



RENEWABLE *thinking*

RENEWABLE THINKING 2024

**LO STATO DELL'ARTE DELLE RINNOVABILI IN ITALIA:
QUALI LEVE STRATEGICHE PER ACCELERARNE
IL DISPIEGAMENTO NEL PAESE**

Position Paper

Luglio 2024

PROMOSSO DA



The European House
Ambrosetti

CON IL PATROCINIO DI



IN COLLABORAZIONE CON



Position Paper realizzato da The European House – Ambrosetti su incarico di CVA S.p.A.

© 2024 CVA S.p.A. e The European House – Ambrosetti S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Position Paper può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di CVA S.p.A. e The European House – Ambrosetti S.p.A.

I contenuti del presente Position Paper sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di The European House – Ambrosetti.

Ideato e promosso da CVA e The European House - Ambrosetti, in collaborazione con UniCredit e con il patrocinio di Elettricità Futura, “*Renewable Thinking* – Forum delle Energie Rinnovabili” vuole diventare il punto di riferimento annuale per la riflessione strategica sull’evoluzione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il presente *Position Paper* si propone di contestualizzare lo **scenario di riferimento delle fonti energetiche rinnovabili** a livello internazionale e in Italia, evidenziando i progressi nella capacità installata e identificando i **principali ambiti di sviluppo** per accelerarne la crescita.

I lavori sono stati sviluppati attraverso gli indirizzi di un *Advisory Board* che ha supervisionato l’iniziativa composto da:

- **Giuseppe Argirò** (Amministratore Delegato, CVA);
- **Massimiliano Atelli** (Presidente, Commissione Tecnica PNRR – PNIEC, Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica);
- **Guido Bortoni** (Presidente, CESI e Senior Advisor, En-creative; già Presidente, ARERA);
- **Enrico Giovannini** (Professore ordinario di Statistica economica, Un. Roma Tor Vergata; Direttore Scientifico ASviS; già Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili);
- **Stefano Laporta** (Presidente, ISPRA);
- **Francesco La Camera** (Direttore Generale, IRENA);
- **Agostino Re Rebaudengo** (Presidente, Elettricità Futura)
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*, The European House - Ambrosetti)

Un ringraziamento speciale per il contributo alla realizzazione del *Position Paper* a:

- **Mara Ghidinelli** (Responsabile Ufficio Comunicazione, Marketing, Sostenibilità e Progetti Europei, CVA);
- **Paolo Polinori** (*Full Professor*, Università degli Studi di Perugia).

Il Gruppo di Lavoro The European House - Ambrosetti è composto da:

- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner* e Responsabile Area Scenari e *Intelligence*)
- **Madi Piano Mortari** (*Associate Partner* e Responsabile Area Eventi Speciali)
- **Francesco Galletti** (*Senior Consultant* Area Scenari e *Intelligence*)
- **Nicolò Serpella** (*Senior Consultant* Area Scenari e *Intelligence*)
- **Filippo Barzaghi** (*Consultant*, Area Scenari e *Intelligence*)
- **Alessandro Sarvadon** (*Analyst*, Area Scenari e *Intelligence*)
- **Jenny Cirincio** (*Analyst*, Area Scenari e *Intelligence*)
- **Carlotta Molteni** (*Program Manager*, Area Eventi Speciali)
- **Benedetta Landi** (*Program Manager*, Area Eventi Speciali)
- **Annalisa Pinto** (Assistente)
- **Maria Maggioni** (Event Manager)
- **Veronica Santori** (Event Manager)
- **Walter Adorni** (IT Manager)
- **Simone Mancini** (IT Manager)
- **Ines Lundra** (*Assistant*)

INDICE

I MESSAGGI CHIAVE DEL <i>POSITION PAPER</i>	1
CAPITOLO 1	
LO SCENARIO DI RIFERIMENTO DELLE RINNOVABILI NEL MONDO E IN EUROPA	11
1.1 Le novità sullo sviluppo delle rinnovabili nel mondo, in europa e in italia	11
1.2 Le rinnovate ambizioni nei principali paesi europei e in italia	19
CAPITOLO 2	
LO SCENARIO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA A LIVELLO NAZIONALE E LE DIMENSIONI CHIAVE PER FACILITARE LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA	23
2.1 Lo stato dell'arte delle rinnovabili in italia	23
2.2 Gli ambiti di sviluppo per la valorizzazione delle rinnovabili	32
CAPITOLO 3	
LE PROPOSTE D'AZIONE PER ACCELERARE IL DISPIEGAMENTO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA	44
3.1 I fattori di freno allo sviluppo delle rinnovabili in italia	44
3.2 Le proposte di <i>policy</i> per la valorizzazione delle FER in Italia	45
PRINCIPALE BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	48

I MESSAGGI CHIAVE DEL POSITION PAPER

1. L'impegno ad aumentare la capacità rinnovabile sancito alla COP28 si concretizza nell'Unione Europea in un percorso di autonomia strategica basato sull'incremento della potenza rinnovabile (x1,9 al 2030 e x4,7 al 2050) e della capacità produttiva europea nelle tecnologie strategiche per la transizione (almeno il 40% del fabbisogno annuale)

Nell'ultimo anno, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) è stato un tema di interesse trasversale alle Istituzioni di tutto il mondo. Le due direttrici d'intervento principali sancite dalla **COP28**, al fine di evitare il superamento della **soglia di 1,5°C** di aumento della temperatura media, prevedono di **triplicare la potenza installata di FER** e di **raddoppiare l'efficienza energetica**.

In Europa, il percorso di autonomia strategica prevede sia di aumentare la capacità installata FER di **1,9 volte** entro il **2030** e di **4,7 volte** entro il **2050**, sia di **aumentare la capacità di produzione** di tecnologie a zero emissioni nette, per fornire almeno il **40%** dei fabbisogni annuali dell'UE, come stabilito dal **Net Zero Industry Act (NZIA)** della Commissione Europea. Secondo l'NZIA, le tecnologie a **zero emissioni nette considerate strategiche** per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione sono: solare, eolico *offshore* e *onshore*, biometano, batterie, pompe di calore, elettrolizzatori, cattura e stoccaggio di carbonio, tecnologie per la rete e, dal **16 febbraio 2024**, anche **nucleare** e **carburanti sostenibili** alternativi.

Tuttavia, occorre sottolineare che la **Cina** detiene, in media, il **65% della capacità produttiva manifatturiera** delle **17 componenti** delle principali **tecnologie green** (specialmente con riferimento a **pannelli solari, veicoli elettrici ed eolico**). Inoltre, le tecnologie a **zero emissioni** necessitano di una quantità maggiore di **materie prime critiche**¹ rispetto alle tecnologie fossili e per le quali, ad oggi, l'Europa è ancora fortemente **dipendente da Paesi terzi**.

In questo scenario, la **Cina** gioca un ruolo chiave poiché detiene il **primato nella fornitura** per il **56%** delle materie prime critiche importate dall'Unione Europea. In particolare, ha un ruolo predominante per **11 materie prime critiche** delle **34** attualmente sancite dalla Commissione. – barite, bismuto, gallio, germanio, grafite naturale, magnesio, scandio, tungsteno, vanadio, terre rare leggere e pesanti. Per far

¹ Le materie prime critiche sono materiali di strategica importanza economica, la quale dipende dalla loro allocazione negli usi finali di tecnologie e applicazioni industriali. Sono inoltre caratterizzate da un elevato rischio di fornitura in termini di concentrazione della produzione e possibilità di approvvigionamento. Considerata l'importanza strategica di questi materiali per lo sviluppo economico degli Stati, la Commissione Europea censisce regolarmente una lista di materie prime critiche.

fronte a tale dipendenza, l'Europa si sta attivamente impegnando nello **sviluppo di partnership** con altri Paesi.

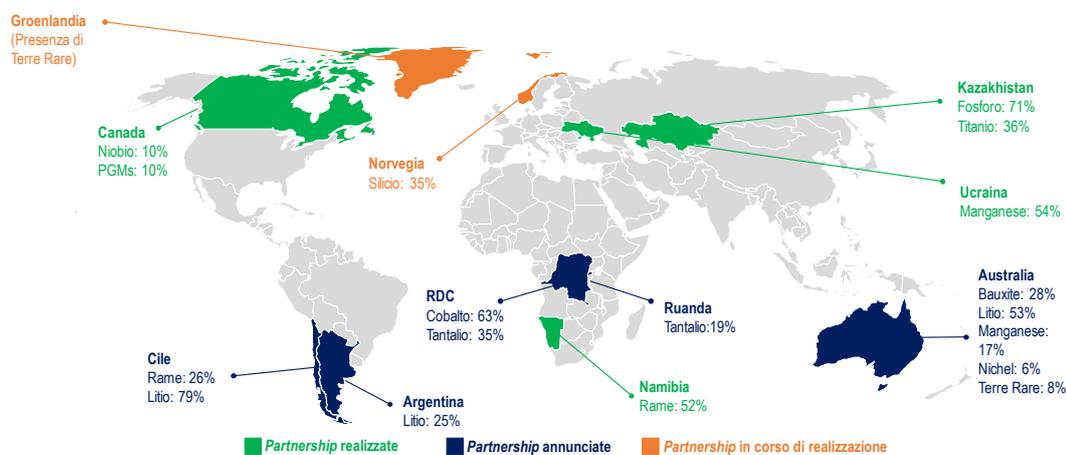


Figura I. Partenariati strategici dell'UE realizzati o in corso di realizzazione con Paesi terzi e quote di produzione mondiale di Materie Prime Critiche (valori %), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati European Raw Materials Alliance e Commissione Europea, 2024.

2. Nel 2023 i Paesi europei hanno rivisto al rialzo i propri obiettivi di rinnovabili al 2030, anche se tutti i maggiori Paesi UE vedono ritardi nelle installazioni annue rispetto ai loro target (5 anni per Italia e Germania e 8 anni per Spagna e Francia). Per l'Italia raggiungere l'incremento atteso di GW rinnovabili al 2030 fissato dal PNIEC (+66 GW) implica quasi raddoppiare l'installato annuo rispetto ai valori record del 2023 (5,7 GW)

Durante l'ultimo anno, **tutti i maggiori Paesi Europei hanno visto al rialzo i propri target** di installato FER al 2030. In particolare, la **Germania** si è dimostrata il Paese più ambizioso, registrando una crescita di **+171 GW** rispetto agli obiettivi di aumento della capacità installata sanciti nella precedente versione del PNIEC (risalente al 2019). Anche Paesi come **Spagna, Italia e Francia** hanno aumentato, seppur in maniera meno ambiziosa, i propri **target** di installato FER rispetto agli obiettivi sanciti nel precedente PNIEC del 2019, rispettivamente di **+49 GW, +37 GW e +14 GW**.

Tuttavia, a fine 2023, nessun Paese pare essere in linea con le installazioni annue per raggiungere i nuovi **target** fissati dai rispettivi Piani nazionali. La **Germania** deve aumentare le installazioni almeno di **1,6 volte**, passando da **18,0 GW** installati tra il **2022** e il **2023** a **29,9 GW** all'anno. La **Francia** e la **Spagna** devono almeno raddoppiare le installazioni realizzate nel **2023**, rispettivamente di **3,9 GW** e **5,5 GW**, per raggiungere la quota di **8,0 GW** e **12,1 GW** annui necessari per raggiungere i nuovi **target**. Anche l'Italia è ancora lontana dal ritmo di installazioni annue necessarie al raggiungimento dei **target**, con le installazioni annue che devono aumentare di **1,6 volte** (**1,8** se si considera il **Decreto Aree Idonee**) per poter raggiungere gli obiettivi al **2030**.

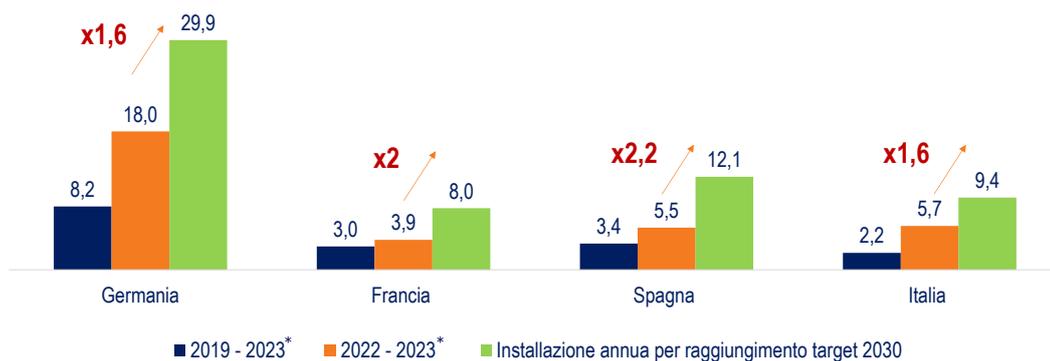


Figura II. Confronto di capacità installata annua per eolico e solare nei maggiori Paesi europei (valori in GW). Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, RTE, Red Electrica e Bundesnetzagentur 2024. N.B. i dati spagnoli escludono i GW installati per l'autoconsumo. (*) Dati che fanno riferimento alle installazioni medie annue del periodo considerato.

I **ritardi nelle installazioni annue** porteranno a decisi ritardi per il raggiungimento dei *target* al 2030. Sono stimati **+5 anni** di ritardo per **Italia** e **Germania** e **+8 anni** di ritardo per **Spagna** e **Francia**. Questi ritardi, tuttavia, devono essere letti anche sulla base delle **diverse ambizioni** dei Paesi al 2030. Sia **Germania** che **Italia**, all'attuale *trend* registreranno un ritardo di **5 anni**, ma con *target* molto differenti: la **Germania** si è posta l'obiettivo di installare **+209,1 GW** di FER al 2030 rispetto alla capacità del 2023, mentre l'Italia **+ 66 GW**, sempre rispetto al 2023.

Vi è poi un importante punto di **attenzione**: per raggiungere i *target* è essenziale incrementare il ruolo degli impianti **utility scale**² che nel 2023 sono stati pari solo al **28%** dei **5,7 GW** installati durante l'anno. In particolare, alcuni territori italiani devono **migliorare** significativamente: in **Calabria, Toscana, Molise, Umbria, Trentino, Lombardia** e **Liguria** la quota di impianti di piccola taglia **supera l'88%** dei GW installati nell'anno (il massimo è il **96,6%** in **Calabria**).

3. Lo sviluppo delle rinnovabili passa dai territori: il Decreto Aree Idonee suddivide tra le regioni +80 GW al 2030, con Sicilia, Lombardia, Puglia, Emilia-Romagna e Sardegna che cumulativamente valgono quasi la metà del totale. In questo quadro, il *Renewable Thinking Indicator* elaborato da TEHA mette in luce come **11 regioni** abbiano ancora da sfruttare più della metà del proprio **potenziale al 2030**

Al 2023, in Italia sono installati circa **66,6 GW** di FER. A fine 2023, il **45,4%** della capacità installata proviene da fonte **solare (circa 30,2 GW)**, il **28,6%** da fonte **idroelettrica (circa**

² Impianti con una potenza <1 MW.

19,5 GW), il **18,5%** da quella **eolica (circa 12,3 GW)** e il **7,5%** da fonti **geotermiche e biotecnologie (circa 4,9 GW)**.

Per dare un'visione più pratica del potenziale di FER già sviluppato dalle regioni, è stato aggiornato il **Renewable Thinking Indicator**, sviluppato da TEHA nella precedente edizione dell'iniziativa. L'Indicatore, in grado di **monitorare** l'abilità di una regione di **soddisfare** la propria **opportunità di sviluppo di FER**, mostra come, al 2023, l'Italia abbia valorizzato solo il **49%** dell'opportunità di sviluppo attivabile dalle FER da oggi al 2030. A livello regionale, **Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta sono i territori che hanno già sfruttato maggiormente il proprio potenziale**, registrando una percentuale di sviluppo pari al **78%** per entrambi, determinato in larga parte dall'idroelettrico. In generale, emerge **grande eterogeneità tra le Regioni**: il divario tra il Trentino-Alto Adige (**78%**) e la Liguria (**31%**) si attesta a circa **47 punti percentuali**. In generale, secondo le analisi, **11 regioni** (Sicilia, Emilia-Romagna, Sardegna, Lazio, Toscana, Calabria, Marche, Friuli Venezia Giulia, Umbria, Molise e Liguria) hanno ancora da sfruttare più **della metà del proprio** potenziale al 2030.

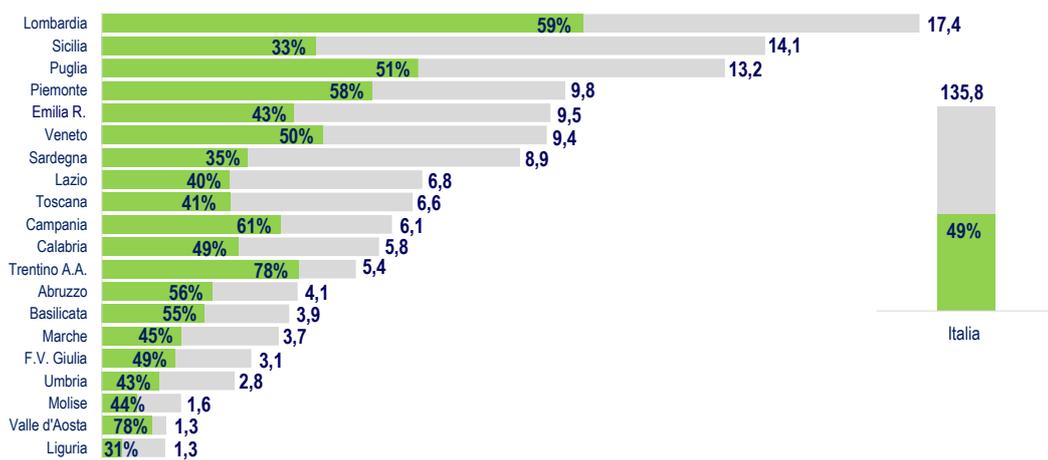


Figura III. Renewable Thinking Indicator (valori in %) e capacità totale installata al 2030 secondo il Decreto Aree Idonee (GW), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee e Terna, 2024

Nel prossimo futuro, la **velocità** e l'**efficienza** con la quale l'Italia e i territori saranno in grado di effettuare le installazioni richieste sarà **strategico** per permettere il **raggiungimento degli obiettivi al 2030 (e al 2050)**. In questo contesto, al fine di istituzionalizzare le opportunità per raggiungere i *target* e suddividere in modo funzionale tra le regioni gli obiettivi, è stato approvato il **Decreto Aree Idonee**, che intende ripartire una quota di **+80 GW di capacità FER** tra i territori italiani al 2030. La ripartizione territoriale dei GW, da installare entro il **2030**, vede **Sicilia, Lombardia e Puglia** come principali contributori con quote pari rispettivamente a **10,5 GW, 8,8 GW e 7,4 GW**. Considerando anche gli obiettivi di installato dell'**Emilia-Romagna** (6,3 GW) e della **Sardegna** (6,3 GW), queste regioni contribuiranno per il **49,1% (39,3 GW)** del **totale dei GW** da installare entro il **2030**.

