

FONDAZIONE MERITA - MERIDIONE ITALIA

AGENDA SUD 2030

IL MEZZOGIORNO DOPO IL PNRR

Napoli - 17-18 aprile 2026

Energia da e per il Mezzogiorno

Position paper Merita – Matching Energies Foundation

a cura di Giuseppe Coco e Raffaele Lagravinese

1. Introduzione

La recente crisi del Golfo causata dal conflitto in Iran nel marzo 2026 ha provocato un forte shock nei mercati energetici europei. In poche settimane il prezzo all'ingrosso del gas naturale, misurato dall'indice TTF olandese, è quasi raddoppiato superando i 60 euro per MWh. L'Italia si conferma tra i paesi europei con i prezzi dell'elettricità più elevati e i più dipendenti e vulnerabili a shock esogeni. Questa situazione è legata sia agli oneri di sistema presenti nella bolletta elettrica sia alla forte dipendenza del sistema energetico nazionale dal gas naturale. Nel marzo 2026 il Prezzo Unico Nazionale dell'elettricità ha registrato un forte aumento e il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) è cresciuto di circa il 48% in poche settimane.

Alla luce di questo contesto, caratterizzato da forte volatilità dei mercati energetici e da rilevanti implicazioni economiche e sociali, emerge con chiarezza la necessità di un'analisi più approfondita delle dinamiche in atto e delle possibili risposte di politica energetica di breve e di lungo periodo. In particolare si sosterrà che i tre obiettivi della politica energetica, la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la sostenibilità economica e sociale sono tutti egualmente necessari. E che le politiche devono tenere conto esplicitamente dei trade-off tra due o più obiettivi.

In particolare, è divenuto sempre più chiaro che il fabbisogno energetico del futuro non sarà inferiore a quello del passato: le industrie emergenti, la AI in particolare, richiedono quantità di energia su una scala enorme. Secondo BloombergNEF¹, la domanda di energia da Data Center di AI quadruplicherà su scala mondiale entro il 2035. In molti settori energivori le politiche di contenimento delle emissioni della UE, che in passato hanno generato importanti miglioramenti senza intaccare la base industriale, risultano ora accompagnate da una diminuzione della produzione piuttosto che da una diminuzione delle emissioni per unità di prodotto. In questa situazione è necessario porsi, su un piano di parità rispetto alla questione della transizione ecologica, anche la questione della disponibilità di energia a basso costo e, considerando le evoluzioni geopolitiche, quella dell'autonomia energetica con un sufficiente grado di diversificazione.

Nelle sezioni successive verranno esaminati: (1) il quadro energetico nazionale, con riferimento alla struttura del mix energetico italiano e alla dinamica dei prezzi; (2) il quadro

¹ Cfr. *AI data centers fuel quicker growth in power demand*, set 2025

internazionale e i suoi impatti sull'Italia e sul Mezzogiorno, con particolare attenzione alle vulnerabilità territoriali e settoriali; (3) le politiche energetiche per la transizione, la sicurezza e la sostenibilità, individuando possibili proposte di intervento nel breve e nel lungo periodo.

Tra le principali linee di policy che saranno discusse figurano, in particolare, la necessità di rimodulare il mix energetico nazionale al fine di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili importate, rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti e l'autonomia energetica; l'accelerazione del *deployment* di impianti rinnovabili in cui è emerso un preoccupante gap tra le autorizzazioni concesse e le realizzazioni; la revisione del sistema europeo di scambio delle emissioni (ETS) attraverso l'introduzione di meccanismi di stabilizzazione dei prezzi, come strumenti di tipo *collar*, che possano ridurre l'eccessiva volatilità e favorire decisioni di investimento di lungo periodo; nonché una riflessione strategica sul ruolo dell'energia nucleare di nuova generazione nel garantire stabilità del sistema elettrico, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale nel medio-lungo periodo.

2. Il quadro energetico nazionale

Per capire le criticità cui andiamo incontro e le azioni necessarie per rendere meno fragile la situazione del comparto energetico in Italia dobbiamo analizzare la composizione delle nostre fonti energetiche primarie e in particolare la generazione elettrica, considerando che in futuro contiamo di far passare una quota molto maggiore di consumi attraverso la rete elettrica. Il consumo di energia primaria è mostrato nella Tabella 1 di seguito (anno 2023). Come si vede, le fonti fossili sono ancora ampiamente dominanti, con una importante quota di gas naturale mentre è ormai marginale il carbone.

Tabella 1 — Mix energetico primario Italia (%)

Fonte	Quota (%)
Petrolio	~37–38
Gas naturale	~38–40
Rinnovabili	~19–20
Carbone	~4–5
Nucleare (importato)	~0–2

Fonte: Eurostat, anno 2023

Il sistema italiano presenta tre caratteristiche strutturali:

1. forte dipendenza da combustibili fossili, circa 75–80% del mix energetico è ancora fossile;
2. ruolo centrale del gas;

3. ritardo ‘relativo’ nelle rinnovabili: l’Italia ha una quota del 19,5% di consumo energetico primario da rinnovabili, la media UE è del 24,5%.

