delle imprese coinvolte nella filiera dell'eolico per data di fondazione.

Analizzando i ricavi, emerge che negli ultimi tre anni queste hanno generato complessivamente circa 9,5 miliardi di euro l'anno, con un ricavo medio annuo per azienda pari a circa 1,4 milioni di euro, leggermente superiore al ricavo medio delle aziende operanti nel fotovoltaico.

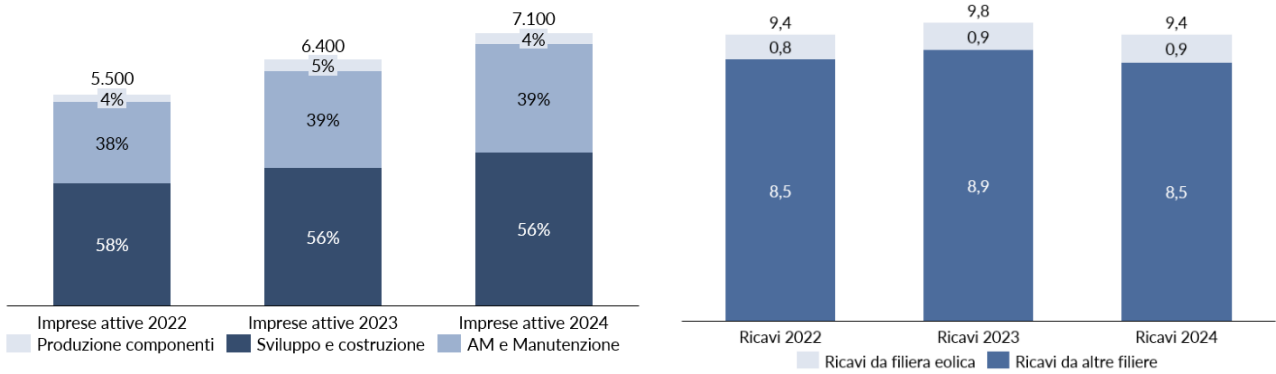


Figura 47 Numero di imprese attive e ricavi complessivi per segmento della catena del valore dell'eolico.

Per valutare il livello di specializzazione dei diversi segmenti della filiera eolica, al pari di quanto sviluppato per il settore fotovoltaico, è stata analizzata la quota dei ricavi direttamente attribuibile alle attività connesse all'eolico. Nel settore delle componenti emerge un livello di specializzazione molto basso: pur essendo un cluster numericamente ridotto, composto da circa 300 imprese, solo l'1% dei ricavi è riconducibile direttamente alla tecnologia eolica.

La situazione migliora solo leggermente nel segmento dello sviluppo e della costruzione. Questo cluster comprende circa 4.000 aziende, ma la specializzazione rimane contenuta: appena il 6% dei ricavi deriva da attività strettamente legate all'eolico, a conferma di un'operatività spesso diversificata in più settori energetici e infrastrutturali.

Infine, il cluster aggregato dell'asset management e della manutenzione, composto da circa 3.000 imprese, presenta un livello di specializzazione più elevato rispetto agli altri segmenti. In questo caso, il 21% dei ricavi è direttamente connesso alla gestione e alla manutenzione di impianti eolici, riflettendo la natura più specifica e tecnica dei servizi erogati in questa fase del ciclo di vita degli impianti.



Figura 48 Livello di specializzazione delle aziende attive nel settore eolico.

Nel complesso, il settore eolico presenta un mercato dal valore complessivo di 1,5 miliardi di euro, caratterizzato da una forte presenza nazionale nelle fasi di sviluppo, costruzione, asset management e manutenzione. La produzione di componenti risulta invece molto limitata, con una quota OEM pari al 2% del valore di mercato (10 milioni di euro), evidenziando una filiera manifatturiera nazionale ancora poco sviluppata.

La dipendenza dall'import, che riguarda principalmente turbine, pale e componentistica OEM, per un totale di 0,6 miliardi di euro, rappresenta l'elemento più critico, indicando un ampio margine di miglioramento sul fronte dell'autonomia produttiva. Pur contando su competenze nazionali consolidate nelle attività operative e gestionali, il settore eolico mostra potenzialità significative per rafforzare la propria catena del valore.

Visione di sintesi: valore della filiera nell'eolico		
	Quota delle imprese nazionali	Valore
Produzione di componenti	2% (OEM)	0,01 mld €
Sviluppo e costruzione	95%	0,3 mld €
Asset management e manutenzione	~100%	0,6 mld €
Import		0,7 mld €
Mercato		1,6 mld €

5. Lo stato attuale e l'evoluzione attesa di fotovoltaico ed eolico a livello regionale

L'Italia si conferma un mercato tra i più dinamici in Europa per lo sviluppo delle rinnovabili, grazie all'ampia disponibilità di risorsa solare e alle condizioni favorevoli per l'eolico, soprattutto nel Sud e sulle isole. Tuttavia, l'espansione della capacità installata non è uniforme sul territorio e dipende da fattori climatici, orografici e normativi, rendendo necessario analizzare non solo la quantità di energia prodotta, ma anche le modalità di distribuzione tra regioni e tipologie di impianti.

Questa sezione esamina il parco fotovoltaico ed eolico italiano, la sua evoluzione recente e le prospettive al 2030, con particolare attenzione a scenari di sviluppo, politiche di incentivazione, normative di riferimento e modelli di autoconsumo diffuso. Particolare rilievo è dato all'agrivoltaico e alle comunità energetiche, segmenti che stanno crescendo rapidamente e che offrono nuove opportunità per la transizione energetica.

L'analisi intende fornire una visione integrata delle dinamiche territoriali, tecnologiche e regolatorie, utile a comprendere come la crescita delle rinnovabili possa contribuire non solo alla produzione energetica, ma anche allo sviluppo sostenibile e alla resilienza del sistema elettrico nazionale.

5.1. Lo stato attuale

5.1.1. La capacità installata di fotovoltaico ed eolico per regione

In Italia risultano installati complessivamente circa 57 GW di capacità rinnovabile proveniente da impianti fotovoltaici ed eolici. La fonte prevalente è il fotovoltaico, che contribuisce con più di 43 GW, mentre l'eolico rappresenta quasi 14 GW del totale.

La distribuzione territoriale non è uniforme e mette in evidenza alcune regioni particolarmente dinamiche nello sviluppo delle rinnovabili. La Puglia si conferma il territorio con la potenza installata più elevata, con circa 8 GW, pari a circa il 14% del totale nazionale. Seguono la Sicilia, con oltre 6 GW (poco meno dell'11% del totale nazionale), e la Lombardia, che sfiora i 6 GW (circa l'10%).

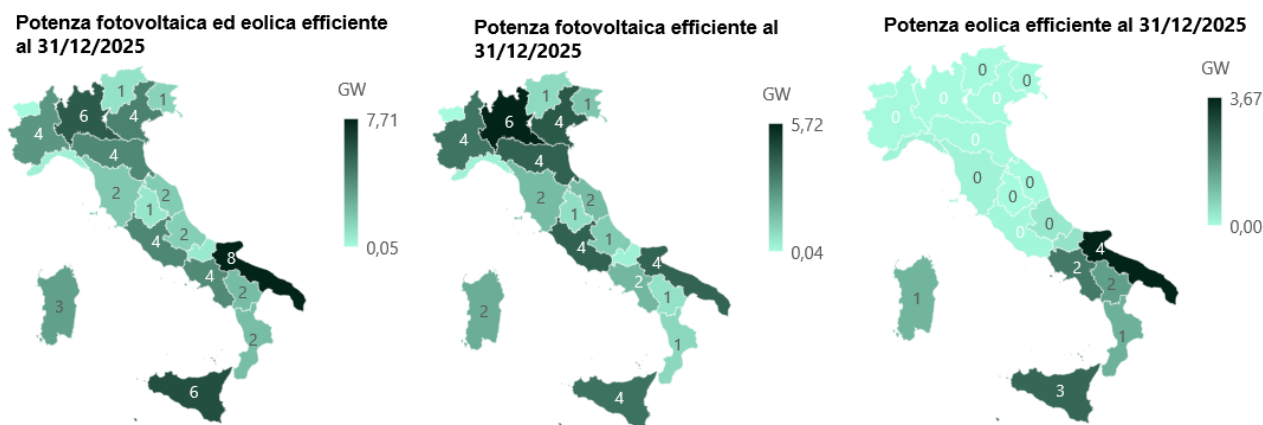


Figura 49 Potenza efficiente di fotovoltaico ed eolico in Italia. Fonte Terna, dati aggiornati al 31/12/2025.

Analizzando l'incidenza relativa di fotovoltaico ed eolico sulla capacità installata emergono due scenari distinti, ma sostanzialmente attesi.

Nelle regioni del Sud, in particolare Puglia, Sicilia, Calabria e Campania, si osserva una distribuzione piuttosto equilibrata tra le due tecnologie, grazie a condizioni climatiche e orografiche favorevoli sia alla produzione solare sia allo sviluppo dell'eolico.

Il Nord Italia, al contrario, a causa di profili di vento meno stabili e velocità medie più basse, non dispone di condizioni favorevoli allo sviluppo dell'eolico su larga scala. Questo limita la diffusione dell'energia eolica nell'area, di conseguenza, la produzione rinnovabile dell'area settentrionale si basa quasi interamente sul fotovoltaico, che dunque rappresenta la quota predominante della capacità installata.

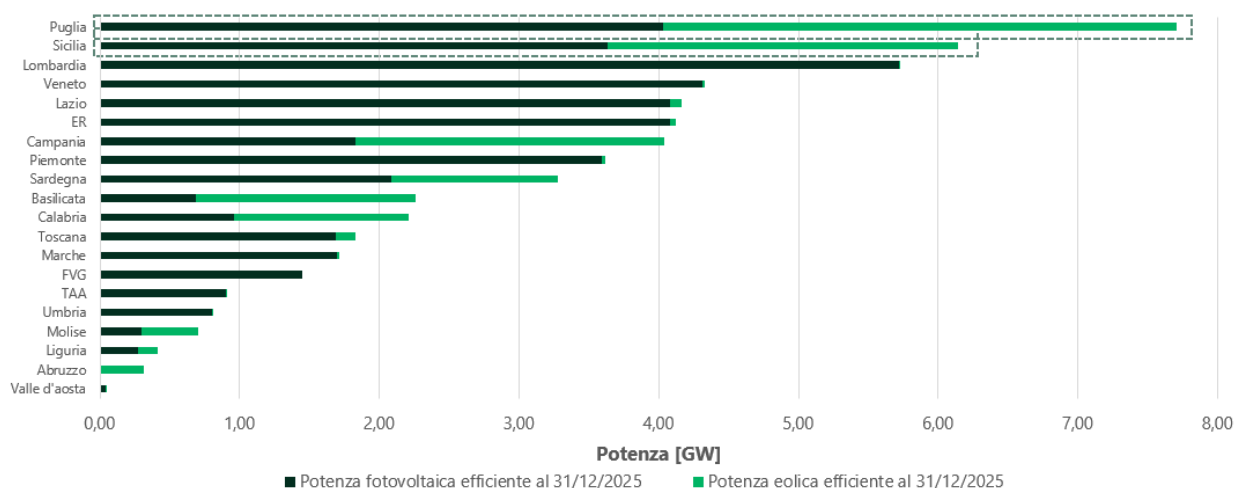


Figura 50 Potenza efficiente installata per regione. Fonte Terna, dati aggiornati al 31/12/2025.

5.1.2. L'evoluzione delle installazioni nel triennio 2023-2025

Negli ultimi 3 anni, il trend delle installazioni di fotovoltaico ed eolico mostra andamenti piuttosto differenti.

Per il fotovoltaico, il ritmo di crescita complessivo è rimasto piuttosto stabile e le nuove installazioni risultano piuttosto diffuse sul territorio, senza una concentrazione marcata in un'unica area. In questo periodo si distinguono in particolare Lombardia, Lazio e Sicilia, tra le regioni che hanno installato di più.

L'eolico, al contrario, evidenzia una dinamica più polarizzata. Nel Nord le installazioni restano quasi ferme, anche per ragioni legate all'orografia; fa eccezione la Liguria, che negli ultimi due anni ha registrato un incremento, seppur su capacità ancora limitate. Nel Sud l'andamento è meno uniforme: la Puglia concentra la parte principale della capacità eolica aggiunta nell'ultimo anno (440 MW su 3,6 GW totali), mentre Sicilia e Calabria si fermano al 2024 (210 MW e 43 MW installati nel 2024, rispettivamente). La Sardegna si distingue per la quota più rilevante di installazioni nel 2023 (78 MW), seguita da aumenti più contenuti nel 2024 e da una sostanziale stabilità nel 2025.

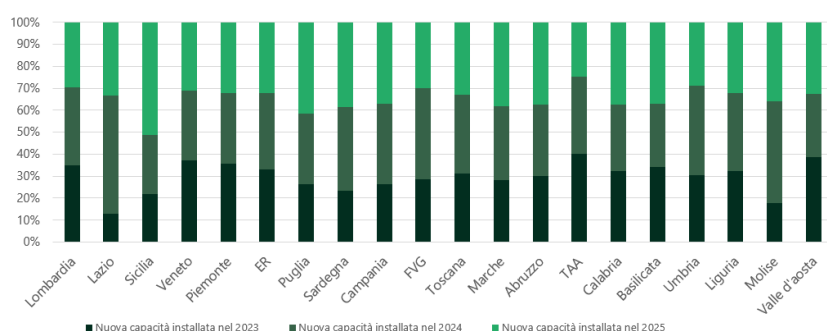


Figura 51 Andamento delle installazioni di fotovoltaico nel triennio 2023-2025. Fonte Terna.

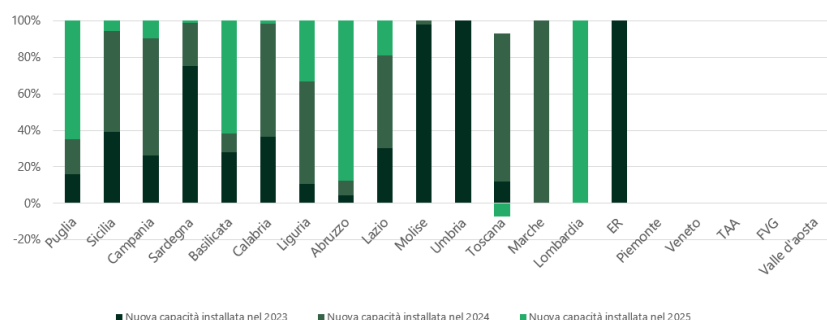


Figura 52 Andamento delle installazioni di eolico nel triennio 2023 – 2025. Fonte Terna.

5.1.3. La segmentazione degli impianti per taglia

La potenza fotovoltaica installata in Italia supera i 43 GW¹⁸, con una distribuzione che riflette il contributo combinato di impianti residenziali, industriali e utility scale. Il segmento industriale, con potenze nominali superiori a 20 kW e inferiori 1 MW, rappresenta la componente più rilevante del parco nazionale, con quasi 20 GW installati (50% della capacità installata). La restante capacità è distribuita in modo relativamente equilibrato tra il comparto residenziale, con potenze nominali fino a 20 kW, e quello utility scale, con potenze superiori a 1 MW.

Tuttavia, la distribuzione geografica evidenzia differenze significative. Lombardia e Veneto emergono come le regioni con la maggiore capacità installata, con valori che arrivano quasi a 6 GW per la Lombardia e superano i 4 GW per il Veneto. Subito dopo si collocano diverse regioni nell'intorno di una capacità installata di 4 GW, tra cui Lazio, Emilia-Romagna e Puglia, che conservano un ruolo di rilievo nel mix fotovoltaico nazionale. Alcune regioni presentano caratteristiche specifiche: nel Lazio e nelle isole, Sicilia e Sardegna, una parte consistente della capacità deriva da impianti utility scale, che incidono in maniera superiore alla media nazionale. Al contrario, nelle regioni del Nord la componente prevalente è rappresentata dagli impianti industriali, che costituiscono la quota più significativa della potenza installata.

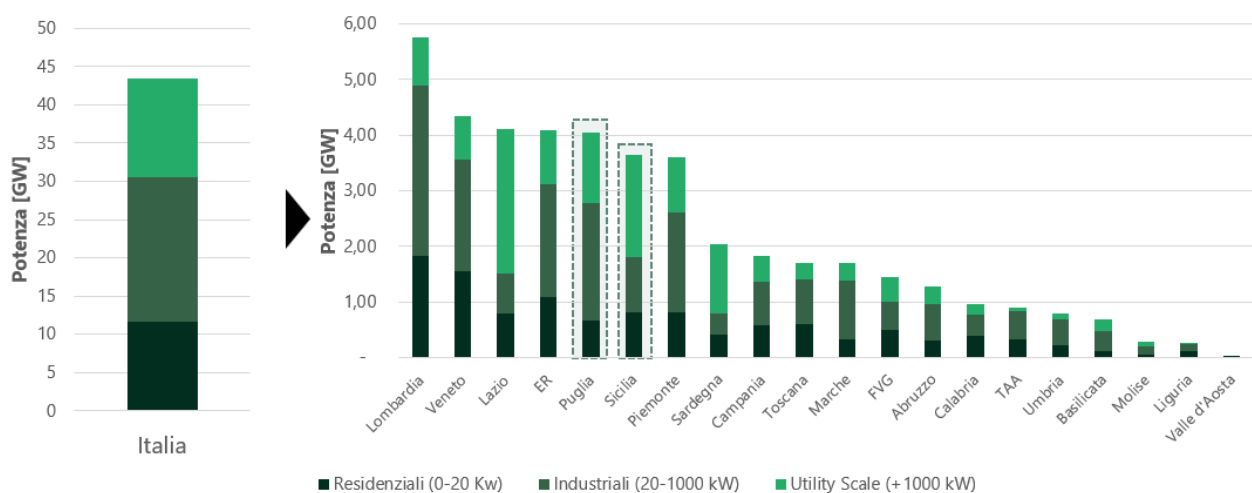


Figura 53 Potenza efficiente fotovoltaica installata in Italia. Fonte Terna, dati aggiornati al 31/12/2025.

La potenza eolica installata in Italia raggiunge quasi 14 GW¹⁹, risultanti dal contributo combinato di impianti non utility scale, con potenza nominale inferiore a 1 MW, e utility scale, con potenza nominale superiore a 1 MW. Tuttavia, la struttura del settore è fortemente sbilanciata verso questi ultimi, che rappresentano oltre il 95% della capacità complessiva.

¹⁸ Dati TERNA aggiornati al 31/12/2025

¹⁹ Dati TERNA aggiornati al 31/12/2025

Come prevedibile, il baricentro della produzione eolica si concentra nelle regioni del Sud. Puglia e Sicilia si confermano i territori trainanti, con una capacità installata compresa tra 3,7 GW e 2,5 GW. Seppur con valori assoluti contenuti, Puglia e Basilicata presentano anche un contributo significativo nel segmento non utility scale. Queste due regioni insieme ospitano infatti circa la metà dell'intera capacità eolica di piccola taglia installata in Italia.

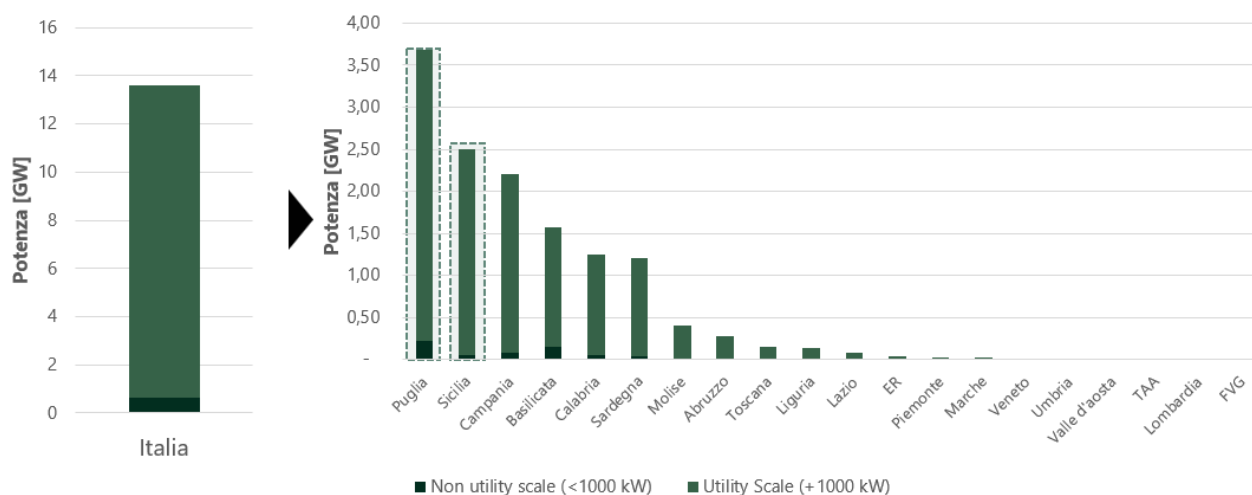


Figura 54 Potenza efficiente eolica installata in Italia. Fonte Terna, dati aggiornati al 31/12/2025.

5.2. Gli obiettivi al 2030 e gli scenari prospettici

La transizione energetica europea si fonda su obiettivi sempre più ambiziosi. A livello comunitario, il pacchetto *Fit for 55* e l'aggiornamento della direttiva RED III hanno rafforzato il ruolo delle FER nel mix energetico del continente, fissando target vincolanti per la produzione elettrica pulita e accelerando l'evoluzione tecnologica nei Paesi membri. Per l'Italia, ciò significa non solo aumentare in modo rapido e consistente la capacità rinnovabile installata, ma anche distribuire tale crescita in maniera coerente con le caratteristiche territoriali e con i fabbisogni del sistema elettrico. Il raggiungimento dei target europei non dipende però unicamente dal potenziale tecnico, ma richiede un quadro normativo stabile, una programmazione credibile delle capacità future e un monitoraggio continuo dell'avanzamento rispetto agli obiettivi.

Per valutare l'evoluzione attesa del parco rinnovabile italiano, in particolare per fotovoltaico ed eolico, è stato fatto riferimento a due principali orizzonti previsivi al 2030:

- Legge n°4/2026 (legge di conversione del D.L. 175/2025), che, in coerenza con l'obiettivo PNIEC di installare 80 GW di nuova capacità FER rispetto al 31/12/2020, introduce un sistema di *burden sharing* regionale. Tale meccanismo definisce il contributo atteso di ciascuna Regione e Provincia autonoma all'ampliamento della capacità rinnovabile nazionale.

- Scenari Terna–Snam 2030, anch’essi allineati al PNIEC, che stimano una capacità complessiva da fotovoltaico ed eolico pari a 107 GW al 2030. Pur essendo sviluppati su base zonale e non regionale, forniscono una rappresentazione dettagliata della composizione tecnologica. Per il fotovoltaico distinguono le componenti *residenziale*, *industriale* e *utility-scale*, per l’eolico separano invece la capacità *onshore* da quella *offshore*.

D.L. 175/2025 convertito dalla legge n°4/2026
(in vigore dal 22 novembre 2025)

**Documento di descrizione degli scenari (DDS) energetici
al 2030**
TERNA e SNAM
(pubblicato nel 2024)

► Incremento previsto di **80 GW** di capacità **FER aggiuntiva** al 2030 rispetto alla baseline del 31/12/2020, come definito dal PNIEC.

► Previsione di capacità da fotovoltaico ed eolico installata al 2030 di circa **107 GW**.

► **Obiettivi di potenza minima aggiuntiva rispetto al 2020 per ciascuna regione** per l’orizzonte temporale **2021-2030**.

► Obiettivi di **potenza efficiente** di FER installata al 2030 **per zona di mercato**

► **Nessuna distinzione** tra quota di **eolico** e **fotovoltaico** prevista

► **Dettaglio** quota parte di **eolico** e quota parte di **fotovoltaico**

Nota: l’incremento di 80 GW rispetto al 31/12/2020 rappresenta le nuove installazioni ed è al lordo delle dismissioni degli impianti esistenti

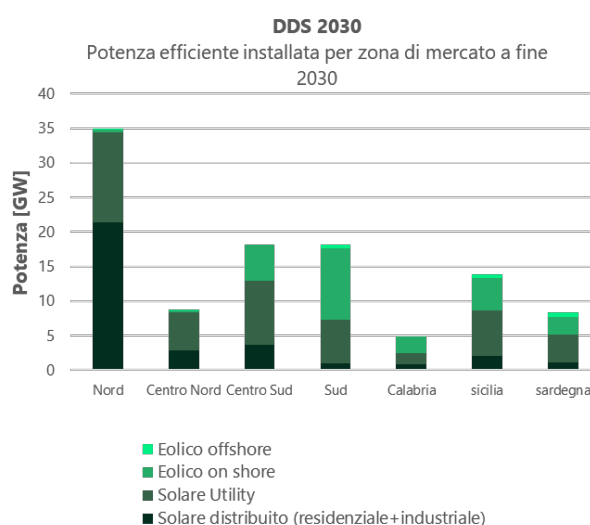
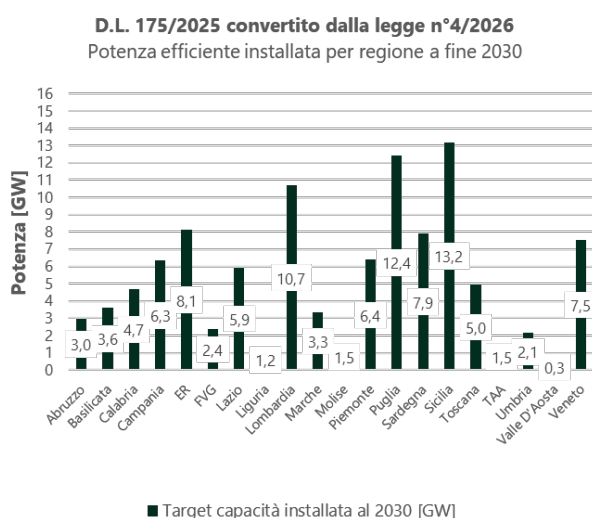


Figura 55 Proiezioni potenza efficiente eolica e fotovoltaica al 31/12/2030. Fonte: Legge n°4/2026 (legge di conversione del D.L. 175/2025) in allegato C-BIS (Tabella 1 - Ripartizione regionale di potenza minima per anno espressa in MW), Documento di descrizione degli scenari (DDS) energetici al 2030 elaborato da TERNA e SNAM (2024).

