



TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

Analisi tecnico-economica di scenari energetici al 2035–2050

1 Premessa

Il presente documento analizza le principali opzioni per la transizione energetica del sistema elettrico italiano, con particolare riferimento a:

- fonti rinnovabili e sistemi di accumulo;
- gas naturale (incluso biometano);
- energia nucleare (con focus su SMR – Small Modular Reactors).

L'analisi considera:

- costi di produzione (LCOE);
- tempi di realizzazione;
- impatti sul sistema elettrico;
- effetti sul prezzo dell'energia.

L'analisi utilizza dati di letteratura tecnica (IEA, ENTSO-E, Terna, IPCC, Lazard) e valori medi di mercato 2024–2025; tutte le stime sono da considerarsi come ordini di grandezza soggetti a variabilità in funzione di evoluzioni tecnologiche, regolatorie e macroeconomiche. L'analisi non rappresenta una previsione deterministica, ma una valutazione comparativa di scenari plausibili.

2 Rinnovabili e sistemi di accumulo

2.1 Stato dell'arte

Le fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, presentano:

- costi in significativa diminuzione;
- tempi di realizzazione contenuti (1–5 anni);
- assenza di emissioni dirette.

Inoltre:

- sono risorse domestiche;
- riducono la dipendenza energetica dall'estero;
- sono modulari e scalabili.

2.2 Limiti principali

Il limite strutturale delle rinnovabili è la variabilità della produzione, che rende necessari sistemi di flessibilità.

Attualmente:

- accumulo di breve termine (ore/giorni): è tecnologicamente maturo (batterie e pompaggi);
- accumulo di lungo termine (settimane/stagionale): non è ancora economicamente competitivo su larga scala nella maggior parte degli scenari attuali, sebbene possa diventarlo in specifiche configurazioni di sistema o con significative riduzioni dei costi tecnologici essendo in fase di sviluppo soluzioni potenzialmente competitive nel medio-lungo periodo.

2.3 Tecnologie di accumulo

Principali soluzioni:

- batterie elettrochimiche (litio): adatte per un bilanciamento giornaliero, ma hanno costi ancora elevati per accumuli multi-giorno;
- pompaggi idroelettrici: tecnologia matura con alta efficienza, ma limitati da vincoli geografici; in Italia abbiamo una potenza installata di 7–8 GW con una capacità energetica stimata nell'ordine di 40–60 GWh (valore indicativo dipendente dai cicli operativi);
- idrogeno: ha un notevole potenziale per l'accumulo stagionale, ma attualmente è caratterizzato da una bassa efficienza complessiva (30–40%);
- accumuli termici e tecnologie emergenti: promettenti, ma non ancora diffuse su larga scala.

2.4 Integrazione nel sistema elettrico

L'integrazione delle rinnovabili non dipende solo dall'accumulo ma anche da:

- rete di trasmissione (uno dei principali colli di bottiglia del sistema elettrico italiano, con tempi di realizzazione maggiori di quelli per gli impianti);
- dispacciamento;
- gestione della domanda.

Criticità principali:

- congestioni di rete (asse Nord–Sud);
- curtailment (energia rinnovabile non utilizzata).

La rete elettrica rappresenta un fattore abilitante cruciale per tutti gli scenari e necessita di:

- demand response (gestione della domanda): un programma di flessibilità energetica che incentiva utenti e aziende a modificare il proprio consumo elettrico in funzione delle criticità della rete;
- accumuli distribuiti: piccole unità di stoccaggio collocate presso le utenze (case, aziende) per ottimizzare l'autoconsumo da fonti rinnovabili e aumentare l'indipendenza energetica;
- digitalizzazione della rete: trasformazione delle infrastrutture tradizionali in smart grid intelligenti e bidirezionali, essenziali per integrare le fonti rinnovabili intermittenti.

3 Energia nucleare (SMR)

3.1 Stato di sviluppo

Gli SMR non sono ancora diffusi su scala commerciale e risultano in fase pre-commerciale o dimostrativa.

3.2 Potenziali vantaggi

- produzione continua (non dipendente dalle condizioni meteorologiche);
- basse emissioni di CO₂;
- modularità teorica;
- minore potenza unitaria rispetto alle centrali tradizionali.