4. Ottimizzare la crescita delle FER prevista al 2030 necessita dello sviluppo congiunto di accumuli e rete elettrica. In particolare, i sistemi di accumulo dovranno crescere di +15 GW (x2 rispetto alla capacità attuale), in quanto il contributo delle fonti programmabili è previsto dimezzarsi al 2030 rispetto al 2000. In parallelo, la rete elettrica dovrà essere in grado di far fronte al *mismatch* tra area di produzione da FER (81% al Centro-Sud) e area di consumo elettrico (56% al Nord): per questo motivo, la capacità di trasporto da Sud a Nord è prevista raggiungere quasi 33 GW al 2033, rispetto ai circa 15 GW attuali

Il dispiegamento delle FER nei prossimi anni potrà portare ad una crescente quota di **generazione elettrica intermittente, con effetti rilevanti sulla gestione del sistema elettrico** in termini di **overgeneration**³ e di **congestioni di rete**. La coesistenza di questi due effetti può generare un **taglio (curtailment)** della **produzione elettrica rinnovabile** per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Questa mancata produzione in Italia è già oggi pari a **0,3 TWh** ed è prevista salire a **5 TWh** nel **2030** (ammontare pari al **4,5%** della generazione rinnovabile variabile).

Al fine di far fronte ai crescenti **rischi** dell'**overgeneration** e delle **congestioni**, dovute al mutamento del sistema elettrico, occorre quindi integrare la **capacità aggiuntiva FER** con **tecnologie di accumulo** e con lo **sviluppo della rete elettrica**.



Figura IV. Modalità di ottimizzazione del parco elettrico nazionale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 (infografica illustrativa), 2024. Fonte: The European House – Ambrosetti, 2024

Dal momento che in Italia è previsto un **forte incremento** di rinnovabili non programmabili al **2030**, con la capacità FER che arriverà a **131 GW** (di cui 108 GW

³ Si parla di *overgeneration* quando la produzione da rinnovabili supera il fabbisogno di energia elettrica.

provenienti da solare ed eolico) il nuovo modello di approvvigionamento e gestione degli accumuli potrà contribuire a raggiungere il *target* di crescita atteso al 2030, gestendo le dinamiche connesse al problema dell'*overgeneration*. In questo contesto, al 2030 è previsto un **incremento della capacità di accumulo di +15 GW** (x2 volte vs. 2023).

Congiuntamente allo stoccaggio, è necessario che la rete elettrica venga sviluppata e ottimizzata, in modo da supportare l'**elettificazione dei consumi finali**, trasportare energia dal **Sud** al **Nord** Italia e **minimizzare le congestioni**. La rete elettrica, infatti, dovrà essere in grado di far fronte al *mismatch* tra **macroarea di produzione FER** e **domanda elettrica**. La **prima** è prevista essere, al 2030, per l'**81%** nel **Centro-Sud**, la seconda proviene per il **56%** dal **Nord**. Secondo il **Piano di Sviluppo 2023** di Terna, proprio la **capacità di trasporto della rete elettrica** da **Sud** a **Nord** è prevista raggiungere quasi **33 GW al 2033**, rispetto ai circa **15 GW** attuali. Questo aspetto è tanto più rilevante se si considera che il **45,0%** degli **80 GW aggiuntivi** previsti dal Decreto Aree Idonee è allocato al Sud.

5. I tempi necessari alla realizzazione degli impianti FER non sono oggi compatibili con la necessità di accelerare il ritmo di installazione di nuova capacità rinnovabile. L'iter autorizzativo prevede 13 step, il coinvolgimento di 5 attori istituzionali diversi e può durare fino a 1.728 e 1.090 giorni, rispettivamente per l'eolico e per il fotovoltaico

La **burocrazia** è uno degli elementi che ha contribuito maggiormente alla **lentezza** dello **sviluppo delle FER** nei territori italiani: l'*iter* autorizzativo per la messa in funzione degli impianti FER si articola in **13 step** e prevede il **coinvolgimento** fino a **5 attori istituzionali** e diversi **stakeholder**. Il processo può arrivare a durare fino a **1.728** e **1.090** giorni, rispettivamente per l'**eolico** e per il **fotovoltaico**.



Figura V. Rappresentazione dell'*iter* autorizzativo in Italia per un impianto FER. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024. (*) MASE: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. MiC: Ministero della Cultura. (**) A seconda della potenza dell'impianto, l'Autorizzazione Unica può essere statale o regionale. N.B.: Questi 13 step possono essere ricondotti alle 5 fasi della procedura di connessione di Terna: richiesta di connessione (da 1 a 4), predisposizione del progetto (5 e 6), *iter* autorizzativo (7 e 8), richiesta STMD (da 9 a 11), contratto di connessione (12 e 13).

A **fine 2023**, del totale di GW censiti da Terna nel processo autorizzativo, circa l'**80%** si trovava tra gli **step 1-5**: questa concentrazione elevata nelle prime fasi del processo è legata all'**assenza** di significativi **vincoli** all'ingresso (ad esempio, fidejussioni e bancabilità dei soggetti proponenti) per presentare tali progetti, che quindi generano una **sovrastima** del reale numero di GW concretamente realizzabili.

Sia lo **Stato** che le **regioni** sono coinvolti nelle procedure di **rilascio di Autorizzazione VIA** o di **Autorizzazione Unica**, che compongono gli **step 6 – 8**, ovvero quelli più critici e lunghi di tutto il processo autorizzativo. La **VIA** è una **valutazione preventiva** degli impianti, di un'opera pubblica o privata, sull'ambiente e sul benessere della popolazione. L'ottenimento dell'autorizzazione prevede il coinvolgimento della **Commissione VIA (MASE)**, del **Ministero della Cultura (MIC)**, del **MASE** e delle **Regioni**⁴. L'**Autorizzazione Unica** serve per autorizzare la **messa a terra** dell'impianto, e coinvolge le Regioni o **province** dei territori nei quali si andrà ad installare l'impianto, indipendentemente dalla fonte e dalla capacità.

Per via della **complessità** dell'*iter*, l'Italia registra tempi autorizzativi per gli impianti FER superiori ai **target** richiesti dall'Europa: di **11/23 mesi** per gli impianti fotovoltaici e di **32/44 mesi** per gli impianti eolici. Rispetto ai principali **peer europei** (Germania, Francia e Spagna), emerge che l'Italia registra un tempo **autorizzativo medio di impianti eolici** pari a **1.728 gg** (vs. **2.525,6 gg** della **Spagna**, **1.977 gg** della **Francia** e **1.216,7 gg** della **Germania**) e un tempo medio autorizzativo per gli **impianti fotovoltaici** di **1.090 gg** (vs. **1064 gg** della **Francia**, **973 gg** della **Spagna** e **912,5 gg** della **Germania**).

6. Non solo lunghezza dell'iter autorizzativo: la governance del sistema delle rinnovabili risulta oggi disarticolata. La messa a terra delle installazioni FER è condizionata da ritardi nell'approvazione dei decreti necessari a sostenere il mercato che superano i 600 giorni, incertezza nel quadro regolatorio che rallenta gli investimenti e incoerenze tra misure emanate da diversi livelli istituzionali

La **governance** delle rinnovabili in Italia ad oggi risulta **disarticolata**. Vi sono infatti due **macro-problematiche** che **limitano il potenziale delle FER** e, dunque, ostacolano la transizione energetica del Paese:

- **ritardi** nell'approvazione dei principali decreti per incentivare le rinnovabili;
- **incertezza regolatoria** e **incoerenza** tra le misure.

Per quanto concerne i ritardi nell'approvazione dei principali decreti italiani attinenti allo sviluppo delle rinnovabili, il **Decreto FER 2**, con cui vengono incentivate le **FER innovative** è stato approvato con un ritardo di **1.760 giorni** rispetto alla scadenza

⁴ Le regioni sono coinvolte solo per impianti di capacità limitata ovvero con meno di 10 MW per il fotovoltaico e meno di 30 MW per l'eolico.

prevista per la sua approvazione. Il **Decreto CER**, redatto con l'obiettivo di promuovere la crescita di impianti di energia rinnovabile per l'**autoconsumo**, è stato approvato in ritardo di **664 giorni**. Il **Decreto Agrivoltaico**, sviluppato con l'obiettivo di installare 1 GW di **sistemi agrivoltaici avanzati** di natura sperimentale è entrato in vigore con **685 giorni** in ritardo. Il **Decreto Aree Idonee**, con cui si definisce la **ripartizione regionale** degli 80 GW di **nuova potenza rinnovabile**, è stato approvato in conferenza Unificata Stato Regioni il 7 giugno 2024, **724 giorni** in ritardo rispetto alla scadenza prevista per la sua approvazione, il 13 giugno 2022.



Figura VI. Ritardi accumulati dai principali decreti che regolano lo sviluppo delle FER (illustrativo). *Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2023.* (*) Approvato dalla Commissione Europea. (**) Data dell'entrata in vigore del DM Agrivoltaico, le regole operative sono state approvate solo il 16 maggio 2024. (***) Pubblicato in Gazzetta ufficiale.

Spostando l'attenzione all'**incertezza regolatoria**, vale la pena citare il caso della **fonte idroelettrica** che, nonostante ad oggi sia una tecnologia matura in Italia (99,5% del potenziale idroelettrico è già installato), rischia di perdere circa **15 miliardi di Euro** di investimenti, a causa dell'**elevata incertezza** sulle **modalità di riassegnazione** delle attuali concessioni. In particolare, il **20%** delle concessioni idroelettriche sono già scadute o scadranno entro il **2024** e l'**86%** scadranno entro il **2029**.

In questo contesto si inserisce il **Decreto Aree Idonee**, che permette alle regioni più autonomia nella **definizione** delle aree potenzialmente dedicate all'installazione di impianti fotovoltaici. La mancanza di una **direzione centralizzata** rischia però di portare ad un **quadro normativo frammentato** non in linea con la strategia nazionale, lasciando spazio alla **discrezionalità interpretativa** e mettendo a rischio il raggiungimento dei **target di decarbonizzazione**.

7. Per accelerare il dispiegamento delle FER sono necessari un quadro regolatorio ben definito (definendo sistemi incentivanti, avviando nuove aste per le rinnovabili, ecc.), semplificazioni burocratiche (superando le incomprensioni con le Soprintendenze) e una maggiore produttività dell'installato FER (potenziando l'infrastruttura di rete e i sistemi di accumulo)

Renewable Thinking si propone di mettere a punto una **visione strategica** per il Sistema-Paese per **accelerare e ottimizzare i percorsi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili** in Italia. È infatti evidente come i **ritardi accumulati** dalla *governance* disarticolata e la **necessità di accelerare** con il dispiegamento delle rinnovabili per raggiungere i *target* richiesti a livello nazionale ed europeo richiedano interventi su più livelli.

Secondo *Renewable Thinking*, sono **3** le dimensioni chiave per accelerare il dispiegamento delle FER in Italia e nei territori:

- **semplificazioni burocratiche:** con l'obiettivo di **semplificare** e **uniformare i procedimenti autorizzativi**, al fine di raggiungere gli obiettivi FER al 2030. Basti pensare che a **fine 2023** sono bloccati **322 GW** solo tra gli step **1 - 5** e ulteriori **68 GW** tra gli **step 6 - 8**. **Razionalizzare** e **semplificare** le procedure di autorizzazione, permetterebbe di **velocizzare le installazioni** annue e, conseguentemente, di **raggiungere i target al 2030**;
- **quadro regolatorio:** con l'obiettivo di **sbloccare gli investimenti** e garantire la **tutela degli impianti FER**, che vanno considerati asset strategici per la sicurezza, l'autonomia e la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale. Una continua **incertezza** nel quadro regolatorio può **compromettere gli investimenti** da parte degli operatori del settore, costituendo un rilevante **ostacolo** al raggiungimento dei **target nazionali ed europei**;
- **maggior produttività dell'installato FER:** con l'obiettivo di **ottimizzare il processo di connessione**, potenziando l'**infrastruttura di rete**, per far fronte al mismatch tra area di produzione di energia elettrica da FER (principalmente al Centro-Sud) e area di consumo (principalmente al Nord) e la **capacità di accumulo**, dal momento che crescerà sempre di più il contributo delle **fonti non programmabili** sul *mix* energetico del Paese.



Figura VII. Le proposte di *policy* della seconda edizione di «Renewable Thinking» (illustrativo). Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti 2024. N.B. le *policy* evidenziate in arancione sono le **proposte principali** promosse dalla piattaforma «Renewable Thinking».

CAPITOLO 1

LO SCENARIO DI RIFERIMENTO DELLE RINNOVABILI NEL MONDO E IN EUROPA

1. Il primo Capitolo del *Position Paper* si propone di contestualizzare lo **scenario di riferimento** delle rinnovabili a livello internazionale. Attraverso una ricostruzione dettagliata dell'**attuale quadro normativo** e della **capacità installata di fonti di energia rinnovabile (FER)**, si vuole:
 - fornire un aggiornamento rispetto alle **principali novità** dell'ultimo anno sullo sviluppo delle rinnovabili nel Mondo, in Europa e in Italia;
 - delineare lo **scenario di riferimento internazionale in termini di decarbonizzazione e politiche climatiche** delle principali economie mondiali;
 - analizzare le **rinnovate ambizioni nei principali Paesi europei**, evidenziando i nuovi target di installato FER presenti all'interno dei più recenti Piani Energetici Nazionali rispetto allo stato dell'arte e analizzando la crescita FER registrata nell'ultimo anno disponibile.

1.1 LE NOVITÀ SULLO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI NEL MONDO, IN EUROPA E IN ITALIA

Mondo

2. Nell'ultimo anno, lo sviluppo delle rinnovabili è stato un tema di interesse trasversale alle Istituzioni di tutto il mondo. All'aumentare dell'urgenza di azioni concrete e condivise in contrasto al cambiamento climatico, la normativa in materia di rinnovabili si è evoluta per garantire una **transizione equa e sostenibile**.
3. A livello internazionale, la Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 2023 (COP28) ha segnato una svolta rispetto alle edizioni precedenti. Il testo finale della COP27 di novembre 2022 conteneva solo un "invito" a mitigare le emissioni in atmosfera dei gas serra del 45% entro il 2030. Nei **negoziati della COP28** sono stati siglati invece **accordi per obiettivi concreti e condivisi**, da raggiungere entro il 2030, al fine di evitare il superamento della soglia di 1,5°C di aumento della temperatura media.
4. Durante i negoziati della COP28 è emerso in particolare il concetto di "*transitioning away*", ovvero di **transizione graduale dall'utilizzo di carbone, gas e petrolio** verso fonti di energia rinnovabili e sostenibili. Diversamente, nelle precedenti risoluzioni COP il termine "combustibile fossile" non era mai stato citato in maniera esplicita: un passo in avanti deciso e mirato ad eludere qualsivoglia ambiguità.
5. Gli accordi per contenere l'aumento della temperatura media globale prevedono ambiziosi target climatici. Le due direttrici principali identificate nella COP28 prevedono, al 2030, di **triplicare la potenza installata di FER** e **raddoppiare**

L'efficienza energetica. Partendo da una capacità di FER di circa 4mila GW, l'obiettivo di triplicazione identificato richiederà l'installazione di ulteriori **7mila GW** di FER in 7 anni, così da raggiungere la capacità totale di 11mila GW.

6. Il target di 11mila GW di capacità rinnovabile globale identificato dalla COP28 è in linea con gli obiettivi previsti al 2030 dalla IEA (11.008 GW) e da IRENA (11,174 GW). Tuttavia, è bene evidenziare come l'**attuale traiettoria di crescita** porterebbe la capacità di FER globale ad aumentare di 1,9 volte rispetto al livello attuale entro il 2030, rimanendo dunque **al di sotto dell'obiettivo** di triplicazione stabilito, con un **gap di 3,3mila GW**.

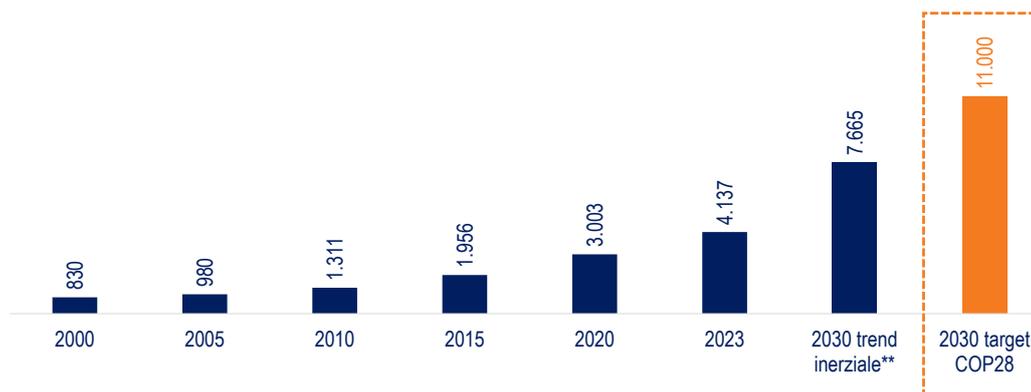


Figura 1. Crescita della capacità di FER globale (GW), 2000–2030. (**) Proiezione al 2030 del trend inerziale 2022–2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati IEA, 2024.

7. L'energia solare e l'energia eolica giocheranno un ruolo fondamentale per la transizione sostenibile. Secondo l'IEA, l'Agenzia Internazionale dell'Energia, in soli 7 anni l'**incidenza di solare ed eolico crescerà di 19 punti percentuali**, arrivando a contribuire per l'80% della capacità FER globale (circa 6mila GW per il solare, quasi 3mila GW per l'eolico).



Figura 2. Ripartizione per eolico e solare della capacità da FER globale (valori %) e valori assoluti (GW), 2023 - 2030E. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024.

8. In parallelo alla triplicazione della potenza rinnovabile, un ulteriore passo decisivo verso la decarbonizzazione sarà **raddoppiare il tasso annuo di miglioramento**

dell'efficienza energetica. L'attuale decrescita dell'intensità energetica si assesta attorno al 2%, valore che dovrebbe più che raddoppiare per superare il **4%** posto come *target* dalla COP28.

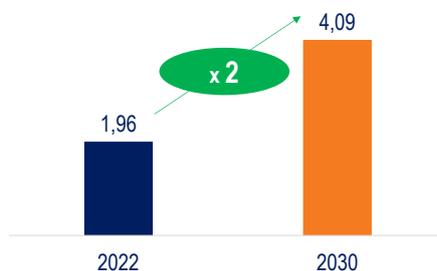


Figura 3. Tasso di miglioramento dell'intensità energetica globale (valori %), 2022–2030E. N.B.: per intensità energetica si intende la quantità di energia utilizzata per unità di prodotto interno lordo. *Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati IEA, 2024.*

Europa

9. Per raggiungere gli ambiziosi *target* definiti a livello internazionale, l'Unione Europea prevede l'installazione di 86 GW all'anno nei prossimi 29 anni (vs. +57,5 GW installati nel 2022, x1,5). Così facendo, la quota di rinnovabili sul totale della capacità elettrica installata crescerà di 42 punti percentuali, dal 51% del 2021 fino al 93% nel 2050, passando da un totale di circa 500 GW a oltre **3mila GW**. Nello stesso arco temporale il consumo di energia finale in UE è previsto ridursi del 41%, passando da 937 Mtoe a **555 Mtoe**.