L’analisi tiene conto di questi riferimenti, utilizzandoli come base per stimare la dinamica attesa delle installazioni e per comprendere come la crescita di eolico e fotovoltaico possa distribuirsi tra territori e tipologie impiantistiche nel percorso verso il 2030. Gli scenari previsionali elaborati sono:

- Scenario ottimale
- Scenario pessimistico

5.2.1. Scenario ottimale

Questo scenario assume il conseguimento, entro il 31 dicembre 2030, della potenza efficiente FER assegnata a ciascuna Regione o Provincia Autonoma dalla legge n°4/2026, mantenendo al contempo la proporzione tra eolico e fotovoltaico prevista per ciascuna zona di mercato negli scenari DDS 2030 Terna-Snam. Ai fini della stima della potenza efficiente fotovoltaica ed eolica al 2030, l'incremento FER complessivo di 80 GW è stato depurato della potenza aggiuntiva riconducibile ad altre fonti rinnovabili (idroelettrico, geotermico e bioenergie) e si è tenuto conto delle quote di capacità fotovoltaica ed eolica soggetta a dismissione nel periodo 2025-2030.

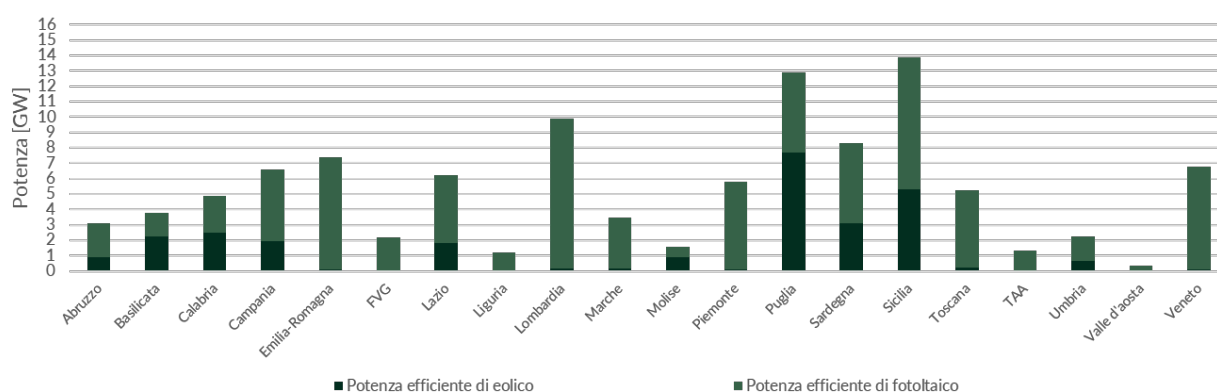


Figura 56 Potenza efficiente fotovoltaica ed eolica al 2030 secondo lo scenario ottimale. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati MASE, Terna-Snam.

Confrontando la situazione attuale del fotovoltaico con gli obiettivi dello scenario ottimale, nessuna regione ha raggiunto il target 2030, anche se il Lazio è molto vicino (92%), avendo quasi completato l'installazione prevista. Nel Nord, la maggior parte delle regioni supera il 50% del traguardo, mentre nel Sud la situazione è più eterogenea: la Puglia si distingue con un 78% di completamento, mentre la Sicilia mostra un certo ritardo (42%). Le regioni rimaste più indietro sono la Valle d'Aosta e la Liguria.

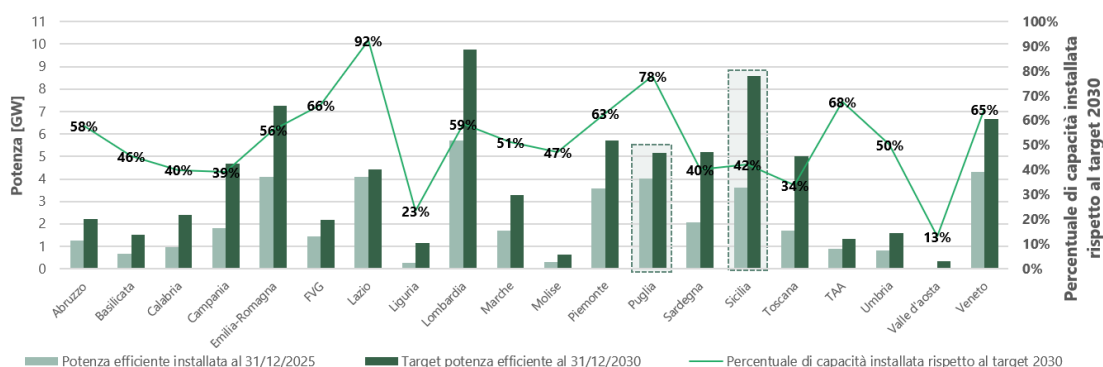


Figura 57 Capacità fotovoltaica attualmente installata e confronto rispetto ai target 2030 secondo lo scenario ottimale. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati MASE e Terna-Snam.

Confrontando la situazione attuale dell'eolico con lo scenario ottimale, la Campania e la Liguria risultano essere le uniche regioni che hanno già superato l'obiettivo previsto. Alcune altre regioni lo stanno raggiungendo, mentre la Puglia e la Sicilia non raggiungono il 50% del completamento, il che significa che dovranno installare più del doppio della capacità eolica attuale.

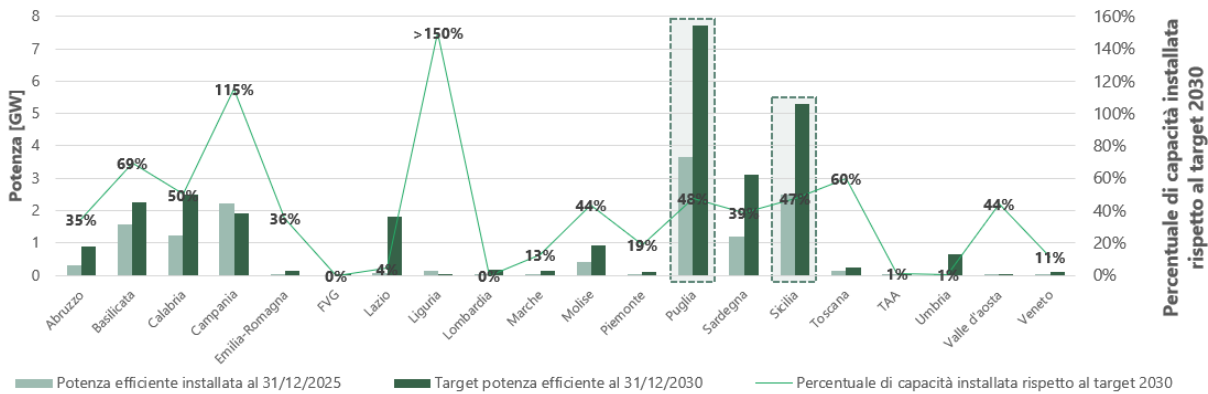


Figura 58 Capacità eolica attualmente installata e confronto rispetto ai target 2030 secondo lo scenario ottimale. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati MASE e Terna-Snam.

5.2.2. Scenario pessimistico

Anche questo scenario assume il conseguimento, entro il 31 dicembre 2030, della potenza efficiente FER assegnata a ciascuna Regione dalla legge n°4/2026. Tuttavia, per la ripartizione tra potenza eolica e fotovoltaica, considera il trend delle installazioni sugli ultimi 4 anni (2020-2024). Infatti, il trend medio di potenza installata per l'eolico rispetto al fotovoltaico è in leggera ma continua decrescita, e se questo andamento perdurerà fino al 2030 gli scenari terna Snam 2030 non saranno rispettati.

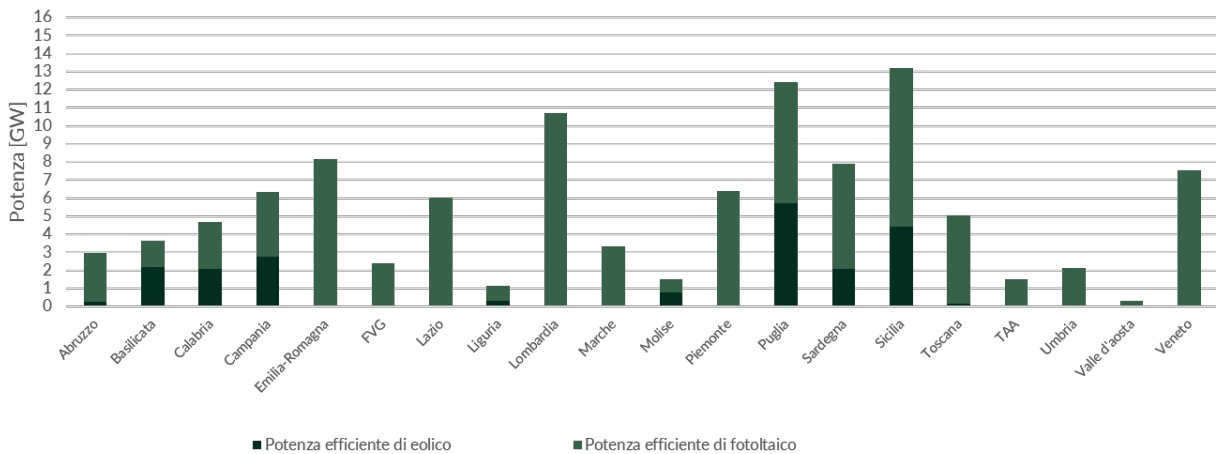


Figura 57 Potenza efficiente fotovoltaica ed eolica al 2030 secondo lo scenario pessimistico. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati MASE, Terna-Snam.

Sulla base delle proiezioni di sviluppo, in quasi tutte le zone di mercato, la capacità fotovoltaica installata non solo raggiunge ma supera i target previsti dagli scenari Terna-Snam al 2030,

mentre i target eolici risultano sistematicamente non allineati. La zona che presenta il divario più evidente è il Centro-Nord, che non arriva nemmeno al 50% della potenza eolica stimata. Al contrario, il Sud è l'area con le migliori performance sul fotovoltaico, superando il proprio obiettivo di circa +21%.

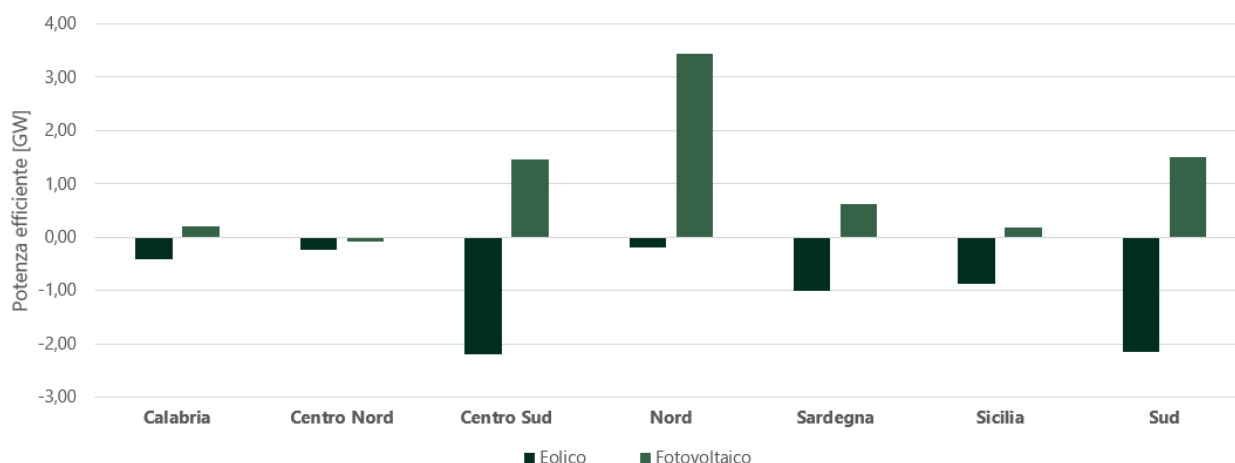


Figura 58 Discrepanza tra i target degli Scenari Terna Snam 2030 e lo scenario pessimistico. Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati MASE e Terna-Snam

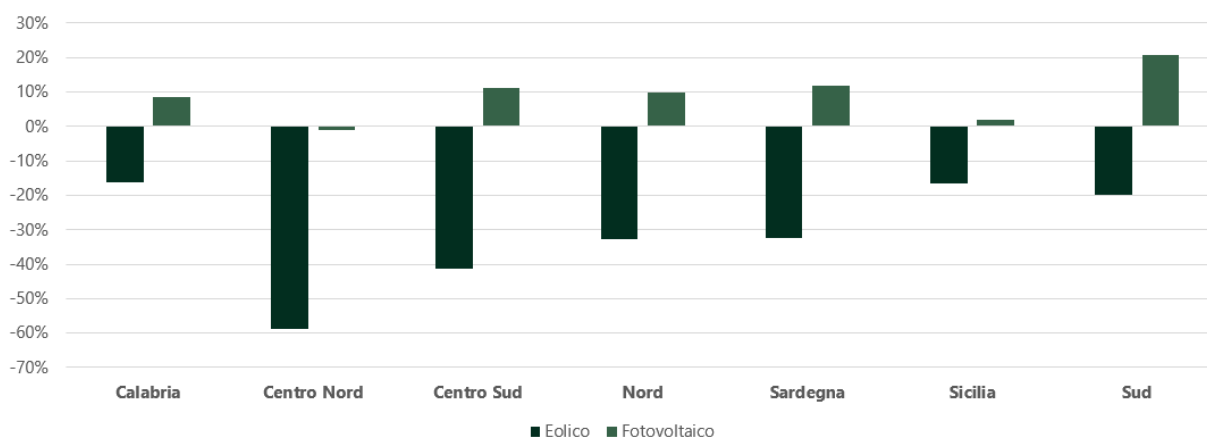


Figura 59 Discrepanza percentuale tra i target degli Scenari Terna Snam 2030 e lo scenario pessimistico. Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati MASE e Terna-Snam.

Qualora l'Italia seguisse la traiettoria delineata nello scenario ottimale (S1), al 2030 si configurerebbe un rapporto tra capacità fotovoltaica ed eolica pari a circa 3:1 rispetto al rapporto di 4:1 previsto nello scenario pessimistico (S2).

Considerando in termini aggregati lo stato di avanzamento delle installazioni rispetto agli obiettivi 2030 per lo scenario ottimale (S1), il livello di sviluppo delle due tecnologie risulta attualmente comparabile: sono infatti già installati quasi 14 GW dei 28 GW previsti per l'eolico e oltre 43 GW dei 79 GW previsti per il fotovoltaico, corrispondenti in entrambi i casi a circa

metà della traiettoria. Tuttavia, a livello territoriale emergono importanti differenze. Con riferimento all'eolico, le tre principali regioni per capacità installata, ovvero Puglia, Sicilia e Sardegna, che complessivamente rappresenteranno quasi il 60% della potenza efficiente nazionale al 2030, non hanno ancora raggiunto il 50% del target assegnato. Più in generale, fatta eccezione per due regioni particolarmente virtuose, Campania e Liguria, che hanno già superato l'obiettivo, tutte le altre risultano sistematicamente al di sotto della soglia del 50%. Al contrario, per il fotovoltaico il livello di avanzamento appare complessivamente più elevato: quasi tutte le regioni hanno infatti superato il 50% di completamento, e Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte e Lombardia, che nel 2030 dovrebbero rappresentare complessivamente circa il 40% della capacità totale, risultano già ampiamente oltre tale soglia. Un'eccezione rilevante nel Sud è tuttavia rappresentata dalla Sardegna, che si colloca ancora sensibilmente al di sotto della media nazionale.

Qualora il tasso di nuove installazioni eoliche dovesse rimanere invariato, come ipotizzato nello scenario pessimistico (S2), risulterebbe difficile colmare il divario attualmente esistente rispetto agli obiettivi. Ne deriverebbe un crescente disallineamento tra i target programmati e lo sviluppo effettivo dell'eolico, in particolare nelle aree del Centro-Sud e del Sud, a vantaggio del fotovoltaico, con un potenziale indebolimento della complementarità tra le due fonti, fondamentale per garantire una produzione più continua. Tale squilibrio potrebbe tradursi in una maggiore esposizione a picchi e cali di produzione, oltre che in una più elevata dipendenza dalla rete, soprattutto in assenza di un adeguato sviluppo dei sistemi di accumulo e delle soluzioni ibride.

5.3. Il quadro normativo-regolatorio: aree idonee e zone di accelerazione

A livello nazionale, il quadro normativo per lo sviluppo degli impianti a fonti energetiche rinnovabili, comprendente l'individuazione delle aree idonee, la definizione delle zone di accelerazione e la disciplina dei relativi regimi autorizzativi, si è recentemente consolidato attraverso una sequenza di interventi tra loro coordinati, nel contesto del passaggio dalla RED II alla RED III.

In una fase iniziale, il D.M. 21 giugno 2024 “Aree idonee” ha rappresentato il primo tassello attuativo, avviando alla ripartizione dei contingenti regionali di nuova capacità rinnovabile e orientando una prima identificazione delle aree idonee per l'installazione di tale capacità. Tuttavia, questo assetto, anche alla luce delle controversie sviluppatosi nel frattempo, è stato superato. .

Oggi la disciplina vigente si fonda principalmente sul Testo Unico sulle Rinnovabili (D.Lgs. 190/2024), come corretto dal D.Lgs. 178/2025 e integrato dalla legge 4/2026 (di conversione del D.L. 175/2025). Nel complesso, questi interventi hanno avuto l'obiettivo di ricondurre ad un quadro più unitario la materia delle aree idonee e il coordinamento con le zone di accelerazione, rafforzando semplificazione e certezza degli iter autorizzativi in vista del conseguimento dei target PNIEC al 2030.

Quadro normativo nazionale			
Decreto	Stato	Cronologia	Obiettivi
1 Decreto Ministeriale «Aree Idonee»	✗	2 luglio 2024 - Parzialmente annullato dopo la sentenza del TAR Lazio (maggio 2025) - Abrogato dalla legge di conversione del D.L. 175/2025	- Ripartire tra Regioni e Province autonome l'obiettivo PNIEC al 2030 di +80 GW da rinnovabili rispetto al 2020 - Individuare criteri per la selezione da parte di Regioni e Province Autonome delle aree destinate all'installazione di impianti FER (dette «Aree idonee»), funzionali al raggiungimento di tali obiettivi
2 D.Lgs 190/2024 «Testo Unico Rinnovabili»	✓	30 dicembre 2024 - Integrato e modificato dal correttivo D.Lgs 178/2025 (26 novembre 2025) - Ulteriori integrazioni intervenute tramite la legge 4/2026 di conversione del DL 175/2025	- Definire i regimi amministrativi applicabili alla costruzione/rifacimento e all'esercizio degli impianti a FER (AL, PAS, AU) - Coordinare il ruolo di Regioni ed enti locali, prevedendo che adottino piani per l'individuazione di zone di accelerazione, in cui l'iter autorizzativo sia fortemente semplificato, al fine di favorire la rapida installazione di impianti FER
3 D.L. 175/2025 «Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili» convertito con la Legge 4/2026	✓	22 novembre 2025 - Convertito in legge il 15 gennaio 2026 (legge n°4 di conversione)	- Chiarire i criteri di individuazione e ridefinire l'elenco delle aree idonee all'installazione di impianti FER, superando la promiscuità del quadro previgente. - Definire i tempi entro cui Regioni e Province autonome devono individuare, tramite propria legge, ulteriori aree idonee rispetto a quelle ex lege - Modificare la disciplina dei regimi amministrativi semplificati per gli impianti localizzati in aree idonee

Decreto Ministeriale 21 giugno 2024 “Decreto Aree Idonee”

Il decreto, emanato in attuazione del D.Lgs. 199/2021, che recepiva la Direttiva RED II, è entrato in vigore il 2 luglio 2024. Il decreto definiva i contingenti regionali di potenza necessari per conseguire l'obiettivo di nuova capacità da fonti energetiche rinnovabili previsto dal PNIEC, pari a 80 GW da installare nel periodo compreso tra il 31 dicembre 2020 e il 31 dicembre 2030. Inoltre, stabiliva i criteri che Regioni e Province autonome avrebbero dovuto adottare per individuare le aree idonee all'installazione degli impianti FER, al fine di garantire il raggiungimento di tali obiettivi. Tuttavia, l'attuazione del decreto a livello regionale è risultata fortemente disomogenea: non tutte le Regioni hanno provveduto al recepimento tramite

apposita legge regionale entro i termini previsti dal decreto, e, nei casi in cui ciò è avvenuto, l'applicazione è stata spesso caratterizzata da un'interpretazione restrittiva delle disposizioni nazionali. In questo contesto, nel maggio 2025 il TAR Lazio, con la sentenza n. 9155/2025, ha annullato alcuni commi del provvedimento, ritenendoli illegittimi. La sentenza ha chiarito che le amministrazioni regionali non possono introdurre restrizioni ulteriori rispetto alla normativa statale, dovendo garantire almeno il recepimento delle aree idonee individuate ex lege. Il decreto è stato infine superato con il D.L. 175/2025..

Decreto Legislativo 190/2024 “Testo Unico sulle Rinnovabili” - Modificato dal Decreto Legislativo 178/2025

Il Testo Unico sulle fonti energetiche rinnovabili è stato introdotto con il decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190 ed è entrato in vigore il 30 dicembre 2024. Il provvedimento disciplina i regimi amministrativi applicabili alla costruzione, al potenziamento e all'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili, definendo i principali procedimenti autorizzativi tra cui edilizia libera, procedura abilitativa semplificata (PAS) e autorizzazione unica e il relativo riparto di competenze. Tra le innovazioni di maggiore rilievo, il Testo Unico introduce la previsione delle zone di accelerazione, ossia aree nelle quali l'autorizzazione degli impianti FER è assoggettata a iter semplificati e a tempistiche significativamente ridotte. Regioni e Province autonome sono tenute a recepire tali zone nei propri strumenti di pianificazione entro la fine di febbraio 2026.

Nel corso del 2025, il TUR è stato oggetto di interventi correttivi e integrativi, culminati nel decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178, volto a chiarire l'ambito applicativo delle procedure, rafforzare le semplificazioni e migliorare il coordinamento tra i diversi livelli amministrativi. Parallelamente, il decreto-legge 175/2025 (convertito in legge a gennaio 2026) è intervenuto sulla pianificazione territoriale, inserendo nel TUR l'articolo *11-bis* in materia di aree idonee, superando così l'impianto regolatorio del D.M. 21 giugno 2024.

Decreto-legge 175/2025 - convertito in legge il 15 gennaio 2026

Il D.L. 175/2025, recante «Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili», ha rappresentato un provvedimento “ponte” sul quadro regolatorio nazionale in materia di FER, intervenendo sia sul D.Lgs. 190/2024 sia sulla disciplina attuativa delle aree idonee delineata dal D.M. 21 giugno 2024. Convertito in legge il 15 gennaio 2026, il decreto è stato adottato con l'obiettivo di assicurare continuità normativa e certezza procedurale in una fase di transizione particolarmente delicata, segnata dall'esigenza di accelerare gli iter autorizzativi per conseguire i target europei. In particolare, il provvedimento ha individuato un nucleo minimo di aree idonee da recepire ex lege da parte delle Regioni e delle Province autonome, inserendolo nel TUR mediante l'articolo *11-bis*. Contestualmente, ha ribadito la necessità che le amministrazioni territoriali procedano, entro le tempistiche previste, all'individuazione di ulteriori aree rispetto a quelle già indicate. In parallelo, ha introdotto e chiarito misure volte a semplificare e accelerare i procedimenti autorizzativi nelle zone di accelerazione e nelle aree già qualificate come idonee.

L'intervento si è reso necessario poiché la disciplina del D.M. "Aree idonee" evidenziava l'esigenza di una revisione strutturale, mentre il TUR era ancora in una fase di consolidamento ed evoluzione, in attesa di piena stabilizzazione tramite interventi correttivi. In tale quadro, molte Regioni non avevano ancora completato l'aggiornamento dei propri strumenti di pianificazione e, al contempo, l'Unione europea sollecitava un'accelerazione immediata nello sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili. In questo contesto, il D.L. 175/2025 si configura dunque come uno strumento rapido e immediatamente applicabile, concepito per prevenire rallentamenti o blocchi autorizzativi e per garantire la continuità del percorso di crescita delle rinnovabili.

Nel complesso, il quadro regolatorio, in rapida e continua evoluzione negli ultimi due anni, sembra avviarsi verso una fase di consolidamento e assestamento. Resta tuttavia da verificare in che misura lo sforzo di rendere il sistema nazionale più organico e orientato alla semplificazione dei procedimenti autorizzativi, uno dei principali fattori critici per l'attuazione dei progetti, troverà effettiva applicazione a livello territoriale, attraverso le scelte e i provvedimenti delle amministrazioni regionali.