3.3 Criticità

- rischio “first-of-a-kind” (FOAK): si riferisce alle elevate incertezze, ai costi aggiuntivi e ai ritardi temporali associati alla costruzione e all'avvio del primo esemplare di una nuova tecnologia o progetto;
- “learning curve” incerta: (curva di apprendimento incerta) si riferisce all'applicazione dei modelli di apprendimento — solitamente usati per prevedere riduzioni di costi e tempi di produzione — in scenari caratterizzati da alta variabilità, mancanza di dati storici precisi o fattori esterni imprevedibili;
- dipendenza da una filiera industriale nucleare attualmente non presente in Italia, con necessità di ricostruzione delle competenze e delle capacità produttive;
- costi elevati, ancora incerti e poco prevedibili;
- tempi di sviluppo e autorizzazione difficilmente prevedibili;
- necessità di nuove infrastrutture e quadro normativo;
- gestione delle scorie radioattive analoga alle tecnologie nucleari tradizionali;
- aumento del numero di siti sensibili, in caso di diffusione capillare, da gestire sotto il profilo della sicurezza (il numero di SMR distribuito sul territorio nazionale è ben maggiore rispetto alle grosse centrali e, conseguentemente, aumenta il numero di siti da gestire sotto il profilo della sicurezza e della pianificazione di emergenza, pur con rischi unitari per impianto potenzialmente inferiori rispetto alle centrali tradizionali);
- possibile modulazione della potenza ma inferiore rispetto agli impianti a gas.

3.4 Considerazioni su incertezze tecnologiche e industriali

Le seguenti considerazioni riflettono elementi di incertezza evidenziati nella letteratura tecnica e industriale:

- le tempistiche di sviluppo di circa 10 anni (stime ottimistiche riferite ai primi progetti dimostrativi) sono da considerarsi ottimistiche e soggette a rischio di ritardo;
- le stime di costo sono basate su proiezioni industriali e non su una base ampia di impianti operativi;
- gli SMR attualmente in sviluppo sono basati su tecnologie di III/III+ generazione, con caratteristiche simili in termini di gestione del combustibile (produzione di scorie radioattive);
- eventuali riduzioni significative nella produzione o pericolosità delle scorie sono associate principalmente a tecnologie di IV generazione, non ancora disponibili su scala commerciale o di prototipizzazione.

4 Contesto italiano

4.1 Punti di forza

- elevato potenziale solare;
- buona interconnessione con il sistema elettrico europeo;
- generazione distribuita: modello decentralizzato di produzione elettrica basato su piccoli impianti rinnovabili diffusi sul territorio, spesso vicini ai consumatori.

4.2 Criticità

- iter autorizzativi complessi e lunghi;
- limitata disponibilità di siti per nuovi pompaggi idroelettrici;
- forte dipendenza dal gas naturale;
- necessità di potenziamento della rete elettrica (in particolare asse Nord-Sud).

5 Dati di riferimento

5.1 Consumo elettrico nazionale

Il consumo elettrico nazionale è pari a 300–320 TWh/anno con una media giornaliera di circa 0,82–0,88 TWh.

5.2 Costi di produzione (LCOE indicativi, 2025)

Valori indicativi, fortemente dipendenti dalla localizzazione, dalle condizioni di mercato e dal costo del capitale (WACC), particolarmente rilevante per tecnologie capital-intensive come nucleare e rinnovabili.

Tecnologia	Costo (€/MWh)
Fotovoltaico utility-scale	40–70
Eolico onshore	50–90
Geotermico	56–93
Gas naturale (CCGT)	70–140
Eolico offshore	90–160
Costo livellato del servizio di accumulo (LCOS)	100–250
SMR (stima)	120–250

5.3 Emissioni (ciclo di vita)

Tecnologia	gCO₂/kWh
Fotovoltaico	8–83
Eolico onshore	8–23
Nucleare	10–30

Tutte risultano tecnologie low-carbon.