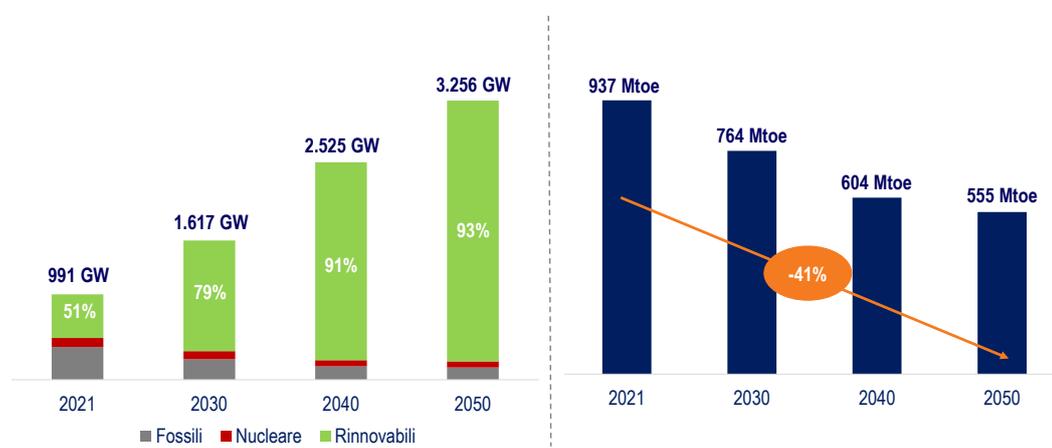


Figura 4. A sinistra, quota di FER nella capacità elettrica installata in UE (valori GW e %), 2021, 2030, 2040 e 2050. A destra, Consumo di energia finale in UE (Mtoe), 2021, 2030, 2040 e 2050. N.B.: N.B.: I valori al 2040 riflettono lo scenario più ambizioso della Commissione Europea, in linea con una riduzione del 90% delle emissioni nette. *Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2024.*

10. In generale, la **decarbonizzazione è al centro dell'agenda strategica delle Istituzioni europee**, con i cambiamenti geopolitici in corso che hanno accelerato questo processo. A partire dall'European Green Deal del 2019, sono state approvate e implementate

numerose iniziative e direttive volte al recepimento dei *target* prefissati a livello globale. Solo per citarne alcuni:

- **EU Climate Law.** Le istituzioni europee hanno introdotto obiettivi interni di riduzioni di emissioni di GHG ai fini del raggiungimento dei target negoziati a livello mondiale. La «**EU Climate Law**» trasforma in legge gli obiettivi di **neutralità climatica al 2050** e di **riduzione delle emissioni di GHG al 2030 del -55% rispetto al 1990** (con il pacchetto **Fit for 55**). A febbraio 2024 la Commissione Europea si è pronunciata in favore dell'aggiunta di un ulteriore target intermedio di riduzione di emissioni, del **-90% al 2040**. La decisione finale sulla ratificazione dell'EU 2040 Climate Target dipenderà dalla composizione delle nuove istituzioni europee in seguito alle elezioni di Giugno 2024.

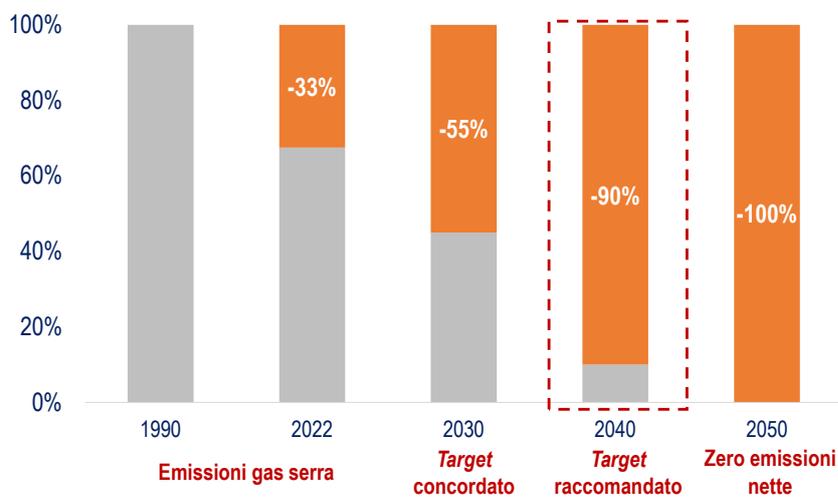


Figura 5. La tabella di marcia UE per la neutralità climatica (emissioni gas serra 1990 = 100, valori %), 1990-2050. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2024.

- **Green Deal Industrial Plan**, pubblicato a febbraio del 2023, rappresenta un piano di sostegno alle industrie coinvolte nella transizione energetica che dovrebbe permettere loro di reggere la concorrenza con le rivali statunitensi e cinesi, che i rispettivi governi stanno incentivando con ingenti sussidi. Il piano si compone di **3 pilastri chiave: Net Zero Industry Act** (per identificare gli obiettivi di **capacità industriale manifatturiera a zero emissioni** e fornire un quadro normativo adatto alla sua rapida diffusione); **Critical Raw Materials Act** (per garantire un adeguato accesso a quei materiali, come le terre rare, che sono fondamentali per la produzione di tecnologie chiave); **Disegno di riforma della struttura del mercato dell'energia elettrica** (con l'obiettivo di aiutare i consumatori a beneficiare dei minori costi delle energie rinnovabili).
- **Direttiva RED III**, pubblicata a settembre 2023, aumenterà la **quota minima di energia da fonti rinnovabili** sui consumi finali lordi di energia dal 32% al **42,5%**, entro il 2030. La normativa ha introdotto nuovi strumenti per velocizzare la realizzazione di impianti, oltre che incentivi per gli Stati Membri ad identificare le

aree per la loro installazione. Tutti gli Stati Membri sono inoltre incoraggiati a destinare almeno il 5% della capacità delle nuove installazioni energetiche a soluzioni innovative. La direttiva RED III **semplifica le procedure** per la concessione di permessi per la costruzione di nuovi impianti o per l'adeguamento di quelli esistenti. In particolare, gli Stati membri dovranno identificare sia delle “**aree idonee**” per la produzione di FER, sia delle “**zone di accelerazione**” ovvero ad impatto ambientale ridotto. Per queste ultime, la durata massima per il rilascio delle procedure autorizzative da parte delle autorità nazionali non potrà superare 12 mesi e al di fuori di tali zone la procedura non potrà superare i 24 mesi.

- **Riforma del mercato elettrico**, pubblicata nell'Aprile 2024, introduce strumenti che limitano la **volatilità del prezzo dell'energia** al fine di creare orizzonti chiari per il ritorno degli investimenti e permettere un bilanciamento tra contratti a lungo e contratti a breve. La Riforma del Mercato Elettrico integra il meccanismo di formazione del prezzo dell'energia elettrica basato sul prezzo marginale (merit-order) attraverso la diffusione di due strumenti contrattuali a lungo termine: i **Power Purchasing Agreements (PPA)** e i **Contratti Bilaterali per Differenza (CFD)**. I PPA sono contratti di lunga durata stipulati tra privati per la fornitura di energia elettrica rinnovabile ad un prezzo fisso. I CFD sono contratti a lungo termine, stipulati da enti pubblici e produttori, per la stabilizzazione entro certi limiti del prezzo di mercato dell'energia. Affinché la Riforma del Mercato Unico dispieghi tutto il suo potenziale, queste due tipologie di contratto saranno **diffuse in parallelo**, e non l'una a discapito dell'altra.
- **EPBD**. L'approvazione della **Direttiva Europea sulle prestazioni energetiche degli edifici – EPBD** – impone di ridurre del 16% i consumi energetici primari del parco immobiliare entro il 2030.



Figura 6. Timeline delle principali azioni recentemente intraprese dalle istituzioni europee in materia di transizione sostenibile. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2024.

I Contracts for Difference

I Contratti Bilaterali per Differenza (CFD) sono **contratti a lungo termine** (circa 15 anni) stipulati tra enti pubblici e produttori di FER. Essi prevedono che l'ente pubblico **integri il prezzo di mercato** quando è basso (il generatore riceve la differenza) e chieda allo stesso tempo al produttore di energia di restituire un importo quando il prezzo di mercato è superiore a un certo limite (il generatore versa la differenza).

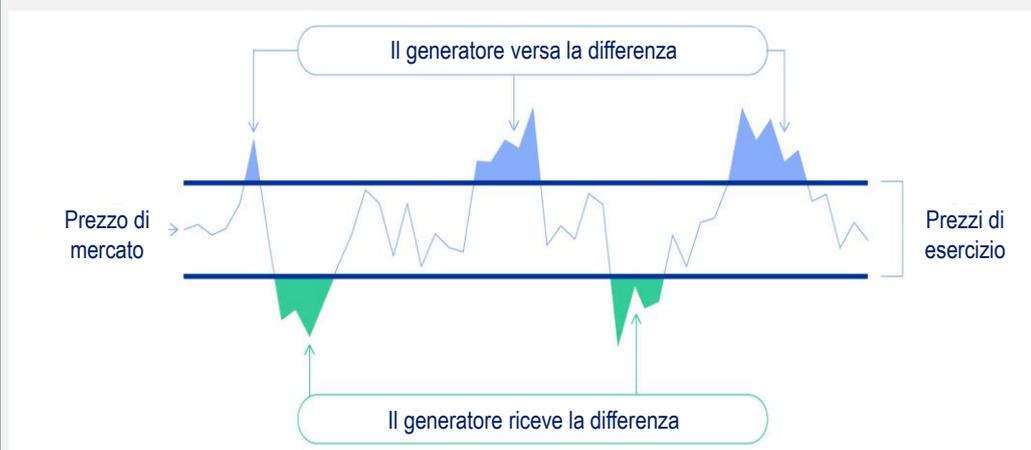


Figura 7. Numero di contratti PPA sottoscritti in Europa (valori assoluti), marzo 2022 – marzo 2023. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su fonti varie, 2024.

I Contratti Bilaterali per Differenza permettono di attirare investitori e ridurre il rischio finanziario associato alla generazione di energia rinnovabile, offrendo un **ritorno prevedibile**. Inoltre, all'aumentare dell'economicità della produzione di energia elettrica rinnovabile si riducono i costi in bolletta per i **consumatori, tutelati dalle speculazioni**. Nella Riforma del Mercato Elettrico i CFD riguardano gli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia eolica, fotovoltaica, geotermica, idroelettrica senza bacino e

11. Va inoltre sottolineato che il raggiungimento degli ambiziosi target europei di installazione di FER e di decarbonizzazione, al 2030, 2040 e 2050 (come sancito nella *EU Climate Law*) pongono l'Europa in un percorso di autonomia strategica. Bisogna infatti sottolineare che i minerali e le materie prime critiche sono essenziali per la costruzione di **tecnologie a zero emissioni**.
12. Le materie prime critiche sono materiali di strategica importanza economica, la quale dipende dalla loro allocazione negli usi finali di tecnologie e applicazioni industriali. Sono inoltre caratterizzate da un elevato rischio di fornitura in termini di concentrazione della produzione e possibilità di approvvigionamento. Considerata l'importanza strategica di questi materiali per lo sviluppo economico degli Stati, la Commissione Europea censisce regolarmente una lista di materie prime critiche: la prima lista, stilata nel 2011, conteneva 14 materie prime critiche; l'aggiornamento al 2023 ne conta ben 34.
13. Questi materiali sono ad oggi di estrema rilevanza per molteplici ecosistemi industriali, in particolar modo per l'industria ad alta intensità energetica, ma anche per tecnologie chiave per la politica energetica, economica, industriale e digitale, e la difesa. Non solo: le materie prime critiche sono essenziali alla produzione di tecnologie low-carbon, le

quali sono utili a ridurre le emissioni di gas serra e a limitare il cambiamento climatico – obiettivo centrale dell’agenda politica dell’Unione Europea.

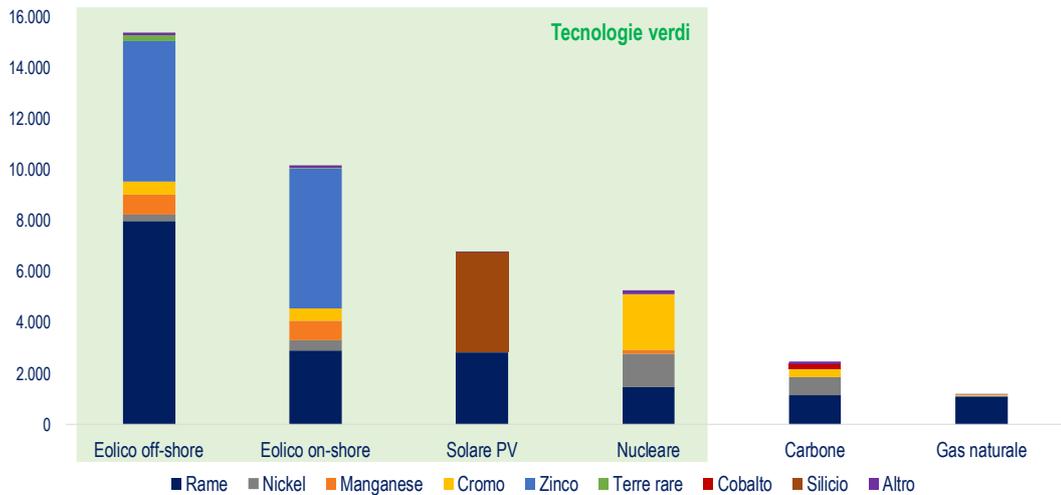


Figura 8. Materiali utilizzati nelle tecnologie verdi rispetto alle fonti tradizionali (kg/MW), 2022. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati IEA, 2024.

- Ad oggi, l’Europa è fortemente dipendente da Paesi terzi in termini di forniture di materie prime critiche, specialmente dal continente asiatico. In Asia si concentra infatti il 44% dei principali fornitori di materie prime critiche per l’Europa (di cui il 73% solo dalla Cina). Al contrario, solo il 20,5% delle materie prime critiche necessarie all’Europa sono fornite da Paesi UE in particolare: afnio (Francia), arsenico (Belgio), carbone da coke (Malta), cobalto (Finlandia), fluorite (Spagna), rame (Polonia), stronzio (Spagna).
- Inoltre, sempre a sottolineare la rilevanza del continente Asiatico per la transizione che deve avvenire in Europa, il **65% della capacità produttiva manifatturiera** delle 17 componenti delle principali tecnologie green si concentra in Cina, specialmente con riferimento a pannelli solari, veicoli elettrici ed eolico offshore.

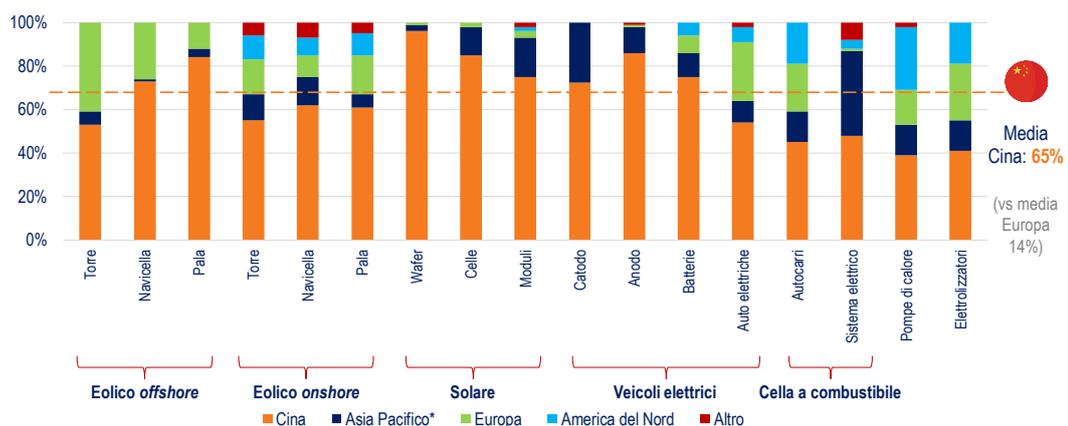


Figura 9. Quota di capacità manifatturiera nelle principali filiere industriali green per Regione/Paese (valori percentuali), 2022. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2024. (*) Cina esclusa.

Italia

16. Il dibattito europeo sullo sviluppo del mercato energetico sta avendo ripercussioni anche sulla normativa italiana. Anche nel nostro Paese sono stati approvati (o in fase conclusiva) alcuni **decreti-legge per efficientare il settore e favorire investimenti e diffusione delle FER**. I principali sono:
- Il **Decreto sulle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**, approvato il 24 gennaio 2024, promuove la crescita di impianti di energia rinnovabile per l'autoconsumo con una capacità totale incentivabile di **7 GW**. Gli impianti con una potenza installata non superiore a 1MW potranno usufruire di due **strumenti, cumulabili**: una tariffa incentivante sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa, per un periodo di 20 anni; un contributo in conto capitale, disponibile per i comuni con meno di 5mila abitanti, per il 40% dei costi di realizzazione degli impianti.
 - il **Decreto Energia**, convertito in legge il 7 febbraio 2024, con **27,4 miliardi di Euro** di investimenti attivabili, aumenta la sicurezza energetica dell'Italia durante il processo di decarbonizzazione. Il Decreto sostiene le imprese energivore nell'installazione di impianti FER con una fornitura regolata tramite CFD per 3 anni. Con tale fine, viene istituita una prima mappatura dei diversi prodotti esistenti per i moduli fotovoltaici, oltre a misure per la cattura e lo stoccaggio di CO_{2-eq} (es. esplorazione, stoccaggio geologico) e campagne informative sulla cessazione del servizio di maggior tutela. Inoltre, il Decreto Energia istituisce un **Fondo Italiano per il Clima**, da ripartire tra gli enti regionali, introducendo misure di compensazione e di riequilibrio ambientale. Il FIC introduce inoltre nuove norme di rinnovo per le concessioni geotermiche e per lo sviluppo dell'eolico offshore nel Sud Italia. Infine, il decreto fornisce uno slancio per la ricostruzione nei territori colpiti da recenti alluvioni.
 - il **Decreto Agrivoltaico**, approvato il 16 maggio 2024, favorirà l'installazione di **1 GW** di sistemi agrivoltaici avanzati entro metà 2026. Il Decreto prevede l'erogazione di un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal PNRR, oltre a una tariffa incentivante per l'energia elettrica netta immessa in rete. Gli incentivi sono destinati principalmente agli imprenditori agricoli, con un focus particolare su impianti che combinano la produzione di energia con attività agricole, migliorando così la redditività dei suoli.
 - il **Decreto Aree Idonee**, pubblicato il 2 luglio 2024 sulla Gazzetta Ufficiale; definisce la **ripartizione regionale di 80 MW** di nuova potenza rinnovabile da installare in Italia, al fine di essere in linea con gli obiettivi del pacchetto europeo Fit for 55. Esempi di aree già considerate come idonee sono: cave e miniere abbandonate, aree oggetto di bonifica, siti e impianti delle Ferrovie dello Stato, delle società concessionarie autostradali o delle società di gestione aeroportuale.