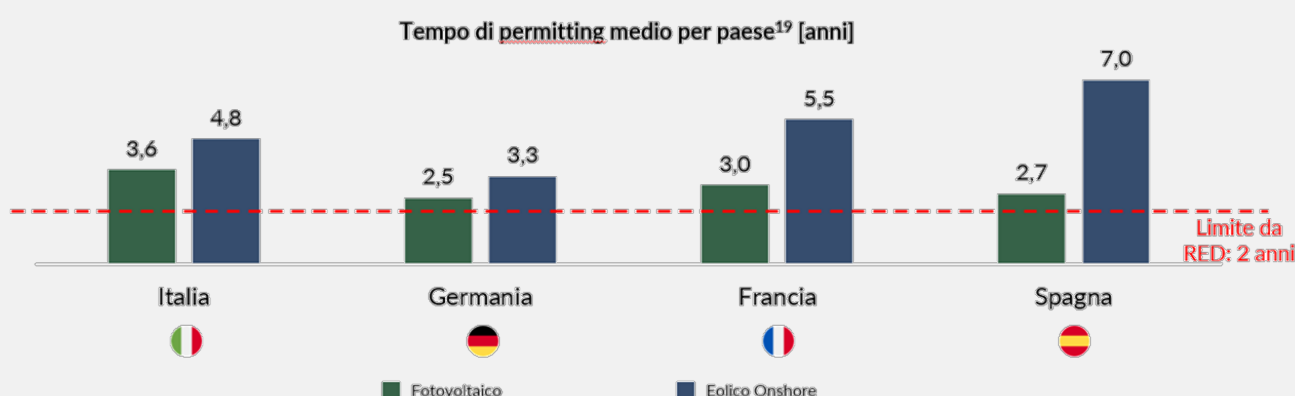
Approfondimento: I tempi autorizzativi, una criticità a livello europeo

L'introduzione di scadenze normative per il rilascio dei permessi costituisce un elemento centrale del quadro europeo in materia di autorizzazioni per le fonti rinnovabili. Tra il 2023 e il 2025, il recepimento delle disposizioni che fissano un termine massimo di due anni per il procedimento autorizzativo è cresciuto in modo significativo, con un incremento superiore al 50%. Tuttavia, questo avanzamento rimane in larga misura formale e non si traduce ancora in una reale riduzione dei tempi autorizzativi.²⁰

Nella maggior parte degli Stati membri, infatti, i termini procedurali non sono accompagnati da meccanismi di enforcement efficaci. Anche laddove le scadenze siano formalmente previste, la loro applicazione è spesso indebolita da carenze strutturali delle amministrazioni competenti, sia in termini di risorse umane sia di competenze tecniche. Inoltre, la possibilità per le autorità di sospendere i procedimenti attraverso richieste reiterate di integrazioni documentali contribuisce a dilatare significativamente i tempi decisionali.

Solo pochi Paesi hanno introdotto riforme mirate ad accelerare i procedimenti autorizzativi per le rinnovabili. Tra questi, Belgio, Ungheria e Lituania (e in parte la Romania) risultano gli unici ad aver implementato strumenti realmente efficaci per rispettare il termine biennale previsto dalla RED III. Negli altri casi, inclusa l'Italia, l'impatto delle riforme è limitato da carenze amministrative e da una mancata riorganizzazione dei processi. In Polonia, in particolare, i costi e gli oneri per gli sviluppatori restano sostanzialmente invariati, senza benefici evidenti in termini di efficienza autorizzativa.

Il confronto tra il limite massimo di due anni stabilito dalla RED III e i tempi medi effettivi di autorizzazione per i grandi impianti fotovoltaici evidenzia chiaramente questo scollamento tra normativa e prassi: anche nei Paesi con regole più stringenti, i procedimenti superano in media i due anni. Ne emerge che la sola introduzione di scadenze legali non è sufficiente; il raggiungimento degli obiettivi europei sulle energie rinnovabili richiede termini realmente cogenti, accompagnati da un rafforzamento sostanziale delle capacità amministrative.²¹



²⁰ Solar Power Europe: EU Renewable Energy Permitting 2025.

²¹ Rielaborazione Energy&Strategy su dati IEA, EMBER, EEA e TEHA.

5.4. L'autoconsumo diffuso in Italia

5.4.1. La mappatura delle configurazioni di autoconsumo diffuso attive in Italia

Attualmente in Italia si registrano complessivamente 1.128²² configurazioni di autoconsumo diffuso attive. Il dato evidenzia una crescita esponenziale rispetto al 2024, quando le configurazioni attive erano 46, con un incremento di circa venticinque volte in meno di un anno. La maggior parte di queste si concentra nelle regioni del Nord, in particolare in Lombardia, Piemonte e Veneto, mentre al Sud spicca la Sicilia, che da sola conta 135 configurazioni attive.

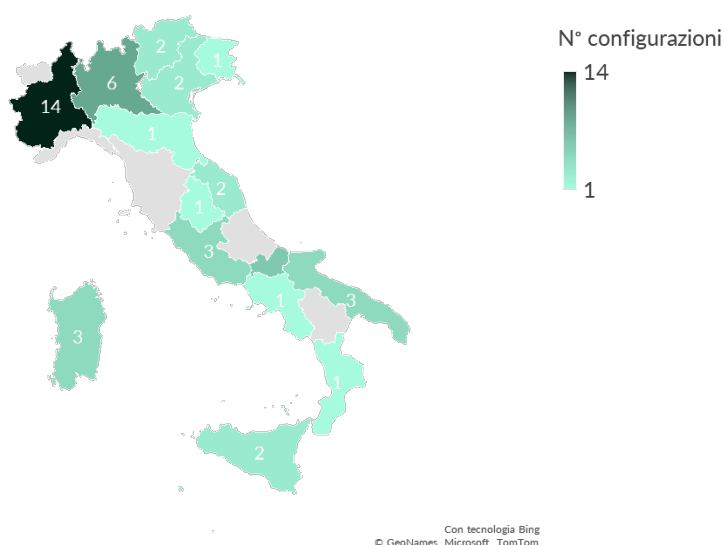


Figura 60 Numero di configurazioni di autoconsumo diffuso attive sul territorio nazionale al 31/12/2024. Fonte: Electricity Market Report 2025 Energy&Strategy.

²² Comunità energetiche e autoconsumo: elenco delle configurazioni pubblicato dal GSE, con dati aggiornati al 30/09/2025

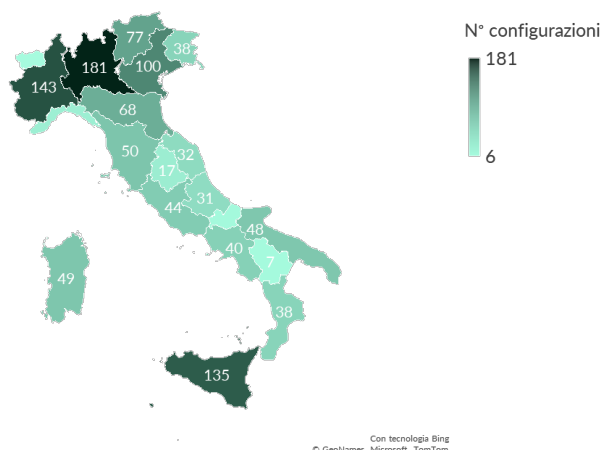


Figura 61 Numero di configurazioni di autoconsumo diffuso attive sul territorio nazionale. Fonte: GSE, dati aggiornati al 30/09/2025.

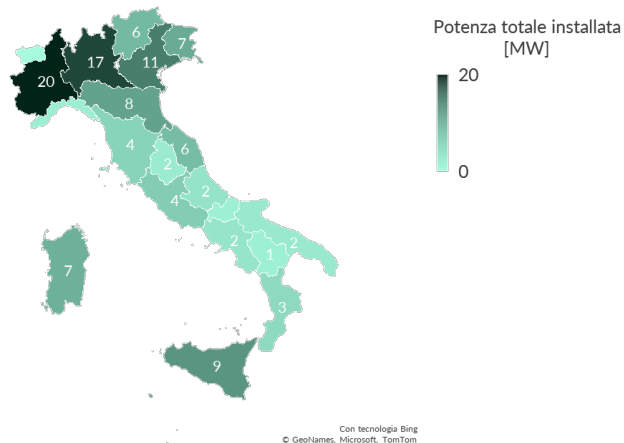


Figura 62 Capacità totale installata nelle configurazioni di autoconsumo diffuso in Italia. Fonte: GSE, dati aggiornati al 30/09/2025.

La potenza installata associata a queste configurazioni è pari a 115 MW, di cui oltre la metà è concentrata in Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto.

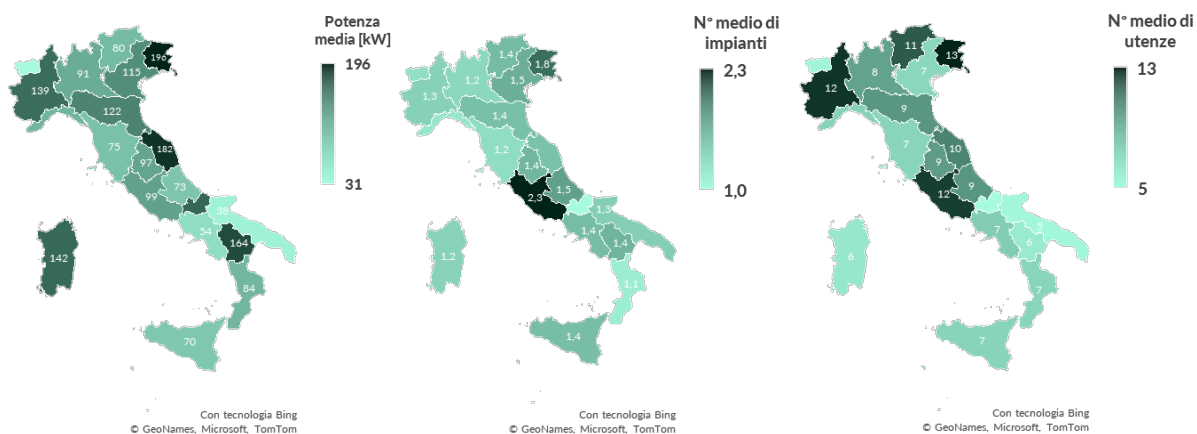


Figura 63 Potenza media, numero medio di impianti e di utenze associate alle configurazioni di autoconsumo diffuso in Italia. Fonte: GSE, dati aggiornati al 30/09/2025.

I tre indicatori (potenza media installata, numero medio di impianti e numero medio di utenze) offrono una panoramica complementare delle configurazioni di autoconsumo attive in Italia, evidenziando alcune differenze territoriali.

Le regioni del Nord presentano valori medi piuttosto elevati sia in termini di potenza installata sia di utenze coinvolte, con Piemonte, Emilia-Romagna e Friuli-Venezia Giulia che si distinguono per configurazioni più strutturate, caratterizzate da maggior potenza e maggiore partecipazione.

Al Centro spicca il Lazio, che registra il numero medio di impianti più elevato a livello nazionale, una potenza media in linea con la media italiana e uno dei livelli di partecipazione più alti (circa 12 utenze per CER).

Nel Sud e nelle Isole la potenza media risulta in alcuni casi significativa, come in Sardegna, mentre in Puglia si colloca tra i valori più bassi a livello nazionale e in Sicilia si mantiene sotto la media italiana (circa 100 kW). In queste regioni, le configurazioni tendono inoltre a coinvolgere un numero ridotto di utenze rispetto al resto del paese, suggerendo modelli di autoconsumo più semplici e spesso legati a impianti individuali o a gruppi di piccola scala.

Il TIAD (Testo Integrato sull'Autoconsumo Diffuso) individua sette diverse tipologie di configurazioni di autoconsumo collettivo, riportate nella tabella seguente:

Energia condivisa	Tipologia di configurazione	Descrizione	Contributo in conto capitale fin. da PNRR o fondi regionali	Tariffa incentivante premio
Condivisione di energia da fonti rinnovabili	Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AERAC)	Clienti finali che autoconsumano l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione. I punti di connessione dei clienti finali devono essere ubicati nel medesimo edificio o condominio. Gli impianti devono trovarsi nell'area afferente alla medesima cabina primaria.	Previsto	Prevista
	Comunità energetica rinnovabile (CER)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole e medie imprese, enti della pubblica amministrazione) che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione. Tutti i punti di prelievo e immissione degli impianti nel perimetro della singola configurazione devono essere localizzati nell'area afferente alla stessa cabina primaria.	Previsto	Prevista
	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione (AIERD)	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità dell'autoconsumatore. Un autoconsumatore a distanza può inserire nella configurazione i punti di prelievo dei quali è titolare purché siano ubicati nell'area afferente alla medesima cabina primaria.	Non previsto	Prevista
	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» con linea diretta	Un cliente finale e un produttore che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore a cui è collegato in «linea diretta» a una distanza di non più di 10 km	Non previsto	Non previsto
Condivisione di energia da fonti fossili e/o rinnovabili	Comunità energetica dei cittadini (CEC)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole imprese, enti della pubblica amministrazione) che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità della configurazione. I punti di connessione dei soggetti e degli impianti di produzione facenti parte della configurazione devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.	Non previsto	Non previsto
	Cliente attivo «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione (CAD)	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore. I punti di connessione dell'autoconsumatore e degli impianti di produzione da fonti rinnovabili facenti parte della configurazione devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.	Non previsto	Non previsto
	Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente (CAAC)	Clienti finali ubicati nello stesso edificio o condominio che condividono l'energia prodotta da un impianto nella loro piena disponibilità	Non previsto	Non previsto

In Italia, ciascuna regione presenta una propria distribuzione tra queste diverse tipologie di configurazioni. Con l'eccezione di alcune realtà specifiche, come la Valle d'Aosta, in quasi tutte le regioni oltre la metà delle configurazioni attive, sia in termini di numerosità sia di potenza, appartiene alle Comunità Energetiche Rinnovabili. La distribuzione territoriale, tuttavia, mostra differenze significative: nel Nord e, in parte, nel Centro Italia, accanto alle CER si registra una presenza rilevante di configurazioni AERAC (gruppi di auto consumatori che agiscono collettivamente), sebbene il loro peso in termini di potenza risulti più contenuto. Nel Sud,

invece, in particolare in Sardegna, Puglia e Sicilia, emergono le configurazioni AIERD, ovvero gli auto consumatori individuali “a distanza” che utilizzano la rete di distribuzione.

Una possibile spiegazione del fenomeno può essere ricondotta alle differenti caratteristiche urbanistiche e insediative delle aree italiane.

- Al Nord la maggiore diffusione di condomini, edifici plurifamiliari e contesti urbani densamente popolati favorisce l’autoconsumo collettivo “di prossimità”, tipico delle configurazioni AERAC, dove più utenti condividono l’impianto all’interno dello stesso edificio.
- Al Sud, al contrario, è più frequente un tessuto abitativo disperso, con abitazioni unifamiliari e ampi spazi disponibili per impianti fotovoltaici decentrati. Questo rende più conveniente ed efficace il modello AIERD, dove l’autoconsumo avviene “a distanza” utilizzando la rete, spesso collegando un immobile a un impianto purché siano ubicati nell’area afferente alla medesima cabina primaria

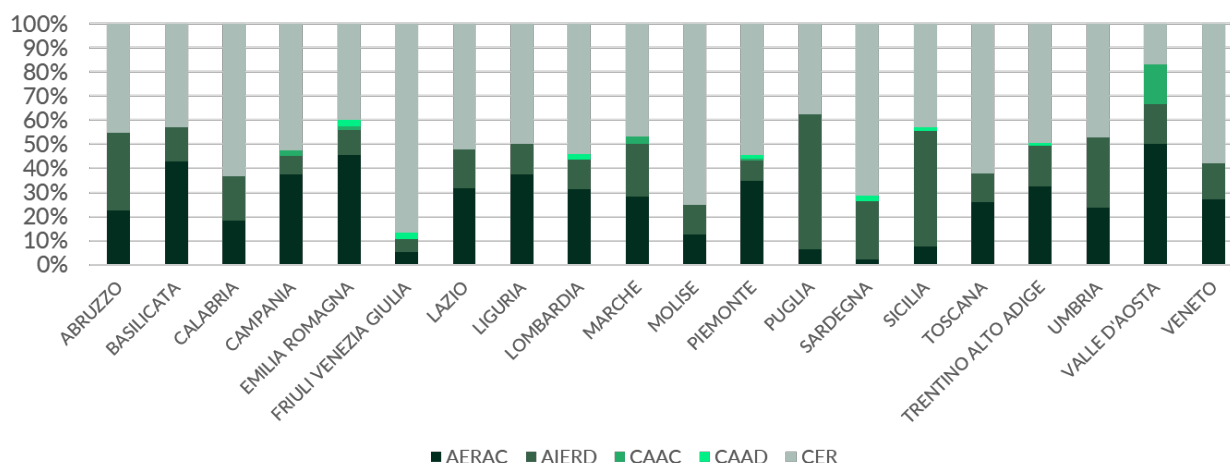


Figura 64 Distribuzione regionale delle configurazioni di autoconsumo diffuso per numero di configurazioni attive. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati GSE, aggiornati al 30/09/2025.

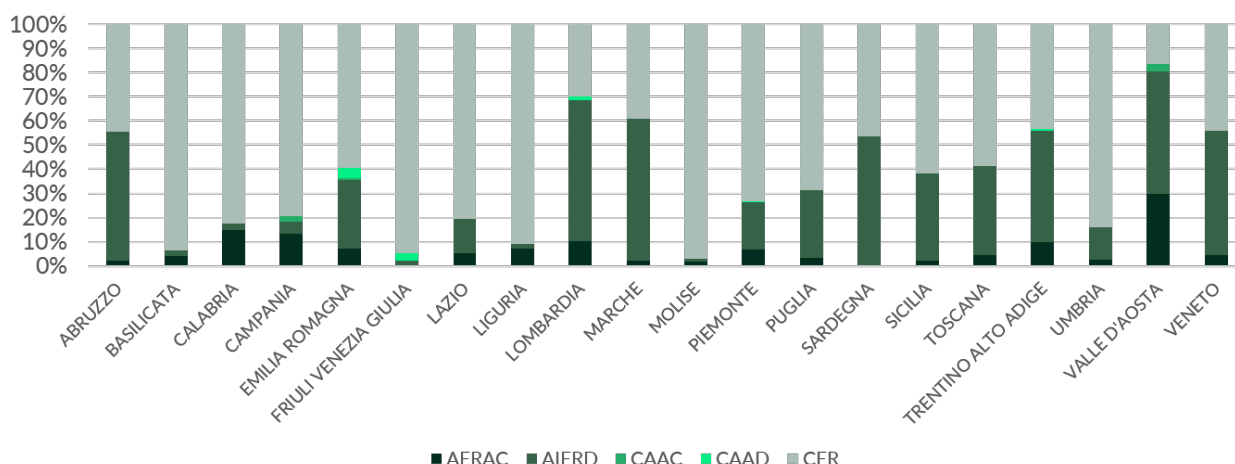


Figura 65 Distribuzione regionale delle configurazioni di autoconsumo diffuso per potenza installata associata alle configurazioni attive. Fonte: Rielaborazione Energy&Strategy su dati GSE, aggiornati al 30/09/2025.

5.4.2. Le dinamiche regionali delle comunità energetiche: i casi di Puglia e Sicilia

Oltre agli incentivi nazionali del PNRR, le Comunità Energetiche Rinnovabili possono contare anche sui finanziamenti dei Fondi Europei di Sviluppo Regionale (FESR), gestiti direttamente dalle Regioni. Questi strumenti permettono di sostenere sia la fase di costituzione delle CER sia, in alcuni casi, la realizzazione degli impianti a loro servizio. In questo quadro, Puglia e Sicilia presentano approcci differenti: la Puglia si sta concentrando sulla fase di avvio e organizzazione delle CER, mentre la Sicilia ha già strutturato un programma che copre l'intero ciclo di sviluppo, dalla costituzione alla realizzazione degli impianti.

Programma Regionale Puglia 2021–2027: il 19 giugno 2025 la Regione Puglia ha pubblicato l'Avviso dedicato alla costituzione delle CER, all'interno della Priorità 2 "Economia Verde" – Azione 2.3. L'avviso dispone di 2,5 milioni di euro per sostenere la nascita delle comunità energetiche, finanziando spese amministrative, legali e di pre-fattibilità tecnico-economica. Le proposte devono avere un costo compreso tra 50.000 e 100.000 euro, e la finestra di candidatura, inizialmente prevista per ottobre 2025, è stata prorogata a gennaio 2026. Possono partecipare enti territoriali, enti del terzo settore e cooperative di comunità. La CER dovrà avere sede legale in Puglia ed essere costituita entro 6 mesi dalla concessione del contributo. È inoltre previsto un secondo avviso, ancora da pubblicare, rivolto alla realizzazione o all'ammodernamento degli impianti FER a servizio delle CER. Secondo le anticipazioni, saranno finanziati interventi di nuova costruzione o upgrading di impianti esistenti con un contributo in conto capitale fino al 40% delle spese ammissibili, inclusi sistemi FER, accumuli, opere edili, connessioni e spese tecniche, fino a un massimo di 800.000 euro per intervento, da completare entro 12 mesi dal finanziamento.

Nel Programma Regionale FESR Sicilia 2021–2027, nell'ambito della Priorità "Una Sicilia più verde" e dell'obiettivo RSO2.2, la Regione ha pubblicato il 28 febbraio 2025 un Avviso a sportello per il finanziamento della realizzazione di impianti FER e delle relative connessioni a servizio delle CER, ricadente nell'Azione 2.2.2. L'avviso mette a disposizione 61,48 milioni di euro per cofinanziare interventi realizzati da CER che includano amministrazioni comunali siciliane, con un contributo fino al 40% dei costi ammissibili e un tetto massimo di 420.000 euro per CER. L'obiettivo dichiarato è l'attivazione di almeno 180 CER entro il 2029, sostenendo direttamente la realizzazione degli impianti necessari alla condivisione dell'energia.

	PNRR	FESR Sicilia Programma Regionale Sicilia 2021-2027	FESR Puglia Programma Regionale Puglia 2021-2027
Documento di riferimento	Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 (Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo)	N° 1 "Avviso pubblico con procedura valutativa a sportello per la concessione di sovvenzioni a fondo perduto per la realizzazione di IAFR e relative connessioni alla rete elettrica posti al servizio delle comunità energetiche"	N°1 "Avviso per la selezione di proposte progettuali finalizzate alla costituzione di CER" (19/06/2025) N° 1 "Avviso per la selezione di proposte progettuali relative alla realizzazione e/o ammodernamento di impianti di produzione di energia rinnovabile a servizi della costituenda CER" (ancora da pubblicare)
Gestione	MASE/GSE	Regione Sicilia	Regione Puglia
Configurazioni coperte	CER e AERAC	CER	CER
Fondo disponibile	2,2 miliardi	61,5 milioni	2,5 milioni (costituzione CER) + importo atteso per l'avviso sugli impianti
Destinatari	Comuni < 50.000 abitanti	Tutti i Comuni siciliani	Enti territoriali, ETS, cooperative di comunità
Contributo	Fino al 40% delle spese ammissibili per impianti FER, nel rispetto dei massimali €/kW	Fino al 40% delle spese ammissibili per impianti FER, nel rispetto dei massimali €/kW	Fino al 100% per le spese ammissibili di costituzione CER Fino al 40% delle spese ammissibili legate alla realizzazione di impianti a servizio della CER (dettagli nell'avviso in fase di pubblicazione)
Importo massimo	Variabile in base alla potenza dell'impianto e ai massimali di costo	420.000 € per CER	800.000 € per intervento
Costituzione di CER	Successiva alla domanda	Precedente alla domanda	Entro 6 mesi dalla concessione del contributo (per l'avviso attuale)
Termini di presentazione della richiesta	30 novembre 2025	30 settembre 2025	16 gennaio 2026
Termini entrata in esercizio dell'impianto	Entro 18 mesi dalla data di ammissione al contributo e non oltre il 30 giugno 2026	Entro giugno 2027	Entro 12 mesi dalla concessione del finanziamento
Ubicazione impianto	Nel Comune richiedente	Obbligatoriamente in Sicilia	Non specificato nell'avviso attuale; requisito atteso per l'avviso sugli impianti

Condizioni di cumulabilità	-	Non cumulabile con finanziamenti PNRR	Cumulabile con altre agevolazioni pubbliche in conto esercizio correlate all'energia elettrica autoconsumata dalla CER come da D.M. 414/2023
			Non cumulabile con incentivi in conto esercizio diversi dalle tariffe del D.M. 414/2023
			Non cumulabile con Superbonus, detrazioni fiscali, altri contributi in conto capitale sostenuti da altri programmi e strumenti UE

Fonte: Rielaborazione E&S su dati MASE, Regione Puglia e Regione Sicilia

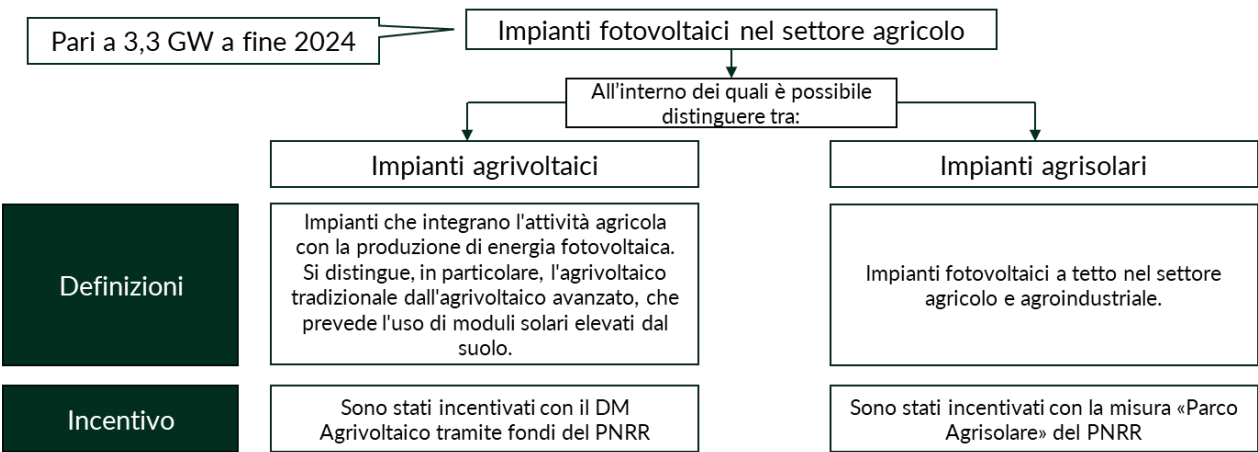
In conclusione, il quadro dell'autoconsumo diffuso in Italia sta attraversando una fase di rapida espansione, con una crescita particolarmente marcata del numero di configurazioni attive nell'ultimo anno, che testimonia la progressiva maturazione dello strumento e l'efficacia dei meccanismi di supporto introdotti a livello nazionale. Tuttavia, la distribuzione territoriale risulta ancora disomogenea, sia in termini di numerosità delle configurazioni sia di potenza installata e utenze coinvolte, riflettendo le differenti caratteristiche socio-economiche, ma anche urbanistiche e insediative delle diverse zone del Paese.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili si confermano come la tipologia dominante su gran parte del territorio nazionale, pur affiancate, soprattutto in alcune aree, da forme alternative di autoconsumo collettivo e individuale "a distanza". Le evidenze emerse nei casi di Puglia e Sicilia mostrano con chiarezza come il ruolo delle politiche regionali, in sinergia con gli strumenti nazionali e le risorse dei fondi europei, sia decisivo nel sostenere l'avvio e il consolidamento di queste configurazioni, incidendo in modo significativo su tempi di attuazione, modelli organizzativi e scala degli interventi. In questa prospettiva, risulta quindi strategico rafforzare l'integrazione tra PNRR, fondi strutturali europei e programmazione regionale, così da assicurare continuità agli investimenti, ridurre le disomogeneità territoriali e massimizzare l'efficacia complessiva delle politiche di sostegno.