Nella generazione elettrica la struttura delle fonti primarie cambia parzialmente: il sistema elettrico è più “decarbonizzato” rispetto al consumo primario.

Tabella 2 — Mix di generazione elettrica Italia (%)

Fonte	Quota (%)
Gas naturale	~45–50
Rinnovabili totali	~40–45
– Idroelettrico	~15
– Solare	~10–12
– Eolico	~7–8
– Biomasse	~5
Carbone	~5
Import (nucleare estero)	~5

Fonte: Eurostat, anno 2023

Il sistema elettrico italiano è caratterizzato quindi da una ampia quota di generazione da gas naturale che lo rende la fonte rilevante al margine in ragione della continuità e flessibilità del suo utilizzo a fronte della discontinuità e imprevedibilità delle fonti rinnovabili. Per il meccanismo di determinazione del prezzo di mercato basato sul costo marginale, il gas è di fatto la fonte che determina il prezzo all’ingrosso dell’elettricità (al netto dei costi di rete, degli oneri di sistema e delle imposte). La crescita delle rinnovabili è stata importante, ma insufficiente a determinarne la prevalenza come fonte al margine così da abbassare significativamente i prezzi. Il terzo aspetto che risalta dalla comparazione che riportiamo qui di seguito è l’assenza di generazione nucleare domestica, anche se il sistema importa quantità non irrilevanti di elettricità prodotte con nucleare dalla Francia. La Tabella 3 fornisce appunto una comparazione tra i 5 principali Paesi europei, che tornerà utile fra breve per illustrare i problemi differenziali del nostro.

Tabella 3 — Mix di generazione elettrica (%)

Paese	Gas	Rinnovabili	Nucleare	Carbone
Italia	~45–50	~40–45	0	~5
Francia	~10	~25	~65	~1
Germania	~15	~50–55	~0	~25–30

Paese	Gas	Rinnovabili	Nucleare	Carbone
Spagna	~20	~55–60	~20	~2
UK	~35–40	~40–45	~15	~5

Fonte: Eurostat

La comparazione mette in evidenza come la dipendenza del nostro Paese dal gas naturale sia ancora la più alta (insieme a quella del Regno Unito) e come la quota di rinnovabili, pur vicina al 50 per cento, sia però inferiore a quella di altri paesi (tranne la Francia). L'aspetto determinante però è la mancanza di autonomia del sistema italiano che si rileva facilmente se si sommano le quote di fonti disponibili internamente. Francia e Spagna producono circa l'80 per cento della loro elettricità da mix diversi di rinnovabili e nucleare. La Germania è il più grosso produttore europeo di carbone ligneo e, tenendo conto di questo, produce con fonti interne anch'essa circa l'80% dell'elettricità. Il Regno Unito tra rinnovabili e nucleare arriva al 65 per cento. La situazione italiana è quindi unica, con una dipendenza da fonti fossili per lo più importate per il 50% circa della generazione. Questo mix produttivo determina la nostra dipendenza estera, la nostra alta vulnerabilità a shock di prezzo e quantità sulle fonti fossili e anche il costo esorbitante della nostra 'fattura energetica'.

Nel confronto europeo, l'Italia presenta livelli di prezzo dell'energia elettrica generalmente più elevati rispetto alla media degli altri principali paesi. Secondo i dati elaborati dall'Osservatorio sui Conti Pubblici Italiani su fonti Eurostat, nel 2024 le famiglie italiane pagavano in media circa 0,36 euro per kWh, un valore circa il 5% superiore alla media dell'eurozona, il 26% più alto rispetto alla Spagna e circa l'8% superiore alla Francia.

Il differenziale di prezzo risulta ancora più marcato per le imprese. Per una PMI industriale, il prezzo medio dell'elettricità (al netto dell'IVA) si colloca intorno a 0,22 euro per kWh, circa il 10% in più rispetto alla media dell'eurozona, il 22% in più rispetto alla Francia e quasi il 57% in più rispetto alla Spagna (le percentuali variano nel tempo ma entrambi i paesi hanno sempre prezzi significativamente minori di quelli italiani). Questo divario rappresenta uno svantaggio competitivo significativo, soprattutto per i settori manifatturieri esposti alla concorrenza internazionale.

L'analisi della composizione della bolletta elettrica consente di comprendere le ragioni di tali differenze. Il prezzo finale dell'energia è infatti composto da tre principali componenti: il costo della fornitura dell'energia (legato ai prezzi all'ingrosso), i costi di rete (trasmissione e distribuzione) e gli oneri generali di sistema, le imposte. Tra queste componenti, la principale responsabile del divario di prezzo rispetto agli altri paesi europei – oltre al prezzo all'ingrosso - è rappresentata proprio dagli oneri di sistema, che in Italia risultano sensibilmente più elevati. Per le PMI industriali italiane, gli oneri di sistema incidono in misura significativamente maggiore rispetto agli altri Paesi europei, risultando circa 4,5 volte superiori rispetto alla Spagna e circa il doppio rispetto alla Germania e alla media dell'eurozona.