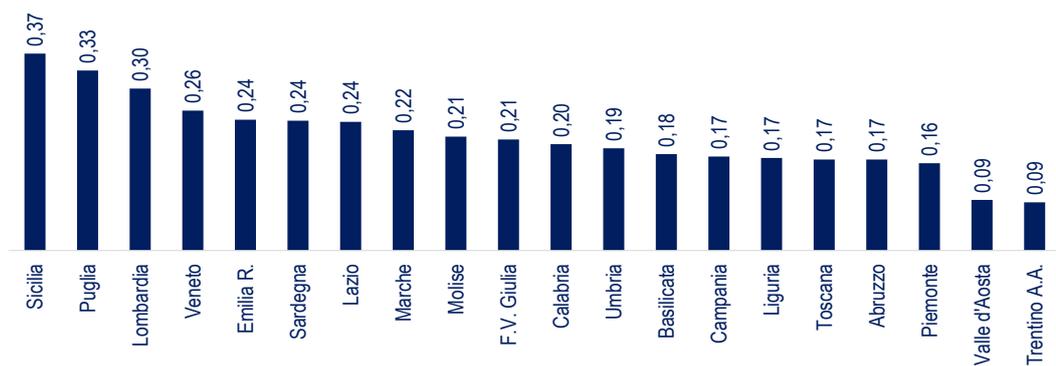


Figura 10. Rapporto tra la capacità di energia rinnovabile da installare per raggiungere l'obiettivo al 2030 e la superficie delle 20 Regioni italiane (MW/Km2). Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su dati Istat, GSE, Terna e bozza Decreto Aree Idonee, 2024.

- il **Decreto FER 2**, approvato dalla Commissione Europea il 4 giugno 2024, sostiene la realizzazione di **4,6 GW** di FER innovative o con costi elevati, favorendone la praticabilità economica tramite alcune aste pubbliche competitive negli anni 2024-2028. L'attenzione principale nel Decreto è riservata alla **produzione di eolico offshore**, sia galleggiante che avente fondazioni fisse a più di 12 miglia nautiche dalle coste.
- il **Decreto FER X**, da approvare entro fine 2024, istituirà nuove modalità di accesso agli incentivi per le fonti rinnovabili più mature, come ad esempio fotovoltaico, eolico, idroelettrico e gas derivato. Il testo disciplinerà le tre **modalità di assegnazione delle risorse** stanziare per le FER italiane nel periodo 2024–2028. In particolare, sono previsti: **accesso diretto** per gli impianti al di sotto di 1 MW, con un contingente complessivo apri a 5 GW sull'intero periodo; **accesso tramite asta** per gli impianti con capacità superiore ad 1 MW, con una potenza incentivabile totale pari a **62 GW** suddivisa principalmente tra pannelli fotovoltaici (45 GW) ed eolico onshore (16,5 GW); accesso tramite **procedura di valutazione accelerata** per gli impianti al di sopra di 10 MW, con il rilascio di una qualifica di idoneità rilasciata entro 30 giorni dalla richiesta di accesso formulata al GSE.
- il **Testo Unico sulle Rinnovabili**, da approvare anch'esso entro fine 2024, sarà un ulteriore strumento per lo sviluppo delle FER, la cui approvazione è attesa entro fine anno. Esso imporrà regimi amministrativi per le autorizzazioni e la definizione di zone di accelerazione. Come descritto nella Legge Concorrenza 118\2022 e nel nuovo PNRR, il governo adotterà un "adeguamento della normativa vigente al diritto UE, ai fini della razionalizzazione, del riordino, della semplificazione e della riduzione degli oneri regolatori a carico di cittadini e imprese".

1.2 LE RINNOVATE AMBIZIONI NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI E IN ITALIA

17. Ogni Stato membro dell'Unione Europea sviluppa e presenta un **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**. Questo piano delinea come ciascun paese

intenda contribuire agli obiettivi energetici e climatici dell'UE per il 2030 e oltre. I PNIEC garantiscono che le politiche nazionali siano **allineate con gli obiettivi comuni dell'UE**. Un approccio coordinato è difatti essenziale per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di aumento delle energie rinnovabili.

18. Nell'ultimo anno tutti i principali Paesi europei hanno **rivisto al rialzo i propri target** di installazione di fonti di energie rinnovabili, aggiornando i relativi **Piani Nazionali per il Clima** (PNIEC) per il periodo 2023–2030. L'aumento dei target nei PNIEC dei vari paesi è dovuto principalmente a una maggiore ambizione nel settore del solare fotovoltaico. In Italia l'incremento del nuovo PNIEC è di +36,7 GW, di cui +27,9 GW di fotovoltaico.

PAESE	CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA 2023	INCREMENTO ATTESO 2023–2030 DAI VECCHI PNIEC (2019)	INCREMENTO ATTESO 2023–2030 DAI NUOVI PNIEC (2024)
 GERMANIA	150,9 GW	+38,1 GW	+209,1 GW
 SPAGNA	55,3 GW	+34,2 GW	+83,1 GW
 ITALIA	42,3 GW	+29,0 GW	+66 GW
 FRANCIA	42,4 GW	+42,5 GW	+56,2 GW

Figura 11. Aggiornamento dei piani nazionali per il clima per il 2023–2030. N.B. La capacità totale installata ad oggi e i target delle rinnovabili includono solamente solare ed eolico, che sono le fonti per cui è previsto il maggior sviluppo al 2030. N.B: Nell'elaborazione è stata considerata la versione del PNIEC italiano 2023. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su dati Piani Nazionali, 2024.

19. La **Germania** è il Paese che ha incrementato maggiormente i propri obiettivi di capacità FER installata al 2030 rispetto al precedente piano (**+171 GW**). Circa il 70% dell'aumento dei target nel PNIEC tedesco è riconducibile alla tecnologia fotovoltaica. L'obiettivo precedente di settore del 2019 di +98 GW è aumentato x2,2 con il nuovo PNIEC, con una capacità richiesta di fotovoltaico al 2030 di 215 GW.
20. La **Spagna** ha aumentato di +49 GW i propri target di capacità FER installata al 2030 rispetto al PNIEC precedente. Anche nel PNIEC spagnolo è l'energia solare a guidare al rialzo i target al 2030, con un aumento nella capacità fotovoltaica richiesta di x1,9.
21. Tra i paesi benchmark analizzati, la **Francia** è il paese ad avere incrementato in maniera minore i propri target al 2030 rispetto al precedente PNIEC (+25,1 GW). Solo +0,2 GW ulteriori sono previsti per l'energia eolica. L'aumento verrà dunque in totalità assorbito dalla tecnologia fotovoltaica (x1,7 rispetto all'attuale installato).
22. Guardando agli obiettivi complessivi di generazione elettrica al 2030, la Francia è il Paese che ha gli obiettivi di energia pulita nel mix elettrico più ambiziosi (96%), anche grazie alla capacità nucleare. L'obiettivo a livello UE è dell'83%, superiore a quello dell'Italia

(72%). I *target* del nuovo PNEIC richiederanno all'Italia **un'accelerazione ambiziosa** dai livelli di energia elettrica pulita nel mix attuale, quasi doppia (**x1,9**) e superiore rispetto ai propri partner europei.

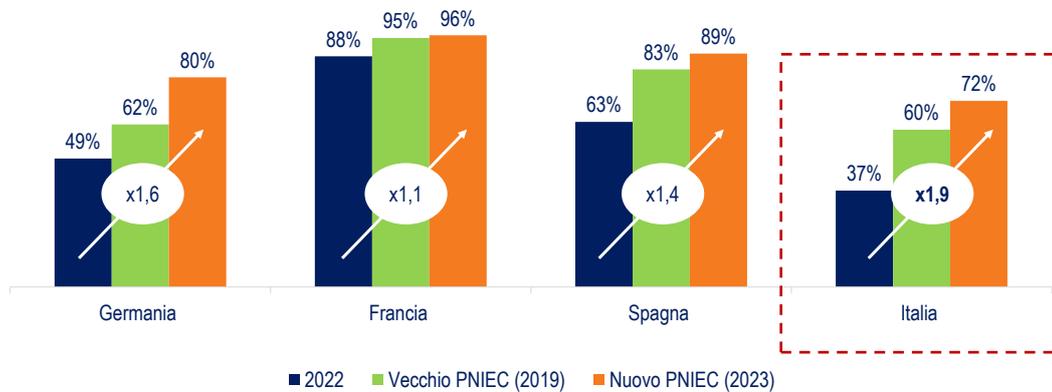


Figura 12. Contributo delle fonti di energia pulite alla generazione elettrica in selezionati Paesi europei (valori %), 2022 e 2030. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su dati Piani Nazionali, 2024.

23. Nel 2023, l'Italia ha registrato un incremento della capacità installata FER pari a **5,7 GW** (x1,8 vs. 2022), con il **fotovoltaico** che ha trainato la crescita. La **crescita FER italiana** è stata superiore a quanto registrato in Spagna e Francia, anche se la Germania è ancora lontana (3 volte più veloce).

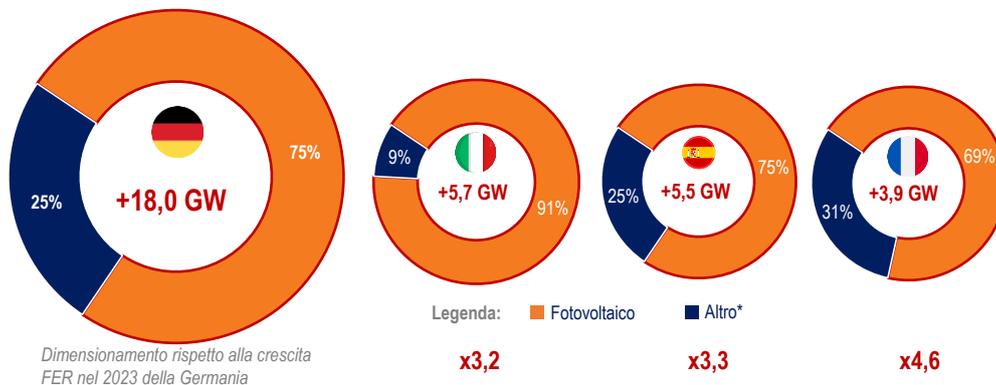


Figura 13. Potenza installata FER aggiuntiva per tecnologia in Germania, Italia, Spagna e Francia (GW), 2022 vs 2023. N.B. il valore installato fotovoltaico nel 2023 da parte dell'Italia, superiore rispetto a tutti gli altri Paesi considerati, risente degli effetti del Superbonus. L'operatore spagnolo Red Electrica non considera le installazioni fotovoltaiche finalizzate all'autoconsumo. (*) Altro include: eolico, idroelettrico, bioenergia, geotermia. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, RTE, Red Electrica e Bundesnetzagentur, 2024.

24. In generale, l'**Italia** è il Paese che più di tutti dovrà accelerare rispetto alla media degli ultimi 5 anni, con il tasso di installazione annuo che dovrà crescere di oltre 4 volte per raggiungere i propri *target* al 2030. In particolare, la proiezione del trend inerziale nel nostro Paese prevede l'installazione di 82 GW di capacità solare ed eolica, con un **gap di 26 GW** rispetto al **target ufficiale di 108 GW**.

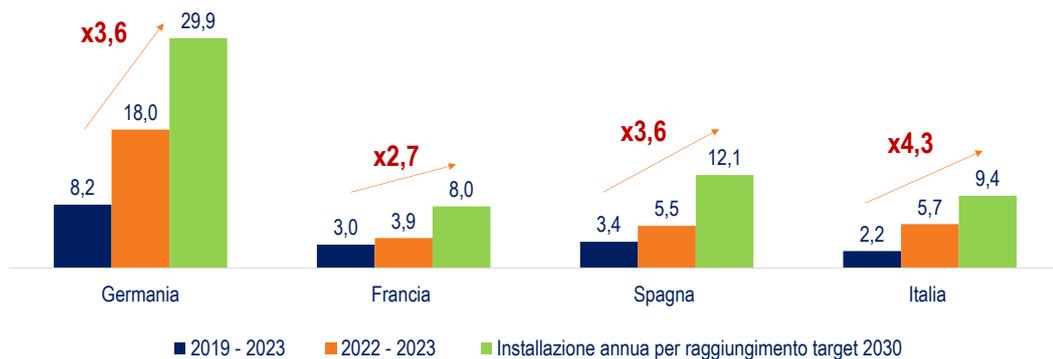


Figura 14. Confronto di capacità installata annua per eolico e solare nei maggiori Paesi europei (valori in GW). N.B.: Dati che fanno riferimento alle installazioni medie annue del periodo considerato. N.B. i dati spagnoli escludono i GW installati per l'autoconsumo. Fonte: *elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, RTE, Red Electrica e Bundesnetzagentur 2024.*

25. Sebbene l'Italia sia il Paese che più marcatamente dovrà accelerare il proprio tasso di installazione annuo per raggiungere il target di rinnovabili al 2030, è bene evidenziare come anche per gli altri peer europei si registrino dei significativi ritardi rispetto agli obiettivi definiti del PNIEC.
26. Ad oggi, nessun peer europeo risulta in linea per il raggiungimento degli obiettivi di rinnovabili al 2030, con un ritardo che va da un minimo di 5 anni (Italia e Germania) ad un massimo di 8 anni (Spagna e Francia). Tuttavia, tale **ritardo** deve essere **valutato in funzione delle ambizioni di sviluppo** delle FER, come descritto dalla matrice nella Figura successiva.



Figura 15. Matrice con crescita GW nel 2023–2030 (asse X) e anni di ritardo per il raggiungimento dei target (asse Y). Fonte: *elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Piani Climatici Nazionali e IRENA, 2024.*

CAPITOLO 2

LO SCENARIO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA A LIVELLO NAZIONALE E LE DIMENSIONI CHIAVE PER FACILITARE LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

27. Il secondo Capitolo del *Position Paper* si propone di identificare lo **stato dell'arte della transizione energetica a livello italiano**, presentando il **livello di spiegamento** delle FER in Italia e tra le Regioni, anche alla luce del *Renewable Thinking Indicator*. Il ritmo delle installazioni nel Paese deve **umentare**, occorre installare **circa 9 GW all'anno** per raggiungere gli obiettivi sanciti dal PNIEC. In questo contesto, la necessità di accelerare il dispiegamento delle FER richiede di **intervenire sulla governance**, che ad oggi risulta ancora **disarticolata, semplificando** gli *iter* burocratici, **migliorando** la produttività del GW ed **implementando** un quadro regolatorio chiaro che sblocchi gli investimenti.

2.1. LO STATO DELL'ARTE DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

28. Al **2023** in Italia sono installati circa **66,6 GW** di FER. A fine 2023, il **45,4%** della capacità installata proviene da fonte **solare** (~30,2 GW), il **28,6%** da fonte **idroelettrica** (~19,5 GW), il **18,5%** da quella **eolica** (~12,3 GW) e il **7,5%** da fonti **geotermiche e biotecnologie** (~4,9 GW).
29. Ad oggi, a livello regionale, il **territorio** con la quota più **elevata** di **capacità FER** installata è la **Lombardia** con il **15,2%** dei GW di rinnovabili installati del totale nazionale, seguita da **Puglia** con il **9,8%**, **Piemonte** (8,7%), **Veneto** (7,1%) e **Sicilia** (6,8%). È al **Nord Italia** che si concentra la maggior parte dei **GW di FER installati**, pari al **47,9%** (~32 GW). La restante parte è suddivisa per il **12,51%** al **Centro Italia** (~8 GW) e per il **39,51%** al **Meridione** (~26 GW).

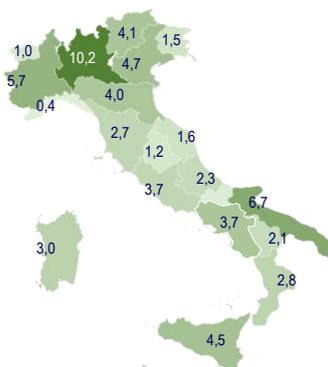


Figura 16. Distribuzione totale di capacità installata FER tra le regioni italiane (valori in GW), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024.

30. Spostando ora il *focus* sul **2023**, sono state installati in Italia circa **5,7 GW** di FER. A livello territoriale, le Regioni che hanno più contribuito a tale crescita sono la **Lombardia**, che

con **0,9 GW** installati registra la crescita di FER più elevata dell'ultimo anno (**16%** del totale della nuova capacità installata durante il 2023), il **Veneto** con **0,6 GW**, seguiti da **Piemonte**, **Sicilia** ed **Emilia-Romagna** con circa **0,5 GW** ciascuna. Lombardia e Veneto sono anche i territori che hanno registrato una **crescita di capacità installata** maggiore nell'ultimo decennio (2014-2023), rispettivamente di **+2,5 GW** e **+1,7 GW**, seguite poi dalla **Puglia (+1,6 GW)** e dal **Piemonte (+1,5 GW)**.

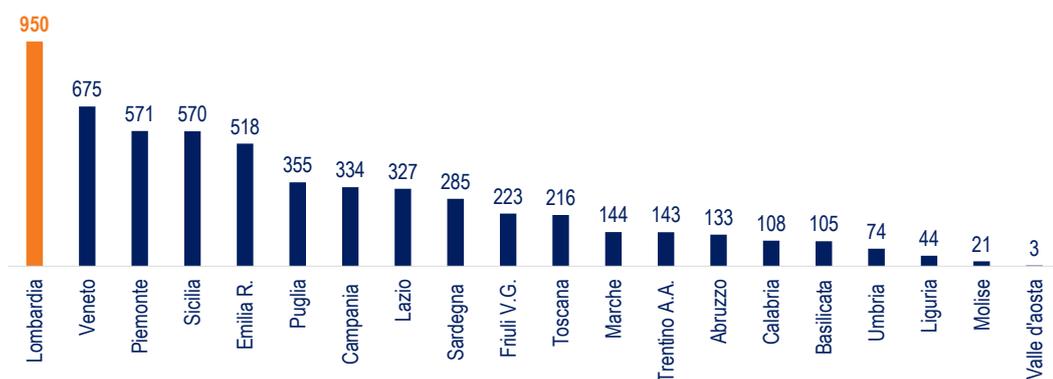


Figura 17. Crescita della capacità installata FER nelle regioni italiane (valori in MW), 2023 vs. 2022. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024.

31. Confrontando le installazioni registrate nel **2023** con quelle dell'anno precedente, emerge che le installazioni annue hanno registrato una crescita del **54%** rispetto all'installato del **2022**, limitato a **3,1 GW**. **Comune** ad entrambi gli anni, tuttavia, è la tecnologia che ha guidato le installazioni, il **fotovoltaico**. Durante il **2022**, l'**81%** delle installazioni annue sono derivate da impianti fotovoltaici, al **2023**, tale quota è aumentata di ulteriori **10 p.p.** raggiungendo il **91%** (ben **5,2 GW** su 5,7 GW).