5.5. L'agrivoltaico

5.5.1. Il quadro normativo e il sistema di incentivazione

A fine 2024, in Italia risultavano installati circa 3,3 GW di impianti fotovoltaici in ambito agricolo, di cui 1,4 GW agrivoltaici e 1,8 GW agrisolari.



Gli impianti agrivoltaici sono stati sostenuti dal D.M. 436/2023 “D.M. Agrivoltaico”, pubblicato a fine 2023, che ha attivato due finestre di presentazione delle domande:

- dal 4 giugno al 2 settembre 2024,
- e, poiché il contingente non era stato integralmente assegnato, una riapertura dal 1° aprile al 30 giugno 2025.

Modalità di accesso	Quota
Registro (fino a 1 MW, riservati agli imprenditori agricoli)	300 MW
Aste (per impianti di qualsiasi taglia)	740 MW
Totale capacità incentivabile prevista dal decreto	1.040 MW

Con un budget complessivo disponibile ammontava a 1 miliardo di euro, il decreto fissava in 1.040 MW la potenza minima da incentivare per l'agrivoltaico. Tuttavia, poiché probabilmente le tariffe offerte in sede d'asta sono risultate inferiori alle previsioni, è stato possibile

incentivare un volume complessivo maggiore, pari a circa 1.300 MW tra registri e aste (circa 1,1 GW tramite aste e la parte restante tramite registri).

Attualmente, il quadro normativo è composto da:

	Tipologia	Stato di vigenza	Rilevanza per l'agrivoltaico
D.M. 436/2023 "Agrivoltaico"	Incentivo (PNRR)	Contingente ormai saturato (1,04 GW)	Decreto dedicato agli impianti agrivoltaici innovativi, con contributo in conto capitale e tariffa incentivante.
D.M. FER X	Incentivo	Vigente	Incentiva vari impianti FER; l'agrivoltaico può accedervi se configurato come impianto FV ammissibile.
D.L. 175/2025 "Decreto Energia"	Schema normativo	Vigente	Introduce la definizione legale di agrivoltaico e disciplina le condizioni di compatibilità degli impianti in area agricola.
D.Lgs. 190/2024 "Testo Unico Rinnovabili"	Schema normativo	Vigente, modificato dal D.L. 175/2025 (convertito nella legge n°4/2026)	Cornice generale su AL/PAS/AU, aree idonee e zone di accelerazione. L'agrivoltaico è disciplinato attraverso le modifiche introdotte dal 175/2025.

Il D.L. 175/2025 chiarisce che il fotovoltaico a terra in area agricola è soggetto a limitazioni stringenti, tuttavia, esistono delle eccezioni riguardanti gli impianti al servizio delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), i progetti PNRR/PNC, e impianti agrivoltaici, i quali sono sempre consentiti purché mantengano la continuità delle attività agricole e pastorali.

5.5.2. Le prospettive di sviluppo

La richiesta di nuovi impianti agrivoltaici in Italia è in rapida crescita, ad agosto 2025 risultavano in valutazione presso il MASE circa 45 GW di nuovi progetti agrivoltaici. Tuttavia, questo valore non è ancora indicativo delle reali installazioni nel medio periodo, a causa:

- dei tempi lunghi della VIA statale per gli impianti in Autorizzazione Unica;
- delle successive autorizzazioni locali, spesso in PAS;
- della limitata disponibilità dei contingenti incentivanti;
- effetto "carta".

La mappatura geografica delle richieste conferma il ruolo centrale delle regioni meridionali, con un forte interesse in Puglia e Sicilia, dove le condizioni di irraggiamento e la disponibilità di superfici agricole rendono l'agrivoltaico particolarmente competitivo.

In Sicilia, oggi non esiste alcuna normativa regionale specifica sull'agrivoltaico. La Regione non ha introdotto criteri, limiti, requisiti o incentivi propri: si applicano integralmente le regole nazionali.

Per quanto riguarda il futuro, le richieste per impianti agrivoltaici in Italia continuano a crescere, con un forte interesse in Puglia e Sicilia. Va però considerato che i tempi lunghi della VIA statale e delle successive autorizzazioni locali (PAS) rendono questo valore non ancora rappresentativo delle installazioni reali nel medio periodo. La mappa evidenzia la centralità delle regioni meridionali per la diffusione degli impianti agrivoltaici, con una concentrazione maggiore di richieste di potenza, sfruttando l'alta disponibilità di terreno agricolo e l'irraggiamento solare favorevole.

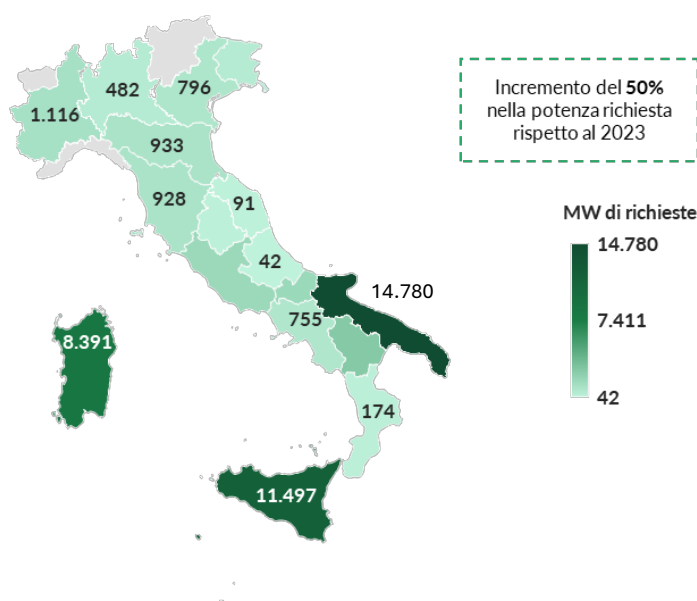


Figura 66 Potenza totale degli impianti sottoposti a VIA statale (agosto 2025).

Dunque, il settore agrivoltaico italiano si trova in una fase di significativa accelerazione, sostenuto da un quadro normativo in rapida evoluzione e da un crescente interesse da parte degli operatori grazie alla sua capacità di integrare produzione elettrica e uso efficiente del suolo agricolo. Le richieste di nuova capacità, concentrate soprattutto nelle regioni meridionali, con Puglia e Sicilia in prima linea, evidenziano un potenziale elevato, che potrà essere pienamente valorizzato solo attraverso un allineamento efficace tra strumenti incentivanti, procedure autorizzative e pianificazione territoriale.

6. Raccomandazioni per il policymaker

I messaggi che seguono raccolgono il punto di vista di una pluralità di stakeholder istituzionali, industriali e territoriali coinvolti nei processi di sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Attraverso quattro quesiti chiave, il contributo degli stakeholder offre una lettura articolata delle principali sfide e opportunità della transizione energetica, evidenziando le condizioni necessarie per massimizzare le ricadute industriali e occupazionali, ridurre la dipendenza energetica dall'estero, garantire una gestione equilibrata del territorio e superare le barriere normative, economiche e sociali ancora presenti.

Nel loro insieme, i messaggi restituiscono un quadro coerente che sottolinea l'esigenza di politiche stabili e di lungo periodo, di una pianificazione integrata e partecipata e di un rafforzamento del legame tra sviluppo delle rinnovabili, sistema produttivo e territori, quale presupposto fondamentale per una transizione energetica efficace e sostenibile per il Paese.

La priorità è superare un approccio centrato esclusivamente sugli obiettivi di capacità installata, adottando una politica industriale esplicita per le rinnovabili. La crescita della generazione deve quindi procedere insieme a investimenti in reti, accumuli, flessibilità e tecnologie digitali per la gestione del sistema, perché i benefici economici delle rinnovabili emergono pienamente solo in un sistema elettrico efficiente e flessibile. In aggiunta, strumenti di mercato di lungo termine che avvicinino domanda industriale e nuova capacità rinnovabile possono aiutare a contenere la volatilità dei prezzi, sostenendo la programmabilità degli investimenti e la competitività del tessuto produttivo.

In questa prospettiva, un maggiore coordinamento tra transizione energetica e politica industriale può contribuire a rafforzare le ricadute lungo la filiera nazionale, favorendo anche una più ampia valorizzazione delle competenze esistenti. Ciò richiede:

- stabilità normativa e programmatoria su orizzonti pluriennali;
- integrazione di criteri industriali e occupazionali nei meccanismi di incentivazione, negli appalti e nelle autorizzazioni;
- valorizzazione e rafforzamento delle filiere già presenti, evitando interventi episodici o difensivi.

La transizione energetica deve essere riconosciuta come leva di competitività industriale, non solo come politica ambientale. In particolare, per i segmenti a maggiore valore aggiunto (ingegneria, componentistica, gestione degli impianti, servizi avanzati, economia circolare e riciclo), in cui è possibile consolidare capacità industriali e occupazionali.

La riduzione della dipendenza dall'estero passa innanzitutto dalla rapidità di realizzazione degli impianti, più che dall'introduzione di nuovi strumenti normativi. È essenziale garantire il rispetto dei tempi autorizzativi e rimuovere le incertezze procedurali che oggi bloccano investimenti già maturi.

Parallelamente, la dipendenza tecnologica non può essere affrontata a livello nazionale in modo isolato: è necessaria una strategia europea coordinata per lo sviluppo di una filiera industriale competitiva, sostenuta da un mercato programmato e prevedibile. Efficienza energetica e autoconsumo completano il quadro, riducendo strutturalmente il fabbisogno di importazioni.

La compatibilità tra rinnovabili e territorio non è un vincolo strutturale, ma una questione di pianificazione preventiva e qualità dei processi decisionali. Strumenti come le aree idonee devono diventare elementi ordinari di governo del suolo, riducendo conflitti e incertezza. Restano rilevanti anche l'allineamento tra localizzazione degli impianti e la pianificazione e il rafforzamento delle reti, per limitare ritardi, congestioni e produzione non pienamente valorizzata.

La qualità progettuale, l'uso prioritario di superfici già utilizzate e il coinvolgimento anticipato delle comunità locali sono condizioni essenziali per l'accettazione sociale. La partecipazione non va intesa come rallentamento, ma come fattore abilitante per progetti duraturi e sostenibili, capaci di condividere il valore generato con i territori.

Le principali barriere allo sviluppo delle rinnovabili sono interconnesse e richiedono risposte coordinate:

- semplificazione amministrativa stabile e non emergenziale;
- sviluppo della rete e delle infrastrutture;
- rafforzamento della comunicazione pubblica e del coinvolgimento territoriale.

Interventi parziali o non coordinati rischiano di alimentare conflitti, rallentamenti e perdita di consenso.

In conclusione, la transizione energetica richiede una governance pubblica capace di tenere insieme obiettivi climatici, industriali e territoriali, evitando approcci ideologici o frammentati. Solo una visione di lungo periodo, condivisa tra livelli istituzionali e attori economici e sociali, può trasformare le rinnovabili in un pilastro strutturale della sicurezza energetica, dello sviluppo industriale e della sostenibilità del Paese.

ANNEX: Normativa

A.N.1 Decreto Legge 175/2025 “Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e produzione di energia da fonti rinnovabili” convertito nella Legge n°4/2026

Il D.L. 175/2025, recante “misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili” e convertito nella Legge n°4/2026, si configura come un provvedimento ponte che interviene sul D.Lgs. 190/2024 (Testo Unico Rinnovabili) e sul D.M. “Aree Idonee”. In particolare tramite gli articoli:

- ART. 6 “Disposizioni urgenti per l’individuazione delle aree idonee a ospitare impianti da fonti rinnovabili e il raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza”
- ART 11-bis “Aree idonee su terraferma”
- ART 11-ter “Aree idonee a mare”
- ART 11-quarter “Disciplina dei regimi amministrativi semplificati per impianti in aree idonee”

Il decreto ha dunque le seguenti finalità:

1. Ridefinire l’elenco delle aree idonee all’installazione di impianti FER, superando la promiscuità del quadro previgente: Il D.M. Aree Idonee del 21 giugno 2024 forniva alle Regioni un quadro di riferimento per individuare le aree idonee all’installazione di impianti FER, tuttavia tramite un’impostazione principalmente orientativa: le Regioni erano chiamate a legiferare sul tema, con un margine di discrezionalità che consentiva, in molti casi, anche l’introduzione di restrizioni più ampie. Il D.L. 175/2025, convertito attraverso la Legge n°4/2026, invece, modifica radicalmente l’impianto: introduce un obbligo cogente per Regioni e Province autonome di individuare ulteriori aree idonee entro termini precisi e con possibilità di intervento sostitutivo dello Stato in caso di inerzia; al tempo stesso, limita la potestà regionale impedendo l’introduzione di divieti generalizzati o restrizioni aggiuntive non previste dalla normativa statale e imponendo che siano considerate prioritariamente determinate categorie di aree. In sintesi, si passa da un quadro “programmatorio” e discrezionale a uno vincolante, uniformato e immediatamente operativo, concepito per garantire la rapida attuazione degli obiettivi europei in materia di rinnovabili.

Categoria	Idoneità	Impianti ammissibili	Condizioni
-----------	----------	----------------------	------------

Siti FER esistenti	Idonee	Impianti FER generici	Consentiti rifacimento, potenziamento ed eventuale abbinamento di sistemi di accumulo (variazione di area < 20% area)Nessuna variazione di area consentita per FV agricolo)
Aree in procedura di bonifica	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Cave/miniere cessate, abbandonate o non recuperate	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Lotti di discarica chiusi o recuperati	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Aree nella disponibilità di Ferrovie dello Stato o concessionarie autostradali	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Aree di gestione aeroportuale	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Beni della Difesa	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Edifici e aree di pertinenza dei ministeri	Idonee	Impianti FER generici	Nessuna condizione aggiuntiva
Beni individuati dall'Agenzia del Demanio	Idonee	Impianti FER generici	Ammessi se non inseriti in piani di valorizzazione
Piattaforme petrolifere in disuso e aree entro 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma	Idonee	Impianti offshore	Idonee fatto salvo quanto stabilito nel decreto 15 febbraio 2019
Aree portuali	Idonee	Impianti offshore	Considerate idonee per impianti fino a 100 MW e necessaria eventuale variante del piano regolatore portuale
Aree interne a impianti con Autorizzazione Integrata Ambientale	Idonee	Valido solo FV	Solo superfici non agricole
Terreni agricoli vicini a stabilimenti industriali	Idonee	Valido solo FV	Raggio massimo 350 m
Aree fino a 300 m dalla rete autostradale	Idonee	Valido solo FV	Nessuna condizione aggiuntiva
Edifici e strutture	Idonee ope legis	Valido solo FV	Nessuna condizione aggiuntiva
Aree industriali, direzionali, commerciali, data center, logistica	Idonee ope legis	Valido solo FV	Nessuna condizione aggiuntiva
Aree di parcheggio	Idonee ope legis	Valido solo FV	Solo su coperture o pensiline
Invasi, laghi di cava, miniere dismesse	Idonee	Valido solo FV	Valido anche per FV flottante
Impianti e pertinenze del Servizio Idrico Integrato	Idonee	Valido solo FV	Nessuna condizione aggiuntiva
Aree dove si realizzano CER o interventi PNRR		Valido solo FV	Non si applicano restrizioni al FV a terra

- Definire i tempi entro cui Regioni e Province autonome devono individuare, tramite propria legge, ulteriori aree idonee rispetto a quelle ex lege: entro 120 giorni (180 giorni per le Province Autonome) dall'entrata in vigore del decreto.
- Modificare la disciplina dei regimi amministrativi semplificati per gli impianti localizzati in aree idonee: Il D.L. 175/2025 amplia e rafforza le semplificazioni già previste dal d.lgs. 190/2024. Per gli interventi in attività libera e in procedura abilitativa semplificata, è confermata la natura non vincolante dell'autorizzazione paesaggistica. La distinzione operativa tra aree idonee e zone di accelerazione emerge invece per gli interventi di Allegato C, cioè quelli soggetti ad Autorizzazione Unica. Nelle aree idonee,

il D.L. 175/2025 stabilisce che il parere paesaggistico non è più vincolante, mentre la VIA continua ad applicarsi qualora l'impianto superi le soglie previste dalla normativa ambientale ma con tempistiche ridotte di 1/3. Nelle zone di accelerazione, invece, l'autorizzazione unica viene profondamente semplificata: la VIA non si applica più, i pareri non sono vincolanti e l'intero procedimento si riduce a una procedura molto più rapida.

Il Testo Unico sulle rinnovabili, come modificato dal D.L. 175/2025, introduce alcune novità significative in materia di zone di accelerazione. In particolare:

1. Le zone di accelerazione non possono comprendere aree protette, a qualunque titolo, per finalità di tutela ambientale o conservazione.
2. Le aree industriali devono essere sempre incluse nelle zone di accelerazione, costituendone il contenuto minimo obbligatorio.
3. La definizione delle ulteriori aree da ricomprendere nelle zone di accelerazione è rimessa alle Regioni, che procederanno attraverso i rispettivi piani territoriali previsti dalla normativa.

ANNEX: Puglia: le energie rinnovabili

Il presente capitolo è stato redatto dal Politecnico di Bari e dal Tecnopolo Mediterraneo per lo Sviluppo Sostenibile.

A.P.1 Quadro normativo e regolatorio della Regione Puglia in materia di energie rinnovabili

Negli ultimi anni, la Regione Puglia ha costruito un quadro normativo e regolatorio organico per la promozione, la pianificazione e la gestione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), in coerenza con la strategia nazionale di decarbonizzazione e con gli obiettivi europei del Green Deal e del pacchetto “Fit for 55”. L’approccio pugliese si fonda su tre pilastri: pianificazione energetica territoriale, semplificazione amministrativa e strumenti di sostegno economico e sociale.

Il documento di riferimento è il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR 2024), approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1484 del 4 novembre 2024, che aggiorna la precedente versione del 2007 e ne rinnova la visione alla luce della nuova direttiva europea RED II (2018/2001/UE). Il PEAR 2024 definisce gli obiettivi quantitativi di sviluppo delle FER e di riduzione delle emissioni al 2030.

Un ulteriore passaggio strategico è rappresentato dalla DGR n. 1271 del 2 settembre 2025, con cui la Regione ha avviato la perimetrazione delle “Aree di accelerazione per le fonti rinnovabili”, in attuazione del D.Lgs. 199/2021 (che recepisce la RED II) e del successivo D.Lgs. 190/2024. Le aree di accelerazione sono porzioni di territorio regionale, prevalentemente agricole marginali, cave dismesse, aree industriali e periurbane, in cui l’iter autorizzativo per la realizzazione di impianti FER è fortemente semplificato. Questa misura ha l’obiettivo di ridurre i costi di transazione e i tempi di progetto, garantendo al contempo la tutela paesaggistica e ambientale attraverso criteri di localizzazione condivisi con il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE).

Queste disposizioni si intrecciano con la Legge Regionale n. 34 del 30 dicembre 2019, che disciplina il repowering eolico e fotovoltaico. La norma consente l’ammodernamento e l’incremento di potenza degli impianti esistenti fino al 150% della potenza originaria, semplificando le procedure autorizzative e incentivando il riuso dei siti già infrastrutturati. L’obiettivo è duplice: migliorare l’efficienza produttiva del parco installato e ridurre il consumo di nuovo suolo, in linea con la politica europea del “no net land take” al 2050. La L.R. 34/2019 ha rappresentato un precedente importante, ripreso anche dal PEAR 2024 come buona pratica per la pianificazione energetica regionale.

La Puglia è tra le prime regioni italiane ad aver introdotto una disciplina specifica di supporto alle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Con l’Avviso “Sostegno alla Costituzione delle CER” (Azione 2.3.1 – PR FESR Puglia 2021–2027), approvato con DGR n. 400 del 31 marzo 2025, la Regione ha destinato risorse per finanziare studi di fattibilità e costi di costituzione delle CER,

supportare la redazione di statuti e patti energetici tra soggetti pubblici e privati, promuovere l'aggregazione tra comuni per la gestione condivisa degli impianti. L'avviso regionale si coordina con le Regole Operative GSE 2024 sull'autoconsumo diffuso.

Il quadro regolatorio pugliese si integra con la programmazione europea e nazionale attraverso:

- il PR FESR-FSE+ Puglia 2021–2027, che destina oltre 330 milioni di euro alle azioni di transizione energetica (Asse 2 “Green Economy”);
- il Piano Regionale Just Transition Fund (JTF), che sostiene la riconversione verde dell'area di Taranto, con interventi su filiere offshore, idrogeno e tecnologie pulite;
- i bandi regionali per efficienza energetica, teleriscaldamento e stoccaggio in ambito industriale, gestiti da Puglia Sviluppo S.p.A. e dal Dipartimento Ambiente, Paesaggio ed Energia.

Questi strumenti hanno una funzione sinergica: abbattere il costo del capitale (de-risking) e stimolare la creazione di filiere locali in grado di produrre valore aggiunto e occupazione stabile.

La Regione Puglia ha istituito, presso il Dipartimento Ambiente, Paesaggio ed Energia, una Unità di Coordinamento FER, con compiti di monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi PEAR e RED II, raccordo con i Comuni e gli enti locali per le autorizzazioni e gestione del portale “Osservatorio FER Puglia”, che raccoglie dati, cartografie e indicatori aggiornati sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'Osservatorio FER è anche uno strumento di trasparenza e partecipazione, attraverso cui cittadini e imprese possono consultare lo stato dei progetti, la localizzazione degli impianti e le statistiche aggiornate (derivate dal database Gaudì – Terna/GSE).

A.P.2 La diffusione di fotovoltaico ed eolico in Puglia

La Puglia rappresenta oggi una delle aree più dinamiche e strategiche del sistema energetico nazionale, in particolare per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il territorio regionale, per conformazione geografica e condizioni climatiche, offre risorse abbondanti sia in termini di irraggiamento solare sia di ventosità, risultando quindi ideale per lo sviluppo di impianti fotovoltaici ed eolici, sia onshore che, in prospettiva, offshore.

Negli ultimi quindici anni la regione ha conosciuto una crescita costante della potenza installata da fonti rinnovabili. Secondo i dati Terna, la potenza elettrica complessiva da FER installata in Puglia ammonta a circa 8 GW: di questi, 4 GW derivano dal fotovoltaico e 3,7 GW dall'eolico (Figura 1). Si tratta di valori che pongono la Puglia ai vertici nazionali, prima per potenza eolica e seconda per capacità fotovoltaica, con un contributo complessivo alle FER italiane che supera il 10% del totale nazionale.

Dal punto di vista produttivo, nel 2024 la Puglia ha generato circa 25,8 TWh di energia elettrica, di cui oltre un terzo da fonti rinnovabili non programmabili: circa il 23% dall'eolico e il 18% dal fotovoltaico (Figura 2). L'elevata produzione, unita a una domanda interna relativamente

contenuta (circa 18 TWh), fa della Puglia un esportatore netto di energia: la regione produce più del doppio dell'elettricità che consuma e contribuisce in modo determinante all'equilibrio del sistema elettrico nazionale.

Il comparto fotovoltaico ha conosciuto una crescita significativa, trainata sia dagli incentivi nazionali del decennio 2010–2020 sia dall'ingresso di nuovi modelli di business come l'agrivoltaico e le CER. Tuttavia, la distribuzione degli impianti resta fortemente sbilanciata: circa il 70% della potenza installata è localizzata su impianti a terra, spesso in aree agricole, mentre una quota minoritaria riguarda tetti, capannoni e superfici urbanizzate. Per correggere questo squilibrio, il piano regionale prevede di destinare almeno 1,5 GW di nuova potenza entro il 2030 a installazioni su tetti e coperture, al fine di ridurre il consumo di suolo e favorire una maggiore accettabilità sociale.

Il ritmo di crescita delle FER è tendenzialmente aumentato negli anni. Tale crescita è sostenuta non solo dai grandi parchi utility-scale, ma anche dalla diffusione di impianti di piccola taglia e di CER promosse dai comuni, che beneficiano dei nuovi incentivi nazionali e regionali. L'eolico resta un pilastro storico del mix energetico pugliese, la cui capacità installata è concentrata prevalentemente nelle province di Foggia, Bari e Brindisi. Il potenziale di repowering degli impianti esistenti è elevato: una parte significativa dei parchi eolici pugliesi è in esercizio da oltre 15 anni e potrebbe essere aggiornata con turbine di nuova generazione, più efficienti e meno impattanti sul territorio.