Gran parte di questi oneri deriva dalle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili introdotte nel primo decennio degli anni Duemila, in particolare attraverso i meccanismi di incentivazione del fotovoltaico (i cosiddetti "Conti Energia"). Questi strumenti hanno favorito una rapida crescita della capacità installata, ma hanno generato impegni di lungo periodo che continuano ancora oggi a pesare sulle bollette elettriche. Un fatto che dovrebbe farci riflettere sulla appropriatezza di incentivi sproporzionati e sulla utilità di forzare il *deployment* di nuove tecnologie solo dal lato della

domanda, quando esse non sono pienamente mature, come avveniva all'epoca mentre oggi la produttività dei pannelli è decine di volte più elevata.

3. Il quadro internazionale e i suoi impatti sull'Italia e il Mezzogiorno

Lo Stretto di Hormuz costituisce il principale “collo di bottiglia” del sistema energetico globale. Anche senza una chiusura totale, la semplice percezione del rischio genera un aumento dei premi assicurativi, dei costi di trasporto e dei prezzi del petrolio. Le analisi della Commissione europea evidenziano come la minaccia allo stretto sia sufficiente a destabilizzare i mercati, generando volatilità anche in assenza di interruzioni effettive dei flussi. Uno scenario poi di blocco prolungato potrebbe ridurre fino al 15-20% l'offerta globale di petrolio, con conseguenze drastiche sui prezzi². Le possibili reazioni internazionali sono limitate dal fatto che la gran parte delle capacità di produzione inutilizzate sono nella stessa zona del Golfo. Da un punto di vista quantitativo la sottrazione che si sta manifestando di un quantitativo fino a 10 milioni di barili al giorno dall'offerta globale è senza dubbio lo shock più potente mai accaduto (anche maggiore dello shock del 1973). Tuttavia, l'emergenza degli Stati Uniti come produttore lo rende probabilmente meno importante da un punto di vista relativo.

L'Unione europea si trova in una posizione particolarmente fragile. Dopo la riduzione delle importazioni di gas russo, l'Europa ha aumentato la dipendenza da forniture alternative, in particolare GNL proveniente da mercati globali e in parte rilevante dal Qatar. La guerra in Iran ha evidenziato una fragilità strutturale del sistema energetico europeo, caratterizzato da elevata dipendenza da importazioni, da infrastrutture non completamente integrate e da scarsa flessibilità del sistema.

In particolare, il mercato del GNL appare come il punto più critico: una riduzione dei flussi attraverso Hormuz costringerebbe l'Europa a competere con l'Asia per le forniture spot, facendo esplodere i prezzi. Un prezzo del petrolio passato da circa 70 a oltre 120 dollari al barile e un prezzo del gas europeo che ha superato i 60 €/MWh genereranno, se prolungati nel tempo, un aumento dell'inflazione, una riduzione del potere d'acquisto per effetto dell'aumento della bolletta energetica e un rallentamento della crescita economica per i necessari aggiustamenti reali. Secondo alcuni analisti, una chiusura prolungata dello stretto di Hormuz potrebbe causare su scala globale un aggiustamento reale significativo, vicino a 2 punti di PIL.

L'economia italiana nel suo complesso è più sensibile agli shock energetici rispetto alla media europea per varie ragioni³. La dipendenza del nostro paese dal gas naturale ed il contributo dell'energia all'inflazione è infatti “significativamente maggiore rispetto al resto della zona euro”. Non a caso, la fiammata inflazionistica del 2022-23 è stata molto maggiore in Italia rispetto agli altri Paesi. Altrettanto possiamo aspettarci oggi. Se, infatti, per la IEA nessun Paese sarebbe immune in caso di escalation della crisi iraniana, è l'Italia che, data la struttura degli approvvigionamenti e della dipendenza energetica, risulta essere il Paese più vulnerabile in quanto:

- importa quasi interamente il petrolio;
- dipende fortemente dal gas per la produzione elettrica;

² Cfr. IEA, *Oil Market Report*, march 2026

³ Cfr. OCSE, *Studi Economici*, Italia 2024

- è integrato nei mercati internazionali dell'energia.

Questo significa che l'Italia non subisce tanto shock fisici di approvvigionamento, quanto shock di prezzo. Anche senza importazioni dirette dall'Iran, l'Italia è esposta perché i prezzi dell'energia sono determinati su mercati globali (es. TTF di Amsterdam per il gas). L'aumento dei prezzi energetici si trasmette all'intera economia.

Il solo effetto finanziario di un aumento prolungato dei prezzi delle fonti fossili avrebbe quindi sul nostro Paese un impatto particolarmente pesante. La 'fattura' energetica italiana, infatti, a prezzi normali (2024) è di circa 50 miliardi l'anno. Nel 2022 la interruzione dei rapporti con la Russia causò un deficit complessivo di 114 miliardi⁴. Secondo Confindustria, il conflitto potrebbe portare a stagnazione o addirittura recessione in Italia, in funzione della sua durata e di una serie di rischi collegati direttamente ed indirettamente agli approvvigionamenti e ai prezzi energetici⁵. L'aumento dei costi energetici colpisce in modo particolare i settori energy-intensive in particolare la chimica, la metallurgia, la ceramica e i trasporti (CERVED).