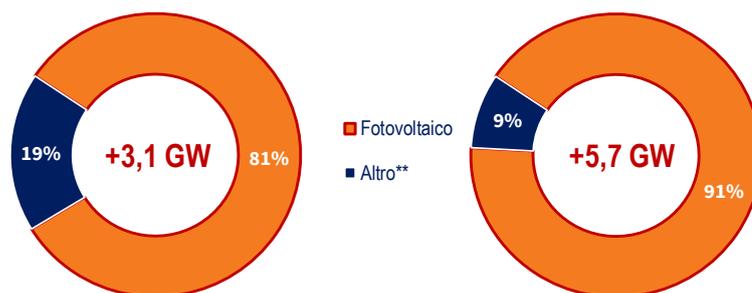


Figura 18. Potenza installata FER aggiuntiva per tecnologia in Italia (%), 2021 vs 2022 – a sinistra e potenza installata FER aggiuntiva per tecnologia in Italia (%), 2022 vs 2023 – a destra. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024.

32. Occorre però far emergere un **punto di attenzione**, dei **5,7 GW** installati nel **2023**, il **72%** **non raggiunge l'utility scale**. Con questo termine vengono considerati gli impianti di "grandi dimensioni", ovvero con una potenza (o capacità) **maggiore di 1MW**.

L'installazione di tali impianti diventa **necessaria** al fine di **ridurre il costo dell'energia** elettrica prodotta: gli impianti fotovoltaici sui tetti, che non raggiungono l'*utility scale* hanno, infatti, un **costo di generazione dell'energia più che doppio** di quello degli impianti a terra e sono finalizzati all'autoconsumo. È solo tramite la presenza di grandi impianti che si rende possibile l'effettiva messa in rete di energia pulita, rendendo di fatto **raggiungibile** la transizione.

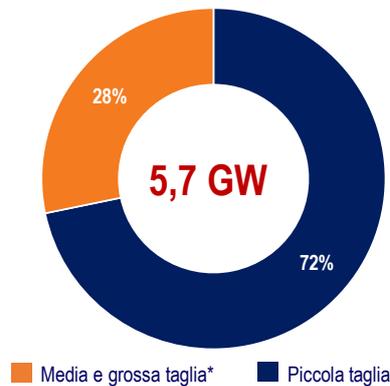


Figura 19. Distribuzione della capacità aggiuntiva installata nel 2023 per taglia d'impianto (valori %), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024.

33. A livello territoriale, **Sicilia** e **Sardegna** sono state le Regioni più **virtuose**, solo il **38,8%** e il **39,2%** dei GW installati è di **piccola taglia**. In **Calabria, Toscana, Molise, Umbria, Trentino, Lombardia** e **Liguria** la quota di impianti di piccola taglia supera l'**88%** dei GW installati nell'anno. La Regione che registra la **performance peggiore** in termini di installato **non utility scale** è la **Calabria**, in cui il **96%** delle installazioni effettuate durante l'anno non raggiungono il MW di potenza.
34. Il *focus* regionale evidenziato nei paragrafi precedenti vuole enfatizzare il ruolo chiave che hanno i territori per raggiungere la transizione. Nel prossimo futuro, infatti, la velocità e l'efficienza con la quale i territori saranno in grado di effettuare le installazioni richieste sarà strategico per permettere all'Italia di essere in linea con gli obiettivi al 2030 e al 2050. In questo contesto, al fine di istituzionalizzare le opportunità per raggiungere i target e suddividere in modo funzionale tra le regioni gli obiettivi, è stato approvato il Decreto Aree Idonee.
35. Dalla versione in circolazione del Decreto, si intende ripartire una quota di **80 GW di capacità FER** tra i territori italiani. La ripartizione territoriale dei GW, da installare entro il **2030**, vede **Sicilia, Lombardia** e **Puglia** come principali contributori con quote pari rispettivamente a **10,4 GW, 8,7 GW** e **7,3 GW**. Considerando anche gli obiettivi di installato dell'**Emilia-Romagna** (6,3 GW) e della **Sardegna** (6,2 GW), queste regioni contribuiranno per il **48,5%** (**38,8 GW**) del **totale dei GW** da installare entro il **2030**. Ragionando poi in termini di **macroaree**: il **Nord Italia** riceverà il **39%** del totale dei GW (30,9 GW), il Centro Italia ne riceverà il **16%** (12,9 GW) e il Sud Italia il **45%** (36,0 GW).

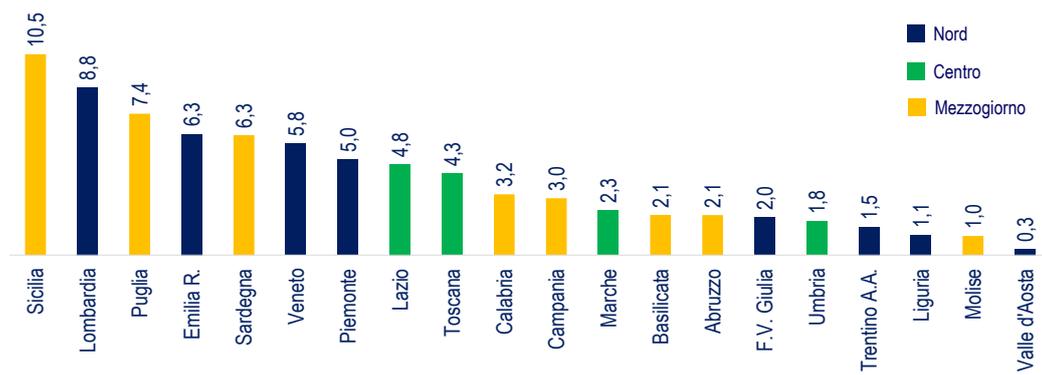


Figura 20. Ripartizione regionale degli 80 GW del Decreto Aree Idonee (GW), 2023-2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee, 2024

36. Per meglio comprendere la **situazione attuale** dei territori in termini di quanto del **proprio potenziale** di sviluppo delle installazioni FER è **già stato sfruttato** (e di quanto potenziale, di conseguenza, possono ancora sfruttare), già durante la passata edizione, TEHA ha elaborato un **indicatore** in grado di valutare il rendimento e le abilità di una Regione a soddisfare la propria capacità di sviluppo in termini di installato rinnovabile: il **Renewable Thinking Indicator**.

Renewable Thinking Indicator: metodologia

Una corretta **valutazione del rendimento** di una regione in termini di **capacità installata** deve prendere in considerazione l'**opportunità di sviluppo** di ciascuna Regione. Ogni Regione italiana ha infatti un'opportunità di sviluppo differente per l'**installazione di FER** sul proprio territorio in base alla sua **natura geografica**, in particolare la dimensione e la morfologia del territorio, oltre che allo stato corrente delle **tecnologie disponibili** e ai **vincoli normativi** (es. distanza pale eoliche dai centri abitati, aree idonee, ecc.) e **strutturali** in essere (es. abusivismo edilizio, edifici storici, tetti con esposizione corretta per la produzione di fotovoltaico, ecc.). Muovendo da queste considerazioni, The European House - Ambrosetti ha sviluppato un **indicatore** in grado di **monitorare** l'abilità di una regione italiana a **soddisfare la propria opportunità di sviluppo**: il Renewable Thinking Indicator.

Il **Renewable Thinking Indicator** (RTI) è equivalente al **rapporto** tra la **capacità FER installata** sul territorio nell'anno considerato e l'**opportunità di sviluppo** FER del territorio. L'indicatore è calcolato per ogni anno fino al **2023** (i dati più recenti), per ogni regione italiana e a livello nazionale:

- A livello pratico l'indice è calcolato considerando la **capacità attuale di FER** per ogni territorio e i **GW** che sono stati assegnati ad ogni Regione dal **Decreto Aree Idonee al 2030**. In questo modo, la **valutazione** del potenziale di ogni Regione è stata legata sia ai progressi compiuti fino a questo momento sia agli obiettivi delineati dal Decreto

Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti, 2024.

37. Il **Renewable Thinking Indicator** mostra come, al 2023, l'Italia abbia valorizzato solo il **49%** dell'opportunità di sviluppo attivabile dalle FER da oggi al 2030. A livello regionale, **Trentino A.A. e Valle d'Aosta sono i territori che hanno già sfruttato maggiormente il proprio potenziale**, registrando una percentuale di sviluppo pari **78%** per entrambe,

determinato in larga parte dall'idroelettrico. In generale, emerge **grande eterogeneità tra le Regioni**: il divario tra il Trentino-Alto Adige (**78%**) e la Liguria (31%) si attesta a circa **47 p.p.** . Secondo le analisi di The European House Ambrosetti, in totale, In **Italia, 11 Regioni** (Sicilia, Emilia R., Sardegna, Lazio, Toscana, Calabria, Marche, F.V. Giulia, Umbria, Molise e Liguria) hanno ancora da sfruttare più **della metà del proprio** potenziale al 2030.

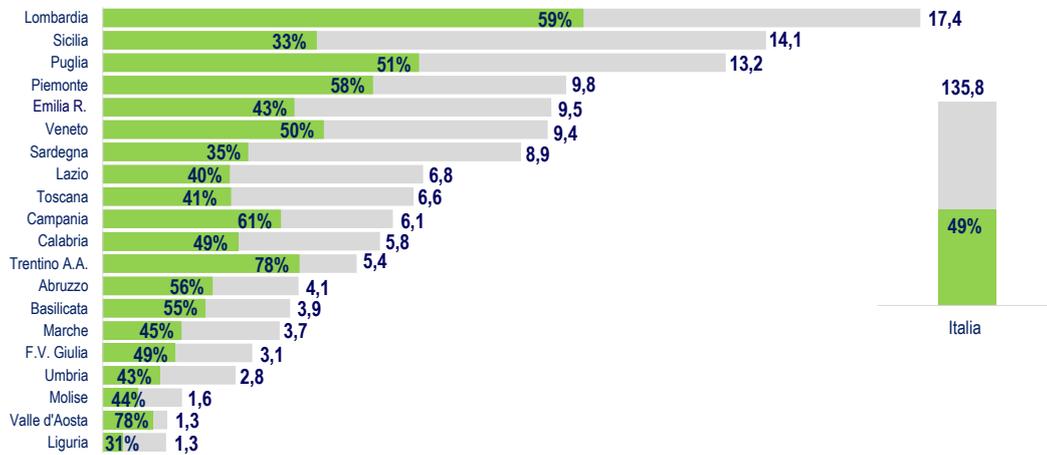


Figura 21. Renewable Thinking Indicator (valori in %) e capacità totale installata al 2030 (GW), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee e Terna, 2024

Le Regioni nelle prime 4 posizioni secondo il *Renewable Thinking Indicator* coprono il 63% della capacità idroelettrica nazionale

Il 63% del totale della **capacità installata idroelettrica nazionale** è concentrata in 4 Regioni, tali Regioni registrano un **potenziale di capacità FER già sviluppato** (secondo il *Renewable Thinking Indicator*) **maggiore** rispetto agli altri territori. L'**idroelettrico** è infatti tutt'ora la tecnologia con il **maggiore impatto** sul *mix* energetico regionale e nazionale.

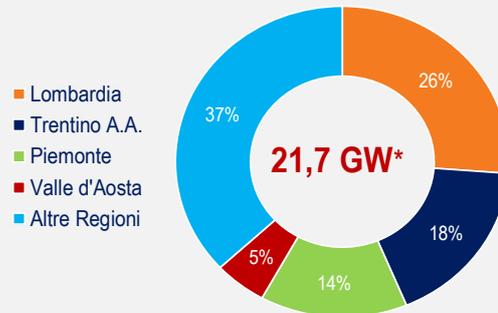


Figura 22. Ripartizione Regionale della capacità installata idroelettrica (valori %) e capacità totale installata (GW), 2023. (*) è esclusa la capacità installata attribuibile ai pompaggi idroelettrici. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024

L'idroelettrico è infatti una tecnologia già ampiamente **valorizzata in Italia** salvo per ulteriori sviluppi tecnologici che possano permettere una maggiore efficienza o l'installazione di nuove soluzioni innovative. L'Italia ha infatti già sfruttato il **99,5%*** del potenziale idroelettrico installabile.

A conferma del fatto che il **potenziale idroelettrico** è stato **ampiamente sfruttato**, i target al **2030** sanciti dal PNIEC di giugno 2023 prevedono una **crescita sostanziale** delle rinnovabili quali **eolico** e **solare (+65 GW in totale vs. 2023)** mentre **non sono previsti** aumenti di capacità idroelettrica da qui al **2030**.

(*) Il dato considera esclusivamente il potenziale di nuovi impianti idroelettrici. È bene però evidenziare che questa fonte presenta degli spazi di crescita, stimati in circa 1 GW, e derivanti da attività di repowering e revamping degli impianti esistenti.

Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti, 2024.

38. Il *Renewable Thinking Indicator* permette di dare una **valutazione** del posizionamento di una Regione in termini di **capacità installata** rispetto al **proprio potenziale**. Tuttavia, al fine di dare una valutazione quali/quantitativa esaustiva, è opportuno valutare il contributo di una Regione anche rispetto al **potenziale nazionale**. Sulla base di queste considerazioni, in occasione della seconda edizione di *Renewable Thinking*, TEHA ha quindi valutato di **relazionare** il contributo regionale, calcolato tramite il *Renewable Thinking Indicator*, al **raggiungimento dei target nazionali** al 2030, ovvero rispetto al potenziale nazionale:

- in una **prima fase**, sono stati considerati i **GW di installato FER complessivi al 2023** a livello regionale e i **GW aggiuntivi** assegnati **all'Italia intera** dal Decreto Aree Idonee al 2030 (+80 GW). In questo modo, è stato possibile misurare **quanto** i singoli territori sono stati in grado di **contribuire**, ad oggi, agli obiettivi che **l'intero Paese dovrà raggiungere** al 2030;

- successivamente, sono stati considerati **sia i GW** di installato FER complessivi al **2023, sia i GW** che i territori dovranno installare entro il **2030** secondo il **Decreto Aree Idonee**. Questi sono stati nuovamente legati agli obiettivi complessivi dell'Italia, permettendo così di misurare il **contributo che ogni Regione darà** al raggiungimento dei *target* nazionali al 2030.

39. Iniziando a considerare il **contributo attuale** delle varie Regioni, emerge come **Lombardia, Puglia e Piemonte** siano i territori che abbiano, ad oggi, contribuito maggiormente al raggiungimento dei *target* che il Paese dovrà raggiungere al 2030 sanciti dal Decreto Aree Idonee. Più nello specifico, dall'analisi emerge come queste Regioni abbiano **rispettivamente contribuito al 7,5%, 5,0% e 4,2%** degli obiettivi del Paese. Va comunque sottolineato che la somma dei contributi regionali è equivalente al **valore del Renewable Thinking Indicator a livello italiano, ovvero a 49,1%**.

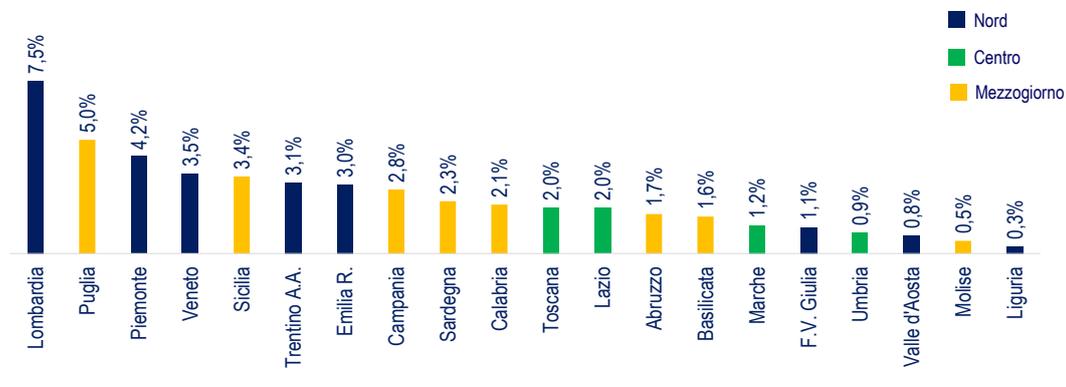


Figura 23. Contributo regionale ATTUALE al raggiungimento del potenziale nazionale previsto dal Decreto Aree Idonee (valori %), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee, Terna, 2024

40. A livello di macroarea, il Nord e il Sud Italia sono stati i principali contributori. Le Regioni del Nord hanno contribuito per il **23,5%** del potenziale sfruttato a fine 2023 da tutta Italia, pari al **49,1%**, mentre le Regioni del **Meridione** sono arrivate ad un **19,4%**. Il Centro, ad oggi, è la macroarea che ha meno contribuito agli obiettivi per l'Italia, con un **limitato 6,1%**.
41. In ottica **prospettica** invece, oltre al ruolo chiave della **Lombardia**, della **Sicilia**, e della **Puglia**, che contribuiranno rispettivamente per il **12,8%**, **10,4%** e **9,8%**, anche il **Piemonte** rientra nei territori che **contribuiranno** maggiormente, nel prossimo futuro al raggiungimento dei *target* dell'Italia. Analizzando nuovamente il contributo potenziale per macroarea emerge come la spinta maggiore sarà data dai territori del **Nord** e del **Sud** Italia, che dovranno contribuire al **42,4%** e al **42,8%** del potenziale che l'Italia dovrà sviluppare nei prossimi anni. Il **Centro**, anche se registra comunque un **minore contributo** rispetto alle altre due macroaree, dovrà migliorare rispetto a quanto fatto fino ad oggi dato che dovrà sviluppare il **14,8%** di ciò che il **Paese** dovrà **installare**.

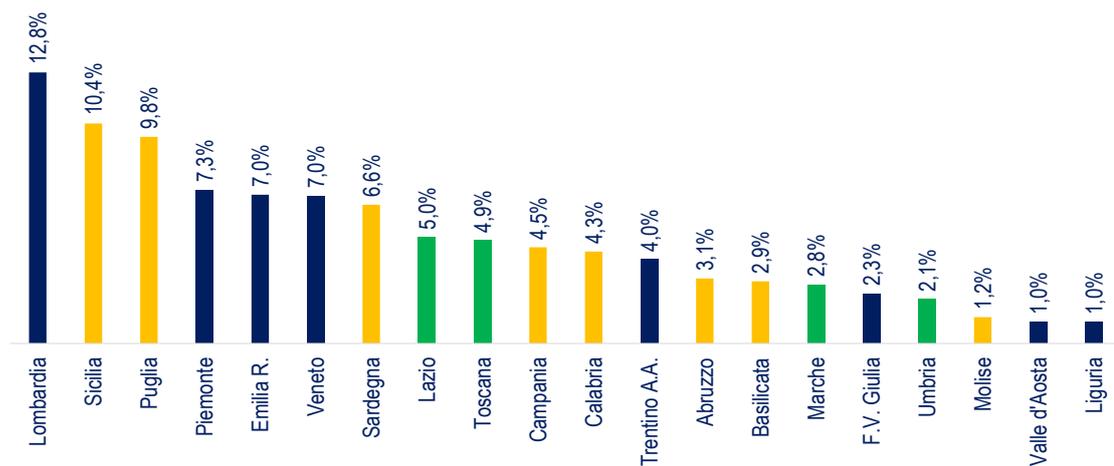


Figura 24. Contributo POTENZIALE per Regione al raggiungimento del potenziale previsto dal Decreto Aree Idonee (valori indice), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee, Terna, 2024

42. Per avere una **representazione finale**, è stata messa a terra una **matrice** che potesse riassumere il **contributo potenziale** che ogni territorio dovrà dare al raggiungimento dei target previsti per l'Italia al 2030 al netto di quanto del proprio potenziale ogni Regione **ha già sfruttato** ad oggi (*Renewable Thinking Indicator*).