6 Scenario rinnovabile (ipotesi 100%)

Il fotovoltaico presenta un impatto visivo generalmente contenuto, soprattutto se installato su superfici già antropizzate (tetti, parcheggi), mentre l'eolico può avere un impatto paesaggistico più rilevante, rappresentando una delle principali cause di opposizione locale.

6.1 Produzione richiesta

- Fotovoltaico: circa 190 TWh/anno;
- Eolico: circa 130 TWh/anno;

mix stagionale complementare:

- FV: estate;
- Eolico: inverno.

6.2 Fotovoltaico

- producibilità specifica media su base annuale: circa 1300 kWh/kW;
- capacità richiesta per gestire 190 TWh/anno (considerando anche perdite rete, inefficienze e sovrapproduzione): potenza di circa 150–170 GW;
- superficie stimata (considerando circa 1–1,5 ettari per 1 MW): 1500–2600 km² (<1% del territorio nazionale), valore teorico che non considera vincoli territoriali, paesaggistici e di accettazione sociale;
- Produzione annua attuale in Italia: circa 45–50 TWh/anno.

Si potrebbero sfruttare in gran parte:

- Tetti;
- Parcheggi;
- aree industriali;
- agrivoltaico.

6.3 Eolico

- Valore medio indicativo della produzione per turbina, fortemente dipendente da sito e tecnologia: 8–15 GWh/anno;
- capacità richiesta per gestire 130 TWh/anno: circa 50–60 GW di potenza (circa 8.500–16.000 turbine in grado di produrre circa 8–15 GWh/anno ciascuna);
- Produzione attuale italiana: circa 20–30 TWh/anno.

7 Accumulo necessario

In condizioni critiche (bassa produzione rinnovabile per più giorni) il fabbisogno di accumulo stimato è pari a 3–5 TWh.

Questa stima rappresenta però uno scenario conservativo non ottimizzato e non considera:

- interconnessioni europee;
- correlazione meteo su scala europea;
- accumulo idroelettrico esistente (7–8 GW);
- gestione della domanda;
- sovradimensionamento delle rinnovabili.

Il fabbisogno reale è potenzialmente inferiore in presenza di ottimizzazioni di sistema.

8 Analisi numerica del fabbisogno di accumulo (scenario ottimizzato)

8.1 Obiettivo dell'analisi

Stimare il fabbisogno reale di accumulo considerando un sistema elettrico italiano con:

- alta penetrazione rinnovabili (circa 80–100%);
- integrazione europea;
- utilizzo di flessibilità di sistema.

8.2 Dati di base

- Consumo annuo di energia elettrica: 300–320 TWh;
- Consumo medio giornaliero di energia elettrica: 0,82–0,88 TWh;
- Picco giornaliero di energia elettrica: circa 1,2–1,4 TWh.

Mix rinnovabili ipotizzato:

- Fotovoltaico: 150–190 TWh;
- Eolico: 100–130 TWh.

8.3 Variabilità rinnovabile

Fotovoltaico: produzione concentrata in 6–8 ore/giorno e forte stagionalità (estate >> inverno)

Eolico: più distribuito e maggiore produzione invernale.

L'effetto combinato porta a una riduzione della variabilità complessiva ma abbiamo presenza di:

- surplus (nei giorni favorevoli);
- deficit (nei periodi di bassa produzione).

8.4 Tipologie di fabbisogno di accumulo

1. Intraday (giornaliero)

Serve per spostare energia dal giorno alla notte; l'ordine di grandezza è 0,3 – 0,6 TWh ed è coperto da:

- Batterie;
- pompaggi idroelettrici esistenti (circa 7–8 GW di potenza).

2. Multi-day (3–10 giorni)

Periodi con bassa produzione rinnovabile (ad esempio 3 giorni con produzione ridotta del 50%) esempio semplificato a fini illustrativi (non rappresentativo della totalità delle condizioni operative).

Calcolo:

- fabbisogno giornaliero di energia elettrica: 0,9 TWh;
- deficit: circa 0,45 TWh/giorno;
- per 3 giorni circa 1,35 TWh.

Ridotto da:

- import UE;
- gas di backup;
- demand response.