Il Mezzogiorno presenta caratteristiche strutturali che amplificano gli effetti della crisi energetica. Le regioni meridionali sono caratterizzate da redditi medi più bassi, e quindi una maggiore incidenza della spesa energetica sul bilancio familiare, e da una minore diversificazione industriale. Il Sud Italia ospita diversi poli industriali energivori (raffinazione, petrolchimico, siderurgia) e l'aumento dei costi energetici riduce la competitività di questi settori. Inoltre, esiste un problema di fragilità finanziarie ed economiche differenziali delle imprese meridionali anche in settori non energivori a causa della struttura dimensionale e più in generale della minore redditività e resilienza. La maggiore incidenza delle micro-imprese ad esempio le rende più esposte a shock sui prezzi per la minore capacità in fase di contrattazione dei prezzi dell'energia e quindi più esposte agli shock.

Secondo le stime dell'Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica (OIPE), nel 2024 circa 2,4 milioni di famiglie italiane (9,1% del totale) si trovavano in condizione di povertà energetica. Il fenomeno presenta una marcata dimensione territoriale: nel Sud l'incidenza raggiunge circa il 12,7% delle famiglie e nelle Isole il 14,5%, con valori particolarmente elevati in alcune regioni come la Puglia (18,1%). Gli aumenti dei prezzi dell'energia registrati negli ultimi anni hanno contribuito ad ampliare la platea delle famiglie vulnerabili: ad esempio, tra il 2020 e il 2021 la spesa energetica delle famiglie italiane è aumentata di circa il 20% e il prezzo finale dell'elettricità di circa il 35%, con effetti regressivi che hanno colpito in misura maggiore le famiglie a basso reddito, particolarmente diffuse nelle regioni meridionali.

Infine, alcune infrastrutture energetiche strategiche italiane (rigassificatori, porti, hub logistici) sono localizzate al Sud – il che conferisce al Mezzogiorno un ruolo decisivo di hub energetico per il Paese e per l'Europa – e in questa fase risentono negativamente delle interruzioni delle rotte marittime e dell'aumento dei costi di trasporto.

4. Politiche energetiche per la transizione, la sicurezza e la sostenibilità.

⁴ Cfr. Icom, *Fattura energetica italiana, 2025* (su dati Istat).

⁵ *Rapporto di Previsione*, primavera 2026.

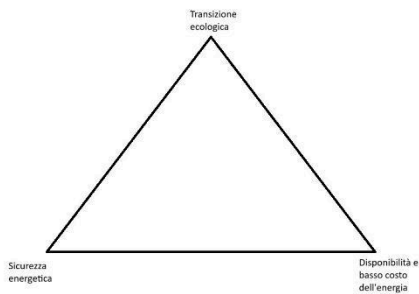
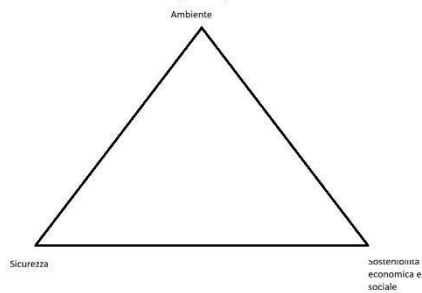
Le evoluzioni recenti dei mercati energetici hanno un carattere di eccezionale discontinuità rispetto al passato meno recente e hanno in parte messo in luce la miopia dell'approccio alle politiche energetiche prima del 2022. La dipendenza energetica che ha caratterizzato il modello di approvvigionamento pre-guerra e il relativo affidamento alle fonti fossili hanno mostrato tutti i loro limiti, in particolare in Italia. Nell'immediatezza della guerra in Ucraina la preoccupazione urgente è stata quella di aumentare la sicurezza energetica attraverso la diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale, nel nostro Paese con l'aumento di capacità da Algeria e con il TAP e la costruzione dei rigassificatori di Ravenna e Piombino.

Troppo lenta invece è stata la diversificazione anche delle fonti, che avrebbe consentito una resilienza maggiore in occasione della crisi attuale. Di fatto la politica energetica è rimasta improntata a obiettivi di breve periodo nella speranza che la decarbonizzazione attraverso una quota massiccia di rinnovabili ci affrancasse dalla dipendenza dalle fonti fossili. In Italia, peraltro, prima del 2022 si è riscontrato anche un rallentamento nello sviluppo delle rinnovabili, cui si è messo riparo solo con il PNRR e l'accelerazione delle procedure autorizzatorie da esso sollecitata, una spinta che dagli ultimi dati disponibili sembra purtroppo a rischio di esaurirsi.