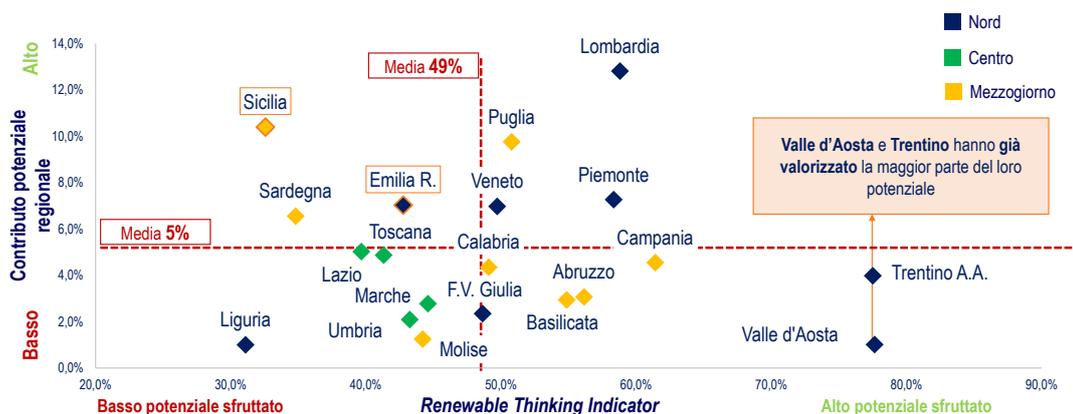


Figura 25. Matrice tra Renewable Thinking Indicator (asse x – valore indice da 0 a 1) e contributo potenziale regionale (asse y – valori %), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Decreto Aree Idonee, Terna, 2024

43. Dall'**analisi** emerge che **Puglia** e **Emilia-Romagna** in particolare hanno ancora da dare un **importante contributo** al raggiungimento dei target nazionali (posizionandosi in alto a sinistra) soprattutto in quanto non **hanno ancora sfruttato** buona parte del loro **potenziale**, specialmente la **Sicilia**, che registra un valore del *Renewable Thinking Indicator* pari al **33%** (**penultima** Regione in Italia, prima della Liguria). **Lombardia** e **Piemonte**, dovranno anch'esse contribuire in prima linea a raggiungere gli obiettivi dell'Italia, condizionale al fatto che, questi territori hanno **già sfruttato buona parte del loro potenziale** (pari rispettivamente al **59%** e al **57%** per entrambe).

44. Occorre fare un'importante precisazione, sia il **Trentino-Alto Adige** che la **Valle d'Aosta**, risultano poter contribuire **poco** al raggiungimento dei target nazionali. Questo si spiega con il fatto che tali Regioni hanno già **ampiamente sfruttato** il loro potenziale regionale. Come precedentemente specificato, secondo il **Renewable Thinking Indicator** queste sono le prime due Regioni in termini di potenziale sfruttato, con una quota pari al **78%** per entrambe.
45. Anche sulla base di queste ultime considerazioni, occorre che il Paese e i territori **augmentino** necessariamente con le installazioni per poter **raggiungere** gli ambiziosi obiettivi fissati per il 2030. Il tasso delle installazioni annue deve **augmentare** a più di **9 GW** all'anno per poter raggiungere i **target fissati dal PNIEC** (di giugno 2024), e fino a **12 GW all'anno** per raggiungere gli ambiziosi target del **Piano 2030 di Elettricità Futura**. I **primi mesi del 2024** hanno poi registrato una **buona quota di FER installate** che, se mantenuta costante nei prossimi mesi, permetterebbe di ottenere a fine **2024 ~7 GW di installato FER**.

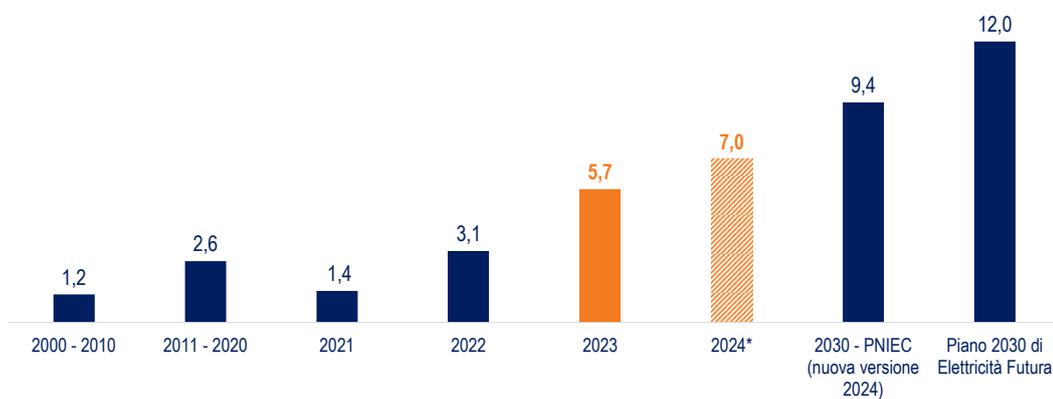


Figura 26. Confronto tra il tasso di installazione annuo e il tasso annuo necessario al raggiungimento dei target in Italia (GW), 2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna ed Elettricità Futura, 2024. (*) le proiezioni al 2024 sono state fatte sulla base dell'installato dei primi 4 mesi del 2024. Tuttavia, c'è il rischio che questa crescita non sia strutturale, ma dettata dalla «coda lunga» delle installazioni legate al Superbonus, e quindi prevalentemente ad impianti di piccola taglia.

Gli incontri del G7 e le rinnovate ambizioni in termini di energia

Si è concluso il **30 aprile 2024** il **G7 Ambiente Energia e Clima**. I leader si sono accordati sull'**eliminazione graduale del carbone** nella generazione elettrica, ma solo negli impianti "unabated"* e di aumentare gli **sforzi** per raggiungere l'obiettivo di **triplicazione** della capacità installata FER entro il **2030**. Stando alle dichiarazioni del **MASE**, in Italia l'inizio della **chiusura delle centrali a carbone** avverrà entro il **2024** (eccezione per la Sardegna in cui lo stop è rimandato al 2027) con l'obiettivo di **chiuderle definitivamente** entro il **2035**.

Raggiungere questi **target, tuttavia**, comporterebbe un aumento delle installazioni annue per l'Italia che dovrebbe raggiungere i **21 GW** all'anno, ben **15,3 GW in più** rispetto all'installato del **2023** e comunque **14 GW in più** rispetto al prospetto di **fine 2024** pari a circa **7 GW**.

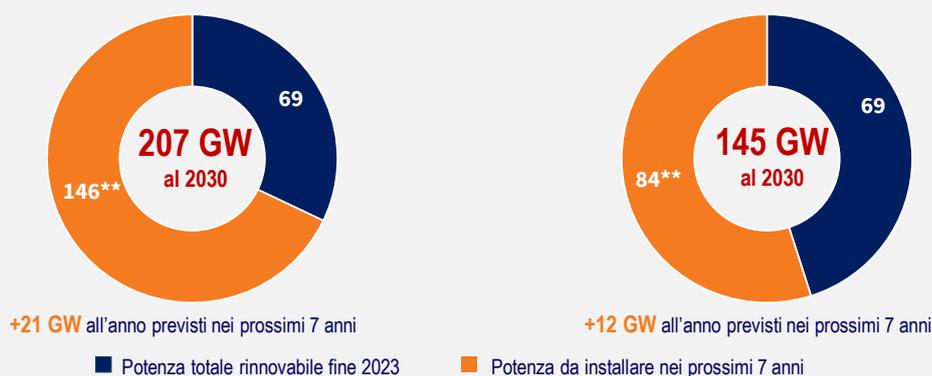


Figura 27. Ripartizione della potenza installata e da installare in Italia per raggiungere i target fissati dal G7 (GW), 2023-2030 – a sinistra e ripartizione della potenza installata e da installare in Italia per raggiungere i target fissati dal Piano Elettrico 2030 (GW), 2023-2030 – a destra. (**) Tenendo conto che 8 GW degli attuali 69 diventeranno obsoleti. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Elettricità futura, 2024

In aggiunta, è stato deciso di **contribuire** all'obiettivo globale di **stoccaggio dell'energia** di **1.500 GW** nel **2030** (**x6** vs. **2022**) e di **aumentare significativamente gli investimenti** nelle reti di **trasmissione** e **distribuzione** dell'energia elettrica entro il 2030.

Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024.

2.2 GLI AMBITI DI SVILUPPO PER LA VALORIZZAZIONE DELLE RINNOVABILI

Sistemi di accumulo e rete elettrica

- Lo **sviluppo delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER)** è condizione **necessaria**, ma **non sufficiente** al raggiungimento dei target energetici. È necessario, infatti, adottare una **visione di sistema**, integrando le rinnovabili con i **sistemi di stoccaggio e la rete elettrica**.
- Congiuntamente al dispiegamento delle FER è importante considerare anche che la crescente quota di FER intermittenti porterà **effetti rilevanti** sulla **gestione del sistema elettrico** in termini di **overgeneration**⁵ e di **congestioni di rete**. La coesistenza di questi due effetti può generare un **taglio** (*curtailment*) della **produzione elettrica** rinnovabile

⁵ Si parla di *overgeneration* quando la produzione da rinnovabili supera il fabbisogno di energia elettrica.

per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Questa mancata produzione in Italia è già oggi pari a **300 GWh** ed è prevista salire a **500 GWh** nel **2030** (ammontare pari al **4,5%** della generazione rinnovabile variabile).

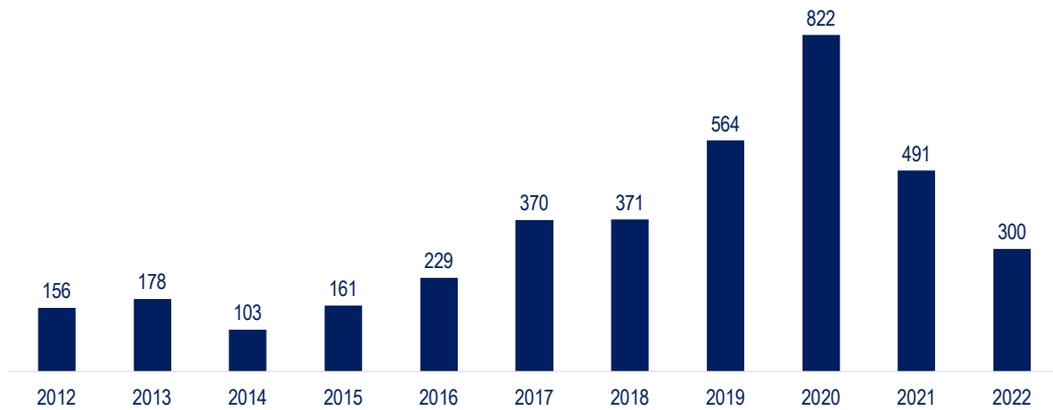


Figura 28. Evoluzione della mancata produzione in Italia (GWh), 2012-2022. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024. NB: il picco di più di 800 GWh registrato nel 2020 durante il Covid è stato causato da una domanda estremamente bassa e una forte generazione di rinnovabili. Per quanto riguarda le altre fonti, l'energia elettrica non prodotta nel 2022 è stata pari a 28 GWh per l'idroelettrico, 14 GWh per il geotermico e 3,4 GWh per il fotovoltaico (per un totale di 45,4 GWh). Il fenomeno del *curtailment* si sta verificando non solo in Italia ma anche, ed in misura maggiore, in altri Paesi europei. La mancata produzione eolica nel 2023 in Spagna è stata di 1.200 GWh e in Germania di 10.222 GW. Evitando il *curtailment* la Germania avrebbe aumentato l'incidenza della produzione rinnovabile fino al 59%, ridotto le sue importazioni all'88% e risparmiato 3,1 miliardi di Euro (costo della congestione di rete).

48. In questo contesto è importante ricordare che è in atto una **metamorfosi del sistema elettrico**: rispetto al 2000 infatti, il contributo delle fonti programmabili al 2030 è previsto dimezzarsi, passando dal **99,8%** al **46%**. Le fonti **rinnovabili intermittenti** (solare ed eolico) sono infatti le soluzioni per cui è prevista la **crescita maggiore al 2030** in Italia. Il maggiore ricorso alle FER intermittenti porterà a periodi di **overgeneration**, con il rischio di **perdere generazione elettrica**.

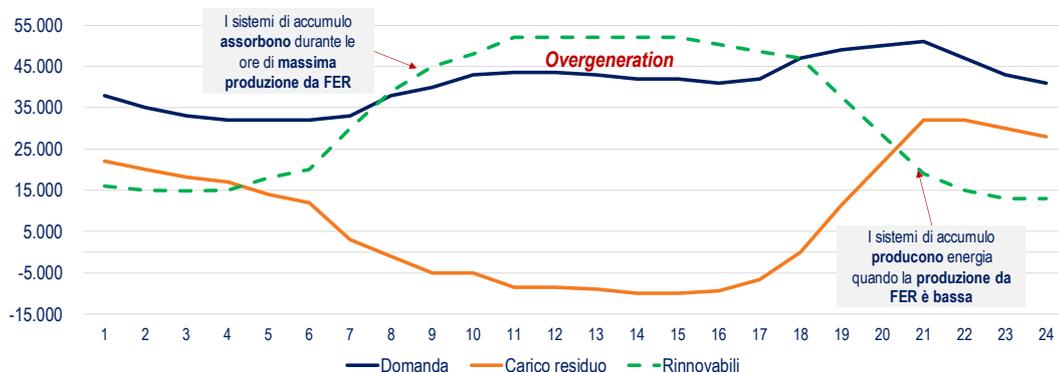


Figura 29. Evoluzione della domanda elettrica, delle rinnovabili e della curva di carico residuo (MW), 2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024. N.B. Il carico residuo è dato dalla differenza tra domanda e rinnovabili non programmabili. Una quota residua di *overgeneration* è inevitabile come conseguenza di un ottimo tecnico-economico di sistema che limita lo sviluppo degli accumuli ad un livello di utilizzo minimo. I ritardi a livello governativo

ed amministrativo possono aumentare ulteriormente il *curtailment*: la non approvazione del MACSE provocherebbe un taglio della produzione FER al 2030 per oltre 20 TWh, per un costo di 1,5 miliardi di euro.

49. Lo **sviluppo delle fonti intermittenti** rende dunque necessario integrare la fonte primaria (prevalentemente programmabile e che garantisce stabilità al sistema) con **sistemi di accumulo**. Esistono diverse **tecnologie di accumulo**, tra cui batterie, pompaggi e aria compressa, con efficienza e periodicità diverse. Lo stoccaggio di energia è definito dal Decreto Legislativo n. 210 del 2021, che attua la direttiva UE 944 del 2019 come «*Il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, ovvero la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica ovvero l'uso sotto forma di un altro vettore energetico*». La definizione è molto ampia e comprende anche la trasformazione dell'energia sotto forma di altri vettori energetici, come ad esempio idrogeno o metano.
50. Per quanto riguarda il quadro normativo italiano in merito ai sistemi di accumulo, l'art. 18 del decreto 210/2021, che recepisce la Direttiva UE 944 del 2019 prevede la **definizione** di un **sistema di approvvigionamento a lungo termine** basato su **aste concorrenziali** e trasparenti svolte da Terna, con l'obiettivo di minimizzare gli oneri per i clienti finali. Al realizzatore di capacità di accumulo contrattualizzata in asta verrà garantita la **copertura dell'investimento**, dei **costi operativi** e della **remunerazione del capitale investito** in cambio della capacità contrattualizzata, inoltre, il titolare di **capacità di accumulo** non riceverà ulteriori margini dal mercato
51. Dal momento che in Italia è previsto un **forte incremento** di rinnovabili al **2030**, con la capacità FER che arriverà a **131 GW**, il nuovo modello di approvvigionamento e gestione degli accumuli potrà contribuire a raggiungere il target di crescita atteso al 2030 per i sistemi di accumulo, pari a **22,6 GW**. Il fabbisogno di accumulo addizionale al 2030 è previsto per il **75%** arrivare dalle aste organizzate da Terna con il meccanismo **MACSE**⁶. In questo contesto, le richieste di connessione per sistemi di accumulo a fine 2023 hanno superato gli **82 GW**.
52. **Congiuntamente** allo stoccaggio, è necessario che la rete elettrica venga sviluppata ed ottimizzata, in modo da supportare **l'elettrificazione dei consumi finali**, trasportare energia dal **Sud** al **Nord** Italia e minimizzare le congestioni. La rete elettrica infatti dovrà essere in grado di far fronte al *mismatch* tra **macroarea di produzione FER** e domanda.

⁶ Il meccanismo MACSE (Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico), approvato a fine dicembre 2023 dalla Commissione Europea, incentiverà complessivamente 9 GW (71 GWh, su un totale di 95 GWh) di capacità di accumulo per dieci anni, con risorse pari a 17,7 miliardi di Euro. Lo schema italiano sosterrà la realizzazione degli impianti tramite pagamenti annuali a copertura dei costi di investimento e di funzionamento. La prima procedura concorsuale si comporrà di due aste competitive a partire dal primo trimestre del 2025: un'asta sarà dedicata alle batterie agli ioni di litio, l'altra agli impianti di pompaggio idroelettrico. Le prime batterie potrebbero dunque entrare in esercizio nel 2027 o 2028, invece i pompaggi idroelettrici nel 2031 o 2032.

La prima è prevista essere al 2030 per l'**81%** nel **Centro-Sud**, la seconda proviene per il **56%** dal **Nord**.

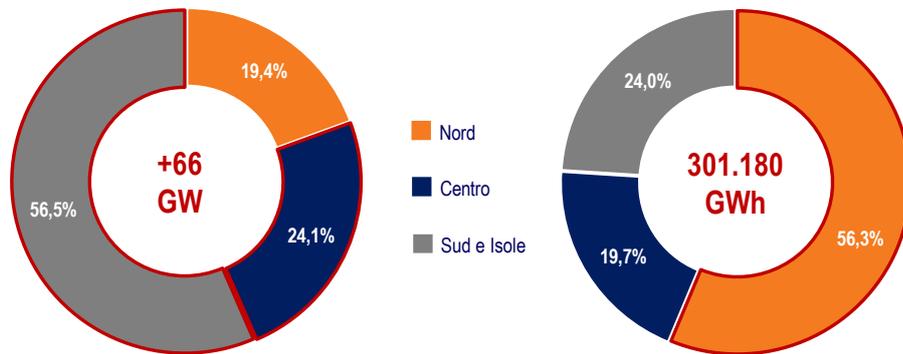


Figura 30. Capacità FER aggiuntiva* prevista in Italia al 2030 per macro-area (valori %) e totale (GW), 2023-2030 – a sinistra e domanda di energia elettrica in Italia per macro-area (valori %) e domanda totale (GWh), 2022 – a destra. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024. (*) Secondo il target fissato dal PNIEC (giugno 2023). N.B.: La ripartizione della capacità FER aggiuntiva è stata calcolata secondo quanto riportato nel Documento di Descrizione degli Scenari Terna e Snam

53. Secondo il **Piano di Sviluppo 2023** di Terna, la **capacità di trasporto della rete elettrica da Sud a Nord** è prevista raggiungere quasi **33 GW al 2033**, rispetto ai circa **15 GW** attuali. La capacità di trasporto da **Nord a Sud** invece è prevista passare dai **12,5 GW attuali** ai circa **29 GW al 2033**. Questo aspetto è tanto più rilevante se si considera che il **42,5%** degli **80 GW aggiuntivi** previsti dal Decreto Aree Idonee è allocato al Sud
54. Qualora si ipotizzasse che l'intera capacità FER aggiuntiva assegnata alle regioni meridionali dal Decreto Aree Idonee sia destinata al **trasporto verso Nord**⁷, risulta chiaro che la capacità della rete è insufficiente e si avrebbero circa **12,6 GW** in totale bloccati tra il Sud e le Isole.