Fabbisogno reale di energia elettrica che può oscillare da 0,5 a 1,5 TWh

3. Stagionale

Squilibrio estate/inverno (FV dominante).

Ordine teorico: diversi TWh (anche 10+).

Non coperto da batterie bensì da:

- eolico (più invernale);
- biometano;
- gas;
- import;
- (eventualmente) idrogeno.

Accumulo elettrico diretto richiesto limitato o nullo.

8.5 Ruolo dell'accumulo idroelettrico esistente

In Italia abbiamo una potenza di 7–8 GW con conseguente capacità energetica pari a circa 40–60 GWh (stima basata su durata media di invaso di 6–8 ore).

Funzioni:

- bilanciamento intraday;
- servizi di rete;
- riduzione picchi.

Equivalente a circa 5–7% del fabbisogno giornaliero quindi si riduce significativamente il bisogno di batterie.

8.6 Effetto delle interconnessioni europee

L'Italia è fortemente interconnessa con:

- Francia;
- Svizzera;
- Austria;
- Slovenia.

Effetti:

- compensazione geografica della variabilità;
- Riduzione del fabbisogno di accumulo.

Riduzione stimata della necessità di accumulo: ordine di grandezza del 20–40% (dipendente da condizioni di mercato e disponibilità di capacità transfrontaliera).

8.7 Demand response e flessibilità

Strumenti:

- carichi industriali modulabili;
- veicoli elettrici (ricarica intelligente);
- accumuli distribuiti.

Effetto: ulteriore riduzione del 10–20% del fabbisogno

8.8 Sovracapacità rinnovabile

Installare più capacità del necessario produce surplus e riduce il deficit che in molti scenari risulta economicamente preferibile rispetto all'accumulo massivo.

Effetto: riduzione accumulo fino al 30%

8.9 Stima finale ottimizzata

Tipo accumulo	Fabbisogno di energia elettrica
Intraday	0,3–0,6 TWh
Multi-day	0,5–1,5 TWh
Stagionale	trascurabile (elettrico diretto)
Totale sistema ottimizzato	0,8–2,1 TWh

8.10 Confronto con stima iniziale non ottimizzata

Scenario	Accumulo di energia elettrica
Worst case (non ottimizzato)	3–5 TWh
Ottimizzato realistico	0,8–2,1 TWh

Riduzione: –60% / –70%

8.11 Impatto economico aggiornato

Costo batterie: 80–250 €/kWh (range indicativo in funzione della tecnologia e dell'orizzonte temporale);
Costo totale per 0,8–2 TWh: 64–500 miliardi €.

Valore teorico non attualizzato e fortemente dipendente dalla distribuzione temporale degli investimenti e dalla riduzione dei costi tecnologici; scenari realistici tendono verso la parte bassa del range.

Valore riferito alla sola capacità energetica delle batterie; il costo reale di sistema può essere superiore.

- distribuito su 20–30 anni;
- costo in calo con lo sviluppo della tecnologia.

8.12 Interpretazione

il problema dell'accumulo rimane rilevante ma è:

- gestibile;
- ridimensionato;
- non proibitivo.

Non “solo batterie” ma mix di soluzioni di sistema.

Il fabbisogno di accumulo, spesso stimato in 3–5 TWh in scenari estremi, può ridursi a circa 0,8–2 TWh in configurazioni di sistema ottimizzate che includono interconnessioni, flessibilità della domanda, accumulo idroelettrico esistente e sovracapacità rinnovabile.

9 Gas naturale e biometano

9.1 Gas naturale

- produzione nazionale: 3–4 miliardi m³;
- consumo totale di gas: 55–65 miliardi m³;
- copertura interna: 5–6%.

La quota di produzione elettrica da gas è attualmente di circa il 40–50%; la quota di elettricità prodotta dal gas domestico è circa il 2–3% della produzione elettrica totale.

Ruolo:

- produzione elettrica;
- riserva;
- bilanciamento;
- stabilità della rete.

Il gas svolge un ruolo sistemico nel sistema energetico anche in assenza di produzione elettrica continua, grazie alla sua elevata programmabilità (produzione elettrica, flessibilità, sicurezza e usi industriali).