In ogni caso è ora di riconoscere l'esistenza chiara di trade-off tra i vari obiettivi irrinunciabili di una strategia energetica di lungo periodo⁶. Nello schema di sotto abbiamo sintetizzato gli obiettivi Primari ed Intermedi (correlati) di questa Strategia energetica. Una strategia completa deve contemperare gli obiettivi Ambientali con quelli di Sicurezza del Paese e quelli della Sostenibilità economica e sociale. Sebbene elementi di questi trade-off siano stati rilevanti nelle misure dell'Unione Europea negli ultimi anni (in particolare con l'istituzione del *Just Transition Fund*), appare necessario che si riconoscano questi trade-off in maniera strutturale nelle policy. Se infatti la Transizione ecologica nel lungo periodo aumenta la resilienza e autonomia del sistema, tuttavia appare abbastanza chiaro sia che nel breve periodo può generare costi eccessivi in assenza di autonomia raggiunta, sia che nel lungo la diversificazione delle fonti rappresenterà comunque un valore considerando le incertezze necessariamente insite nel progresso tecnologico. Una transizione imposta con tappe forzate politicamente va saggiamente contemperata con la velocità del progresso tecnologico, che non può essere imposto politicamente, e con la compatibilità della crescita economica e della sostenibilità sociale. Questa a sua volta non può essere ottenuta solo con spesa pubblica e si deve quindi condurre una accurata analisi degli effetti delle misure della transizione per una loro opportuna calibrazione.

Figura 1. Obiettivi Primari e Intermedi della Politica Energetica

⁶ Cfr. per esempio De Vincenti-Macchiati-Ranci, *Energia per l'Europa 2025*, Astrid Rassegna n. 15, 2025.



È diventato difficile, ad esempio, sostenere che il processo di deindustrializzazione veloce in corso in Europa (-3,5% di produzione industriale tra il 2022 e il 2025), e soprattutto in Italia e Germania (più del 6 per cento), sia indipendente dai prezzi comparativamente elevati dell'energia registrati anche prima dello shock energetico del 2026. Nel recente Rapporto *Energy Technology Perspectives 2026* di marzo, la IEA evidenzia che le differenze di costo dell'energia generano un differenziale di costo enorme tra Europa ed altre aree in numerose industrie energivore, tra cui quelle della produzione di pannelli solari e pale eoliche, che richiedono grandi intensità. Allo stesso tempo la forte concentrazione delle catene del valore in Cina pone un serio problema di vulnerabilità del sistema e richiederebbe una seria considerazione dei rischi e della necessità di diversificare. Nell'*Impact Assessment* della proposta del marzo 2026 per un *Industrial Accelerator Act*⁷, la Commissione riconosce in effetti che in alcuni settori energivori di fatto negli ultimi anni la decarbonizzazione è stata interamente conseguenza di una diminuzione della produzione piuttosto che della riduzione di emissioni per unità di valore aggiunto. Si tratta di una constatazione drammatica, ma la paradossale conclusione della Commissione è che ciò non sia dovuto a un costo eccessivo dell'energia ma a investimenti insufficienti che sarebbero collegati a un prezzo troppo basso del ETS⁸ (EU Commissione, SWD (2026) 71 final, march 2026).

È invece molto probabile che - al di là del prezzo del ETS, un fattore che pesa senz'altro sui costi già molto maggiori dell'energia in Europa - a risultare determinante sia sugli investimenti che sulla capacità produttiva delle imprese siano soprattutto le prospettive incerte per i settori energivori e più in generale sull'industria europea. Un sistema di ETS congegnato come un *cap* di quantità puro progressivamente sempre più restrittivo, che dovrebbe costituire un elemento stabile di quadro per le imprese, finisce invece per rappresentare un elemento di incertezza notevole: non è chiaro,

⁷ COM (2026) 100.

⁸ Cfr. SWD (2026) 71 final.

infatti, quali saranno i prezzi che in futuro possano allineare la domanda alla quantità decrescente di ETS disponibili e sotto queste condizioni investire in Europa richiede un ulteriore premio per un rischio artificiale. Questa incertezza creata dalle istituzioni non può giovare agli investimenti di lunghissimo periodo ed è probabilmente una delle cause che ha generato una fuga e un disinvestimento importanti: sarebbe davvero un paradosso se raggiungessimo i target di decarbonizzazione a costo di distruggere l'industria europea.

5. Proposte per il breve ed il lungo termine

Il settore energetico italiano sta attraversando una fase di profonda trasformazione, guidata dagli obiettivi di decarbonizzazione fissati a livello europeo e nazionale, in particolare dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), ma anche da fattori esogeni, tra cui le enormi e imprevedibili trasformazioni tecnologiche in atto, le crescenti tensioni geopolitiche e l'instabilità dei mercati energetici internazionali, che rendono necessario un ripensamento delle strategie energetiche nazionali. In questo contesto, le proposte di intervento possono essere articolate lungo due direttrici principali: da un lato misure di breve periodo, volte a stabilizzare i prezzi e accelerare la diffusione delle energie rinnovabili; dall'altro strategie di medio-lungo periodo, finalizzate alla decarbonizzazione del sistema energetico e alla sicurezza e disponibilità di energia a basso costo come da schema di sopra.