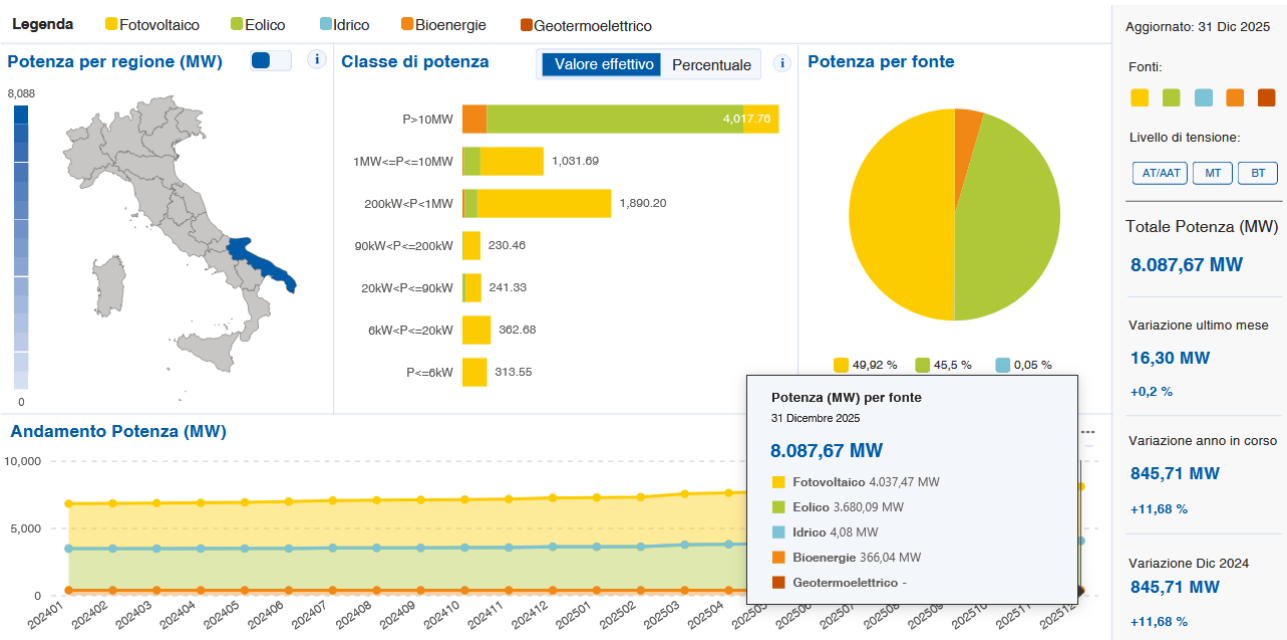


Figura 1. Potenza installata FER al 31 dicembre 2025 della regione Puglia (Fonte: dati.terna.it)

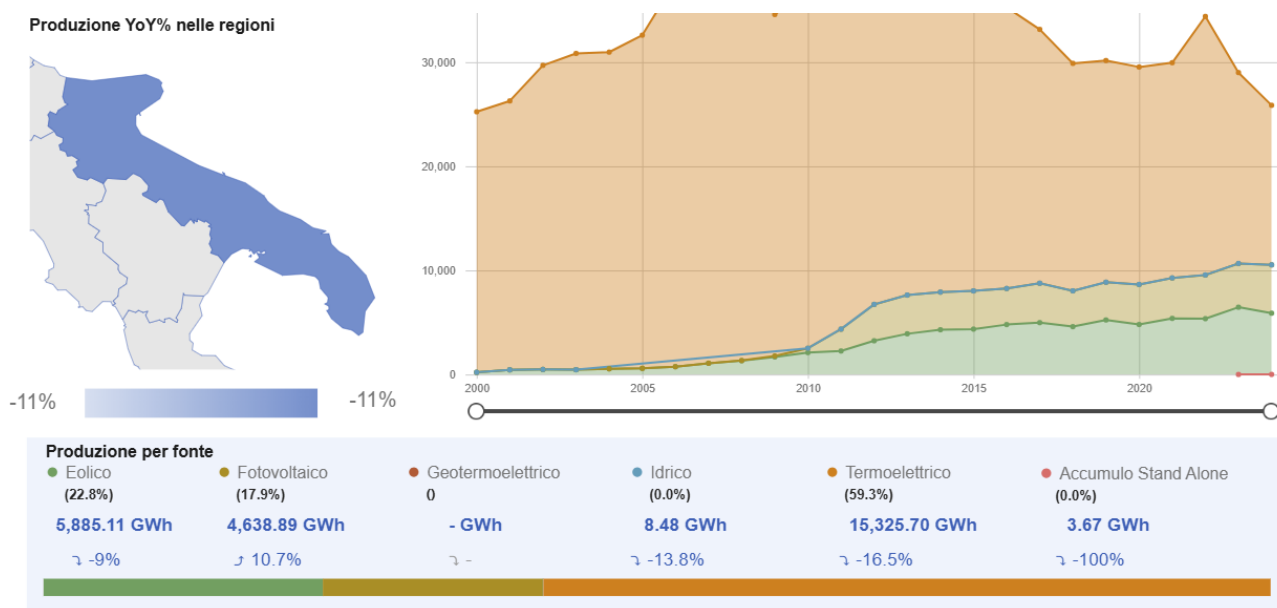


Figura 2. Produzione di energia totale 2024 per fonte della regione Puglia (Fonte: dati.terna.it)

Secondo i dati Terna, ultimo aggiornamento del 31 dicembre 2025, in Puglia risultano presentate richieste di connessione per circa 93,34 GW complessivi di nuova capacità rinnovabile, così ripartiti: 37,51 GW di fotovoltaico; 31,21 GW di eolico onshore; 24,58 GW di eolico offshore (Figura 3). Questi numeri sono importanti se confrontati con la potenza attualmente installata e con l'obiettivo di incremento definito dal PEAR al 2030 (+7,387 GW). In altri termini, la pipeline pugliese è oltre 12 volte superiore al fabbisogno di nuova potenza stimata per raggiungere il target regionale al 2030. Si tratta quindi di un'offerta potenziale esuberante, che testimonia la forte attrattività del territorio per gli investitori nazionali e internazionali, ma che solleva anche interrogativi sulla capacità del sistema di gestire in modo ordinato e sostenibile tale flusso di progetti.

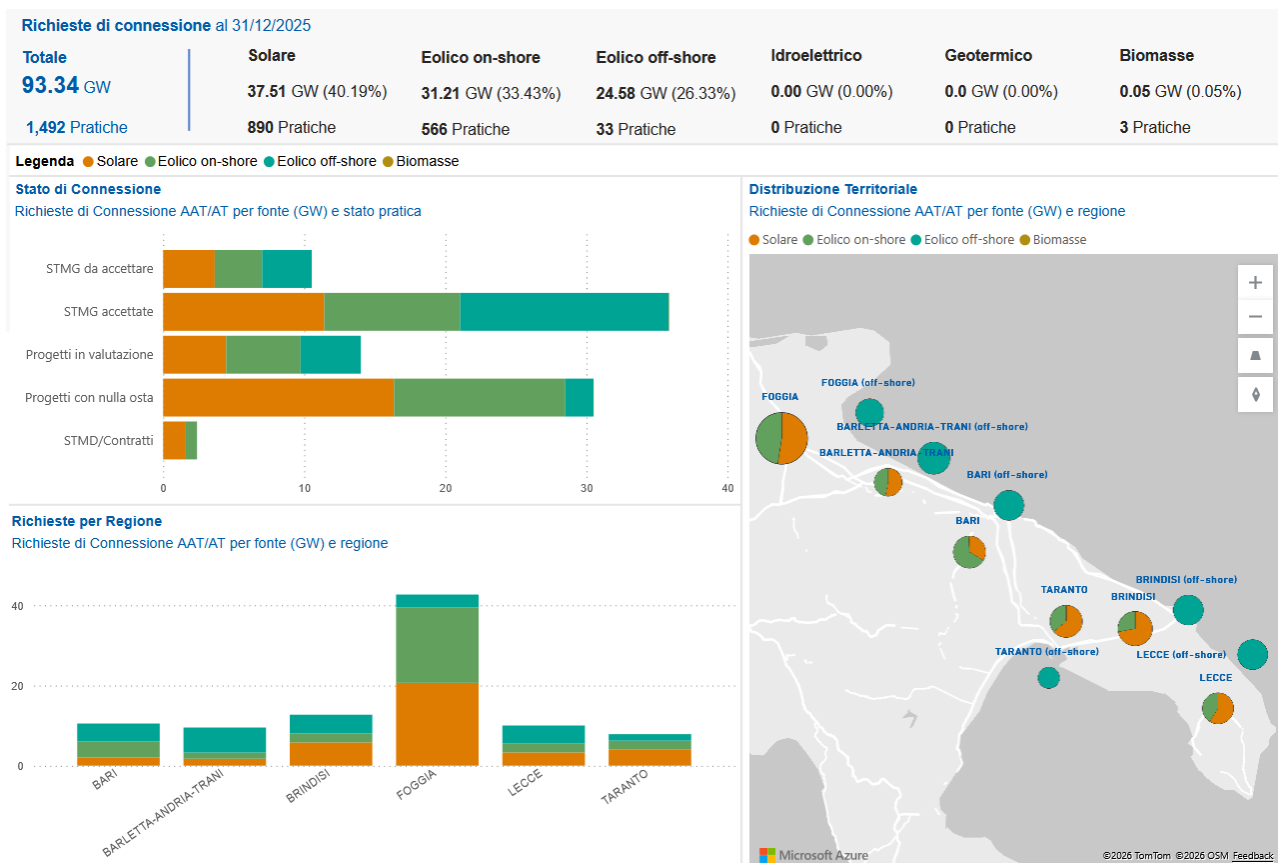


Figura 3. Richieste di connessione FER della regione Puglia (Fonte: dati.terna.it)

La gran parte delle richieste riguarda grandi impianti utility-scale, localizzati soprattutto nelle province di Foggia (prevalente), Brindisi, Taranto e Lecce, aree caratterizzate da buone condizioni di ventosità o radiazione e da presenza di infrastrutture di rete adeguate. Tuttavia, l'analisi delle istanze mostra anche un'elevata concentrazione in zone agricole e periurbane, dove il conflitto d'uso del suolo con attività produttive o con la tutela paesaggistica è maggiore. L'elevato numero di richieste si può spiegare attraverso una combinazione di fattori. Primo, la redditività crescente degli impianti grazie alla riduzione dei costi tecnologici (soprattutto per il fotovoltaico, sceso di oltre il 90% in un decennio) (IRENA, 2023). Secondo, la presenza di politiche europee orientate alla decarbonizzazione e al raggiungimento del 42,5% di FER nei consumi energetici finali entro il 2030, in accordo con la RED III. Terzo, la disponibilità territoriale e infrastrutturale della Puglia, con vaste aree pianeggianti e reti di alta tensione già dimensionate per esportare energia verso il resto d'Italia. A questo si aggiunge la presenza di grandi operatori energetici (come Enel Green Power, ERG, Edison, Falck Renewables, A2A, Renantis e nuovi investitori internazionali) che hanno individuato nella regione una piattaforma ideale per sviluppare parchi fotovoltaici ed eolici di nuova generazione, con soluzioni integrate di accumulo e agrivoltaico. Non mancano però anche le iniziative di dimensioni ridotte, legate a comunità energetiche e cooperative locali, sostenute da bandi regionali e fondi PNRR, che puntano alla generazione diffusa e all'autoconsumo.

Il flusso straordinario di progetti ha messo sotto pressione il sistema autorizzativo regionale. Il PEAR 2024 e la DGR 1484 del 4 novembre 2024 hanno introdotto nuove regole per la definizione delle “aree idonee” e “non idonee” all’installazione di impianti FER, recependo le linee guida del Decreto Aree Idonee del giugno 2024. In particolare le aree non idonee comprendono zone a tutela integrale, vincoli paesaggistici e ambientali, parchi naturali, SIC e ZPS. Le aree idonee privilegiano siti industriali dismessi, cave, discariche, aree marginali, aree agricole compromesse e zone contigue alle grandi infrastrutture. Questo nuovo quadro normativo è destinato a ridefinire profondamente la pipeline, determinando quali progetti potranno proseguire verso l’autorizzazione e quali invece saranno esclusi o ridimensionati. È verosimile che solo una quota minoritaria delle richieste di connessione attuali possa effettivamente tradursi in impianti realizzati entro il 2030.

In parallelo, la Regione ha avviato un potenziamento delle proprie strutture tecniche e amministrative per accelerare l’analisi delle istanze e ridurre i tempi medi di autorizzazione, che oggi possono superare i 24 mesi. L’obiettivo è duplice: da un lato, garantire una selezione di qualità dei progetti, basata su criteri ambientali e territoriali; dall’altro, assicurare il rispetto del burden sharing nazionale, evitando ritardi che possano generare penalità o oneri compensativi.

Un altro nodo cruciale per la piena valorizzazione della pipeline riguarda la rete elettrica. La Puglia è già oggi una regione esportatrice netta, ma le linee di trasmissione verso il Nord e verso i centri di consumo risultano spesso congestionate. Terna ha previsto importanti interventi infrastrutturali nel Piano di Sviluppo 2024, tra cui la realizzazione di nuove dorsali e stazioni di conversione, nonché il potenziamento degli interconnettori ad alta tensione in corrente continua (HVDC) verso Campania e Basilicata. In prospettiva, la crescita del fotovoltaico e dell’eolico dovrà necessariamente accompagnarsi a un aumento delle soluzioni di accumulo, sia elettrochimiche sia basate su idrogeno verde, per stabilizzare la rete e ridurre i picchi di curtailment (limitazione della produzione per eccesso di offerta).

La sovrabbondanza di progetti può essere interpretata come un “sintomo positivo” di fiducia nel mercato e di disponibilità finanziaria per la transizione, ma rappresenta anche una sfida di governance. L’adozione di criteri di priorità che selezionino gli impianti con maggiore valore aggiunto territoriale permetterà di avere progetti che integrano agricoltura e produzione energetica, interventi di repowering e revamping, iniziative in aree industriali, portuali e marginali, e soluzioni in autoconsumo collettivo. Il passaggio da una logica “quantitativa” (quanti MW autorizzati) a una logica “qualitativa” (dove e come vengono installati) rappresenta la chiave per un’evoluzione sostenibile del settore.

Il quadro di mercato pugliese è dunque caratterizzato da un’abbondanza di potenziale e da una crescente complessità gestionale. La regione si conferma punto di riferimento nazionale per lo sviluppo di progetti FER, ma il futuro prossimo dipenderà dalla capacità di: semplificare gli iter autorizzativi mantenendo la qualità progettuale; integrare le nuove regole sulle aree idonee; rafforzare la rete e i sistemi di accumulo; e soprattutto di allineare la crescita della pipeline con gli obiettivi concreti del burden sharing 2030. Solo attraverso questa convergenza tra

pianificazione, mercato e governance, la Puglia potrà trasformare la sua straordinaria pipeline di progetti in una reale leadership europea nella transizione energetica, generando valore economico e ambientale per l'intero Mezzogiorno.

A.P.3 Dimensioni di espansione

Nel contesto nazionale, la strategia di decarbonizzazione è stata tradotta in obiettivi regionali attraverso il meccanismo di *burden sharing*, ossia la ripartizione tra le regioni italiane del “peso” dello sviluppo delle energie rinnovabili in linea con i target europei e con il PNIEC 2024. Il Decreto “Aree Idonee” del 21 giugno 2024 ha reso questo principio operativo: ogni regione deve individuare entro tempi definiti le superfici territoriali idonee all'installazione di impianti FER, contribuendo alla quota nazionale di potenza aggiuntiva da realizzare. Le regioni che non raggiungeranno i propri obiettivi potrebbero essere soggette a meccanismi di compensazione economica nei confronti di quelle più virtuose.

Con DGR n. 1484 del 4 novembre 2024 la Regione Puglia ha adottato l'aggiornamento del PEAR e ha formalizzato l'avvio della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del piano. L'atto colloca gli obiettivi quantitativi 2030 e recepisce l'impostazione delle aree idonee del decreto nazionale come cornice regolatoria per la futura selezione dei progetti. La Regione, in parallelo, ha attivato un percorso normativo dedicato alle aree idonee regionali (consultazione pubblica e schema di legge), per portare a livello pugliese la mappa e i criteri di idoneità/non idoneità e i relativi effetti sugli iter.

Gli obiettivi regionali si collocano dunque all'interno del quadro nazionale del PNIEC 2024, Decreto “Aree Idonee” del 21 giugno 2024 e della direttiva europea RED III. Nella prassi ci si aspetta priorità a tetti/coperture, aree industriali dismesse, cave/discariche, aree marginali e contigue alle infrastrutture, protezioni più nette su aree a tutela integrale (parchi, Rete Natura 2000 e paesaggi vincolati), meccanismi di condizionalità/compensazione e indirizzi per repowering/agrivoltaico di qualità, per ridurre consumo di suolo e conflitti d'uso.

Il PEAR sviluppa più traiettorie:

- Scenario Inazione: assenza di nuova capacità FER (FV/eolico/bio/idro) e nessun revamping; serve come baseline “zero policy”.
- Scenario Continuità: crescita FV/eolico ai ritmi medi 2016–2020 (≈ 60 MW/anno FV, ≈ 57 MW/anno eolico onshore), senza offshore.
- Scenario Obiettivo: accelerazione di $\sim 5x$ rispetto al 2016–2020 per le principali FER, più offshore a 640 MW, per centrare +7,3 GW sul 2020.

Nel 2030, nello Scenario Obiettivo, Il PEAR aggiornato fissa un incremento di +7,387 GW di capacità rinnovabile elettrica rispetto al 2020, articolato così: +3,344 GW eolico onshore, +3,105 GW fotovoltaico, +641 MW eolico offshore; sono previsti anche contributi minori da bioenergie (+283 MW) e idroelettrico (+14 MW). Questi valori che derivano dal “burden sharing” regionale e rappresentano il raddoppio della potenza FV+eolico installata al 2022. Per il fotovoltaico, il piano esplicita un vincolo qualitativo: almeno 1,5 GW su tetti/tettoie entro il

2030, per invertire la storica prevalenza degli impianti a terra (72% della potenza a fine 2021, vs media nazionale 36%). Sebbene ancora in fase iniziale, l'eolico offshore rappresenta una frontiera strategica per il medio-lungo periodo. Il PEAR individua un obiettivo di circa 640 MW al 2030, pari a un terzo del target nazionale del PNIEC per questa tecnologia. L'interesse degli operatori è altissimo, le richieste di connessione per impianti eolici offshore in Puglia ammontano a circa 24,5 GW, su un totale di 92 GW di progetti presentati per la regione (inclusi fotovoltaico ed eolico onshore). Ciò testimonia un'enorme attrattività del territorio, ma anche la necessità di una selezione attenta delle iniziative in coerenza con i Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (MSP) approvati nel 2024. In particolare, per l'eolico offshore il PNIEC 2024 indica 2,1 GW complessivi al 2030. Sul versante pianificazione marittima, le aree idonee in mare sono quelle dei Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (Adriatico e Ionio), approvati con DM n. 237 del 25 settembre 2024, cui la Regione ha contribuito definendo il proprio perimetro di idoneità.

In definitiva, circa il 67% della produzione elettrica pugliese sarebbe coperta da fonti non programmabili (eolico+FV). Questo assetto è compatibile con la sicurezza del sistema solo con investimenti in accumuli (elettrochimici e produzione di idrogeno verde). In parallelo, l'export regionale crescerebbe da ~10,3 TWh a ~16,6 TWh, rafforzando il contributo della Puglia alla sicurezza elettrica nazionale. La traiettoria di decarbonizzazione richiede inoltre: phase-out di carbone e olio in produzione elettrica e riduzione a ~60% del livello 2019 per la generazione a gas naturale entro il 2030. La Puglia sarà una regione virtuosa, che produce già oggi più energia rinnovabile di quanto previsto dagli obiettivi intermedi nazionali: il suo contributo compensa, in parte, il ritardo di regioni meno performanti. Dall'altro, la Regione deve continuare a crescere per mantenere il proprio ruolo di "motore energetico del Sud."

In generale, come anticipato, il mercato pugliese delle energie rinnovabili si trova in una fase di espansione, sostenuto da un interesse industriale e finanziario, ma anche da una crescente pressione sugli strumenti di pianificazione e sulle infrastrutture di rete. La pipeline autorizzativa e di connessione — ovvero l'insieme dei progetti in fase di sviluppo, autorizzazione o richiesta di allaccio — ha raggiunto dimensioni tali da superare di molte volte gli obiettivi fissati dal Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). Il monitoraggio del burden sharing mostra tuttavia un leggero ritardo rispetto alla tabella di marcia: nel 2025 la variazione netta di potenza installata è risultata inferiore agli obiettivi intermedi stabiliti, segno che i tempi autorizzativi e la disponibilità di aree idonee restano fattori critici. La sfida dei prossimi anni sarà dunque quella di conciliare la rapidità dell'iter con la sostenibilità territoriale e ambientale, garantendo un equilibrio tra sviluppo economico, tutela del paesaggio e coesione sociale.

A.P.4 Aree idonee e aree di accelerazione

Il nuovo PEAR recepisce integralmente la disciplina introdotta dal Decreto Interministeriale del 21 giugno 2024 in materia di aree idonee, non idonee e ordinarie per l'installazione di impianti

alimentati da fonti rinnovabili. Si tratta di un passaggio strutturale, che allinea la strategia pugliese al quadro nazionale e comunitario (RED III, Fit for 55, PNIEC 2024) e al principio del consumo di suolo netto zero al 2050, sancito nelle politiche europee del Green Deal. L'individuazione delle aree idonee non è solo una misura di localizzazione: è la condizione necessaria per un nuovo equilibrio tra sviluppo energetico, tutela paesaggistica e coesione territoriale, consentendo alla Puglia di rafforzare la propria leadership nelle rinnovabili con criteri di sostenibilità e accettabilità sociale.

Le aree idonee diventano così il perno della pianificazione energetica pugliese. Attraverso di esse sarà possibile selezionare progetti di qualità, collocati su superfici già infrastrutturate, industriali o agricole marginali, riducendo i conflitti con la tutela del suolo e le produzioni agroalimentari di pregio. Il PEAR non intende frenare lo sviluppo, ma orientarlo: l'obiettivo è passare da una crescita quantitativa (misurata in MW autorizzati) a una crescita qualitativa, che valorizzi la compatibilità territoriale, l'innovazione tecnologica e il beneficio economico per le comunità locali. Coerentemente con questa visione, il Piano privilegia due linee di intervento:

- il repowering eolico, con un rapporto medio di 1,5 tra potenza nuova e dismessa, per aumentare l'efficienza senza nuovo consumo di suolo;
- lo sviluppo di impianti fotovoltaici su tetti, tettoie e capannoni, con un obiettivo di almeno 1,5 GW di nuova potenza installata entro il 2030, attraverso semplificazioni edilizie, incentivi e comunità energetiche.

Per gli impianti utility-scale, il PEAR prevede la ripresa del permitting solo quando i progetti sono localizzati in aree idonee e accompagnati da misure di compensazione a favore dei Comuni: energia a prezzo calmierato, opere ambientali, contributi al reddito energetico. Questo approccio, sostenuto anche dal PNRR – Missione 2 e dai fondi FESR 2021–2027, mira a rafforzare il consenso territoriale e la redistribuzione dei benefici della transizione. La sfida della prossima fase sarà garantire la gestione tecnica e infrastrutturale di un sistema elettrico dominato da FER non programmabili.

Il PEAR riconosce un ruolo crescente agli accumuli elettrochimici e all'idrogeno verde, in linea con gli indirizzi del PNIEC 2024 e con i progetti europei IPCEI Hy2Infra. Al 2030, la Regione stima 500 MW di elettrolizzatori installati e una produzione annua di 40–45 mila tonnellate di idrogeno verde, pari a circa 2.200 GWh di domanda elettrica dedicata. Ciò equivale al 20% del target nazionale, con ricadute dirette sulle Hydrogen Valley di Brindisi, Taranto e Foggia, che rappresentano le nuove aree idonee per la filiera idrogeno. In questo senso, la programmazione delle aree idonee non riguarda solo le FER elettriche, ma anche le infrastrutture per la flessibilità energetica e l'industria decarbonizzata.

Sul piano quantitativo, la Puglia continua a essere la regione più attiva in Italia. Il problema non è la scarsità di progetti, ma la loro selettività. Individuare le aree idonee, potenziare la rete, e accelerare i procedimenti. Questa sovra-offerta di iniziative costituisce un vantaggio

strategico: consente alla Regione di rispettare gli obiettivi nazionali e scegliere i progetti con miglior qualità ambientale, efficienza e compatibilità territoriale.

Un capitolo specifico riguarda il mare Adriatico e lo Ionio. Per l'eolico offshore, il riferimento è rappresentato dai Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (MSP) approvati con DM n. 237 del 25 settembre 2024. I Piani individuano le aree energetiche compatibili e le modalità di coesistenza con la pesca, la navigazione e gli ecosistemi. La coerenza dei progetti con i perimetri e gli indirizzi MSP è oggi condizione imprescindibile per ottenere l'autorizzazione: solo le iniziative allineate potranno avanzare rapidamente, mentre quelle in conflitto rischiano di restare bloccate.

L'obiettivo regionale è di costruire una lista prioritaria ("lista A") di progetti conformi, in grado di contribuire ai circa 640 MW offshore previsti al 2030, preparando al tempo stesso la pipeline post-2030 per le tecnologie floating e gli hub porto-energia-idrogeno.

Dal punto di vista procedurale, la Puglia ha consolidato l'utilizzo del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR), disciplinato dall'art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006. Come confermato anche da dossier tecnici di settore (es. Nextville, ARTI, Regione Puglia), il PAUR è ormai lo strumento prevalente per concentrare in un'unica conferenza dei servizi tutti i titoli necessari — paesaggistici, edilizi, viabilistici, riducendo i tempi e garantendo certezza agli operatori.