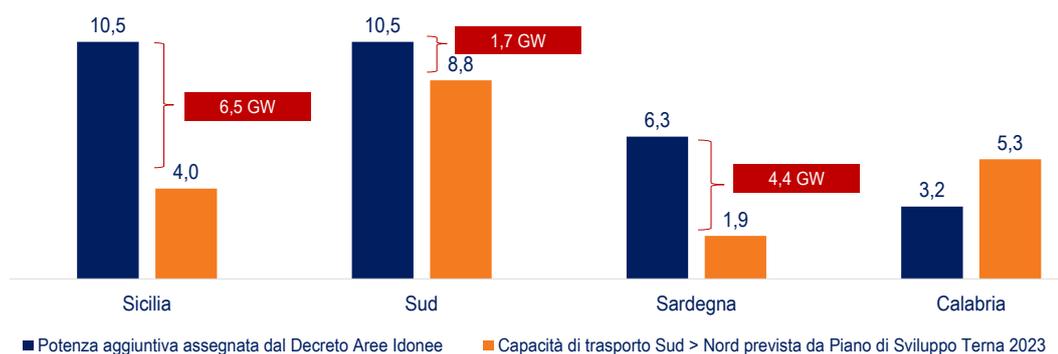


Figura 31. Confronto fra il target di potenza installata FER del Decreto Aree Idonee e la capacità di trasporto Sud > Nord prevista da Terna nel Piano di Sviluppo (GW), 2030. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna e Decreto Aree Idonee, 2024. N.B.: Il Piano di Sviluppo di Terna e il Decreto Aree Idonee non hanno perfetta omogeneità temporale dal momento che primo pone obiettivi al 2033, mentre il secondo è sviluppato rispetto al 2030.

⁷ La maggior parte di queste regioni già oggi registra un surplus energetico in termini di produzione rispetto al consumo.

55. Inoltre, confrontando la capacità in eccesso dello scenario precedente, con la capacità di **generazione termoelettrica**, si evince che la capacità di FER in eccesso non trasportata da Sud a Nord avrebbe un ammontare tale da sostituire completamente la capacità di generazione Termoelettrica presente ad oggi in Sicilia e in Sardegna.
56. Evidenza della necessità di investire nella rete è data dalle **congestioni**, nel **2022** infatti sono state registrate **3.580 ore** di congestione. Le ore di congestione causano un **costo** per il **TSO** che si riflette sull'onere pagato dal **consumatore finale**. Assumendo che il rapporto fra i costi di *congestion management*⁸ e gli oneri per i consumatori⁹ rimanga costante nel tempo, è possibile stimare una **spesa per i consumatori** dovuta alle congestioni di rete pari a circa **1 miliardo di Euro**. Qualora la rete elettrica non venisse potenziata, nel **2030** si avrebbero oltre **12.000 ore di congestione** (+8.520 rispetto al 2022), corrispondenti a oltre **3 miliardi di Euro** di spesa per gli utenti finali.

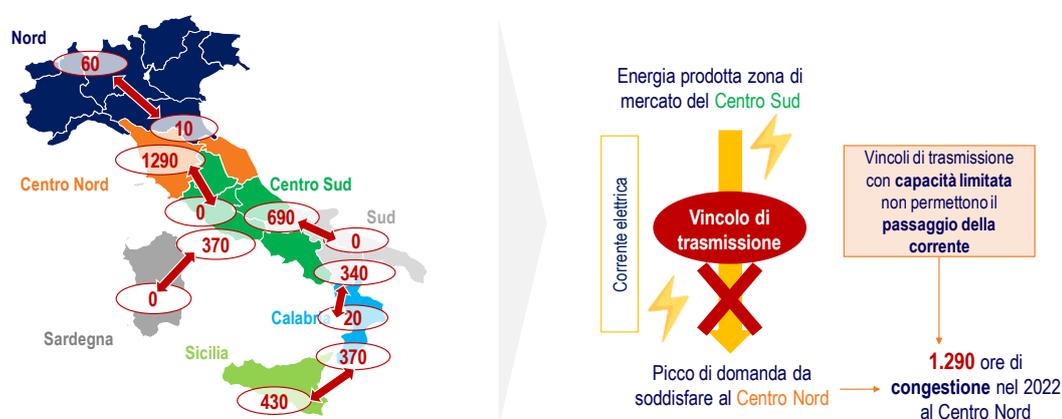


Figura 32. Tempi di congestione* (valori in ore), 2022 – a sinistra e Rappresentazione grafica di una congestione – a destra. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, AGCM e ENTSO-E, 2024. (*) I numeri indicano quante ore di congestione si hanno nella rete che trasporta energia dalla zona in cui la freccia parte fino a quella in cui la freccia arriva. N.B.: Le ore di congestione causano un costo per il TSO che si riflette sull'onere pagato dal consumatore finale. Questa spesa è calcolata assumendo che il rapporto fra i costi di congestion management (del TSO) e gli oneri per i consumatori (1,3 miliardi di Euro in media nel periodo 2018-2019 secondo AGCM) rimanga costante nel tempo.

57. I **principali operatori del settore della trasmissione elettrica (TSO)** europei si sono attivati per potenziare la rete. Secondo i loro piani di sviluppo, infatti, nei prossimi **30 anni** verranno investiti oltre **400 miliardi di Euro** a favore della **rete di trasmissione**. È importante in questo contesto citare il caso della **Germania**, che registra un valore degli **investimenti annui** nella rete elettrica molto elevato, circa **12,6 miliardi di Euro** in più rispetto alla media europea, e, allo stesso tempo, va sottolineato come la Germania sia il Paese con **l'obiettivo di crescita** della propria **capacità rinnovabile** più alto rispetto a tutti gli altri Paesi del Continente (**+224,7 GW** rispetto all'installato 2022).

⁸ Sostenuti dal Transmission System Operator (TSO).

⁹ 1,3 miliardi di Euro in media nel periodo 2018-2019 secondo l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM).

58. Riassumendo, la possibilità di **integrare le FER** con **stoccaggi** e **rete elettrica** può portare ai **seguenti benefici**:
- **massimizzazione della produttività delle FER** e **riduzione del rischio di curtailment**: la maggiore flessibilità nell'utilizzo dell'energia prodotta dalle FER attraverso il ricorso a stoccaggi e rete elettrica permette la riduzione del rischio di *curtailment*, minimizzando le perdite di energia rinnovabile;
 - **ottimizzazione del ritorno dell'investimento per il produttore**: la riduzione del rischio di *curtailment* e la massimizzazione della produttività delle FER permettono l'ottimizzazione dell'investimento per il produttore, accelerando di conseguenza il ritmo di installazione annuo;
 - **riduzione del prezzo dell'energia per il consumatore**: la combinazione di FER, stoccaggi e rete elettrica permette di ottenere una riduzione del prezzo marginale dell'energia nel mercato del giorno prima (MGP), riducendo il prezzo dell'elettricità per i consumatori finali;
 - **creazione di un profilo di produzione adatto per la stipula di contratti PPA**: la produzione di energia da fonti FER più prevedibile e affidabile rende più attrattiva la stipula di contratti di vendita di energia a lungo termine come i PPA, ottenendo un profilo di produzione maggiormente stabile.

Burocrazia

59. L'Italia registra tempi autorizzativi per gli impianti FER superiori ai target richiesti dall'Europa: il tempo medio di rilascio dell'autorizzazione per un impianto fotovoltaico è di **31 mesi** e per un impianto eolico è di **52 mesi**, contro i **24 mesi** previsti dall'Europa (12 mesi nel caso in cui l'impianto si trovi nelle "zone di riferimento per le energie rinnovabili"¹⁰).
60. La **burocrazia** è uno degli elementi che ha contribuito maggiormente alla **lentezza** dello **sviluppo delle FER** nei territori italiani: l'iter autorizzativo per la messa in funzione degli impianti FER si articola in **13 step** e prevede il coinvolgimento di fino a **5 attori istituzionali** e di **diversi stakeholder**. Il processo può arrivare a durare fino a **1.728** e **1.070** giorni rispettivamente per l'**eolico** e per il **fotovoltaico**.

¹⁰ "Zone di riferimento" specifiche per le energie rinnovabili, con procedure di autorizzazione abbreviate e semplificate.



Figura 33. Rappresentazione dell'iter autorizzativo in Italia per un impianto FER. (*) MASE: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. MiC: Ministero della Cultura. (**) A seconda della potenza dell'impianto, l'Autorizzazione Unica può essere statale o regionale. N.B.: Questi 13 step possono essere ricondotti alle 5 fasi della procedura di connessione di Terna: richiesta di connessione (da 1 a 4), predisposizione del progetto (5 e 6), iter autorizzativo (7 e 8), richiesta STMD (da 9 a 11), contratto di connessione (12 e 13). Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024

61. Le **prime 5 fasi** dell'iter autorizzativo riguardano l'interlocuzione tra il **proponente e Terna** che, laddove concluse positivamente, culminano con il **rilascio del benessere** a procedere alla richiesta di Autorizzazione. L'**assenza di vincoli** all'ingresso determina che vi siano progetti presentati da soggetti che **non offrono garanzie** sull'effettiva realizzabilità dei progetti. Le fasi da **6 a 8** sono le più **critiche** dell'intero processo autorizzativo, che prevedono il **rilascio** della **Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)** e dell'**Autorizzazione Unica (AU)**. La **pluralità di attori istituzionali** presenti (Comitato VIA, MASE¹¹ e MiC¹²) concorre rendere questa fase la **più lunga** (dai 670 giorni per il fotovoltaico ai 1.308 giorni per l'eolico). Le fasi da **9 a 12** sono le **fasi finali** del processo autorizzativo che prevedono nuovamente l'interlocuzione con Terna, per concludersi con il **rilascio del contratto di concessione**. I GW che raggiungono la fine di questi step costituiscono i progetti **"ready to build"**¹³. L'ultima fase (**13**) infine, riguarda l'**aumento dei tempi** legati alla presentazione e accettazione del **progetto esecutivo** alla cantierizzazione da parte delle amministrazioni comunali o provinciali alle quali è stato sottoposto il progetto.
62. A **fine 2023**, del totale di GW censiti da Terna nel processo autorizzativo, circa l'**80%** si trovava tra gli step **1-5**, questa concentrazione elevata nelle prime fasi del processo è legata all'**assenza di** significativi **vincoli** all'ingresso (ad esempio, fidejussioni e bancabilità dei soggetti proponenti) per presentare tali progetti, che quindi generano una **sovrastima** del reale numero di GW concretamente realizzabili.

¹¹ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

¹² Ministero della Cultura.

¹³ Progetti che hanno ricevuto esito positivo alla Valutazione di Impatto Ambientale e hanno conseguito l'Autorizzazione Unica.

63. Sia lo **Stato** che le **Regioni** sono coinvolti nelle procedure di **rilascio di Autorizzazione VIA** o di **Autorizzazione Unica**. La VIA, che può durare fino a **150 giorni**, è una valutazione preventiva degli impianti, di un'opera pubblica o privata, sull'ambiente e sul benessere dell'essere umano; i soggetti coinvolti sono la **Commissione VIA (MASE)**, il **Ministero della Cultura (MIC)**, il **MASE** e le **Regioni**¹⁴. L'**Autorizzazione Unica**, che può durare fino a **90 giorni**, serve per autorizzare la **messa a terra** dell'impianto, e coinvolge le Regioni o **province** dei territori nei quali si andrà ad installare l'impianto, indipendentemente dalla fonte e dalla capacità. In particolare, **Puglia, Sicilia, Sardegna, Basilicata e Lazio** sono le Regioni con più procedure di autorizzazione VIA in corso (quasi l'**80%** del totale).

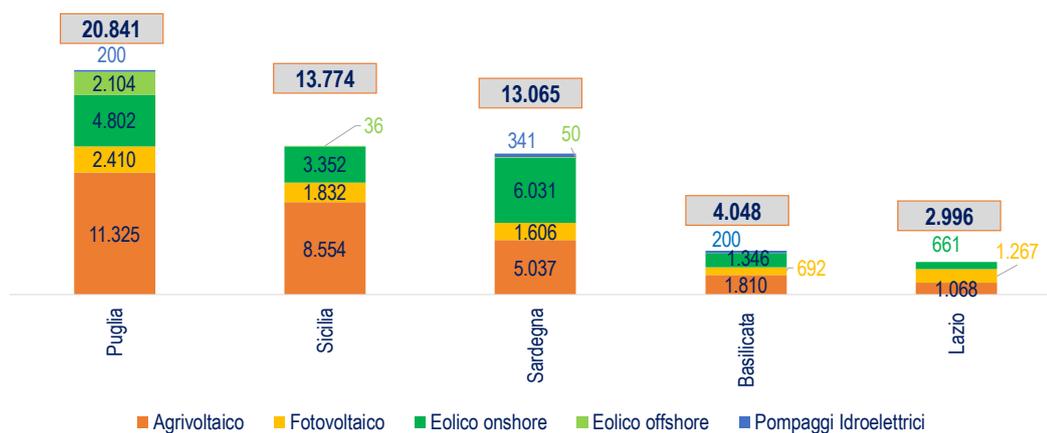


Figura 34. Procedure di autorizzazione VIA in corso per fonte (MW) e cumulate (MW) per regione, 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati ANIE Rinnovabili, 2024

64. In particolare, un possibile **fattore acceleratore** per il rilascio delle valutazioni VIA potrebbe essere il **silenzio assenso**, il cui principio dev'essere fatto valere, secondo alcune sentenze del TAR di Bari, nel caso in cui venga **superato il termine massimo di giorni** entro il quale le **Pubbliche Amministrazioni** devono pronunciarsi. Questo nuovo approccio potrebbe **velocizzare le procedure VIA** bloccate a causa di ritardi da parte del MIC.
65. Inoltre, **sbloccare l'ultimo stadio** del processo autorizzativo, che riguarda i progetti **ready to build** permetterebbe di installare sin da subito circa **6 GW**, valore pari circa alla **nuova capacità FER installata nel 2023**. Qualora questi impianti venissero autorizzati grazie ad una velocizzazione dell'**iter burocratico**, alcune regioni (Lazio, Sicilia, Sardegna, Campania) sarebbero **già in linea** con i target di installato per il **2024** previsti dal Decreto Aree Idonee.

¹⁴ Le regioni sono coinvolte solo per impianti di capacità limitata ovvero con meno di 10 MW per il fotovoltaico e meno di 30 MW per l'eolico.



Figura 35. Confronto tra GW di STMD/contratti e GW annui previsti per il 2024 dal Decreto (GW), 2023. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su dati Terna, 2024. (*) Progetti che hanno ricevuto esito positivo alla Valutazione di impatto Ambientale e hanno conseguito l’Autorizzazione Unica.

66. È importante ricordare che i **GW autorizzati non sono immediatamente disponibili alla cantierizzazione**, vi è infatti un ulteriore step che allunga ulteriormente le tempistiche. A seguito della stipula del contratto di concessione (step 12) infatti, vi è la necessità di presentare un progetto esecutivo alla cantierizzazione. Il **promotore** deve quindi **sottoscrivere** un progetto esecutivo da presentare al Comune o alla Provincia nel quale verrà installato l’impianto e contenente informazioni di dettaglio sulla messa a terra del cantiere per la costruzione dell’opera. Tuttavia, gli uffici tecnici di riferimento non hanno sempre le competenze per poter valutare in tempi brevi il progetto, il che rischia di allungare ulteriormente le tempistiche.

Governance

67. La **governance** delle rinnovabili in Italia ad oggi risulta **disarticolata**. Vi sono infatti due **problematiche** principali che **limitano il potenziale delle rinnovabili in Italia** e, dunque, ostacolano la transizione energetica del Paese:
- **ritardi** nell’approvazione dei principali decreti per incentivare le rinnovabili;
 - **incertezza regolatoria** e **incoerenza** tra le misure.
68. In primo luogo, è rilevante analizzare il ritardo dei principali decreti italiani attinenti allo sviluppo delle rinnovabili. Il **Decreto FER 2**, con cui vengono incentivate le **FER innovative** (come l’eolico *offshore*, le biomasse e biogas, il solare termodinamico e la geotermia), è stato approvato dalla Commissione Europea il 4 giugno 2024, in ritardo di **1.760 giorni** rispetto alla scadenza prevista per la sua approvazione, il 10 agosto 2019. Il **Decreto CER**, redatto con l’obiettivo di promuovere la crescita di impianti di energia rinnovabile per l’**autoconsumo** con una capacità incentivabile di 7 GW è stato approvato il 24 gennaio 2024, in ritardo di **664 giorni** rispetto alla scadenza prevista per la sua approvazione, il 31 marzo 2022. Il **Decreto Agrivoltaico**, sviluppato con l’obiettivo di installare 1 GW di **sistemi agrivoltaici avanzati** di natura sperimentale è entrato in

vigore il 14 febbraio 2024¹⁵, **685 giorni** in ritardo rispetto alla scadenza prevista per la sua approvazione, il 31 marzo 2022. Il **Decreto Aree Idonee**, con cui si definisce la **ripartizione regionale** degli 80 GW di **nuova potenza rinnovabile**, è stato approvato in conferenza Unificata Stato Regioni il 7 giugno 2024, **724 giorni** in ritardo rispetto alla scadenza prevista per la sua approvazione, il 13 giugno 2022.



Figura 36. Ritardi nell'approvazione dei decreti rispetto alla scadenza prevista. (*) Approvato dalla Commissione Europea. (**) Entrata in vigore del DM Agrivoltaico, le regole operative sono state approvate solo il 16 maggio 2024. (***) Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale. Fonte: elaborazione The European House Ambrosetti su fonti varie, 2024.

69. Se i decreti continuassero ad essere approvati in ritardo (in media di 600 giorni), le installazioni annue dal 2025 in poi potrebbero ridursi notevolmente fino a circa **1-1,5 GW all'anno** per il fotovoltaico e **400-500 MW all'anno** per l'eolico, per un totale di **2 GW all'anno al massimo**. Considerando gli **investimenti necessari** stabiliti dal PNIEC per il raggiungimento dei *target*, senza l'approvazione dei decreti incentivanti sarebbero a rischio tra il **2025** e il **2030** circa **45,6 miliardi di Euro** (e quasi 46 GW di rinnovabili).