Proposte per il breve periodo

Nel breve periodo l'obiettivo principale è ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e contenere l'impatto dello shock.

- Una prima linea di intervento riguarda la intensificazione degli sforzi per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili. In Italia i tempi amministrativi per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici risultano ancora particolarmente lunghi, nonostante il buon funzionamento della speciale Commissione VIA PNIEC-PNRR. La relativa velocità della Commissione, che pure ha accumulato un backlog significativo, si è scontrata tuttavia in maniera crescente con una esplosione del contenzioso (257 procedimenti nel solo 2025) e un gap realizzativo di straordinaria entità. Nella Tabella 4 di sotto vediamo che la questione del *permitting* in qualche maniera sembra essere stata affrontata con un certo successo. A partire dal 2022 la capacità autorizzata aumenta sensibilmente nel tempo. Tuttavia, la capacità installata risponde solo parzialmente a questo aumento. Ciò implica che si sta accumulando un gap realizzativo le cui cause probabilmente complesse, non sono chiarissime. È possibile che ci siano casi di richieste effettuate senza la capacità finanziaria e/o tecnica per procedere alla installazione ma anche che il ricordato contenzioso stia scoraggiando comunque l'effettuazione degli investimenti in attesa delle sentenze.

Tabella 4. Capacità rinnovabile installata vs autorizzata, Italia 2010-2025

Anno	Installata (GW)	Autorizzata stimata (GW)
2010	7.5	9

Anno	Installata (GW)	Autorizzata stimata (GW)
2011	9.5	11
2012	3.0	3.5
2013	1.0	1.5
2014	0.5	0.8
2015	0.3	0.5
2016	0.4	0.6
2017	0.5	0.8
2018	0.6	0.9
2019	1.2	2.5
2020	0.8	2.0
2021	1.4	3.5
2022	3.0	15
2023	5.7	35
2024	7.4	50
2025	7.2	55

Fonte: Stima con ChatGPT da dati di varie fonti⁹

- Per mitigare gli effetti distributivi degli aumenti dei prezzi energetici, il governo dovrebbe ulteriormente rafforzare gli strumenti di tutela delle famiglie più vulnerabili attraverso il potenziamento del bonus sociale energetico e misure mirate di sostegno alle piccole e medie imprese più esposte ai costi energetici, evitando interventi generalizzati sui prezzi che mitigano le reazioni dei consumatori (e quindi eventuali possibili risparmi sulla bolletta energetica).

- Diffondere lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili (CER), che consentono la produzione e la condivisione locale di energia da fonti rinnovabili. Le CER possono contribuire alla diffusione dell'autoconsumo energetico, riducendo i costi di rete e rafforzando la resilienza dei sistemi energetici locali.
- Accelerare lo sviluppo di sistemi di accumulo energetico, in particolare batterie su larga scala (BESS), che permettono di gestire l'intermittenza delle fonti rinnovabili e di garantire una maggiore stabilità del sistema elettrico. Anche in questo caso i problemi principali sorgeranno in fase autorizzativa ed eventualmente realizzativa.

Proposte per il medio-lungo periodo (2030–2050)

Nel lungo periodo, la strategia energetica italiana dovrà essere orientata verso la costruzione di un sistema energetico più resiliente e sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico. Per capire come questi obiettivi possano realizzarsi è necessario prima di tutto considerare le strategie energetiche delle altre aree geopolitiche principali e i loro vantaggi. Sia Cina che Stati Uniti puntano a sistemi energetici autonomi e sulla disponibilità di grosse quantità di energia primaria a basso costo. Negli Stati Uniti l'uso estensivo della tecnica dello *shale* ha generato prezzi delle fonti fossili molto bassi e capacità in eccesso che hanno reso il paese autonomo e addirittura un esportatore. In Cina la strategia è orientata sempre alla ampia disponibilità di energia a basso costo con ampia diversificazione su tutte le fonti fossili, rinnovabili e nucleare. La crescita impetuosa recente delle energie rinnovabili non deve trarre in inganno. Tra il 2019 ed il 2025 la produzione da nucleare è cresciuta da 74 a 451 TWh, mentre in Europa scendeva da 854 a 652 (dati EMBER, 2026). A fine 2024 la IEA rilevava 63 centrali nucleari in costruzione nel mondo di cui 33 solo in

⁹ Installato: Terna – “Dati statistici energia elettrica”, GSE – Rapporti FER. La stima dell'autorizzato invece è basata su una stima del rapporto Pipeline/autorizzazioni su dati Terna – Piano di sviluppo (richieste connessione >300 GW); SNPA – report VIA; MASE – dati Commissione VIA-PNIEC.

Cina¹⁰. La gran parte delle nuove centrali è in costruzione nei paesi emergenti (India in particolare con tecnologia russa), ma alcune anche in Francia e Giappone. Molto maggiore il numero di centrali 'programmate'. Sempre secondo lo stesso rapporto della IEA la produzione da nucleare potrebbe raddoppiare o triplicare entro il 2050. Anche alcuni paesi europei (Francia e UK) hanno inserito nei piani energetici nuove centrali nucleari, oltre alla estensione della vita utile delle centrali esistenti. L'idea che l'energia nucleare sarebbe al capolinea o eccessivamente costosa è peculiare alla luce dei dati e delle scelte in corso in diversi Paesi.