Le eventuali integrazioni documentali possono essere richieste una sola volta entro 30 giorni, a tutela della trasparenza e dell'efficienza amministrativa.

La fase che la Puglia si appresta a vivere non è soltanto un'estensione della capacità installata, ma un vero cambio di paradigma nel modo di concepire la pianificazione energetica. Dopo un decenni dominato dal criterio quantitativo, il numero di megawatt, le richieste di connessione, la corsa ai progetti, la Regione entra ora in una stagione selettiva e qualitativa, in cui l'obiettivo è trasformare un potenziale enorme in energia autorizzata, sostenibile e compatibile con il territorio.

Le aree idonee, il PAUR e i Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (MSP) costituiscono il nucleo di questo nuovo modello di governance. Insieme, rappresentano la cerniera tra pianificazione e attuazione: strumenti capaci di ridurre l'incertezza, evitare conflitti, semplificare i procedimenti e guidare gli investimenti verso i luoghi più adatti.

L'uso esteso del PAUR, già sperimentato con successo in Puglia e riconosciuto a livello nazionale come buona pratica, ha permesso di concentrare in un solo procedimento i diversi titoli autorizzativi, comprimendo i tempi e garantendo maggiore trasparenza. La recente disciplina nazionale sulle aree idonee ne amplifica gli effetti, introducendo una mappatura di contesto che riduce i margini di discrezionalità e orienta fin dall'origine le scelte localizzative.

Parallelamente, per il settore marittimo, i Piani MSP fissano i perimetri di compatibilità e offrono una bussola chiara ai progetti offshore, che potranno svilupparsi in modo ordinato e coerente con gli altri usi del mare.

In questo scenario, il fattore tempo diventa cruciale. A determinare la velocità della transizione non è la quantità di proposte, oltre 90 GW di richieste di connessione ne sono la prova, ma la capacità amministrativa di filtrare, istruire e autorizzare le iniziative migliori. I fattori che accelerano il processo sono ormai chiari: la localizzazione in aree idonee, la coerenza con i piani marittimi, la qualità della documentazione ambientale e la progettazione integrata con la rete elettrica nazionale.

Al contrario, ciò che lo rallenta è altrettanto evidente. La scelta di aree in conflitto con vincoli paesaggistici o ambientali, carenze istruttorie negli studi, incertezze sulle connessioni o sovrapposizioni con i cantieri del TSO. In sintesi, la velocità autorizzativa dipende oggi più dalla qualità progettuale e pianificatoria che dall'entità dell'investimento.

Il passaggio dal quantitativo al qualitativo è quindi già in atto e rappresenta il tratto distintivo del nuovo ciclo di pianificazione pugliese. L'obiettivo non è solo raggiungere gli obiettivi di capacità rinnovabile e le 45 mila tonnellate di idrogeno verde previste al 2030, ma farlo in modo coerente con il paesaggio, con le comunità e con la strategia europea di neutralità climatica. La Puglia, con il suo patrimonio territoriale e industriale, è oggi in grado di contribuire oltre misura al mix nazionale, ma anche di modellare una transizione esemplare per qualità, equilibrio e governance.

Più recentemente, la DGR 1271/2025 ha avviato la pianificazione delle cosiddette “zone di accelerazione” ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 190/2024 (“Testo Unico FER”). Queste zone rappresentano un'evoluzione della pianificazione territoriale: ambiti dove la valutazione preventiva di compatibilità ambientale, infrastrutturale e paesaggistica consente un permitting più rapido e coordinato, in linea con le “go-to areas” europee previste dal pacchetto Fit for 55 e dal piano REPowerEU.

Le zone di accelerazione pugliesi sono individuate tramite un approccio integrato e multilivello, che combina i criteri di idoneità del PEAR con la metodologia di valutazione del rischio sviluppata in collaborazione con l'OCSE nel progetto Renewable Energy Projects in Italy. La Regione, con il supporto di ASSET e InnovaPuglia S.p.A., utilizza una piattaforma GIS interoperabile con i sistemi regionali (PPTR, PUG, PEAR, PTR) per sovrapporre oltre 100 layer informativi (vincoli paesaggistici, reti, destinazioni d'uso, aree ASI/PIP, siti Natura 2000, aree SIN e portuali). L'obiettivo è duplice: individuare aree realmente compatibili con la produzione da FER e creare un modello digitale per la semplificazione e trasparenza dei procedimenti.

Secondo la DGR 1271/2025, le zone candidate comprendono:

- Aree industriali (ASI, PIP, APPEA) e aree produttive dismesse (brownfield, anche interne ai SIN);
- Aree portuali e retro-portuali funzionali a progetti offshore e power-to-X;
- Infrastrutture lineari e corridoi energetici esistenti (linee AT/MT, oleodotti, ferrovie, strade statali);

- Aree agricole marginali o compromesse, ove l'uso energetico non riduca la vocazione produttiva;
- Zone di sperimentazione H₂ valley e accumuli, in coerenza con il piano #H2Puglia2030.

Il criterio guida è il superamento della logica “escludente” della pianificazione passata verso una logica pro-attiva di selezione basata su efficienza energetica, economica e territoriale. Ciò consente di concentrare la produzione FER in aree ad alta vocazione, riducendo l'impatto diffuso e agevolando l'integrazione con rete, accumulo e idrogeno verde. Le zone di accelerazione si affiancano dunque alle aree idonee già definite dal PEAR 2024: le prime (accelerazione) puntano alla semplificazione autorizzativa e all'industrializzazione della transizione energetica; le seconde (idonee) restano la cornice di compatibilità territoriale e ambientale.

In prospettiva, la Regione intende utilizzare tali zone come laboratori di co-pianificazione fra enti locali, operatori e cittadini, favorendo la nascita di Comunità Energetiche Rinnovabili industriali e di poli energetici integrati (energia-idrogeno-logistica), in linea con la visione del PEAR 2030

A.P.5 La rete elettrica come infrastruttura della transizione regionale e nazionale

Con la presentazione del Piano di Sviluppo 2025–2034 della Rete Elettrica Nazionale²³, Terna e Regione Puglia hanno avviato una fase di pianificazione congiunta che riconosce il ruolo strategico della Puglia nel nuovo equilibrio energetico italiano. La Regione, che già oggi esporta oltre il 40% dell'energia elettrica prodotta, è chiamata a sostenere la crescita di un sistema elettrico basato su fonti rinnovabili non programmabili garantendo al contempo stabilità, interconnessione e sicurezza di approvvigionamento per il Paese.

Nel Piano di Sviluppo di Terna, la Puglia occupa una posizione di assoluto rilievo, sia per l'elevata concentrazione di impianti esistenti, sia per il potenziale di nuova capacità previsto dal PEAR. L'obiettivo condiviso è rafforzare la magliatura della rete regionale, aumentare la capacità di trasmissione interna ed esterna e rendere più flessibile il sistema attraverso investimenti in stazioni elettriche, elettrodotti e sistemi di accumulo. Gli interventi previsti riguardano in particolare il potenziamento dell'asse adriatico, il collegamento tra la Capitanata e il Barese, l'adeguamento della rete del Salento e la realizzazione di nuove dorsali ad altissima tensione (380 kV) che collegheranno le aree di maggiore produzione rinnovabile, Foggia, Brindisi, Taranto, ai principali nodi della rete nazionale.

Una parte rilevante del Piano è dedicata anche alle connessioni marittime e portuali, in linea con la pianificazione dei Piani di Gestione dello Spazio Marittimo (MSP) e con lo sviluppo dei progetti offshore e Hydrogen Valley. In particolare, Terna prevede nuovi interventi infrastrutturali nell'area di Brindisi, per integrare la futura produzione eolica marina e gli

²³ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete>

impianti di elettrolisi previsti dal progetto Puglia Green Hydrogen Valley, e nella zona di Taranto, per accompagnare la decarbonizzazione del polo siderurgico e il rilancio della filiera industriale.

Nel nord della regione, la Capitanata sarà invece il cuore logistico del rinnovamento della rete terrestre, grazie a nuovi collegamenti con l'Abruzzo e la Basilicata e all'integrazione delle dorsali elettriche con gli impianti eolici e fotovoltaici in repowering.

Il Piano 2025–2034 rappresenta inoltre un nuovo modello di governance territoriale. Per la prima volta, Regione e Terna operano in logica di co-pianificazione, integrando le scelte infrastrutturali con la mappatura delle aree idonee per le fonti rinnovabili e con la pianificazione urbanistica e paesaggistica regionale. Questo approccio consente di anticipare le esigenze di connessione, ridurre i tempi autorizzativi e garantire la coerenza tra sviluppo della rete, localizzazione degli impianti e tutela del territorio. In prospettiva, ogni nuova opera di rete sarà parte integrante della strategia regionale di decarbonizzazione, al pari degli impianti FER e dei sistemi di accumulo.

Nel complesso, gli investimenti programmati da Terna per la Puglia superano i 2 miliardi di euro nel decennio, confermando la regione come snodo energetico dell'Italia meridionale e piattaforma di scambio verso il resto del Paese e del Mediterraneo. Questi interventi non solo permetteranno di gestire un mix elettrico sempre più verde, stimato al 67% da fonti rinnovabili entro il 2030, ma rafforzeranno il ruolo della Puglia come fornitore strutturale di energia pulita per l'intero sistema nazionale, in linea con le strategie di sicurezza energetica e autonomia dell'Unione Europea.

A.P.6 CER in Puglia

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano oggi uno dei pilastri della strategia pugliese per la transizione energetica e la decarbonizzazione, delineata nel nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR 2024) e nei successivi strumenti attuativi regionali e comunitari. La Regione Puglia è stata tra le prime in Italia a dotarsi di un quadro normativo dedicato, con la Legge Regionale 9 agosto 2019, n. 4 “Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche”, poi aggiornata con la Legge Regionale 32 del 2022, che ne ha rafforzato la dimensione operativa. Il PEAR 2024 colloca le comunità energetiche al centro della visione della transizione, in coerenza con l'obiettivo di porre i cittadini al centro del sistema energetico regionale e di favorire forme diffuse di autoconsumo e di partecipazione collettiva alla produzione da fonti rinnovabili.

Con la Deliberazione di Giunta Regionale n. 710 del 29 maggio 2025, nell'ambito del Programma Regionale FESR-FSE+ 2021–2027, Priorità 2 “Economia verde”, Azione 2.3 “Sostegno alla realizzazione di Comunità Energetiche”, la Regione ha approvato un avviso pubblico per la selezione di proposte progettuali finalizzate alla costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) con una dotazione finanziaria complessiva di 2,5 milioni di euro. L'iniziativa si inserisce nell'obiettivo specifico RSO2.2 “Promuovere le energie rinnovabili in conformità della direttiva (UE) 2018/2001 sull'energia da fonti rinnovabili”, e prevede contributi

a fondo perduto fino a 100.000 euro per progetto, pari al 100% delle spese ammissibili. I beneficiari del bando sono gli enti locali, le cooperative di comunità e gli enti del terzo settore che intendono costituire comunità energetiche in grado di generare benefici ambientali, economici e sociali per i propri membri e per la collettività. Il contributo sostiene in particolare la realizzazione di studi di prefattibilità tecnico-economica, le spese legali e notarili per la costituzione della comunità e le attività di sensibilizzazione e partecipazione dei cittadini, con l'obiettivo di promuovere modelli energetici collaborativi e inclusivi.

L'Avviso pone una forte attenzione alle finalità sociali e alla lotta contro la povertà energetica, prevedendo priorità per le iniziative che coinvolgono famiglie vulnerabili, soggetti con basso reddito o persone in condizione di disabilità. I progetti dovranno essere conclusi entro sei mesi dalla concessione del contributo e la costituzione della CER dovrà essere seguita, in una seconda fase, da investimenti per la realizzazione o l'ammodernamento di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, a valere su un successivo avviso della stessa Azione 2.3, che prevede contributi fino a 800.000 euro per intervento.

L'approccio pugliese alle comunità energetiche è coerente con la visione del PEAR e con la Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile. Le CER vengono considerate strumenti chiave per promuovere l'identità energetica locale, ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e incentivare la coesione territoriale, attraverso un modello partecipativo che coinvolge cittadini, enti pubblici e imprese. In tale contesto, la Regione ha integrato le comunità energetiche con altri strumenti di policy, come il Reddito Energetico Regionale (L.R. 42/2019), e con le previsioni del Piano per le Zone di Accelerazione approvato con DGR 1271/2025, che individua le aree idonee e i distretti territoriali per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili.

Le comunità energetiche sono inoltre connesse ai progetti di innovazione energetica legati alla digitalizzazione e al monitoraggio dei flussi energetici, affidati a InnovaPuglia e ASSET, e alla creazione di ecosistemi locali di produzione e autoconsumo in aree industriali, portuali e agricole. Particolare attenzione è rivolta alle comunità energetiche portuali, concepite come piattaforme di cooperazione tra imprese e autorità di sistema, e alle aree brownfield o dismesse, dove la realizzazione di CER consente di valorizzare superfici già antropizzate riducendo il consumo di nuovo suolo.

Entro il 2030 la Regione mira a creare una rete diffusa di comunità energetiche locali, integrate nel sistema energetico regionale e connesse alle reti di distribuzione di media tensione, capaci di contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e alla riduzione delle emissioni. Le CER costituiranno un elemento strutturale del nuovo modello pugliese di energia distribuita, promuovendo l'autonomia energetica dei territori, la partecipazione attiva dei cittadini e la redistribuzione dei benefici economici della transizione verde. In questa prospettiva, la Puglia si conferma come laboratorio nazionale per la sperimentazione di modelli di governance energetica locale e per l'attuazione di una transizione giusta, inclusiva e sostenibile.

Al momento, risultano operative tre CER, quali l'associazione Comunità Energetica Rinnovabile Santeramo in Colle ETS, la Comunità Energetica Rinnovabile Roseto Valfortore e à'associazione Comunità Energetica Rinnovabile Sant'Elia che Energia ETS (<https://www.osservatoriocer.it/cer-puglia>).

A.P.7 Costi di implementazione delle energie rinnovabili in Puglia

Nel comparto fotovoltaico utility-scale, i costi di investimento (CAPEX) in Puglia si collocano mediamente tra 0,65 e 0,85 milioni di euro per megawatt installato, mentre i costi operativi (OPEX) variano fra 12.000 e 20.000 €/MW/anno. Questi valori, confermati dai dati del GSE – Rapporto Statistico Fotovoltaico 2024 e dell'Osservatorio FER ANIE Rinnovabili (marzo 2025), sono in linea con la media nazionale e con i benchmark europei riportati da IRENA (Renewable Power Generation Costs 2024). Il LCOE (Levelized Cost of Energy) si attesta fra 55 e 75 €/MWh, grazie a un'irradiazione media annuale compresa tra 1.500 e 2.000 ore equivalenti. Secondo il Monitoraggio FER 2025 del GSE, la Puglia ha registrato nel 2024 oltre 400 MW di nuova potenza fotovoltaica installata, pari a circa il 20% della crescita nazionale.

Per quanto riguarda l'eolico onshore, la Puglia rimane la prima regione italiana per potenza installata e capacità produttiva. Il Rapporto ANIE Rinnovabili – Osservatorio FER (Dati Gaudì, marzo 2025) indica che la regione concentra circa il 30% della potenza eolica nazionale, con una forte incidenza di progetti di repowering, soprattutto nel Tavoliere e in Daunia. I costi medi di investimento si collocano tra 1,3 e 1,7 milioni di euro per MW, con OPEX di 30.000–50.000 €/MW/anno e LCOE compreso fra 60 e 85 €/MWh, secondo i dati congiunti GSE 2024 e IRENA 2024. La Legge Regionale 34/2019 consente di incrementare la potenza fino al 150% sugli aerogeneratori giunti a fine vita, riducendo il costo marginale di nuova energia e rendendo economicamente vantaggiosa la sostituzione di impianti vetusti con turbine di nuova generazione.

L'eolico offshore, in particolare quello galleggiante (floating), rappresenta un settore emergente in Italia e in Puglia, dove si concentra la parte più avanzata della pipeline nazionale. Dal punto di vista economico, i costi stimati per l'eolico offshore in Italia derivano principalmente da studi IRENA (2024) e ANEV (2024), secondo cui:

- il CAPEX medio per impianti offshore fissi (fondazioni su fondali bassi) si attesta intorno a 2,1–2,3 M€/MW;
- per il floating offshore, adatto alle profondità del mare Adriatico e Ionio, il costo sale a 2,5–3,5 M€/MW, con valori più alti in fase iniziale di curva di apprendimento;
- l'LCOE stimato per l'Italia, nel 2024, è compreso tra 180 e 210 €/MWh, secondo lo studio “ANEV – Energia del Mare 2024” e le analisi IRENA Floating Wind Cost Outlook 2024.

Una parte rilevante dei costi di implementazione delle FER in Puglia riguarda le voci accessorie di progetto, in particolare le connessioni alla rete elettrica, le opere infrastrutturali e gli oneri ambientali. Secondo l'ANIE Osservatorio FER 2025, i costi di connessione possono incidere fino al 20% del CAPEX complessivo, specialmente in aree come il Tavoliere, dove la rete di

media e alta tensione è prossima alla saturazione. Per ridurre tali costi, la Regione Puglia ha istituito con la DGR n. 1271 del 2 settembre 2025 le “Aree di accelerazione per le FER”, individuando ambiti territoriali dove il permitting è semplificato e i tempi di valutazione ambientale sono ridotti.

Secondo le analisi ANIE–GSE 2025, la redditività dei progetti FER in Puglia resta favorevole anche in regime merchant. Per un impianto fotovoltaico da 25 MW, con CAPEX di 0,75 M€/MW e LCOE di 60 €/MWh, un prezzo medio dell’energia (PUN) compreso tra 100 e 130 €/MWh consente un margine lordo di 35–70 €/MWh, con payback period di 6–9 anni. Per l’eolico onshore, il payback medio si colloca tra 8 e 12 anni, mentre per l’offshore, nelle condizioni attuali, il ritorno è più lungo (12–18 anni), ma con prospettive di riduzione grazie agli incentivi CfD e alle economie di scala.

Tecnologia	CAPEX medio (€/MW)	OPEX annuo (€/MW)	LCOE (€/MWh)	Obiettivo PEAR 2030 / Pipeline	Investimento stimato (€)	Fonte principale
Fotovoltaico utility-scale	650.000 – 850.000	12.000 – 20.000	55 – 75	+3.000 MW	≈ 2,25 miliardi	GSE 2024; ANIE FER 2025; PEAR 2024
Eolico onshore (nuovo/repowering)	1.300.000 – 1.700.000	30.000 – 50.000	60 – 85	+1.500 MW	≈ 2,25 miliardi	ANIE FER 2025; IRENA 2024; LR 34/2019
Eolico offshore (floating)	2.500.000 – 3.500.000	70.000 – 100.000	180 – 210	Pipeline ≈ 2.500 MW	≈ 6,3–8,8 miliardi	IRENA 2024; ANEV 2024; MASE VIA (Odra/Kailia)

Tabella 1. Sintesi dei costi e investimenti in fotovoltaico ed eolico in Puglia

A.P.8 Principali progetti e attori del rinnovabile in Puglia

Negli ultimi anni la Puglia si è affermata come la regione italiana più dinamica nel campo delle energie rinnovabili, ospitando progetti di scala industriale nei settori eolico, fotovoltaico e idrogeno verde.

Nel comparto eolico onshore, la Puglia punta al revamping e all'ampliamento degli impianti esistenti, sostenuti dalla Legge Regionale 34/2019, che consente un incremento della potenza fino al 150% sugli aerogeneratori giunti a fine vita (Regione Puglia, L.R. 34/2019). Le province di Foggia, Bari e Brindisi ospitano oggi i principali cantieri, con interventi curati da grandi operatori nazionali e internazionali. Tra gli operatori più rilevanti figurano :ERG S.p.A. (erg.eu), che gestisce parchi eolici nel Tavoliere e nella Murgia barese; Enel Green Power (enelgreenpower.com), attiva nel repowering di impianti tra Foggia e Bari; Edison Renewables (edison.it); Renantis (ex Falck Renewables, renantis.com); e operatori stranieri come Statkraft Italia e BayWa r.e. Queste iniziative, in gran parte già connesse o in fase di connessione con Terna, consolidano la leadership pugliese nell'eolico terrestre. In tabella 2 sono, altresì, rappresentati i nuovi progetti industriali in via di completamento.

Tabella 2. Sintesi progetti rilevanti

Fonte rinnovabile	Progetto / Denominazione	Localizzazione principale	Potenza prevista (MW)	Principali attori / sviluppatori	Modello d'investimento	Stato di attuazione (nov 2025)
Eolico onshore (revamping e nuovi impianti)	Revamping parchi esistenti e nuovi impianti	Foggia, Bari, Brindisi	+3300 (2030)	ERG, Enel Green Power, Edison, Renantis, Statkraft Italia, BayWa r.e.	Revamping + nuovi parchi (L.R. 34/2019)	Autorizzazioni e connessioni Terna in corso
Eolico offshore (floating)	Kailia Energia	Offshore Adriatico meridionale – Brindisi/LE	>700	Renantis + BlueFloat Energy	JV offshore floating	Documentazione EIA depositata al MASE – fase VAS/VIA
Eolico offshore (floating)	Odra Energia	Costa sud-orientale Lecce	>700	Renantis + BlueFloat Energy	JV offshore floating	Studi di impatto e SIA pubblicati su MASE VIA – iter ambientale attivo
Eolico onshore	San Severo Wind Farm	San Severo (FG)	54	RWE Renewables Italia	Greenfield – eolico onshore	In esercizio (entrata 2025 annunciata da RWE)
Eolico onshore	EWR1 – San Martino – Serre	Puglia / Campania di confine	115	EWR1 Energy / Gruppo Edison Rinnovabili	Utility scale onshore	VIA sostitutiva positiva (Consiglio dei Ministri n.127 – 2025)
Fotovoltaico utility-scale	Parco FV Cerano	Cerano (Brindisi)	90	European Energy	Greenfield su area industriale	Autorizzato 2023 – in costruzione
Agrivoltaico avanzato	Programma GreenIT + Hive Energy + SunLeonard	Foggia, Taranto	200	GreenIT (Plenitude/CDP Equity), Hive Energy, SunLeonard Energy	JV pubblico-privata agrivoltaico	Fase autorizzativa 2023-2027
Fotovoltaico con storage	Ascoli Satriano – Masseria San Potito	Ascoli Satriano (FG)	47,5 FV + 90 storage	Società di progetto privata (PAUR 2025)	Autorizzazione Unica D.Lgs 387/2003	Approvato (BURP n.59/2025, Det. n.113)
Agrivoltaico multi-comunale	Gravina – Poggiorsini – Genzano project	Bari / BAT / Matera	140,7	Proponente privato (Prov. Unico MASE 19 maggio 2025)	PNRR – agrivoltaico interregionale	VIA/VAS positiva – Provvedimento Unico MASE
Fotovoltaico utility-scale	Racale – Alliste	Lecce provincia sud	18,04	Sviluppatore privato non specificato (PV Magazine)	Greenfield – FV a terra	VIA positiva MASE (D.M. 416/2025)
Fotovoltaico utility-scale	AEP Foggia / Lucera / San Severo	Capitanata (FG)	30	AEP Renewable Projects	Parchi fotovoltaici diffusi – PAUR provinciale	Conferenza dei Servizi positiva 2025
Agrivoltaico PNRR	Progetti regionali GSE	Orta Nova, Cerignola, Nardò e altri	220 (totale)	Consorzi agricoli + PMI locali	PNRR + bando GSE 2024	In costruzione – 50 mln € incentivi
Idrogeno verde	Puglia Green Hydrogen Valley	Brindisi (60 MW) + Taranto (100 MW)	160 (elelettrolisi)	Edison Next, Saipem, Sosteneo (Generali), Snam	Project financing IPCEI UE + integrazione FV	Autorizzazioni in corso – avvio 2027

A.P.9 Innovazione tecnologica in Puglia

A supporto della pianificazione energetica regionale e delle politiche per l'innovazione, è stata condotta un'analisi brevettuale focalizzata sulle tecnologie rinnovabili legate al fotovoltaico e all' eolico.

L'indagine, basata sulla Cooperative Patent Classification (CPC) secondo la metodologia OCSE (2015), ha consentito di identificare i brevetti depositati da imprese e organizzazioni italiane nei settori considerati, con particolare attenzione a quelli riconducibili alla Puglia. L'estrazione è stata realizzata attraverso una doppia verifica: da un lato l'indirizzo delle organizzazioni detentrici dei brevetti, dall'altro la localizzazione dei singoli inventori (Albino et al., 2014), consentendo di isolare le invenzioni originate, anche parzialmente, nel territorio regionale.

Nel settore fotovoltaico, sono stati individuati 42 brevetti collegati a soggetti pugliesi. Le domande di brevetto si concentrano in due fasi: una prima ondata tra il 2008 e il 2016, coincidente con il ciclo di espansione nazionale degli incentivi al solare e della filiera tecnologica connessa, e una seconda nel biennio 2022-2023, segno della ripresa di interesse verso l'innovazione dopo la fase di maturazione del mercato. Circa un terzo dei brevetti risultano protetti in più di cinque Paesi, indicando un livello di competitività e rilevanza internazionale superiore alla media nazionale per il settore. Tra gli attori più rappresentativi emergono Contact Italia S.r.l. di Altamura (BA) e S.I.E.M. S.r.l. di Lecce, entrambe specializzate in componentistica e sistemi per il fotovoltaico avanzato. Quest'ultima, in particolare, detiene la quota più consistente di brevetti "ad alta citazione", ovvero le soluzioni tecnologiche più frequentemente citate per lo sviluppo di innovazioni seguenti, e quindi considerate di maggiore valore innovativo. L'ecosistema dell'innovazione energetica pugliese si arricchisce inoltre della presenza di soggetti pubblici e di ricerca. L'Università degli Studi di Bari "Aldo Moro" e l'Università del Salento risultano detentrici di alcuni brevetti. Non mancano brevetti formalmente depositati da organizzazioni con sede fuori regione, come ENI o l'Istituto Italiano di Tecnologia, ma con il contributo diretto di ricercatori e laboratori situati in Puglia.