9.2 Biometano

Il biometano deriva da:

- scarti agricoli;
- reflui zootecnici;
- rifiuti organici;
- fanghi.

La produzione attuale è di circa 2–3 miliardi m³ mentre il potenziale è di circa 6–8 miliardi m³.
Il biometano non sostituirà tutto il gas ma ne ridurrà l'import.

10 Scenari analizzati

- Scenario A: 100% rinnovabili (190 TWh/anno FV, 130 TWh/anno Eolico);
- Scenario B: 80% rinnovabili (150 TWh/anno FV, 100 TWh/anno Eolico) + 20% gas;
- Scenario C: 80% rinnovabili (150 TWh/anno FV, 100 TWh/anno Eolico) + 20% nucleare.

11 Prezzo dell'energia

11.1 Meccanismo marginale europeo

Nel mercato europeo il prezzo è determinato dall'ultima fonte necessaria a soddisfare la domanda che frequentemente è il gas nelle attuali condizioni di mercato.

11.2 Implicazioni

Anche con un'alta quota di energia da fonti rinnovabili il prezzo può essere determinato dal gas con frequenza decrescente al crescere della penetrazione rinnovabile, ma comunque rilevante nelle ore critiche.

11.3 Differenza tra costo e prezzo

- LCOE è il costo medio di produzione;
- Il prezzo di mercato (quello pagato dagli utenti) è determinato dal sistema marginale.

12 Impatto sui prezzi

Scenario A:

- fortemente ridotta o indiretta dipendenza dal gas;

Scenario B (con gas):

- prezzo influenzato dal gas con conseguente elevata volatilità.

Scenario C (con nucleare):

- maggiore stabilità teorica.

13 Strumenti di mitigazione

Possibili interventi:

- contratti a lungo termine (PPA, CfD): lo Stato o le aziende fissano un prezzo stabile per le rinnovabili (già usato in molti paesi) e il prezzo non segue il gas garantendo stabilità per anni;
- separazione dei mercati: dividere:
 - energia rinnovabile (prezzo basso);
 - energia fossile (prezzo di picco);in questo modo il gas non determina sempre il prezzo ma occorre una riforma complessa del mercato;
- capacity market con pagamento per disponibilità: già presente nel sistema italiano, si paga il gas per essere disponibile e non per produrre sempre; il gas diventa “assicurazione” con minor impatto sul prezzo medio;
- price cap sul gas (modello Spagna): si stabilisce un limite al prezzo del gas usato per la produzione di elettricità con un effetto immediato e con il costo trasferito allo Stato.

Senza riforme il prezzo dell'elettricità resterebbe legato al gas importato; non basta cambiare il mix energetico ma è necessario cambiare il mercato elettrico.

Un elemento critico è il meccanismo di formazione del prezzo nelle ore marginali.

Durante i prossimi anni si può lavorare sulle riforme strutturali con l'obiettivo di sganciare il prezzo dell'elettricità dal gas.

14 Evoluzione attesa

Fase 1 (fino al 2035)

- crescita delle rinnovabili;
- gas ancora rilevante;
- riforma del mercato.

Fase 2 (2035–2050)

- sviluppo tecnologia accumulo;
- progressiva elettrificazione dei consumi;
- aumento biometano con conseguente riduzione del gas importato.

Fase 3 (oltre 2050)

- sistema ad alta penetrazione rinnovabili;
- gas importato marginale.

15 Conclusioni

- le rinnovabili rappresentano attualmente la soluzione più rapida e, in molti scenari, economicamente competitiva;
- il gas è un elemento chiave di flessibilità e sicurezza;
- il nucleare rappresenta un'opzione di lungo periodo caratterizzata da elevata incertezza su costi, tempi e diffusione.

La transizione energetica italiana appare tecnicamente realizzabile, ma richiede:

- sviluppo coordinato di rinnovabili e accumuli;
- potenziamento della rete elettrica;
- riforme del mercato elettrico;
- pianificazione infrastrutturale;
- consenso sociale.

La riuscita della transizione dipenderà in modo determinante dalla capacità di coordinare sviluppo tecnologico, governance e accettazione sociale.