A livello globale si osserva una concentrazione geografica: la produzione nucleare è particolarmente diffusa in Nord America, Europa e Asia orientale, mentre è molto meno presente in Africa, America Latina e nel Sud-Est asiatico. Gli Stati Uniti rappresentano il principale produttore mondiale di energia nucleare. Il Paese dispone attualmente di circa 93 reattori operativi distribuiti in circa 54 centrali nucleari, che contribuiscono a circa un quinto della produzione elettrica nazionale. Il nucleare negli Stati Uniti svolge quindi un ruolo importante soprattutto in termini di stabilità del sistema elettrico e produzione continua di energia a basse emissioni di carbonio. In Europa la situazione è più articolata e riflette scelte energetiche molto diverse tra i vari Paesi. Il caso più rilevante è quello della Francia, che possiede la seconda flotta nucleare più grande al mondo dopo gli Stati Uniti. Il Paese dispone di 56 reattori distribuiti in 18 centrali e il nucleare rappresenta tradizionalmente la principale fonte di produzione elettrica, con una quota che negli ultimi anni si colloca attorno al 65-70% dell'elettricità nazionale. Questo rende la Francia il Paese europeo più fortemente dipendente dal nucleare e uno dei maggiori esportatori di energia elettrica nel continente.

Altri Paesi europei utilizzano il nucleare con un peso significativo ma più contenuto: Spagna, Regno Unito, Paesi nordici. E nell'Europa centro-orientale il nucleare continua a svolgere un ruolo strategico per la sicurezza energetica.

Accanto a questi Paesi vi sono invece alcuni Stati europei che hanno deciso di abbandonare il nucleare o di non svilupparlo. Il caso più emblematico è quello della Germania, che ha completato nel 2023 la chiusura degli ultimi reattori nell'ambito della politica di uscita dal nucleare avviata dopo l'incidente di Fukushima.

Se consideriamo la comparazione europea della Tabella 3, ciò che salta agli occhi è che non sono necessariamente i paesi con le più alte percentuali di rinnovabili ad avere prezzi più bassi (Italia e Germania), ma quelli che hanno conservato una diversificazione sufficiente nell'ambito di fonti non fossili (Spagna e Francia). La Spagna, infatti a differenza della Germania che ha chiuso i propri reattori progressivamente dal 2012 al 2022, gli ultimi in piena crisi energetica, ha ancora una quota rilevante di nucleare (circa il 20 per cento) nella generazione elettrica. Si consideri infine che la concentrazione in Cina delle catene del valore nelle rinnovabili pone rischi che un sistema energetico che si vuole maggiormente resiliente di quello odierno non deve trascurare. Perdurare nella concentrazione dei rischi a questo punto sarebbe diabolico.

Una strategia di lungo periodo dovrebbe quindi perseguire i seguenti obiettivi.

- Un primo obiettivo riguarda la decarbonizzazione del settore elettrico, attraverso un incremento significativo della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Secondo gli obiettivi del PNIEC, entro il 2030 le rinnovabili dovrebbero rappresentare circa il 40% dei consumi energetici finali e oltre il 60% della produzione elettrica, grazie soprattutto alla crescita del fotovoltaico e dell'eolico, anche in un'ottica di maggiore diversificazione delle

¹⁰ Cfr, IEA, *The path to a nuclear future*, 2025.

fonti. Tali obiettivi dovrebbero essere confermati, evitando tuttavia che il loro perseguimento comporti ulteriori pressioni sui prezzi finali dell'energia, come avvenuto in passato con alcuni oneri di sistema. In prospettiva, si tratta di creare le condizioni affinché le fonti rinnovabili possano determinare più frequentemente il prezzo marginale nel mercato elettrico. In questo contesto assume rilievo il rafforzamento di una filiera industriale europea delle tecnologie energetiche, come dimostra l'esperienza della fabbrica di moduli fotovoltaici ad alta efficienza realizzata da Enel a Catania, uno dei più importanti poli produttivi europei nel settore. Investimenti di questo tipo non solo contribuiscono alla diffusione delle rinnovabili, ma rafforzano anche l'autonomia tecnologica e industriale dell'Europa in un comparto strategico.