Nel comparto eolico, l'attività brevettuale risulta più contenuta. Sono stati individuati, in totale, 12 brevetti riferiti prevalentemente al periodo anteriore al 2015, spesso relativi a soluzioni meccaniche o aerodinamiche di pale e torri. Si tratta in gran parte di depositi isolati, con una scarsa concentrazione di soggetti innovatori ricorrenti e una diffusione geografica limitata. Questa evidenza riflette una dinamica di maturità industriale più che di innovazione tecnologica, coerente con la traiettoria pugliese degli ultimi anni: forte implementazione di impianti, ma innovazione trasferita soprattutto attraverso componentistica importata e know-how esterno.

Nel complesso, l'analisi brevettuale suggerisce che la Puglia, pur essendo una regione fortemente produttiva sul piano energetico, esprime un potenziale innovativo ancora sottoutilizzato.

Il fotovoltaico si conferma il settore più fertile per la ricerca industriale e la brevettazione, grazie alla presenza di un tessuto di PMI tecnologiche, università attive e capacità di collaborazione con grandi gruppi. Al contrario, l'eolico, oggi motore della produzione elettrica regionale, mostra un ritardo nella produzione locale di conoscenza tecnologica: un gap che potrebbe essere colmato proprio attraverso politiche regionali mirate, incentivi alla ricerca applicata e nuove sinergie con i poli universitari e i distretti industriali.

La trasformazione delle aree idonee in ecosistemi di innovazione, dove ricerca, industria e produzione convivano, rappresenta dunque la prossima frontiera. In questo senso, l'integrazione tra PEAR e strategia per la ricerca e l'innovazione regionale (RIS3 2021-2027) costituisce un passaggio essenziale per valorizzare il capitale intellettuale pugliese e tradurlo in nuove tecnologie rinnovabili, brevettabili e radicate nel territorio.

A.P.10 Bibliografia

Albino, V., Ardito, L., Dangelico, R. M., & Petruzzelli, A. M. (2014). Understanding the development trends of low-carbon energy technologies: A patent analysis. *Applied energy*, 135, 836-854.

ANIE (2025). Osservatorio FER – Dati Gaudì. Milano: Federazione ANIE. <file:///D:/Downloads/241218-osservatorio-fer-dati-gaudi-settembre-2024.pdf>

Associazione Nazionale Energia del Vento – ANEV. (2024). L'Eolico Offshore galleggiante: un'opportunità per l'Italia. Roma: ANEV. <https://www.anev.org/wp-content/uploads/2025/07/Schiavone.pdf>

Gestore dei Servizi Energetici – GSE. (2024–2025). RAPPORTO STATISTICO 2024 SOLARE FOTOVOLTAICO. Roma: GSE S.p.A.

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202024.pdf

International Renewable Energy Agency – IRENA. (2024). Renewable Power Generation Costs 2024. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf Abu Dhabi: IRENA.

Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico – OCSE. (2015). Measuring environmental innovation using patent data. OECD Environment Working Papers No. 89.

Regione Puglia. (2024). Deliberazione della Giunta Regionale n. 1484/2024 – Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR 2024). Bari: Regione Puglia.

Regione Puglia. (2025). Deliberazione della Giunta Regionale n. 1271/2025 – Aree di accelerazione per le fonti rinnovabili (FER). Bari: Regione Puglia.

Regione Puglia. (2025). Deliberazione della Giunta Regionale n. N. 400 del 31/03/2025 - Fondo per la transizione giusta 2021-2027. Presa d'atto Decreto dell'Autorità di Gestione del PN JTF Italia 2021-2027 – DPC U5-008/2025 di approvazione del Piano esecutivo del Piano territoriale Provincia di Taranto. Adempimenti conseguenti. Bari: Regione Puglia.

Regione Puglia. (2025). Avviso pubblico “Sostegno alla Costituzione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)”, PR FESR Puglia 2021–2027, Azione 2.3.1. Bari: Regione Puglia.

ANNEX: Tecnologia: Impatti ambientali di ciclo di vita delle FER

Il presente capitolo è stato redatto dall'Università degli Studi di Palermo.

A.T.1 Introduzione

Il sistema energetico riveste un ruolo centrale nel funzionamento delle società moderne, in quanto fornisce l'energia necessaria allo svolgimento delle attività produttive, ai servizi, ai trasporti e agli usi civili. Le modalità con cui l'energia viene prodotta, trasformata, distribuita e consumata influenzano in modo significativo le dinamiche economiche, sociali e ambientali, rendendo il settore energetico un elemento chiave nei processi di sviluppo e pianificazione a livello globale e nazionale.

A livello globale, il settore energetico contribuisce per circa tre quarti alle emissioni complessive di gas a effetto serra (GHG) [1]. In Italia, nel 2022, le emissioni di GHG attribuibili al settore energetico hanno rappresentato l'81,8% del totale nazionale, pari a 337,9 Mt di CO₂eq [2]. Il comparto energetico richiede inoltre un rilevante utilizzo di materiali e risorse naturali, sia nella produzione delle tecnologie di generazione dell'energia sia nella realizzazione e gestione delle infrastrutture di distribuzione e trasmissione. Consumi di risorse ed emissioni sono altresì associati alle fasi di gestione del fine vita delle tecnologie energetiche. Gli impatti ambientali del settore energetico risultano pertanto distribuiti lungo l'intera catena del valore.

In questo quadro, diverse strategie sono state individuate per contenere gli impatti ambientali del settore energetico, tra cui l'incremento dell'impiego di tecnologie basate su fonti rinnovabili, l'integrazione di criteri di eco-design nello sviluppo di nuove tecnologie e l'implementazione di processi di riciclo a fine vita. Al fine di evitare fenomeni di compensazione degli impatti (offset) o di trasferimento degli oneri ambientali tra le diverse fasi del ciclo di vita (burden shifting), è necessario che i potenziali benefici ambientali associati a tali strategie siano quantificati mediante metodologie di valutazione scientificamente consolidate.

Tale quantificazione può essere effettuata attraverso l'applicazione della metodologia "Life Cycle Assessment" (LCA), che valuta i potenziali flussi ambientali in entrata e in uscita di un sistema di prodotto, in termini di consumo di materie prime ed emissioni, dall'estrazione dei materiali fino alla fine del ciclo di vita. L'approccio LCA si basa su una valutazione sistemica del ciclo di vita di tecnologie, sistemi e processi, con l'obiettivo di fornire una rappresentazione complessiva dei relativi profili ambientali. Per i sistemi energetici, ed in particolare per le tecnologie alimentate da fonti rinnovabili che hanno un impatto ambientale trascurabile durante la fase d'uso, la LCA consente di effettuare delle valutazioni basate su un approccio scientificamente affidabile e standardizzato, includendo peraltro tutti i processi a monte (ad es. realizzazione di una turbina eolica) e a valle (ad es. processo di riciclo di un pannello fotovoltaico) della fase d'uso del sistema.

In tale contesto, il presente capitolo analizza gli impatti ambientali lungo il ciclo di vita delle principali tecnologie energetiche rinnovabili, stimati mediante l'applicazione della metodologia LCA, con particolare riferimento al solare fotovoltaico, all'eolico e all'agrivoltaico. L'obiettivo è fornire una base quantitativa a supporto delle valutazioni relative all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico nazionale.

Gli impatti ambientali delle tre tecnologie (solare, eolico e agrivoltaico) esaminate sono quantificati per 1 kWh di elettricità, in accordo alle linee guida LCA dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) e alle Product Environmental Footprint Category Rules dell'Unione Europea [3], [4]. L'analisi copre l'intero ciclo di vita delle tecnologie dalla culla al cancello. In altre parole, vengono considerati tutti gli impatti ambientali derivanti da vari processi come l'estrazione dei materiali, la produzione dei componenti, il trasporto, la produzione di pannelli/turbine e la generazione di elettricità. Il trattamento di fine vita delle tecnologie dismesse non è incluso nella valutazione a causa dei dati limitati per le tecnologie specifiche e per il contesto nazionale.

I dati relativi alle tecnologie fotovoltaica ed eolica sono stati estratti dal database ambientale Ecoinvent 9.5 [5] e calcolati con il metodo "Environmental Product Declaration", mentre i dati relativi all'agrivoltaico sono tratti dalla letteratura scientifica di settore. Si ritiene pertanto opportuno evidenziare che per i sistemi agrivoltaici eventuali impieghi comparativi finalizzati allo sviluppo di analisi di "benchmarking" potrebbero essere affetti da incertezza causata da differenti scelte metodologiche connesse ai diversi casi studio impiegati per la "review" critica dei dati.

A.T.2 Tecnologie alimentate da fonti rinnovabili esaminate

Le tecnologie esaminate includono (Tabella 1):

- sistemi fotovoltaici con due diversi valori di potenza installata (3 kW e 570 kW), due tipologie di installazione (su tetto inclinato e a terra), e due tipologie di tecnologie (silicio mono (mono-Si) e multicristallino (multi-Si)).
- tecnologie eoliche, onshore, con diverse potenze installate: inferiori a 1 MW, da 1 MW a 3 MW e superiori a 3 MW.
- Sistemi agrivoltaici con pannelli c-Si. La maggior parte dei sistemi agrivoltaici esistenti sono basati su materiali in silicio cristallino (c-Si). Esistono alcuni sistemi innovativi realizzati con materiali organici [6], [7], [8], o che combinano silicio e materiali a film sottile come InGaAs per ottenere moduli tandem semitrasparenti da integrare nelle serre [9]. Tuttavia, questi nuovi materiali non sono comunemente impiegati e non sono disponibili informazioni dettagliate in merito ai loro impatti ambientali.
- Con riferimento alle modalità di installazione, saranno esaminate le tre tipologie di sistemi utilizzati al fine di ridurre al minimo l'uso del suolo ed evitare la competizione

per le attività agricole: installazione in interfila a terra, installazione in sospensione sotto forma di sistemi su palafitte, o installazione verticale [10], [11], [12].

Tabella 1. Tecnologie esaminate

Tecnologia	Capacità installata	Installazione	Materiale	Rif.
Solare 1 (PV 1)	3 kWp	Tetto inclinato	mono- Si	[5]
Solare 2 (PV 2)	3 kWp	Tetto inclinato	multi- Si	[5]
Solare 3 (PV 3)	570 kWp	A terra	multi- Si	[5]
Eolico 1 (E 1)	<1 MW	Onshore		[5]
Eolico 2 (E 2)	1-3 MW	Onshore		[5]
Eolico 3 (E 3)	>3 MW	Onshore		[5]
Agrivoltaico 1 (APV 1)		Sopraelevato, fisso	c-Si	[13]
Agrivoltaico 2 (APV 2)		Sopraelevato,	c-Si	[13]
Agrivoltaico 3 (APV 3)		Sopraelevato,	c-Si	[13]
Agrivoltaico 4 (APV 4)		Sopraelevato,	mono- Si	[12]
Agrivoltaico 5 (APV 5)		Sopraelevato,	mono- Si	[12]
Agrivoltaico 6 (APV 6)		Interfila, tracciamento ad	mono- Si	[12]
Agrivoltaico 7 (APV 7)		Verticale, fisso	mono- Si	[12]

A.T.3 Impatti ambientali di ciclo di vita

I risultati della valutazione degli impatti ambientali di ciclo di vita sono presentati nella Tabella 2, con riferimento a 1 kWh di energia elettrica generata.

Tabella 2. Impatti ambientali di ciclo di vita delle tecnologie esaminate

Categoria di impatto	Acidificazione	Eutrofizzazione	Effetto serra	Formazione di ossidanti fotochimici	Esaurimento di minerali e metalli	Esaurimento dei combustibili fossili	Uso di acqua	Distruzione dello strato di ozono
Unità di misura	kg SO2 eq	kg PO4--- eq	kg CO2 eq	kg NMVOC	kg Sb eq	MJ	m3 eq	kg CFC-11 eq
PV 1	5,34E-04	2,01E-04	8,28E-02	3,56E-04	5,04E-06	9,15E-01	6,31E-02	5,19E-09
PV 2	4,91E-04	1,83E-04	7,18E-02	3,29E-04	5,16E-06	8,00E-01	7,42E-02	5,46E-09
PV 3	4,15E-04	1,54E-04	7,40E-02	3,21E-04	3,11E-06	8,13E-01	7,29E-02	5,35E-09
E 1	9,75E-05	3,75E-05	1,82E-02	8,14E-05	5,49E-07	1,98E-01	7,34E-03	2,94E-10
E 2	9,94E-05	4,02E-05	1,91E-02	9,56E-05	5,51E-07	2,24E-01	5,45E-03	3,91E-10
E 3	3,19E-04	1,13E-04	3,14E-02	1,76E-04	3,85E-06	3,29E-01	1,25E-02	6,36E-10
APV 1			2,21E+00	7,96E+00	5,38E-05	2,74E+01		
APV 2			6,98E-02	2,48E-01	1,68E-06	9,36E-01		
APV 3			7,27E-02	2,59E-01	1,75E-06	9,26E-01		
APV 4			1,53E-02	7,30E-05	1,01E-06	1,80E-01		1,05E-09
APV 5			1,90E-02	8,35E-05	9,80E-07	2,00E-01		1,20E-09
APV 6			1,30E-02	5,20E-05	8,45E-07	1,55E-01		8,05E-10
APV 7			1,84E-02	7,50E-05	1,07E-06	2,20E-01		1,12E-09

Nelle sezioni seguenti si riporta un'analisi di dettaglio di ciascuna categoria di impatto ambientale

A.T.3.1 Effetto serra

L'impatto sull'effetto serra dei sistemi fotovoltaici varia da 71,85 a 82,84 g di CO₂ eq per kWh di elettricità. A parità di potenza, tale impatto è leggermente maggiore per il solare fotovoltaico realizzato in silicio monocristallino rispetto a quello in silicio policristallino.

A parità di tecnologia, considerando il sistema fotovoltaico policristallino, l'impatto per un impianto su tetto da 3 kWp è leggermente inferiore (71,85 g di CO₂ eq) rispetto a quello di un impianto a terra da 570 kWp (74,04 g di CO₂ eq).

Per l'energia eolica, l'impatto aumenta in linea con la capacità installata, passando da 18,24 g di CO₂ eq per kWh per gli impianti con capacità installata inferiore a 1 MW a 19,1 g di CO₂ eq per kWh per gli impianti da 1 a 3 MW, e a valori di 31,4 g di CO₂ eq per kWh per gli impianti superiori a 3 MW.

L'impatto dei sistemi agrivoltaici sul cambiamento climatico varia notevolmente, da 13 g CO₂ eq a 2,21 kg CO₂ eq per kWh di elettricità. In generale, gli impatti dei sistemi c-Si di [13] sono maggiori di quelli dei sistemi mono-Si di [12], indipendentemente dal tipo di installazione. Il sistema agrivoltaico c-Si fisso e sopraelevato causa i maggiori impatti sull'effetto serra, seguito dai sistemi c-Si sopraelevati a tracciamento che hanno valori di circa 70 g CO₂ eq (APV 2 e APV 3). Gli impatti sui cambiamenti climatici dei sistemi agrivoltaici mono-Si sono compresi tra 13 e 19 g CO₂ eq, con il valore più basso per il sistema interfilare e il valore più alto per il sistema a inseguimento biassiale sopraelevato.

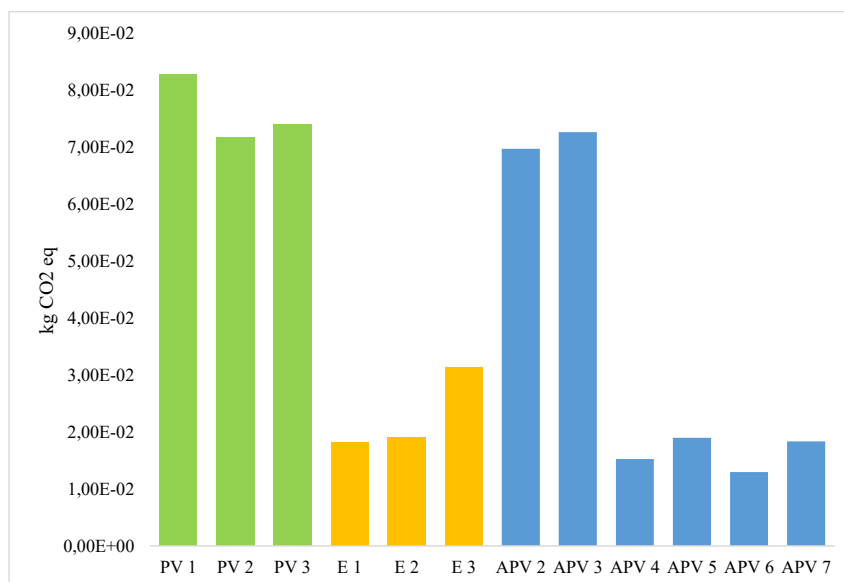


Figura 1. Impatto sull'effetto serra delle tecnologie in esame

* Nella Figura 1, l'APV 1 non è indicato a causa della notevole differenza tra il potenziale di riscaldamento globale dell'APV 1 e quello dei sistemi rimanenti.

Con riferimento al solare fotovoltaico e all'agrivoltaico, in Figura 2 è disaggregato percentualmente il contributo dei singoli componenti all'effetto serra, e si riscontra che la maggior parte dell'impatto deriva dai pannelli fotovoltaici, che rappresentano fino al 77% delle emissioni totali.

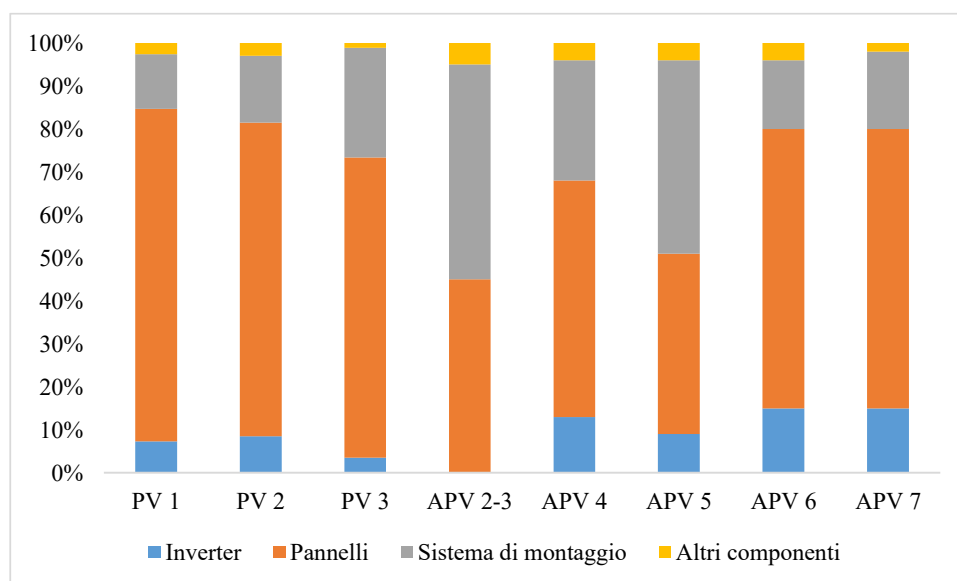


Figura 2. Contributo all'impatto sull'effetto serra di componenti dei sistemi fotovoltaici e agrivoltaici

Nei sistemi agrivoltaici, il contributo dei pannelli fotovoltaici tende a ridursi, collocandosi in un intervallo compreso tra il 42% e il 65% dell'impatto totale. Tale riduzione del contributo nei suddetti sistemi è compensata da un aumento del contributo delle strutture di montaggio. In particolare, nei casi di sistemi agrivoltaici dotati di sistemi di inseguimento, le strutture di montaggio diventano uno dei principali elementi di impatto sul cambiamento climatico, raggiungendo il 45% per i sistemi a inseguimento biassiale nei sistemi con silicio monocristallino [12] e il 50% sia per i sistemi a inseguimento monoassiale sia per quelli biassiali per i sistemi in policristallino [13].

Esaminando i materiali, l'impatto sull'effetto serra del solare fotovoltaico è causato principalmente dal silicio (da circa il 34% a circa il 48%) e dalla lega di alluminio (da circa il 17% a circa il 27%), che rappresentano i principali materiali di tali sistemi.

Per l'eolico (Figura 3), l'acciaio utilizzato nelle turbine eoliche rappresenta il principale hot-spot dell'impatto sul cambiamento climatico, variando dal 41% al 51,2%. Altri materiali utilizzati per la turbina, come le plastiche rinforzate con fibra di vetro e il rame, contribuiscono insieme all'impatto totale fino al 18%.

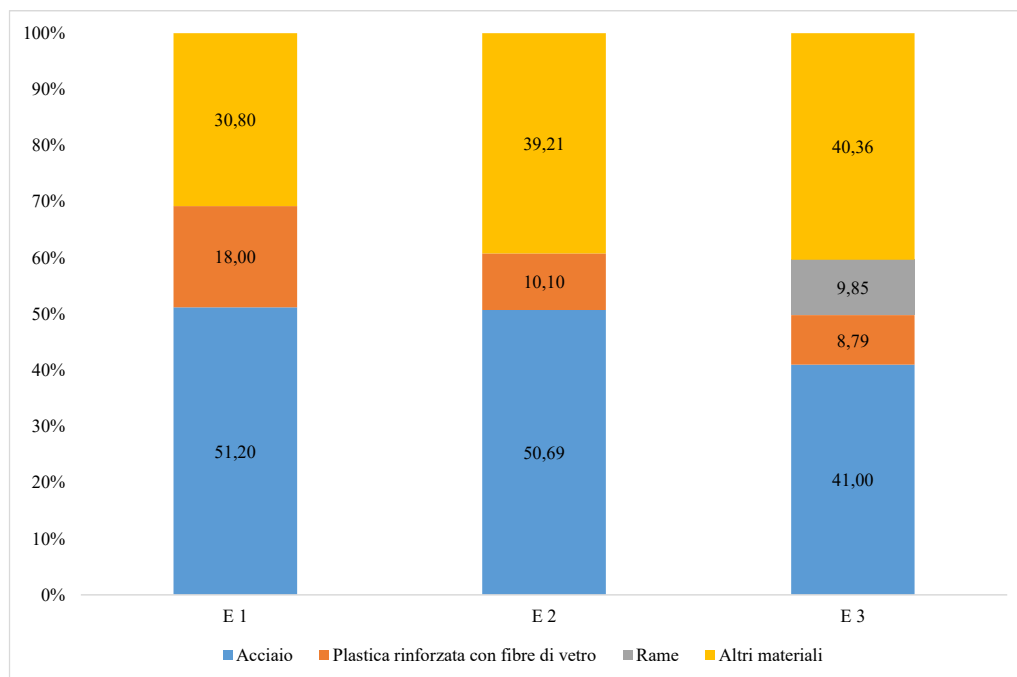


Figura 3. Contributo all'impatto sull'effetto serra di materiali dei sistemi eolici

A.T.3.2 Esaurimento dei combustibili fossili

L'impatto sull'esaurimento dei combustibili fossili delle tecnologie energetiche rinnovabili segue gli stessi trend osservati per il cambiamento climatico: per il fotovoltaico, tale impatto varia da 0,8 a 0,91 MJ circa, risultando circa triplo rispetto a quello dell'energia eolica, che si colloca tra circa 0,2 e 0,33 MJ per kWh (Figura 4).

A parità di potenza, il fotovoltaico con silicio monocristallino presenta un più alto consumo di combustibili fossili rispetto a quello con silicio policristallino.

Per l'energia eolica, il sistema con capacità installata inferiore a 1 MW mostra il minore impatto sull'esaurimento di combustibili fossili, seguito dai sistemi da 1 a 3 MW, mentre l'impatto maggiore si riscontra nei sistemi con capacità superiore a 3 MW.

L'esaurimento di combustibili fossili nei sistemi agrivoltaici presenta una notevole variabilità, oscillando da circa 0,16 a 27,4 MJ per kWh di elettricità.

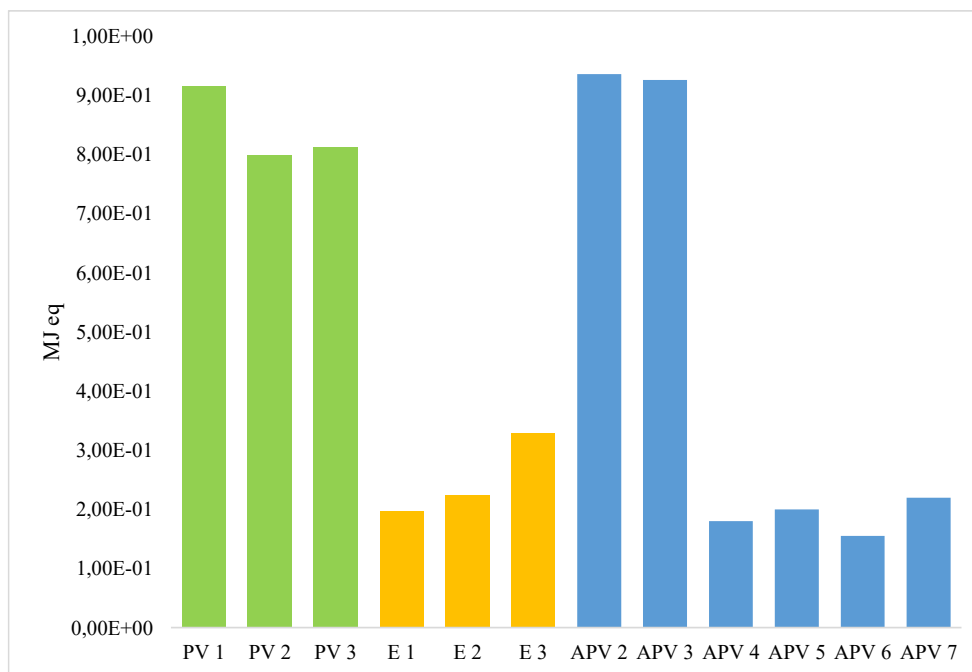


Figura 4. Impatto sul consumo di combustibili fossili delle tecnologie in esame

Anche l'analisi dei contributi all'esaurimento di combustibili fossili per materiali mostra risultati simili a quelli osservati per l'effetto serra, con l'acciaio e le plastiche rinforzate con fibra di vetro che rappresentano i principali responsabili dell'impatto totale dell'energia eolica, mentre il silicio e le leghe di alluminio sono i principali responsabili dell'esaurimento di combustibili fossili nel fotovoltaico. Tutti questi materiali, impiegati principalmente nelle turbine e nei pannelli, contribuiscono fino al 70% dell'impatto totale nel caso dell'energia eolica e al 62% nel caso del fotovoltaico.