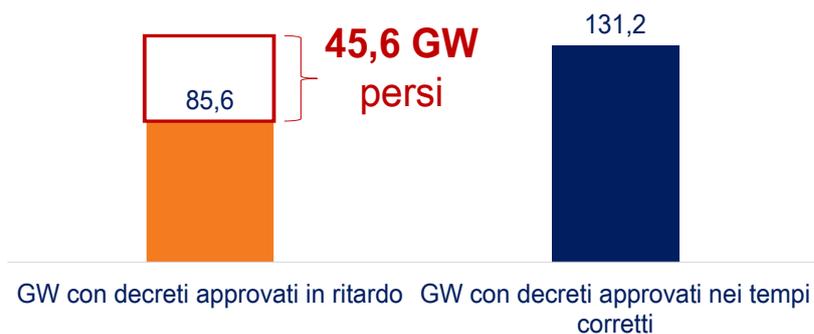


Figura 37. Confronto tra capacità cumulata al 2030: caso senza approvazione dei decreti e con approvazione dei decreti (GW), 2030. Fonte: The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024. N.B. per il calcolo dei mancati investimenti sono stati considerati i miliardi di Euro di investimenti in tecnologie FER previsti dal PNIEC nel periodo 2023 – 2030 (69 miliardi di Euro), suddivisi per anno e riparametrati nel periodo 2025 – 2030. Successivamente sono stati suddivisi per la quota di FER che non verrebbero installate al 2030, pari a 45,6, per ottenere i mancati investimenti a GW di FER (1,01 miliardi di Euro a GW).

¹⁵Data dell'entrata in vigore del DM Agrivoltaico, le regole operative sono state approvate solo il 16 maggio 2024.

70. Spostando l'attenzione all'**incertezza regolatoria**, vale la pena citare il caso della fonte idroelettrica che, nonostante ad oggi sia una tecnologia matura in Italia (99,5% del potenziale idroelettrico è già installato), rischia di perdere circa **15 miliardi di Euro** di investimenti, a causa dell'**elevata incertezza** sulle **modalità di riassegnazione** delle attuali concessioni. In particolare, il 20% delle concessioni idroelettriche sono già scadute o scadranno entro il 2024 e l'**86% scadranno entro il 2029**. In Italia, la riassegnazione delle concessioni avviene con modalità legate alla gara pubblica, facendo così risultare il Paese come l'unica Nazione in Europa con un mercato delle concessioni idroelettriche tanto aperto. L'incertezza per questa tecnologia si registra sia a livello nazionale che a livello territoriale. Il quadro regolatorio nazionale registra incertezza in quanto nella prima bozza del Decreto Energia era stata ipotizzata la possibilità di riassegnare la concessione al concessionario uscente (anche se nell'ultima versione del Decreto questa possibilità è stata eliminata). A livello regionale, la Lombardia ha recentemente pubblicato due bandi¹⁶ per la riassegnazione di 23 MW complessivi.
71. In questo contesto si inserisce il **Decreto Aree Idonee**, che permette alle regioni più autonomia nella **definizione** delle aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici. La mancanza di una **direzione centralizzata** rischia quindi di portare ad un **quadro normativo frammentato** non in linea con la strategia nazionale, lasciando spazio alla **discrezionalità interpretativa** e mettendo a rischio il raggiungimento dei **target di decarbonizzazione**.
72. Un **caso esemplificativo** è quello della Sardegna, uno fra i territori che **più dovranno impegnarsi** per il raggiungimento degli obiettivi di installato al **2030**. La Sardegna è la **9° Regione in Italia** per installato FER tra il **2022** e il **2023** (crescita di +0,28 GW) e secondo il **Decreto Aree Idonee** è la **5° Regione per GW aggiuntivi** previsti al 2030 (**+6,3 GW**). La Sardegna però, che presiede la Commissione Ambiente ed Energia della Conferenza Stato-Regioni, ha approvato un **disegno di legge** che blocca, per un periodo massimo di **18 mesi**, i nuovi impianti FER che incidono sull'occupazione di suolo. Questa moratoria potrebbe portare fino a **1,2 GW di FER persi in Sardegna** e **14,7 GW di FER persi in Italia** (secondo il *trend* previsto dal Decreto Aree Idonee).

¹⁶ I bandi citati sono: la Concessione Codera Ratti – Dongo (19 MW per un valore stimato di quasi 400 milioni Euro) e la Concessione di Resio (4 MW per un valore stimato di 76 milioni di Euro); resteranno aperti fino al 18 ottobre 2024.



Figura 38. Rappresentazione grafica delle perdite di GW in caso di blocco alle installazioni. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024. N.B. per la stima dei GW persi secondo il trend previsto dal Decreto Aree Idonee, sono state considerate le installazioni annue previste dal Decreto meno la quota di installato al 2023.

73. In conclusione, vi sono ulteriori esempi di situazioni in cui le **istituzioni locali** rischiano di **rallentare** ulteriormente il **dispiegamento delle rinnovabili**, tra cui:

- Legge 18/2024 approvata il 30 aprile 2024 dal consiglio Regionale del **Friuli Venezia Giulia**: con questa legge il Friuli ha introdotto le **aree di «presumibile non idoneità»** di fatto limitando ulteriormente le Aree Idonee alla messa a terra di impianti fotovoltaici, rallentando la transizione energetica del Paese;
- Legge Regionale 17/2022 approvata il 19 luglio 2022 dal consiglio Regionale del **Veneto**: in merito a questa legge, la Provincia di Padova ha mappato le **«aree agricole di pregio»**¹⁷, che coprono il **96%** dell'intera **superficie agricola provinciale** (e il 62% della superficie territoriale padovana), su cui non potranno essere installati impianti alimentati da fonti rinnovabili.

¹⁷ Le aree agricole di pregio sono definite come aree caratterizzate dalla presenza di attività agricole consolidate, dalla continuità e dall'estensione delle medesime, contraddistinte dalla presenza di paesaggi agrari identitari, di ecosistemi rurali e naturali complessi, anche con funzione di connessione ecologica.

CAPITOLO 3

LE PROPOSTE D'AZIONE PER ACCELERARE IL DISPIEGAMENTO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

74. L'ultimo Capitolo del *Position Paper* ha l'obiettivo di mettere a punto una **visione strategica** per il Sistema-Paese per **accelerare ed ottimizzare i percorsi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili** in Italia. È infatti evidente come i ritardi accumulati dalla *governance* disarticolata e la necessità di accelerare con il dispiegamento delle rinnovabili per raggiungere i target richiesti a livello nazionale ed europeo richiedano interventi su più livelli, a partire dalla semplificazione dei processi burocratici fino ad azioni volte a potenziare la produttività del GW installato.

3.1 I FATTORI DI FRENO ALLO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

75. **Vincoli infrastrutturali, normativi e regolatori** ad oggi ostacolano la crescita delle fonti di energia rinnovabile in Italia. La messa a terra delle installazioni FER è condizionata infatti da ritardi nell'approvazione dei decreti necessari a sostenere il mercato, da una forte incertezza del quadro regolatorio che rallenta gli investimenti e da incoerenze tra misure emanate da diversi livelli istituzionali: la **governance** delle rinnovabili in Italia è **disarticolata**.

76. In particolare, il **ritardo** nell'approvazione dei decreti relativi alle rinnovabili, qualora continuasse ad esistere, potrebbe mettere a **rischio** fino a **45,6 GW** di capacità, corrispondenti a circa **46 miliardi di Euro** di investimenti¹⁸ al 2030.

77. Una continua **incertezza regolatoria** può **compromettere gli investimenti** da parte degli operatori del settore, costituendo un rilevante ostacolo al raggiungimento dei *target* nazionali ed europei. Basti pensare al caso dell'incertezza in merito alle **concessioni idroelettriche**, che potrebbe mettere a rischio circa **15 miliardi di Euro** di investimenti, al divieto delle installazioni fotovoltaiche sui **terreni agricoli** (prevista dal DL Agricoltura), che mette a rischio quasi **16,6 GW** di potenza rinnovabile, all'estensione della **moratoria** sulle nuove installazioni FER (prevista da un disegno di legge della Sardegna) che mette a rischio quasi **16 GW** aggiuntivi previsti dal Decreto Aree Idonee.

78. Non solo l'incertezza regolatoria ostacola la diffusione massiva delle rinnovabili in Italia, ma anche **l'infrastruttura** ricopre un ruolo chiave in questo contesto. Gli **sviluppi** della rete elettrica previsti ad oggi **potrebbero** infatti **non essere sufficienti**: considerando la potenza rinnovabile aggiuntiva prevista dal Decreto Aree Idonee, **12,6 GW** rischiano di rimanere **bloccati** nel Sud del Paese e nelle Isole.

¹⁸ Ipotizzando 1,01 miliardi di Euro per GW.

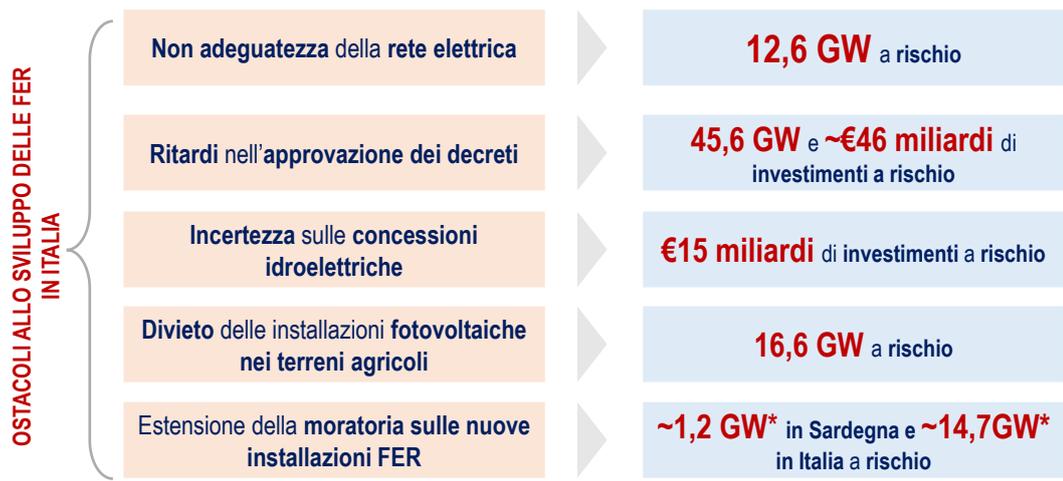


Figura 39. I vincoli infrastrutturali, normativi e regolatori che minacciano il percorso di crescita delle rinnovabili in Italia (illustrativo). (*) Si fa qui riferimento all'aumento di GW previsto dal Decreto Aree Idonee per la Regione Sardegna e la relativa proiezione a livello di sistema-Paese. Fonte: elaborazione The European House – Ambrosetti su fonti varie, 2024.

3.2 LE PROPOSTE DI POLICY PER LA VALORIZZAZIONE DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

79. Per sfruttare appieno il potenziale derivante dal dispiegamento delle fonti rinnovabili, è necessario trovare in primo luogo una coerenza tra le varie norme e i decreti che ne regolano e ne supportano la messa a terra ed il funzionamento. Fare **chiarezza** a livello **regolatorio** costituisce un primo passo verso una più **efficace valorizzazione delle rinnovabili** in Italia e il **coinvolgimento** di un numero **maggiore** di *player* nel mercato.
80. Inoltre, un'altra branca della *governance* su cui intervenire riguarda i **processi burocratici**. Qualora venissero **semplificati e uniformati** i procedimenti autorizzativi, grazie ad una riduzione delle tempistiche, il Paese sarebbe più in linea con il raggiungimento degli obiettivi FER al 2030.
81. Infine, la valorizzazione delle FER non può prescindere dall'**ottimizzazione del processo di connessione**, da attuare mediante il **potenziamento** congiunto dell'infrastruttura di **rete** e della **capacità di accumulo**. Dal momento che crescerà sempre di più il contributo delle fonti non programmabili sul *mix* energetico del Paese, parallelamente dovranno crescere i sistemi di accumulo, in quanto soluzione al rischio di perdere generazione elettrica durante le ore di massima produzione da FER. Inoltre la rete elettrica dovrà far fronte al *mismatch* tra area di produzione di energia elettrica da FER (principalmente al Centro-Sud) e area di consumo (principalmente al Nord).



Figura 40. Le principali proposte di policy della seconda edizione di «Renewable Thinking» (illustrativo). Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti, 2024.

82. Queste riflessioni hanno portato all'elaborazione di specifiche proposte di *policy* fondate sulle 3 dimensioni di intervento. Gli interventi sul **quadro regolatorio** includono:

- Velocizzare la **definizione dei sistemi incentivanti** e la pubblicazione dei **decreti attuativi**;
- **Avviare le nuove aste per le rinnovabili mature e innovative (DM FER 2 e FER X)**, promuovendo maggiormente i **PPA**;
- **Implementare i principali bandi legati alle FER previsti dal PNRR** (definizione degli schemi incentivanti per agrivoltaico, comunità energetiche, promozione degli impianti innovativi, ecc.)
- **Riassegnare le concessioni** idroelettriche definendo un sistema equo di rinnovo.

83. Le proposte di *policy* fondate su interventi atti a **semplificare il processo burocratico** includono:

- Emanare il **Testo Unico** per le **autorizzazioni** degli impianti di produzione, stoccaggio e distribuzione dell'energia elettrica al fine di **accelerare i tempi autorizzativi e riordinare le procedure**;
- **Razionalizzare le richieste di connessione alla rete** per valorizzare le **progettualità più solide**;
- Rafforzare l'**organico degli uffici competenti** al rilascio delle autorizzazioni;
- Superare le incomprensioni con le **Soprintendenze** relative agli impianti FER;
- Definire regole e procedure operative che rendano il più agevole e veloce possibile il processo di costituzione e gestione delle **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**;
- **Re-ingegnerizzazione** dell'intero processo di **rilascio delle autorizzazioni** per semplificare il processo e velocizzare i tempi di allaccio alla rete;

- Introdurre un **“Provvedimento Unico Nazionale”** per gli impianti che già oggi accedono alla **VIA nazionale**.
84. Infine, le proposte di *policy* fondate su interventi volti a garantire una **maggiore produttività dell’installato FER** includono:
- **Sviluppare e rafforzare le infrastrutture elettriche** per abilitare la transizione energetica e **potenziare** il sistema degli **stoccaggi** (con tempi e contingenti adeguati allo sviluppo delle FER) per aumentare la resa generale del GW installato;
 - Razionalizzare le **richieste di connessione alla rete di trasmissione** (definendo soluzioni per eliminare le richieste non realizzabili e criteri maggiormente selettivi per le nuove richieste);
 - Introdurre un **iter agevolato e più snello** per il **revamping** di impianti FER.
85. In conclusione, l’analisi discussa evidenzia il **vasto potenziale di energie rinnovabili ancora non utilizzato in Italia** e alcune **leve strategiche** per accelerarne il dispiegamento. In generale, al momento l’Italia è in ritardo rispetto al suo potenziale e ai target da raggiungere. In un contesto in cui lo sfruttamento del potenziale rinnovabile è possibile, comporta benefici significativi a livello ambientale ed economico, ed è richiesto dai *target* energetici e di decarbonizzazione italiani ed europei, si evince la rilevanza e la strategicità di sfruttare tutte le leve strategiche e gli strumenti di *policy* necessari per permettere un rapido sviluppo delle rinnovabili e raggiungere gli obiettivi fissati per i prossimi anni.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- Agenzia Nazionale per le energie Rinnovabili (IRENA), “*Renewable Capacity Statistics*”, 2023
- ARERA, Delibera 363/2019/R/EEL, 2019
- ARERA, Delibera 70/2021/R/EEL, 2021
- ARERA, DCO 393/2022/R/EEL, 2022
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), “*Relazione annuale, Stato dei servizi 2020 – Volume 1*”, aprile 2021
- Caramizaru, E. and Uihlein, A., “*Energy communities: an overview of energy and social innovation*”, 2019
- Clò A., “*L’idroelettrica: un’opportunità per la transizione ecologica del Paese*”, giugno 2021
- Comitato Parlamentare per la Sicurezza della Repubblica (COPASIR), “*Relazione sulla sicurezza energetica nell’attuale fase di transizione ecologica*”, 13 gennaio 2022
- Commissione Europea, “*Clean energy for all Europeans package*”, 2019
- Commissione Europea, “*Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020*”, 2014
- Commissione Europea, “*The European Green Deal*”, 2019
- Compagnia Valdostana delle Acque, “*Valutazioni ambientali – Stati Generali*”, dicembre 2021
- Corte dei Conti Europea, “*Il sostegno dell’UE per lo stoccaggio di energia*”, 2019
- Elettricità Futura e Utilitalia, “*Impatto dell’evoluzione del sistema dei canoni e degli altri oneri afferenti alle grandi derivazioni idroelettriche*”, giugno 2021
- Elettricità Futura, “*Piano 2030 del settore elettrico: le opportunità per la filiera italiana*”, 2023
- Elettricità Futura, “*REPowerEU per l’Italia al 2030*”, 21 giugno 2022
- ENEA, “*Osservatorio sulle Comunità Energetiche Rinnovabili*”, 2023
- IEA, “*Clean Energy Technology Guide*”, 2023
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2021 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2023
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2020 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2022
- Gestore Servizi Energetici (GSE), “*Rapporto Statistico 2019 – Fonti Rinnovabili*”, marzo 2021

- Global Wind Energy Council (GWEC), “*Global Wind Report*”, 2022
- Global Wind Energy Council (GWEC), “*Global Wind Report*”, 2021
- Governo italiano, Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Atto del Governo 294, 2021
- International Energy Agency, “*Hydropower Special Market Report*”, Giugno 2021
- International Hydropower Association, “*Hydropower Status Report 2020: sector trends and insights*”, 2020
- Ministero dell’Ambiente e della transizione energetica, Bozza del “Decreto Aree Idonee”, 2023
- Ministero dell’Ambiente e della transizione energetica, “*Piano per la transizione energetica*”, 2022
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “Piano Nazionale Integrato Energia e Clima” (PNIEC), bozza di giugno 2023
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima” (PNIEC), dicembre 2019
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report*”, 2022
- Politecnico di Milano, “*Renewable Energy Report: la ripartenza del mercato e le sfide della crescita*”, giugno 2020
- RSE e Utilitatis, “*Le comunità energetiche in Italia, Orange Book*”, 2022
- Senato della Repubblica francese, “*Proposition de Loi tendant à inscrire l’hydroélectricité au coeur de la transition énergétique et de la relance économique*”, 1 settembre 2021
- Statista, “*Hydropower Industry Worldwide*”, 2021
- Terna, “*Impianti di generazione*”, 2023
- Terna, “*Capacità da fonti rinnovabili*”, 2023
- Terna, “*Produzione di energia elettrica per fonte*”, 2023
- Terna, “*Produzione da fonti rinnovabili*”, 2023
- Terna e Snam, “*Documento di Descrizione degli Scenari 2022*”, 2022
- The European House - Ambrosetti e A2A “*Verso l’autonomia energetica italiana: acqua, vento, sole, rifiuti le nostre materie prime*”, settembre 2022
- The European House – Ambrosetti, A2A, Edison e Enel “*Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese*”, 2022
- WindEurope, “*How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*”, 2019