- Un secondo ambito di intervento riguarda il potenziamento delle infrastrutture energetiche, sia elettriche sia del gas. Gli investimenti nella rete di trasmissione elettrica e nei sistemi di accumulo risultano fondamentali per integrare la crescente produzione da fonti rinnovabili, soprattutto nelle regioni meridionali, collegandola ai principali centri di consumo e consentendo una gestione più efficiente della flessibilità associata ai flussi bidirezionali tipici della generazione distribuita. Parallelamente, rimane cruciale il rafforzamento delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio del gas naturale, che continuerà a svolgere nel medio periodo un ruolo importante nel garantire la sicurezza del sistema energetico e la stabilità della produzione elettrica. La situazione di guerra e l'effettivo blocco dello Stretto di Hormuz da parte dell'Iran hanno riacceso con forza il dibattito sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici, evidenziando la fragilità delle infrastrutture che collegano il Golfo Persico al resto del mondo. Attraverso questo passaggio transita infatti circa il 20% del petrolio e oltre il 20% del Gas Naturale Liquefatto (LNG) scambiati a livello globale. La crisi evidenzia quindi la necessità di rafforzare la resilienza del sistema energetico internazionale attraverso una maggiore diversificazione delle rotte di approvvigionamento, lo sviluppo di infrastrutture di bypass – in particolare pipeline – e il potenziamento delle capacità di rigassificazione.
- In questo contesto assume un ruolo strategico lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture energetiche nazionali. In Italia il rafforzamento della rete nazionale di trasporto del gas e di una parte rilevante delle infrastrutture di rigassificazione e stoccaggio rappresenta un elemento chiave per garantire la sicurezza e la flessibilità del sistema energetico. Il rafforzamento di queste infrastrutture consente infatti non solo di diversificare le fonti di approvvigionamento e aumentare la capacità di risposta del sistema in caso di shock geopolitici, ma anche di consolidare il ruolo dell'Italia come possibile hub energetico nel Mediterraneo. La crisi ha evidenziato che se le rinnovabili diminuiscono l'esposizione del sistema energetico, per quanto riguarda trasporti e settori energivori le fonti fossili saranno ancora cruciali molto a lungo per la sicurezza energetica.
- Allo stesso tempo, la strategia infrastrutturale si inserisce in una prospettiva di lungo periodo legata alla transizione energetica. Le reti di trasporto del gas sono sempre più progettate secondo un approccio *future-proof* o “multimolecola”, che ne consente l'utilizzo non solo per il gas naturale ma anche, progressivamente, per il trasporto di idrogeno e biometano. In questa prospettiva, l'evoluzione della rete infrastrutturale rappresenta uno degli strumenti attraverso cui conciliare sicurezza energetica e obiettivi di decarbonizzazione nel percorso verso la neutralità climatica al 2050, compatibilmente con una neutralità tecnologica

necessaria in un momento di transizione tecnologica i cui esiti sono ancora straordinariamente incerti.

- Nel dibattito strategico sul futuro del sistema energetico europeo sta emergendo inoltre una crescente attenzione verso il possibile contributo del nucleare di nuova generazione, in particolare dei *Small Modular Reactors* (SMR). Sebbene si tratti di una prospettiva di lungo periodo, un investimento significativo in queste tecnologie appare giustificato alla luce del loro potenziale nel garantire – in assenza di emissioni dirette di CO₂ – stabilità del sistema elettrico e sicurezza degli approvvigionamenti (IEA, 2025). Più in generale, appare difficile immaginare un sistema energetico caratterizzato da ampia disponibilità di energia a basse emissioni, elevata diversificazione delle fonti e maggiore autonomia strategica senza una quota non trascurabile di energia nucleare.
- Nel contesto del dibattito europeo sulla possibile riforma del sistema di scambio delle emissioni (EU ETS), una proposta sempre più discussa riguarda l'introduzione di meccanismi di stabilizzazione del prezzo del carbonio. In particolare, l'adozione di un sistema di tipo *price collar*, basato sulla definizione di un livello minimo (*price floor*) e di un livello massimo (*price ceiling*) per il prezzo delle quote di emissione, potrebbe contribuire a ridurre la volatilità del mercato della CO₂. Una maggiore prevedibilità del prezzo delle emissioni favorirebbe decisioni di investimento più stabili, soprattutto nelle tecnologie a basse emissioni, riducendo l'incertezza per imprese e operatori energetici e rendendo la transizione energetica più ordinata ed efficiente.
- Infine, è opportuno considerare la valorizzazione del Mezzogiorno come piattaforma strategica per la sicurezza energetica europea. Le regioni meridionali presentano infatti ancora un elevato potenziale per lo sviluppo delle energie rinnovabili, in particolare solare ed eolico, oltre a ospitare importanti infrastrutture energetiche quali porti, rigassificatori e connessioni con il Nord Africa. In questo quadro assume rilievo anche il ruolo delle grandi imprese energetiche nazionali, come Eni, impegnate negli ultimi anni in una strategia di diversificazione geografica delle forniture di gas e nello sviluppo di nuove partnership energetiche nel Mediterraneo e in Africa e nella strategia esplorativa di nuove prospezioni (solo di qualche giorno fa, la scoperta di nuovi giacimenti in Egitto ed in Libia). Una strategia mirata potrebbe favorire la realizzazione di nuovi investimenti integrati in rinnovabili, idrogeno verde e interconnessioni energetiche nel Mediterraneo, contribuendo a trasformare il Sud Italia in un hub energetico capace di rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti e, al contempo, sostenere la crescita economica e industriale del territorio.