A.T.3.3 Esaurimento di minerali e metalli

Il consumo di minerali e metalli delle tecnologie alimentate da energia rinnovabile varia da 0,55 a 5,16 mg Sb eq per kWh (Figura 5), con eccezione del sistema agrivoltaico sopraelevato fisso.

Per i sistemi fotovoltaici, il consumo di minerali e metalli è maggiore negli impianti installati sui tetti rispetto ai sistemi a terra (3,11 mg Sb eq per kWh), con il consumo più elevato per i sistemi multi-Si. Per i sistemi eolici, il consumo di minerali e metalli è massimo per impianti con capacità superiore a 3 MW, pari a 3,85 mg Sb eq per kWh, e inferiore per impianti con capacità inferiore a 3 MW, intorno a 0,55 mg Sb eq per kWh.

Il consumo di minerali e metalli nei sistemi agrivoltaici si colloca tra quello dell'energia eolica e del fotovoltaico, ad eccezione del caso del sistema agrivoltaico fisso sopraelevato descritto in [13], che raggiunge 53,8 mg Sb eq. Negli altri casi, il consumo di minerali e metalli dei sistemi agrivoltaici varia tra 0,85 e 1,75 mg Sb eq per kWh.

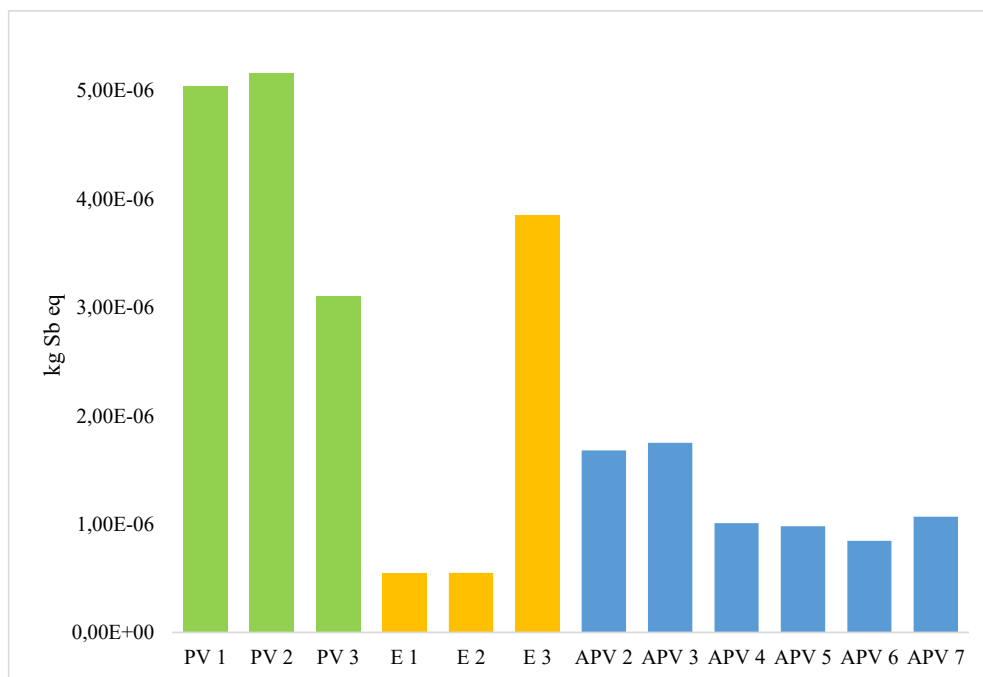


Figure 5. Impatto sul consumo di minerali e metalli delle tecnologie in esame

Considerando i singoli componenti, la maggior parte del consumo di minerali e metalli nell'energia eolica riguarda le parti mobili della turbina, con un elevato impiego di acciaio e rame. Nel fotovoltaico, invece, la maggior parte dei minerali e metalli viene consumata per il pannello (dal 40,8% al 68,9%), l'inverter (dal 16,1% al 35,1%) e l'impianto elettrico (dal 10,1% al 23,4%). Oltre al rame, impiegato nei cablaggi e nei connettori (dei pannelli e dell'impianto elettrico) e nei componenti elettronici (inverter e impianto elettrico), vanno considerati anche altri metalli con un elevato contributo all'impatto, come l'oro (usato nei pannelli e nei componenti elettronici) e altri metalli presenti nella pasta di metallizzazione dei pannelli.

A.T.3.4 Acqua

Il consumo idrico di ciclo di vita delle tecnologie alimentate da energia rinnovabile varia da 5,45 a 74 m³ eq per kWh (Figura 6). Esiste una notevole differenza tra la quantità di acqua utilizzata dal fotovoltaico rispetto alle tecnologie eoliche: in generale, il fotovoltaico richiede circa dieci volte più acqua dell'eolico. Per il fotovoltaico, i sistemi multi-Si tendono a richiedere più acqua rispetto ai sistemi mono-Si, con il consumo massimo registrato nel sistema multi-Si da 3 kWp su tetto inclinato. Il consumo idrico dell'unità funzionale eolica varia da 5,45 a 12,53 litri per kWh, risultando minimo nei sistemi da 1–3 MW, seguito dai sistemi inferiori a 1 MW, e massimo per i sistemi con capacità superiore a 3 MW.

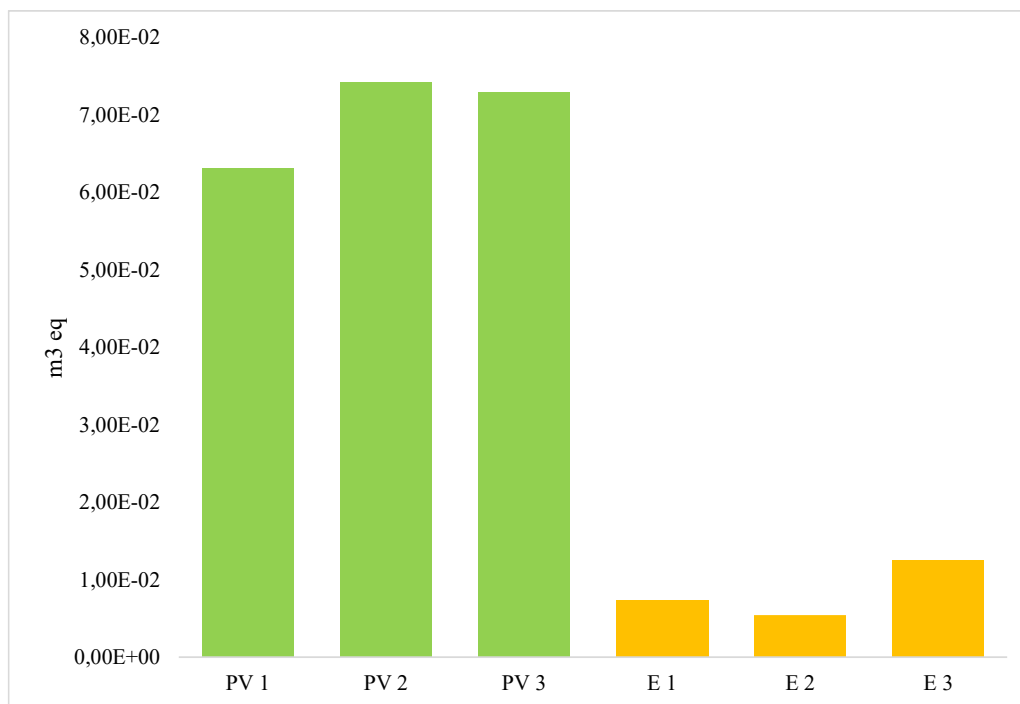


Figure 6 Impatto sull'uso di acqua delle tecnologie in esame

A.T.3.5 Acidificazione ed eutrofizzazione

L'impatto sull'acidificazione varia da $9,75 \times 10^{-5}$ a $5,34 \times 10^{-4}$ kg SO₂ eq (Figura 7), mentre l'eutrofizzazione varia da $3,75 \times 10^{-5}$ a $2,01 \times 10^{-4}$ kg PO₄--- eq (Figura 8). Analogamente a quanto osservato per l'impatto sul cambiamento climatico, gli impatti di acidificazione ed eutrofizzazione dell'energia eolica risultano generalmente inferiori a quelli del fotovoltaico.

Per il fotovoltaico, i valori più elevati di acidificazione ed eutrofizzazione si registrano nel sistema PV da 3 kWp installato su tetto inclinato con silicio monocristallino (Figura 8a). Un sistema simile realizzato con silicio policristallino si colloca al secondo posto, con $4,91 \times 10^{-4}$ kg SO₂ eq e $1,83 \times 10^{-4}$ kg PO₄--- eq. Il sistema da 570 kWp presenta gli impatti più bassi, pari a $4,15 \times 10^{-4}$ kg SO₂ eq e $1,54 \times 10^{-4}$ kg PO₄--- eq.

Per l'energia eolica gli impatti più bassi si riscontrano per turbine eoliche con capacità installata inferiore a 1 MW, pari a $9,75 \times 10^{-5}$ kg SO₂ eq e $3,75 \times 10^{-5}$ kg PO₄--- eq. Gli impatti risultano leggermente superiori per i sistemi da 1 a 3 MW e aumentano di circa tre volte per i sistemi con capacità superiore a 3 MW, raggiungendo $3,19 \times 10^{-4}$ kg SO₂ eq e $1,13 \times 10^{-4}$ kg PO₄--- eq.

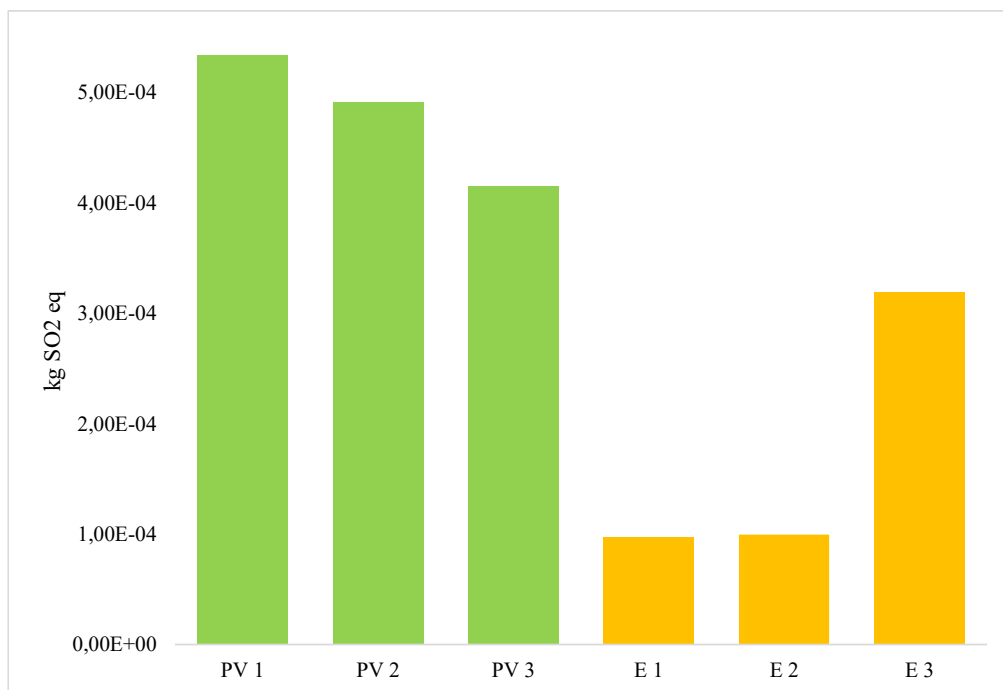


Figure 7. Impatto sull'acidificazione delle tecnologie in esame

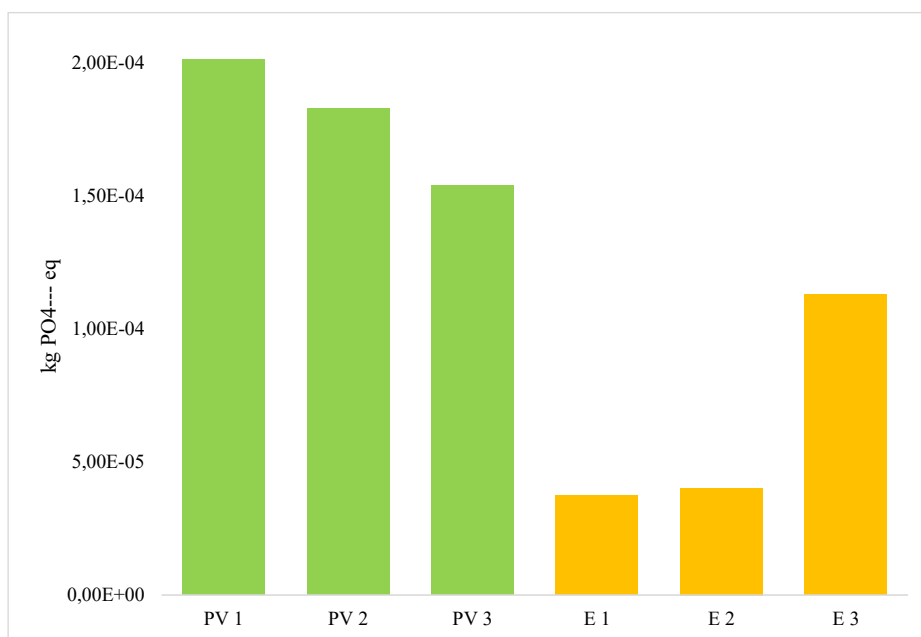


Figure 8. Impatto sull'eutrofizzazione delle tecnologie in esame

A.T.3.6 Formazione di ossidanti fotochimici e distruzione dello strato di ozono

Per le categorie di impatto relative alla formazione di ossidanti fotochimici (Figura 9) e alla distruzione dello strato di ozono (Figura 10) il fotovoltaico risulta generalmente più impattante rispetto all'energia eolica. La formazione di ossidanti fotochimici del fotovoltaico varia da 0,32 a 0,36 g NMVOC per kWh, quasi doppio rispetto al valore medio dell'energia eolica, pari a 0,12 g NMVOC per kWh. Per quanto riguarda la distruzione dello strato di ozono, l'impatto medio del fotovoltaico è superiore di un ordine di grandezza rispetto a quello dell'eolico.

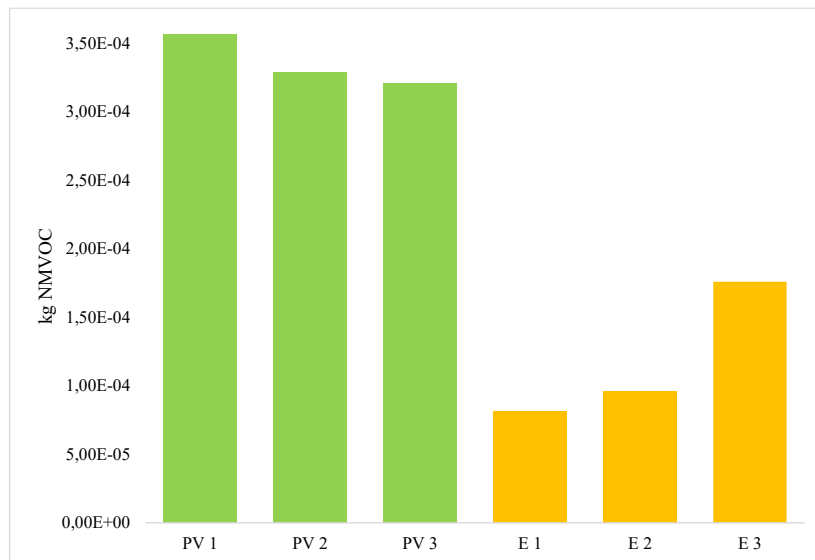


Figure 9. Impatto sulla formazione di ossidanti fotochimici delle tecnologie in esame

Confrontando le diverse tecnologie fotovoltaiche, i sistemi a silicio monocristallino causano un impatto leggermente maggiore rispetto a quelli con silicio policristallino sull'ossidazione fotochimica, e un impatto inferiore sulla distruzione dello strato di ozono. Per l'energia eolica, entrambi gli impatti aumentano con la capacità installata: maggiore è la capacità, maggiori sono gli impatti.

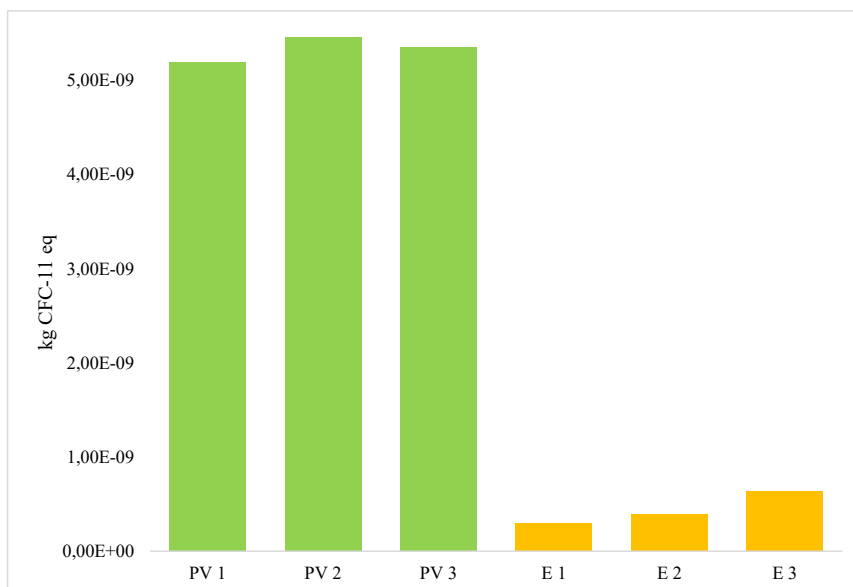


Figure 10. Impatto sulla distruzione dello strato di ozono delle tecnologie in esame

A.T.3.4 Conclusioni

Le tecnologie alimentate da fonti di energia rinnovabile sono caratterizzate da impatti ambientali di ciclo di vita che non possono essere trascurati nella valutazione dell'efficacia ambientale delle strategie energetiche messe in atto, e ciò anche al fine di minimizzare gli impatti energetico-ambientali incorporati di tecnologie il cui impiego è cruciale per conseguire i target Europei di decarbonizzazione.

In riferimento ai dati estrapolati dai più diffusi database di eco-profilo di tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, si riscontra che la tecnologia eolica “*onshore*” generalmente comporta gli impatti minori per tutte le categorie ambientali considerate, sia in termini di effetto serra che per ciò che riguarda il consumo medio di minerali e metalli.

Per quanto riguarda i sistemi agrivoltaici, va anzitutto evidenziato che la sintesi si avvale di una casistica di studi LCA molto meno numerosa rispetto alle altre tecnologie indagate, e ciò a causa probabilmente di una più recente diffusione “*on field*” dell'agrivoltaico. Con riferimento ai dati esaminati, si osserva una grande variabilità negli impatti ambientali rilevati, che dipende dai materiali impiegati nella produzione di pannelli fotovoltaici, dal tipo di installazione e dalla presenza di sistemi di inseguimento solare.

L'analisi di dominanza evidenzia che i pannelli fotovoltaici rappresentano i principali responsabili di diversi impatti connessi alla tecnologia fotovoltaica, quali effetto serra, esaurimento di combustibili fossili e consumo di minerali e metalli. Oltre ai pannelli, vanno considerati i sistemi ausiliari, soprattutto nei sistemi agrivoltaici, a causa della necessità di strutture di supporto e sistemi di inseguimento per integrare i pannelli fotovoltaici nei terreni agricoli. Nel caso dei sistemi eolici la maggior parte degli impatti deriva dalle turbine, ed in particolare dall'utilizzo di acciaio e plastiche rinforzate con fibra di vetro. Per capacità installate più elevate, aumenta anche la richiesta di componenti elettronici per la connessione alla rete.

Dai risultati sinteticamente illustrati emerge generalmente un impatto ambientale incorporato delle tecnologie summenzionate non trascurabile, soprattutto in relazione alla massiccia diffusione attesa delle stesse. Strategie di *ecodesign* innovative, da impiegare per minimizzare gli impatti ambientali generati nelle fasi precedenti alla fase d'uso delle tecnologie, rivestono pertanto significativa importanza, e ciò anzitutto per generare energia con ecoprofilo ambientale migliori e rendere ancor più vantaggiosa la comparazione con le tecnologie energetiche alimentate da fonti fossili.

Anche le innovazioni in termini di impiego di materiali surrogabili nella generazione delle tecnologie stesse, tema molto rilevante alla luce delle criticità connesse a produzione e approvvigionamento di materie prime critiche, può avvalersi di un supporto di *ecodesign* nella valutazione complessiva - afferente alle sfere economica, sociale, tecnologica e ambientale - della praticabilità di impiego dei materiali alternativi. Una valutazione ambientale effettuata già nelle fasi iniziali della progettazione e sperimentazione può essere rilevante per attenuare

gli impatti ambientali su larga scala che la massiccia diffusione sul mercato di queste tecnologie può comportare

Anche la valutazione ambientale preliminare del “fine-vita” riveste significativa importanza, sia nel prevenire gli impatti connessi al mancato reimpiego di materie prime seconde ma anche nella programmazione, pianificazione e realizzazione di filiere del riciclo che sono di fondamentale importanza per limitare le future dipendenze.

I dati descritti in precedenza, di valenza generale, possono essere impiegati come primo ausilio nella quantificazione dei reali benefici indotti dall’impiego di tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, sia per installazioni *stand-alone* che per la generazione di energia elettrica nel mix energetico nazionale.

A.T.3.5 Bibliografia

- [1] 2025 IEA, “Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer.” International Energy Agency, Oct. 22, 2025. Accessed: Dec. 09, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>
- [2] ISPRA, “Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2022 National Inventory Document 2024,” Institute for Environmental Protection and Research, 2024. [Online]. Available: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/National%20Inventory%20Document%202024%20-%20Italy.pdf>
- [3] R. Frischknecht, “Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic 2020”.
- [4] PEFCR PV Technical Secretariat, “Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCR) (2019): Photovoltaic Modules used in Photovoltaic Power Systems for Electricity Generation,,” 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/pdf/PEFCR_PV_electricity_feb2020_2.pdf
- [5] Ecoinvent, “Ecoinvent database.” Accessed: May 13, 2025. [Online]. Available: <https://support.ecoinvent.org/releases-overview>
- [6] A. Leon and K. N. Ishihara, “Influence of allocation methods on the LC-CO₂ emission of an agrivoltaic system,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 138, pp. 110–117, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.resconrec.2018.06.017.
- [7] A. Leon and K. N. Ishihara, “Assessment of new functional units for agrivoltaic systems,” *J. Environ. Manage.*, vol. 226, pp. 493–498, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.jenvman.2018.08.013.
- [8] J. A. Hollingsworth, E. Ravishankar, B. O’Connor, J. X. Johnson, and J. F. DeCarolis, “Environmental and economic impacts of solar-powered integrated greenhouses,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 24, no. 1, pp. 234–247, Feb. 2020, doi: 10.1111/jiec.12934.
- [9] M. U. Sajid, S. A. Khan, M. Koc, S. G. Al-Ghamdi, and Y. Bicer, “Life cycle assessment of spectra-managed greenhouses for sustainable agriculture,” *Clean. Environ. Syst.*, vol. 9, p. 100127, June 2023, doi: 10.1016/j.cesys.2023.100127.
- [10] T. Krexner, A. Bauer, A. Gronauer, C. Mikovits, J. Schmidt, and I. Kral, “Environmental life cycle assessment of a stilted and vertical bifacial crop-based agrivoltaic multi land-use system and comparison with a mono land-use of agricultural land,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 196, p. 114321, May 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114321.
- [11] C. Sponagel, J. Weik, A. Feuerbacher, and E. Bahrs, “Exploring the climate change mitigation potential and regional distribution of agrivoltaics with geodata-based farm economic modelling and life cycle assessment,” *J. Environ. Manage.*, vol. 359, p. 121021, May 2024, doi: 10.1016/j.jenvman.2024.121021.

- [12] A. Nik Zad *et al.*, “Life cycle assessment of various agrivoltaic systems across Europe,” *Sustain. Prod. Consum.*, vol. 60, pp. 260–280, Nov. 2025, doi: 10.1016/j.spc.2025.10.003.
- [13] A. Agostini, M. Colauzzi, and S. Amaducci, “Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment,” *Appl. Energy*, vol. 281, p. 116102, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116102.
- [14] IEA, “Fact Sheet: Environmental Life Cycle Assessment of Electricity from PV Systems,” IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), 2024. doi: 10.69766/ALGS2169.
- [15] G. Brussa, M. Grosso, and L. Rigamonti, “Life cycle assessment of a floating offshore wind farm in Italy,” *Sustain. Prod. Consum.*, vol. 39, pp. 134–144, July 2023, doi: 10.1016/j.spc.2023.05.006.



Think Tank
Transizione Energetica
RINNOVABILI

Powered by

CORE
THINKING CONNECTIONS

In knowledge partnership with

enel
Foundation

Realizzata da

POLIMI SCHOOL OF
MANAGEMENT

